

**REF.:** Aprueba Informe Técnico Definitivo, de julio de 2018, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional.

**RESOLUCION EXENTA N°557**

**SANTIAGO, 31 de julio de 2018.**

**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 e indistintamente “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, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo, en adelante e indistintamente “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, en adelante e indistintamente la “Resolución Exenta N° 641”;
- f) Los Oficios Ordinarios N°s 352 y 353 de la Comisión, ambos de fecha 21 de junio de 2018, que comunican al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y al Ministerio de Energía, respectivamente, el Informe Técnico Preliminar de Precios de Nudo de junio de 2018;
- g) Las observaciones realizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional y los coordinados al Informe Técnico Preliminar indicado en el literal f) anterior;
- h) La Resolución Exenta N° 389 de la Comisión, del 23 de mayo de 2018, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción; y,
- i) Lo señalado en la Resolución N° 1.600, de 2008, 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 f) de vistos, la Comisión comunicó al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y al Ministerio de Energía el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de junio de 2017;
- f) Que, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y 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 individualizado precedentemente, la Comisión procederá a aprobarlo, según se señalará a continuación.

## **RESUELVO:**

**Artículo Primero:** Apruébase el Informe Técnico Definitivo, de julio de 2018, 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**

**INFORME TÉCNICO DEFINITIVO**

**JULIO 2018**

# ÍNDICE

ÍNDICE.....	2
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.....	9
1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas.....	9
1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles.....	22
1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural.....	24
1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN.....	28
1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN.....	28
1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN INDICATIVAS.....	31
1.6 ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA.....	31
1.7 STOCKS DE EMBALSES.....	32
1.8 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA.....	33
1.9 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 .....	37
2.5.1	Centrales Eólicas.....	37
2.5.2	Centrales Fotovoltaicas .....	39
2.6	CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO.....	40
2.6.1	Alternativas de expansión del parque generador .....	41
2.6.2	Costos Unitarios de Inversión por Tecnología.....	41
2.7	MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA .....	42
2.8	MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA.....	43
2.9	MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN .....	43
2.10	ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA .....	44
2.11	TASA DE ACTUALIZACIÓN.....	44
2.12	CALIDAD DE SUMINISTRO .....	44
2.12.1	Indisponibilidad de Transmisión .....	44
3	RESULTADOS .....	46
3.1	PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN.....	46
3.2	PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA.....	47
3.3	PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA .....	51
3.4	PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA .....	55
3.5	FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN .....	57
3.6	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO.....	58
3.6.1	Indexación del precio de la potencia punta .....	58
3.6.2	Indexación del precio de la energía .....	59

3.7	DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIOS DE MERCADO .....	60
3.7.1	Determinación Precio Medio Básico .....	60
3.7.2	Determinación de Banda de Precios .....	60
3.7.3	Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado .....	61
3.7.4	Precios de nudo ajustados a Banda de Precios .....	61
3.8	CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA .....	63
3.8.1	Indexación cargos por energía reactiva .....	63
3.8.2	Condiciones de aplicación .....	63
3.9	COSTO DE RACIONAMIENTO .....	64
3.10	FACTORES DE MODULACIÓN .....	65

## INTRODUCCIÓN

De acuerdo a 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, modificado por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente “Ley General de Servicios Eléctricos” o “la 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, en adelante e indistintamente “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 e indistintamente “Reglamento de Precios de Nudo”, la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, semestralmente debe elaborar y poner en conocimiento del Ministerio de Energía, del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente “el Coordinador”, y de los coordinados a través de éste, un informe técnico de 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;
- 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 determina 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 la Energía. Por su parte, se calcula el Precio Básico de la Potencia de Punta por subsistema definido al efecto, conforme a 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 a 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, "SING") con el Sistema Interconectado Central (en adelante, "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, "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 la denominación "SEN-SIC" y "SEN-SING" con el objeto de permitir una debida transición en aquellas variables de este informe que no han sido unificadas a la fecha, y en aquellos parámetros que, por simplicidad de identificación, consideren tal 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 parte de los sistemas SIC y SING y aquellas instalaciones posteriores que permitan dar completitud y continuidad a los mismos, y que, en la actualidad, forman parte del SEN.

# 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 de las mismas, 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 a 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 consideración a 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, mayo de 2018, el que tiene un valor de 626,12 pesos/USD.

## 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 2030, para clientes libres y regulados, así como las tasas de variación anual de dicha demanda.

**Tabla 1: Previsión de demanda total en el sistema**

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación (**)		
	Libre	Regulado	Sistema (*)	Libre	Regulado	Sistema
2018	37.983	32.207	70.190	-	-	-
2019	39.258	33.007	72.266	3,36%	2,48%	2,96%
2020	40.258	34.076	74.334	2,55%	3,24%	2,86%
2021	41.175	35.413	76.588	2,28%	3,93%	3,03%
2022	42.052	36.903	78.954	2,13%	4,21%	3,09%
2023	42.854	38.407	81.260	1,91%	4,08%	2,92%
2024	43.620	39.950	83.570	1,79%	4,02%	2,84%
2025	44.754	41.247	86.001	2,60%	3,25%	2,91%
2026	46.220	42.152	88.372	3,28%	2,19%	2,76%
2027	47.651	43.155	90.806	3,10%	2,38%	2,75%
2028	49.078	44.152	93.230	3,00%	2,31%	2,67%
2029	50.520	45.192	95.711	2,94%	2,36%	2,66%
2030	50.846	46.228	97.074	0,65%	2,29%	1,42%

(\*) Diferencias en la suma de la energía del sistema se deben a aproximaciones de redondeo.

(\*\*) Diferencias en la suma de los porcentajes anuales se debe a aproximaciones de redondeo.

Las bases de cálculo de la previsión de demanda utilizada se encontrarán publicadas en la página web de la Comisión. Cabe señalar que se consideraron los antecedentes publicados en el Informe Final de Licitaciones, de acuerdo a lo informado en la Resolución Exenta CNE N° 250, de fecha 15 de mayo de 2017, y en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 para el Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos, de diciembre de 2017, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 745, de fecha 26 de diciembre de 2017

### 1.1.2 Modelación temporal de la demanda de energía

Para efectos de obtener una modelación adecuada de los aportes de las centrales solares y eólicas, así como también una representación con mayor resolución de los retiros del sistema, se utilizó en la presente fijación una modelación temporal de la demanda de 16 bloques. Así, para cada mes se consideran 8 bloques que representan un día hábil promedio y 8 bloques que representan un día no hábil promedio. En la tabla siguiente se presenta la distribución de los bloques para cada mes.

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

Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día no hábil											
	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
1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	4	4	2	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	1	
3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
6	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
7	6	6	4	6	4	4	4	4	6	6	6	6	5	5	3	5	3	3	3	3	5	5	5	
8	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
9	8	8	8	8	6	6	6	6	6	6	8	8	7	7	7	7	5	5	5	5	5	5	7	
10	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
11	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7	
12	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8	10	10	9	9	9	7	7	7	7	7	7	9	9	
13	10	10	10	10	10	8	8	8	10	10	10	10	9	9	9	9	7	7	7	7	9	9	9	
14	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
15	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
16	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
17	10	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	9	9	11	11	11	11	11	11	11	11	11	
18	12	12	12	12	12	14	12	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	13	11	11	11	11	11	
19	12	12	12	14	14	16	14	14	14	14	12	12	11	11	11	13	13	15	13	13	13	13	11	
20	14	14	14	14	14	16	16	16	14	14	14	14	13	13	13	13	13	15	15	15	13	13	13	
21	14	14	16	16	16	16	16	16	16	16	14	14	13	13	15	15	15	15	15	15	15	13	13	
22	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
23	16	16	16	2	2	2	16	2	2	2	16	16	15	15	15	1	1	1	15	1	1	1	15	
24	16	16	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	15	15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	

De esta forma, para cada mes de simulación se ha modelado la demanda en 16 bloques de distinta duración, donde cada hora de cada mes está asociada a un bloque de demanda. En la siguiente tabla se observa la duración mensual de cada bloque de demanda.

**Tabla 3: Curvas de duración mensual de demanda**

Mes	Duración de Bloques de Demanda por Mes (%)																Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	2,4	5,9	4,8	11,8	2,4	5,9	2,4	5,9	8,5	20,7	2,4	5,9	2,4	5,9	3,6	8,9	100
2	2,4	6,0	4,8	11,9	2,4	6,0	2,4	6,0	8,3	20,8	2,4	6,0	2,4	6,0	3,6	8,9	100
3	4,4	8,1	7,4	13,4	1,5	2,7	3,0	5,4	8,9	16,1	4,4	8,1	1,5	2,7	4,4	8,1	100
4	4,4	12,2	4,4	12,2	2,2	6,1	4,4	12,2	4,4	12,2	2,2	6,1	2,2	6,1	2,2	6,1	100
5	4,0	8,5	8,1	16,9	2,7	5,6	4,0	8,5	5,4	11,3	2,7	5,6	2,7	5,6	2,7	5,6	100
6	4,2	8,3	8,3	16,7	2,8	5,6	5,6	11,1	4,2	8,3	1,4	2,8	1,4	2,8	5,6	11,1	100
7	2,4	5,9	7,3	17,7	2,4	5,9	4,8	11,8	3,6	8,9	2,4	5,9	1,2	3,0	4,8	11,8	100
8	4,0	8,5	8,1	16,9	2,7	5,6	5,4	11,3	4,0	8,5	2,7	5,6	1,3	2,8	4,0	8,5	100
9	5,0	7,5	8,3	12,5	5,0	7,5	5,0	7,5	6,7	10,0	3,3	5,0	3,3	5,0	3,3	5,0	100
10	3,6	8,9	6,0	14,8	3,6	8,9	3,6	8,9	4,8	11,8	2,4	5,9	2,4	5,9	2,4	5,9	100
11	2,8	5,6	6,9	13,9	2,8	5,6	4,2	8,3	6,9	13,9	4,2	8,3	2,8	5,6	2,8	5,6	100
12	4,4	8,1	5,9	10,8	3,0	5,4	4,4	8,1	7,4	13,4	4,4	8,1	3,0	5,4	3,0	5,4	100

\* 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.

## 1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES

### 1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas

De conformidad a lo establecido en el artículo 10 de la Resolución N° 641, para la elaboración del presente informe técnico se utilizaron como antecedentes los precios de combustibles, rendimientos y costos variables no combustibles para las distintas centrales térmicas del sistema, enviados por el Coordinador, correspondientes a los últimos dos meses, utilizándose un promedio de los costos en dicho período de tiempo. Esta información se muestra en las siguientes tablas.

**Tabla 4: Costos variables de centrales térmicas del SEN**

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad	Consumo	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
							Consumo Especifico	Consumo Especifico		
AASA Energía	El Campesino Biogas	1,0	0,021	GNL	[US\$/MMBTU]	280,13	[MMBTU/MWh]	0,34	3,87	98,13
AES Gener S.A.	Ventanas 01	113,4	0,069	Carbón	[US\$/Ton]	107,15	[Ton/MWh]	0,42	2,18	46,65
	Ventanas 02	208,6	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	107,17	[Ton/MWh]	0,40	1,38	43,93
	Laguna Verde	45,1	0,5	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	598,20	[Ton/MWh]	0,41	7,86	254,32
	Laguna Verde TG	17,9	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	598,20	[Ton/MWh]	0,26	11,42	169,35
	Laja 01	7,9	0,033	Desechos Forestales	[US\$/Ton]	16,70	[Ton/MWh]	2,59	3,40	46,67
	Laja 02	3,5	0,033	Desechos Forestales	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	0,00	0,00	0,00
	NTO1	125,6	0,05	Carbón	[US\$/Ton]	106,68	[Ton/MWh]	0,38	2,41	43,47
	NTO2	125,8	0,05	Carbón	[US\$/Ton]	106,51	[Ton/MWh]	0,40	2,45	44,68
AGRÍCOLA ANCALÍ LTDA.	Ancali 1	1,6	0,021	Biomasa					15,00	15,00
AGUAS ANDINAS S.A.	Trebal Mapocho	8,2	0,021	Biomasa					15,00	15,00
ANDES GENERACIÓN	Andes Generación TG1	6,1	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	526,41	[Ton/MWh]	0,24	20,83	147,64
	Andes Generación TG2	6,1	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	526,41	[Ton/MWh]	0,24	20,83	147,64
	Andes Generación TG3	6,1	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	526,41	[Ton/MWh]	0,24	20,83	145,51
	Andes Generación TG4	12,2	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	526,41	[Ton/MWh]	0,25	20,83	150,83
ARAUCO BIOENERGIA S.A.	Celco 01	5,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	4,50		5,44	1,90	26,38
	Celco 02	3,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	500,79		0,31	1,90	157,15
	licanten 00	6,0	0,016	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	6,40		6,06	1,90	40,68
	Viñales 01	10,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	0,00		5,48	0,00	0,00

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Viñales 02	20,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	4,20		5,48	4,10	27,12
	Nueva Aldea 03	45,0	0,033	Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	0,00		1,33	0,00	0,00
	Arauco 01	24,0	0,052	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	3,50		5,47	3,90	23,05
	Horcones TG Diesel	24,3	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	664,52	[Ton/MWh]	0,35	10,00	240,59
	Valdivia 01	17,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6				1,63	0,00	0,00
	Valdivia 02	10,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6				4,85	0,00	0,00
	Valdivia 03	15,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	3,30		4,85	3,10	19,11
	Valdivia 04	19,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	507,72		0,27	3,10	140,19
	Nueva Aldea 02 Diesel	10,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6					0,00	0,00
BENEO ORAF TI	Orafti	0,5	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,23	69,70	154,95
BIO CRUZ GENERACIÓN	Bio Cruz	1,8	0,021	GNL	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,34	3,87	128,06
Bio Energía Molina SpA	Molina	1,0	0,021	GNL	[US\$/MMBTU]	280,13	[MMBTU/MWh]	0,34	3,87	98,13
BIO ENERGÍA SANTA IRENE SPA	Santa Irene	0,4	0,021	Biomasa					15,00	15,00
BIOENERGÍAS FORESTALES	Cordillera 01	4,0	0,05	GNL	[US\$/dam3]	0,00	[dam3/MWh]	0,11	1,40	1,40
	Cordillera 02	8,0	0,05	GNL	[US\$/dam3]	361,00	[dam3/MWh]	0,11	1,40	41,47
	Cordillera 03	12,0	0,05	GNL	[US\$/dam3]	446,70	[dam3/MWh]	0,12	1,40	55,18
	CMPC Tissue	5,0	0,021	GNL	[US\$/MMBTU]	9,14	[MMBTU/MWh]	10,13	25,20	117,80
	Santa Fe 01	17,0	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	4,60	[Ton/MWh]	2,03	5,00	14,34
	Santa Fe 02	16,8	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	15,73	[Ton/MWh]	1,80	5,00	33,31

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Santa Fe 03	16,1	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	20,66	[Ton/MWh]	1,88	5,00	43,85
	Santa Fe 04	10,8	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	28,95	[Ton/MWh]	5,59	5,00	166,85
Central Eléctrica El Canelo SpA	El Canelo 1	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,30	69,70	178,94
	El Canelo 2	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,30	69,70	178,94
CENTRAL TÉRMICA ANDINA	CTA	148,4	0,05	Carbón	[US\$/Ton]	104,94	[Ton/MWh]	0,37	5,91	44,36
CÍA. BARRICK CHILE GENERACIÓN LTDA	Punta Colorada 01 Fuel	16,6	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	477,13	[Ton/MWh]	0,22	28,90	133,39
CMPC CELULOSA S.A.	CMPC Santa Fe	5,0	0,033	Biomasa					3,40	3,40
	Laja CMPC 01	5,0	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	0,89	0,00	0,00
	Laja CMPC 02	10,0	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	20,09	[Ton/MWh]	0,89	6,90	24,78
	Laja CMPC 03	10,0	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	24,02	[Ton/MWh]	0,80	6,90	26,06
	Pacífico CMPC 01	11,6	0,033	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	1,18	0,00	0,00
	Pacífico CMPC 02	10,9	0,033	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	19,73	[Ton/MWh]	1,18	0,00	23,28
	Pacífico CMPC 03	10,5	0,033	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	412,55	[Ton/MWh]	0,27	0,00	111,94
COLBÚN S.A.	Los Pinos	102,8	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	522,19	[Ton/MWh]	0,19	4,50	106,12
	Santa Maria	342,0	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	93,03	[Ton/MWh]	0,35	3,00	35,75
	Antihue TG 01	50,3	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	546,79	[Ton/MWh]	0,23	2,80	131,20
	Antihue TG 02	51,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	546,79	[Ton/MWh]	0,23	2,80	131,20
	Los Pinos Biogas	6,0	0,021	GNL	[US\$/MMBTU]	280,13	[MMBTU/MWh]	0,34	3,87	98,13
	Nehuenco 01 Diesel	310,0	0,037	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	554,97	[Ton/MWh]	0,16	5,21	95,49
	Nehuenco 01 GNL	340,1	0,021	GNL	[US\$/dam3]	234,78	[dam3/MWh]	0,20	2,90	49,22
	Nehuenco 01 FA GNL	21,4	0,021	GNL	[US\$/dam3]	234,78	[dam3/MWh]	0,25	0,00	58,11
Nehuenco 01 GNL CP	340,1	0,021	GNL	[US\$/dam3]	234,78	[dam3/MWh]	0,20	2,90	49,22	

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Nehuenco 02 Diesel	391,0	0,050	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	554,97	[Ton/MWh]	0,16	5,21	95,37
	Nehuenco 02 GNL	384,2	0,021	GNL	[US\$/dam3]	234,78	[dam3/MWh]	0,18	2,43	44,98
	Nehuenco 02 GNL CP	384,2	0,021	GNL	[US\$/dam3]	234,78	[dam3/MWh]	0,18	2,43	44,98
	Nehuenco 9B 01 Diesel	108,0	0,016	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	554,97	[Ton/MWh]	0,28	4,30	160,15
	Candelaria CA 01 Diesel	124,7	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	579,23	[Ton/MWh]	0,28	2,80	162,68
	Candelaria CA 02 Diesel	127,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	579,23	[Ton/MWh]	0,28	2,80	162,68
	Candelaria CA 01 GNL	124,7	0,021	GNL	[US\$/dam3]	259,28	[dam3/MWh]	0,31	2,80	84,32
	Candelaria CA 02 GNL	127,9	0,021	GNL	[US\$/dam3]	259,28	[dam3/MWh]	0,31	2,80	84,32
	Nehuenco 01 GNL_INF	340,1	0,021	GNL	[US\$/MMBTU]	0,00	[MMBTU/MWh]	0,20	2,90	2,90
	Nehuenco 01 FA GNL_INF	21,4	0,021	GNL	[US\$/MMBTU]	0,00	[MMBTU/MWh]	0,25	0,00	0,00
	Nehuenco 02 GNL_INF	384,2	0,021	GNL	[US\$/MMBTU]	0,00	[MMBTU/MWh]	0,18	2,43	2,43
COLLAHUASI	UJINA 1	6,3	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	446,39	[Ton/MWh]	0,20	17,00	105,39
	UJINA 2	6,3	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	446,39	[Ton/MWh]	0,20	17,00	106,28
	UJINA 3	6,3	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	446,39	[Ton/MWh]	0,19	17,00	103,15
	UJINA 4	6,3	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	446,39	[Ton/MWh]	0,20	17,00	104,49
	UJINA 5	8,4	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	446,39	[Ton/MWh]	0,21	15,90	107,41
	UJINA 6	8,4	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	446,39	[Ton/MWh]	0,20	15,90	105,63
COMASA	Lautaro 1/1	23,4	0,043	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/Ton]	14,03	[Ton/MWh]	2,95	9,70	51,13
	Lautaro 2	20,2	0,0769	Biomasa	[US\$/Ton]	29,11	[Ton/MWh]	1,48	9,79	52,89
DUKE ENERGY	Yungay 01 Diesel	52,4	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	649,97	[Ton/MWh]	0,28	22,70	204,69
	Yungay 02 Diesel	52,1	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	649,97	[Ton/MWh]	0,25	22,70	186,49
	Yungay 03 Diesel	53,5	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	649,97	[Ton/MWh]	0,27	22,70	200,79

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	Yungay 04 Diesel	41,0	0,00	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	649,97	[Ton/MWh]	0,30	57,80	250,84
ELÉCTRICA CENIZAS S.A.	Cenizas	13,9	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	427,10	[Ton/MWh]	0,23	13,81	112,17
Eléctrica Raso Power Ltda.	Raso power	2,7	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,24	69,70	159,53
	Raso Power 2	2,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,24	69,70	159,53
	Raso Power ampl_3y4	2,5	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,24	69,70	159,53
ELÉCTRICA VENTANAS	Nueva Ventanas	249,0	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	111,67	[Ton/MWh]	0,38	5,55	47,98
ELEKTRAGEN	Monte Patria	9,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,23	69,70	154,95
	Punitaqui	9,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,23	69,70	154,95
	Maule	6,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	719,26	[Ton/MWh]	0,28	39,27	241,92
	Constitución Elektragen	9,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	719,26	[Ton/MWh]	0,28	39,27	241,92
	Chiloé	9,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	694,72	[Ton/MWh]	0,28	39,27	235,00
EMELDA S.A.	Emelda 01	33,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	686,81	[Ton/MWh]	0,29	14,50	215,05
	Emelda 02	35,7	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	686,81	[Ton/MWh]	0,31	14,50	230,16
EMPRESA ELÉCTRICA ANGAMOS S.A.	ANG I	239,2	0,05	Carbón	[US\$/Ton]	109,52	[Ton/MWh]	0,37	2,73	43,59
	ANG II	243,3	0,05	Carbón	[US\$/Ton]	109,52	[Ton/MWh]	0,37	2,72	43,72
EMPRESA ELÉCTRICA CAMPICHE S.A.	Campiche	249,0	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	111,69	[Ton/MWh]	0,38	5,55	47,99
EMPRESA ELÉCTRICA COCHRANE S.A.	COCHRANE 1	235,6	0,05	Carbón	[US\$/Ton]	116,44	[Ton/MWh]	0,36	4,17	45,77
	COCHRANE 2	235,6	0,05	Carbón	[US\$/Ton]	116,44	[Ton/MWh]	0,36	4,17	45,78
ENAEX S.A.	CUMMINS	1,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	658,90	[Ton/MWh]	0,30	14,00	211,67
	DEUTZ	2,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	658,90	[Ton/MWh]	0,33	15,00	232,44
ENAP Refinería S.A	ENAP_Aconcagua	77,0	0,021	GNL	[US\$/MMBTU]	7,85	[MMBTU/MWh]	5,74	4,00	49,05
ENEL GENERACIÓN	Diego de Almagro TG	23,7	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	670,69	[Ton/MWh]	0,34	6,63	232,65

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad	Consumo	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
							Consumo Especifico	Consumo Especifico		
	Huasco TG	44,4	0,36	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	568,20	[Ton/MWh]	0,37	14,81	225,61
	Bocamina 02	322,5	0,125	Carbón	[US\$/Ton]	119,73	[Ton/MWh]	0,38	7,35	52,85
	Bocamina 01	122,2	0,125	Carbón	[US\$/Ton]	119,16	[Ton/MWh]	0,38	4,30	49,32
	Taltal 01 Diesel	110,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	680,79	[Ton/MWh]	0,25	12,82	185,74
	Taltal 02 Diesel	110,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	680,79	[Ton/MWh]	0,25	12,82	185,74
	Taltal 01 GNL	123,2	0,05	GNL	[US\$/dam3]	336,37	[dam3/MWh]	0,30	4,00	105,92
	San Isidro Diesel	305,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	653,85	[Ton/MWh]	0,19	9,99	131,23
	San Isidro GNL	347,6	0,021	GNL	[US\$/dam3]	264,64	[dam3/MWh]	0,20	7,21	60,90
	San Isidro FA GNL	20,0	0,021	GNL	[US\$/dam3]	264,64	[dam3/MWh]	0,34	2,82	91,87
	San Isidro 02 CC Diesel	350,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	653,85	[Ton/MWh]	0,18	7,48	126,87
	San Isidro 02 GNL	393,4	0,021	GNL	[US\$/dam3]	264,64	[dam3/MWh]	0,20	5,01	56,62
	Quintero 01 CA Diesel	127,1	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	653,38	[Ton/MWh]	0,24	5,14	163,06
	Quintero 01 CA GNL	127,1	0,021	GNL	[US\$/dam3]	264,64	[dam3/MWh]	0,32	3,80	87,81
	Quintero 02 CA Diesel	128,1	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	653,38	[Ton/MWh]	0,24	5,14	163,06
	Quintero 02 CA GNL	128,1	0,021	GNL	[US\$/dam3]	264,64	[dam3/MWh]	0,32	3,80	87,81
ENERGÍA LEÓN	Coelemu	5,9	0,021	Biomasa					0,00	0,00
ENERGÍA PACÍFICO	Energía Pacífico	14,3	0,033	Desechos Forestales	[US\$/Ton]	31,81	[Ton/MWh]	1,56	9,83	59,54
Enerkey	CERN Lepanto	2,5	0,021	GNL	[US\$/MMBTU]	280,13	[MMBTU/MWh]	0,34	3,87	98,13
ENGIE S.A.	CTM3 SING	200,9	0,023	GNL	[US\$/MMBTU]	177,86	[MMBTU/MWh]	0,21	4,65	42,61
	CTM3d SING	238,2	0,023	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	650,92	[Ton/MWh]	0,21	7,21	144,55
	GMAR	8,0	0,042	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	661,19	[Ton/MWh]	0,25	9,20	174,90
	M1AR	2,9	0,028	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	661,19	[Ton/MWh]	0,26	9,20	178,73
	M2AR	2,9	0,108	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	661,19	[Ton/MWh]	0,26	9,20	178,20

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	MIQ	2,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	645,24	[Ton/MWh]	0,26	9,90	175,28
	SUIQ	3,9	0,03	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	645,24	[Ton/MWh]	0,28	9,90	188,70
	TGIQ	18,8	0,04	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	645,24	[Ton/MWh]	0,32	1,70	210,50
	MAIQ	5,7	0,071	Petróleo IFO-180	[US\$/Ton]	645,24	[Ton/MWh]	0,26	7,90	173,73
	MSIQ	5,7	0,078	Petróleo IFO-180	[US\$/Ton]	645,24	[Ton/MWh]	0,23	4,70	151,56
	CTM1	138,0	0,05	Carbón	[US\$/Ton]	109,13	[Ton/MWh]	0,45	8,15	56,80
	CTM2	143,0	0,05	Carbón	[US\$/Ton]	108,85	[Ton/MWh]	0,40	6,78	50,03
	U12	71,3	0,06	Carbón	[US\$/Ton]	111,26	[Ton/MWh]	0,45	13,25	63,19
	U13	74,3	0,06	Carbón	[US\$/Ton]	111,26	[Ton/MWh]	0,47	12,58	64,37
	U14	117,4	0,06	Carbón	[US\$/Ton]	110,99	[Ton/MWh]	0,41	8,19	53,60
	U15	112,8	0,06	Carbón	[US\$/Ton]	111,18	[Ton/MWh]	0,39	7,37	51,22
	TG1	12,4	0,02	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	652,97	[Ton/MWh]	0,38	0,99	252,29
	TG2	12,4	0,02	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	652,97	[Ton/MWh]	0,38	0,99	252,29
	TG3d	25,9	0,03	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	652,97	[Ton/MWh]	0,29	0,99	189,76
	U16 GNL	355,2	0,03	GNL	[US\$/dam3]	192,87	[dam3/MWh]	0,19	6,37	42,31
	U16d	331,9	0,03	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	652,97	[Ton/MWh]	0,17	85,35	193,58
	CTM3d	238,2	0,023	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	650,92	[Ton/MWh]	0,21	7,21	144,55
	CTM3 GNL	200,9	0,023	GNL	[US\$/dam3]	177,86	[dam3/MWh]	0,21	4,65	42,61
	TAMAYA	100,0	0,05	Petróleo IFO-180	[US\$/Ton]	436,93	[Ton/MWh]	0,23	12,66	111,17
	Infraestructura Energetica Mejillones	375,0	0,05	Carbón	[US\$/Ton]	71,90	[Ton/MWh]	0,40	6,00	34,55
ENLASA	San Lorenzo 01	28,4	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	658,70	[Ton/MWh]	0,29	22,80	213,16
	San Lorenzo 02	25,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	658,70	[Ton/MWh]	0,34	24,10	249,37
	San Lorenzo 03	7,7	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	658,70	[Ton/MWh]	0,38	24,10	274,67

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
	El Peñón	80,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	643,29	[Ton/MWh]	0,22	28,00	169,07
	Teno	58,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	666,57	[Ton/MWh]	0,22	28,00	174,18
	Trapen	80,8	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	653,61	[Ton/MWh]	0,22	28,00	171,34
EnorChile	MIMB	27,9	0,07	Petróleo IFO-180	[US\$/Ton]	708,17	[Ton/MWh]	0,25	22,99	202,94
	ZOFRI_1	0,5	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	677,70	[Ton/MWh]	0,22	19,39	170,79
	ZOFRI_6	0,5	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	677,70	[Ton/MWh]	0,20	19,39	152,35
	ZOFRI_2-5	5,2	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	677,70	[Ton/MWh]	0,22	17,51	167,15
	ESTANDARTES (13)	1,6	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	677,70	[Ton/MWh]	0,22	17,28	166,98
	ESTANDARTES (7-12)	4,8	0,025	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	677,70	[Ton/MWh]	0,21	23,03	164,75
	Esperanza 01	18,6	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	723,53	[Ton/MWh]	0,34	9,10	255,10
	Esperanza 02	1,6	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	723,53	[Ton/MWh]	0,23	28,20	190,99
Esperanza 03	1,8	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	723,53	[Ton/MWh]	0,22	25,70	186,32	
EQUIPOS DE GENERACIÓN S.A.	INACAL	6,6	0,025	Petróleo IFO-180	[US\$/Ton]	513,90	[Ton/MWh]	0,23	9,06	129,80
EQUIPOS GENERACIÓN S.A.	Cementos Bio Bio	13,5	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	417,50	[Ton/MWh]	0,22	16,84	107,86
GAS SUR S.A.	Newen	13,7	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	966,17	[Ton/MWh]	0,29	7,49	284,54
GASATACAMA	CTTAR	130,5	0,041	Carbón	[US\$/Ton]	103,84	[Ton/MWh]	0,40	1,40	42,64
	TGTAR	18,9	0,015	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	660,47	[Ton/MWh]	0,39	0,41	258,24
	CC1d	325,5	0,023	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	689,44	[Ton/MWh]	0,18	7,83	132,48
	CC2d	325,5	0,023	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	689,44	[Ton/MWh]	0,18	7,83	129,18
GENERACIÓN DE ENERGÍA NUEVA DEGAN S.A.	Degañ	36,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	704,22	[Ton/MWh]	0,22	33,30	187,34
GENERADORA DEL PACÍFICO S.A.	Termopacífico	86,1	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	682,74	[Ton/MWh]	0,23	24,22	177,84
GENERADORA ESTANCILLA SPA	Estancilla	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,23	69,70	153,85
	El Nogal	3,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,30	69,70	178,94

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo Especifico	Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
GEOTÉRMICA DEL NORTE S. A.	CERRO PABELLÓN U1	27,5	0,042	Geotermia					1,14	1,14
	CERRO PABELLÓN U2	27,5	0,042	Geotermia					0,00	0,00
GUACOLDA S.A.	Guacolda 01	142,9	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	102,69	[Ton/MWh]	0,40	1,00	41,67
	Guacolda 02	142,9	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	102,69	[Ton/MWh]	0,40	1,00	41,77
	Guacolda 03	137,1	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	102,22	[Ton/MWh]	0,38	2,10	41,15
	Guacolda 04	139,1	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	102,69	[Ton/MWh]	0,38	2,00	41,43
	Guacolda 05	131,7	0,021	Carbón	[US\$/Ton]	102,26	[Ton/MWh]	0,38	2,00	41,27
HBS ENERGÍA	HBS	2,2	0,033	Biomasa	[US\$/Nm3]	6,33	[Nm3/MWh]	5,96	3,40	41,13
	HBS GNL	3,5	0,021	GNL	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,34	3,87	128,06
IC POWER	Cardones	152,3	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	676,06	[Ton/MWh]	0,24	24,41	185,99
	Colmito GNL	57,7	0,05	GNL	[US\$/dam3]	350,69	[dam3/MWh]	0,26	10,20	102,58
INGENOVA S.A.	INGENOVA	2,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	638,51	[Ton/MWh]	0,23	14,15	163,41
INVERSIONES HORNITOS S.A.	CTH	141,8	0,05	Carbón	[US\$/Ton]	104,36	[Ton/MWh]	0,38	5,74	45,30
KDM ENERGÍA	Los Colorados 01	2,0	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	0,00	Ton/MWh	1,65	11,57	11,57
	Los Colorados 02	18,2	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	0,00	Ton/MWh	2,33	10,25	10,25
LAS PAMPAS	Las Pampas	0,4	0,021	Biomasa					15,00	15,00
LOS GUINDOS SPA.	Los Guindos	138,3	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	653,25	[Ton/MWh]	0,24	3,25	162,84
MASISA ECOENERGÍA	Masisa	11,0	0,05	Biomasa	[US\$/Ton]	27,71	[Ton/MWh]	1,47	3,40	44,06
MVC GENERACIÓN	Colihues	21,2	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	428,44	[Ton/MWh]	0,21	22,18	113,87
NORACID S.A.	NORACID	17,5	0,05	Otro	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	0,00	0,20	0,20
Nueva Degan	Degañ 2	14,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	633,25	[Ton/MWh]	0,22	33,30	171,82
NUEVA ENERGÍA S.A.	Escuadron 01	12,5	0,033	Biomasa	[US\$/Ton]	23,80	[Ton/MWh]	1,85	4,80	48,83
NUTRECO	Skretting	2,7	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	151,36

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad Consumo	Consumo Específico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
							Consumo Específico			
PANELES ARAUCO S.A.	Nueva Aldea 01	7,0	0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	0,00		5,65	0,00	0,00
	Nueva Aldea 01_bloque 2	7,0	0,033	Licor Negro-Petróleo N°6					0,00	0,00
	Cholguan 00	9,0	0,033	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	6,90		5,78	2,70	42,58
	Cholguan 01	4,0	0,033	Biomasa-Petróleo N°6	[US\$/MWh]	660,27		0,32	2,70	213,99
PETROPOWER S.A.	Petropower	63,0	0,033	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	0,00	[Ton/MWh]	0,45	3,90	3,90
PMGD Chile Generación	Chile Generación	1,2	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,34	3,87	128,06
POTENCIA S.A.	Olivos 01	93,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	681,28	[Ton/MWh]	0,23	30,40	187,77
	Olivos 02	22,2	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	681,28	[Ton/MWh]	0,23	69,70	227,07
Quemchi Generadora de Electricidad S.A.	PMGD Conchalí	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,23	69,70	155,14
SAGESA	Coronel TG Diesel	46,8	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	647,68	[Ton/MWh]	0,23	17,23	164,99
	Lebu	2,4	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,24	69,70	158,87
	Eagon	2,4	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	151,36
	JCE	0,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	149,81
	Los Alamos	0,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,24	69,70	158,87
	Tirúa	1,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,27	69,70	168,31
	Trongol	2,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,23	69,70	154,44
	Cañete	4,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,24	69,70	158,87
	Lonquimay	1,2	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,27	69,70	168,31
	Chufken	1,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,24	69,70	158,87
	Curacautin	2,4	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	151,05
	Chuyaca	11,3	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	670,46	[Ton/MWh]	0,25	21,63	191,59
	Quellon 02	7,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	681,43	[Ton/MWh]	0,25	28,30	201,04

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad	Consumo	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
							Consumo Especifico	Consumo Especifico		
	Contulmo	0,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	149,81
	Louisiana Pacific 2	3,2	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	149,81
	Biomar	2,4	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	151,36
	Multiexport II	1,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	151,36
	Louisiana Pacific	2,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	151,36
	Multiexport I	0,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	151,36
	Salmofood I	1,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,23	69,70	154,59
	Salmofood II	1,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	150,89
	Skretting Osorno	3,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	149,81
	Watt	0,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	151,36
	Watt II	1,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	69,70	151,36
	Danisco	0,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,22	0,00	80,11
	Calle-Calle	7,2	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	675,83	[Ton/MWh]	0,23	21,69	175,88
	Rey (Ex Corral)	0,8	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,24	38,81	127,39
SANTA MARTA	Santa Marta 01	15,3	0,033	Biomasa					15,00	15,00
SOCIEDAD ELÉCTRICA SANTIAGO S.A.	Renca	92,0	0,11	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	600,38	[Ton/MWh]	0,37	3,64	222,78
	Nueva Renca FA GLP	48,8	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/dam3]	330,45	[dam3/MWh]	0,25	0,00	83,44
	Nueva Renca Diesel	312,3	0,024	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	600,38	[Ton/MWh]	0,17	7,47	110,14
	Nueva Renca GNL	321,1	0,024	GNL	[US\$/dam3]	274,87	[dam3/MWh]	0,20	3,85	59,43
	Los Vientos	131,3	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	625,01	[Ton/MWh]	0,27	2,95	169,83
	Santa Lidia	137,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	631,72	[Ton/MWh]	0,26	3,53	170,30
Stericycle Urbano SpA	El Molle	4,5	0,021	Biomasa					15,00	15,00
SWC	El Salvador TG	23,7	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	624,96	[Ton/MWh]	0,34	45,63	256,24

Propietario	Central	Potencia Neta [MW]	Tasa de Salida Forzada	Tipo de Combustible	Unidad Costo de Comb.	Costo de Comb.	Unidad	Consumo	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
							Consumo Especifico	Consumo Especifico		
TAMAKAYA ENERGÍA SPA	KELAR_GNL	479,2	0,03	Gas Natural	[US\$/dam3]	371,34	[dam3/MWh]	0,19	1,69	71,05
	KELAR_D	425,5	0,03	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	562,10	[Ton/MWh]	0,17	6,45	100,02
TAMM	Tamm	0,2	0,021	Biomasa					15,00	15,00
TECNET S.A.	PORTADA	3,0	0,073	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	761,60	[Ton/MWh]	0,22	16,07	180,85
TECNORED	Las Vegas	2,1	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	602,34	[Ton/MWh]	0,24	32,85	178,25
	Con Con	2,3	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	598,31	[Ton/MWh]	0,24	35,20	179,63
	Placilla	3,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	599,06	[Ton/MWh]	0,24	29,35	170,91
	Quintay	3,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	601,28	[Ton/MWh]	0,24	29,98	172,06
	Totoral	3,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	603,31	[Ton/MWh]	0,24	34,59	177,15
	Casablanca 1	1,6	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,23	69,70	155,14
	Casablanca 2	0,9	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,23	69,70	155,14
	Tapihue	6,4	0,021	GNL	[US\$/dam3]	280,13	[dam3/MWh]	0,29	25,20	107,28
	Curaua	2,5	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,23	69,70	155,14
	Linares	0,5	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	616,91	[Ton/MWh]	0,22	45,59	183,50
	San Gregorio	0,5	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	616,91	[Ton/MWh]	0,22	45,59	183,50
	Concon GNL	6,0	0,021	GNL	[US\$/MMBTU]	280,13	[MMBTU/MWh]	0,34	3,87	98,13
TERMOELÉCTRICA COLMITO	Colmito Diesel	57,7	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	663,47	[Ton/MWh]	0,25	14,30	179,03
TERMOELÉCTRICA LOS ESPINOS S.A.	Espinos 01	100,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	681,32	[Ton/MWh]	0,22	26,40	176,97
	Espinos 02	24,0	0,05	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	681,32	[Ton/MWh]	0,22	67,80	218,37
TOMAVAL GENERACIÓN	Tomaval 1	1,0	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,32	69,70	188,70
	Tomaval 2	1,6	0,021	GNL	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,32	69,70	188,70
PMGD Chile Generación	Chile Generación	1,2	0,021	Petróleo Diesel	[US\$/Ton]	369,07	[Ton/MWh]	0,34	3,87	128,06

\*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.

### 1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles

Los costos de combustibles de la sección anterior se modelaron para el horizonte de estudio a través de los factores de modulación obtenidos de las proyecciones mostradas en las tablas siguientes, determinadas por esta Comisión. Los criterios utilizados se encuentran disponibles en el “Informe de proyecciones de precios de combustibles 2018-2032” de diciembre 2017, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 46, de fecha 30 enero de 2018 , publicado en la página web de la Comisión.

Para aquellas centrales que utilizan como combustibles carbón, mezcla carbón-petcoke y gas natural, los costos de combustibles informados por el Coordinador se modelan hasta diciembre de 2022, a través de los factores de modulación ya citados. A contar de enero de 2023, se utilizan como costos combustibles de estas centrales los precios de la proyección elaborada por la Comisión. Para los combustibles diésel, fuel oil y mezcla diésel-fuel oil, la modulación de precios se realizó a través del coeficiente de modulación del crudo Brent corregido por CPI de la Tabla 7.

Para los ciclos abiertos y combinados existentes que utilizan gas natural se consideró un valor adicional de 0,12 [US\$/MMBtu] a los valores proyectados de gas natural licuado (en adelante e indistintamente, “GNL”) por costos de regasificación. Se considera una capacidad 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 tenido como antecedente la existencia de una capacidad de regasificación de 5,5 Mm3/día.

**Tabla 5: Proyección precio del carbón térmico – 7.000 [kcal/kg]**

Año	Precio [USD/ton]	Factor de Modulación
2018	83,889	1,000
2019	84,537	1,008
2020	85,117	1,015
2021	85,095	1,014
2022	85,446	1,019
2023	85,792	1,023
2024	85,926	1,024
2025	86,053	1,026
2026	85,889	1,024
2027	85,875	1,024
2028	85,478	1,019
2029	84,980	1,013
2030	84,617	1,009

**Tabla 6: Proyección precio de GNL**

Año	Precio [USD/MMBtu]	Factor de Modulación
2018	7,849	1,000
2019	9,278	1,182
2020	9,913	1,263
2021	9,780	1,246
2022	9,620	1,226
2023	9,650	1,229
2024	9,805	1,249
2025	9,914	1,263
2026	10,073	1,283
2027	10,204	1,300
2028	10,334	1,317
2029	10,450	1,331
2030	10,500	1,338

**Tabla 7: Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI**

Año	Precio [USD/bbl]	Factor de Modulación
2018	64,408	1,000
2019	71,897	1,116
2020	76,438	1,187
2021	79,840	1,240
2022	82,461	1,280
2023	84,062	1,305
2024	85,531	1,328
2025	88,101	1,368
2026	90,472	1,405
2027	91,947	1,428
2028	92,641	1,438
2029	94,066	1,460
2030	96,573	1,499

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.

### 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 8: Disponibilidad de GNL – SEN**

Empresa		Enel	Engie	Colbún	Tamakaya
Terminal		Quintero	Mejillones	Quintero	Mejillones
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen [m3]			
28-06-2018	04-07-2018	35.380.528	-	-	-
05-07-2018	11-07-2018	35.380.528	-	-	-
12-07-2018	18-07-2018	28.339.592	7.079.971	19.480.000	11.371.002
19-07-2018	25-07-2018	25.365.065	5.879.971	19.480.000	8.351.255
26-07-2018	01-08-2018	25.365.065	5.879.971	19.530.000	8.161.454
02-08-2018	08-08-2018	25.365.065	5.879.971	17.540.000	8.161.454
09-08-2018	15-08-2018	25.948.387	5.879.971	18.830.000	8.161.454
16-08-2018	22-08-2018	21.632.258	5.879.971	18.830.000	8.730.858
23-08-2018	29-08-2018	21.632.258	5.879.971	15.910.000	8.730.858
30-08-2018	05-09-2018	21.632.258	5.879.971	9.990.000	8.730.858
06-09-2018	12-09-2018	21.632.258	5.879.971	1.420.000	8.730.858
13-09-2018	19-09-2018	14.180.645	5.879.971	-	8.351.255
20-09-2018	26-09-2018	11.200.000	5.879.971	-	8.351.255
27-09-2018	03-10-2018	11.200.000	5.667.159	-	8.277.571
04-10-2018	10-10-2018	11.200.000	5.121.900	-	8.277.571
11-10-2018	17-10-2018	11.200.000	5.121.900	-	8.277.571
18-10-2018	24-10-2018	11.200.000	5.121.900	-	8.277.571
25-10-2018	31-10-2018	11.200.000	5.121.900	-	8.277.571
01-11-2018	07-11-2018	11.200.000	5.121.900	-	7.258.345
08-11-2018	14-11-2018	11.200.000	5.121.900	-	6.850.654
15-11-2018	21-11-2018	11.480.000	5.121.900	-	6.850.654
22-11-2018	28-11-2018	11.480.000	5.121.900	-	6.850.654
29-11-2018	05-12-2018	11.480.000	5.121.900	-	10.721.539
06-12-2018	12-12-2018	11.480.000	5.121.900	-	9.075.839
13-12-2018	19-12-2018	13.667.097	5.121.900	-	-
20-12-2018	26-12-2018	14.541.935	5.121.900	-	-
27-12-2018	02-01-2019	14.541.935	5.121.900	-	9.075.839
03-01-2019	09-01-2019	14.541.935	5.121.900	-	9.075.839
10-01-2019	16-01-2019	16.987.097	5.121.900	-	9.075.839
17-01-2019	23-01-2019	23.100.000	5.121.900	-	9.075.839

Empresa		Enel	Engie	Colbún	Tamakaya
Terminal		Quintero	Mejillones	Quintero	Mejillones
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen [m3]			
24-01-2019	30-01-2019	23.100.000	5.121.900	-	9.075.839
31-01-2019	06-02-2019	23.100.000	5.121.900	-	9.075.839
07-02-2019	13-02-2019	23.100.000	5.121.900	-	9.075.839
14-02-2019	20-02-2019	23.100.000	5.121.900	-	9.075.839
21-02-2019	27-02-2019	23.100.000	5.121.900	-	9.075.839
28-02-2019	06-03-2019	23.100.000	5.121.900	5.298.065	9.075.839
07-03-2019	13-03-2019	23.100.000	5.121.900	18.543.226	9.075.839
14-03-2019	20-03-2019	33.900.000	5.121.900	18.543.226	9.075.839
21-03-2019	27-03-2019	35.700.000	5.121.900	18.543.226	9.075.839
28-03-2019	03-04-2019	35.700.000	5.121.900	18.543.226	9.075.839
04-04-2019	10-04-2019	35.700.000	5.121.900	20.259.032	9.075.839
11-04-2019	17-04-2019	35.700.000	5.121.900	20.545.000	9.075.839
18-04-2019	24-04-2019	35.700.000	5.121.900	20.545.000	9.075.839
25-04-2019	01-05-2019	35.700.000	5.121.900	20.545.000	9.075.839
02-05-2019	08-05-2019	35.700.000	5.121.900	19.367.258	9.075.839
09-05-2019	15-05-2019	30.600.000	5.121.900	19.170.968	9.075.839
16-05-2019	22-05-2019	27.221.950	5.121.900	19.170.968	9.075.839
23-05-2019	29-05-2019	27.221.950	5.121.900	19.170.968	9.075.839
30-05-2019	05-06-2019	27.221.950	5.121.900	19.452.839	9.075.839
06-06-2019	12-06-2019	27.221.950	5.121.900	19.828.667	8.277.571
13-06-2019	19-06-2019	27.221.950	5.121.900	19.828.667	8.277.571
20-06-2019	26-06-2019	27.221.950	5.121.900	19.828.667	8.277.571
27-06-2019	03-07-2019	27.221.950	5.098.297	18.470.194	8.277.571
04-07-2019	10-07-2019	27.221.950	4.956.677	10.319.355	8.277.571
11-07-2019	17-07-2019	27.221.950	4.956.677	10.319.355	8.277.571
18-07-2019	24-07-2019	27.221.950	4.956.677	10.319.355	8.277.571
25-07-2019	31-07-2019	27.221.950	4.956.677	10.319.355	8.277.571
01-08-2019	07-08-2019	27.221.950	5.121.900	16.504.258	8.277.571
08-08-2019	14-08-2019	27.221.950	5.121.900	16.055.667	8.277.571
15-08-2019	21-08-2019	27.221.950	5.121.900	16.055.667	8.277.571
22-08-2019	28-08-2019	27.221.950	5.121.900	16.055.667	8.277.571
29-08-2019	04-09-2019	27.221.950	5.121.900	13.981.000	8.277.571
05-09-2019	11-09-2019	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
12-09-2019	18-09-2019	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
19-09-2019	25-09-2019	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
26-09-2019	02-10-2019	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
03-10-2019	09-10-2019	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571

Empresa		Enel	Engie	Colbún	Tamakaya
Terminal		Quintero	Mejillones	Quintero	Mejillones
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen [m3]			
10-10-2019	16-10-2019	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
17-10-2019	23-10-2019	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
24-10-2019	30-10-2019	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
31-10-2019	06-11-2019	27.221.950	5.121.900	-	7.258.345
07-11-2019	13-11-2019	27.221.950	5.121.900	-	6.850.654
14-11-2019	20-11-2019	27.221.950	5.121.900	-	6.850.654
21-11-2019	27-11-2019	27.221.950	5.121.900	-	6.850.654
28-11-2019	04-12-2019	27.221.950	5.121.900	-	10.721.539
05-12-2019	11-12-2019	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
12-12-2019	18-12-2019	27.221.950	5.121.900	-	-
19-12-2019	25-12-2019	27.221.950	5.121.900	-	-
26-12-2019	01-01-2020	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
02-01-2020	08-01-2020	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
09-01-2020	15-01-2020	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
16-01-2020	22-01-2020	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
23-01-2020	29-01-2020	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
30-01-2020	05-02-2020	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
06-02-2020	12-02-2020	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
13-02-2020	19-02-2020	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
20-02-2020	26-02-2020	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
27-02-2020	04-03-2020	27.221.950	5.121.900	8.320.000	9.075.839
05-03-2020	11-03-2020	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
12-03-2020	18-03-2020	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
19-03-2020	25-03-2020	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
26-03-2020	01-04-2020	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
02-04-2020	08-04-2020	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
09-04-2020	15-04-2020	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
16-04-2020	22-04-2020	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
23-04-2020	29-04-2020	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
30-04-2020	06-05-2020	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
07-05-2020	13-05-2020	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
14-05-2020	20-05-2020	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
21-05-2020	27-05-2020	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
28-05-2020	03-06-2020	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
04-06-2020	10-06-2020	27.221.950	5.121.900	9.756.833	8.277.571
11-06-2020	17-06-2020	27.221.950	5.121.900	9.756.833	8.277.571
18-06-2020	24-06-2020	27.221.950	5.121.900	9.756.833	8.277.571

Empresa		Enel	Engie	Colbún	Tamakaya
Terminal		Quintero	Mejillones	Quintero	Mejillones
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen [m3]			
25-06-2020	01-07-2020	27.221.950	5.121.900	9.711.425	8.277.571
02-07-2020	08-07-2020	27.221.950	5.121.900	9.597.903	8.277.571
09-07-2020	15-07-2020	27.221.950	5.121.900	9.597.903	8.277.571
16-07-2020	22-07-2020	27.221.950	5.121.900	9.597.903	8.277.571
23-07-2020	29-07-2020	27.221.950	5.121.900	9.597.903	8.277.571
30-07-2020	05-08-2020	27.221.950	5.121.900	8.252.129	8.277.571
06-08-2020	12-08-2020	27.221.950	5.121.900	8.027.833	8.277.571
13-08-2020	19-08-2020	27.221.950	5.121.900	8.027.833	8.277.571
20-08-2020	26-08-2020	27.221.950	5.121.900	8.027.833	8.277.571
27-08-2020	02-09-2020	27.221.950	5.121.900	6.990.500	8.277.571
03-09-2020	09-09-2020	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
10-09-2020	16-09-2020	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
17-09-2020	23-09-2020	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
24-09-2020	30-09-2020	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
01-10-2020	07-10-2020	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
08-10-2020	14-10-2020	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
15-10-2020	21-10-2020	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
22-10-2020	28-10-2020	27.221.950	5.121.900	-	8.277.571
29-10-2020	04-11-2020	27.221.950	5.121.900	-	7.258.345
05-11-2020	11-11-2020	27.221.950	5.121.900	-	6.850.654
12-11-2020	18-11-2020	27.221.950	5.121.900	-	6.850.654
19-11-2020	25-11-2020	27.221.950	5.121.900	-	6.850.654
26-11-2020	02-12-2020	27.221.950	5.121.900	-	10.721.539
03-12-2020	09-12-2020	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
10-12-2020	16-12-2020	27.221.950	5.121.900	-	-
17-12-2020	23-12-2020	27.221.950	5.121.900	-	-
24-12-2020	30-12-2020	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
31-12-2020	06-01-2021	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
07-01-2021	13-01-2021	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
14-01-2021	20-01-2021	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
21-01-2021	27-01-2021	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
28-01-2021	03-02-2021	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
04-02-2021	10-02-2021	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
11-02-2021	17-02-2021	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
18-02-2021	24-02-2021	27.221.950	5.121.900	-	9.075.839
25-02-2021	03-03-2021	27.221.950	5.121.900	8.320.000	9.075.839
04-03-2021	10-03-2021	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839

Empresa		Enel	Engie	Colbún	Tamakaya
Terminal		Quintero	Mejillones	Quintero	Mejillones
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Volumen [m3]			
11-03-2021	17-03-2021	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
18-03-2021	24-03-2021	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839
25-03-2021	31-03-2021	27.221.950	5.121.900	9.740.000	9.075.839

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

- Para las centrales San Isidro 1 y 2; Quintero 1 y 2; Nueva Renca; Candelaria 1 y 2; Taltal 1; Candelaria 1 y 2; y Nehuenco 1 y 2: disponibilidad completa desde abril de 2021.
- Para las centrales U16, CTM3 y Kelar: Disponibilidad completa desde abril 2021.

Para efectos de la elaboración del programa indicativo de obras de generación, 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 nuevos antecedentes proporcionados por aquellas empresas propietarias de instalaciones que tienen en construcción unidades generadoras, cuyos proyectos hayan cumplido los requisitos indicados en la Resolución Exenta CNE N° 659, del 12 de septiembre de 2016, que fija plazos, requisitos y condiciones 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 a lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 389, del 23 de mayo de 2018, que declara y actualiza obras de generación y transmisión en construcción.

### 1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN

En relación a 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 9.

**Tabla 9: Obras de transmisión en construcción**

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Subestación Nueva Charrúa, nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa - Charrúa	jul-18	Transec
Normalización en S/E Charrúa 220 kV	jul-18	Transec
Normalización en S/E Ancoa 220 kV	ago-18	Colbún
Normalización de paños J3 y J4 en S/E Chena 220 kV	ago-18	Transec
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	sep-18	Transec
Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia	sept-18	Transec
Normalización en S/E Chena 220 kV	sept-18	Enel Distribución Chile S.A
Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV	oct-18	Transec
Normalización en S/E Pan de Azúcar 220 kV	oct-18	Transec
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla - Rapel	oct-18	Eletrans
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla, con un circuito tendido	oct-18	Eletrans
Normalización de paños J3 y J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	nov-18	Colbún
Seccionamiento del segundo circuito Lagunas - Crucero 2x220 kV en S/E María Elena	nov-18	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SAESA)
Incorporación de paño de Línea 1x220 kV Cóndores - Parinacota en S/E Parinacota	nov-18	Transec
Incorporación de paño de Línea 1 x220 kV Tarapacá - Cóndores en S/E Cóndores	nov-18	Transec
Nueva S/E Seccionadora Quillagua 220 kV	nov-18	Transec
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Polpaico - Alto Jahuel 2x500 kV en S/E Lo Aguirre 500 kV	nov-18	Transec
S/E Seccionadora Nueva Valdivia 220 kV	nov-18	Transec
Ampliación y cambio de configuración en S/E Parinacota 220 kV	nov-18	Transemel
Ampliación y cambio de configuración en S/E Cóndores 220 kV	nov-18	Transemel
Ampliación y cambio de configuración en S/E Pozo Almonte 220 kV	nov-18	E-CL
Normalización conexión de paño de línea 1x220 Laberinto - El Cobre S/E Laberinto 220 kV	nov-18	E-CL
Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero - Laberinto: circuito 1 en S/E Laberinto 220 kV	nov-18	Zaldívar Transmisión S.A.
Normalización conexión de paño de línea 2x220 Crucero - Laberinto: circuito 2 en S/E Laberinto 220 kV	nov-18	Zaldívar Transmisión S.A.
Normalización en S/E El Cobre 220 kV	nov-18	E-CL
Normalización en S/E Diego de Almagro 220 kV	nov-18	Eletrans
Seccionamiento del segundo circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220 kV en S/E Don Goyo	nov-18	Parque Eólico El Arrayán
Seccionamiento del primer circuito de la línea Pan de Azúcar - Las Palmas 2x220 kV en S/E La Cebada	nov-18	Parque Eólico Los Cururos
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Maipo 220 kV	nov-18	Colbún
Normalización en S/E Candelaria 220 kV y Nueva Compensación Serie en S/E Puente Negro 220 kV	nov-18	Colbún
Ampliación y Cambio de configuración en S/E Melipulli 220 kV	nov-18	STS
Nueva Subestación Crucero Encuentro	dic-18	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SAESA)
Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV	dic-18	I.S.A.

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Normalización del paño de línea Encuentro - El Tesoro en S/E Encuentro 220 kV	may-19	Centinela Transmisión S.A
Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	may-19	E-CL
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	may-19	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SAESA)
Seccionamiento de la Línea 2x220 kV Cardones – Carrera Pinto – Diego de Almagro y Cambio de configuración en S/E San Andrés 220 kV	may-19	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SAESA)
Normalización paño J12 en S/E Polpaico 220 kV y Normalización en S/E Los Maquis 220 kV	jul-19	Colbún
Ampliación S/E Nueva Maitencillo 220 kV	nov-19	I.S.A.
Ampliación S/E Punta Colorada 220 kV	nov-19	Transec
Ampliación S/E Nueva Pan de Azúcar 220 kV	nov-19	I.S.A.
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro - Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Cumbres	nov-19	Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.
Nueva S/E Seccionadora Río Malleco 220 kV	ene-20	Transec
Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	ene-20	Transec
Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV	feb-20	Consortio Red Eléctrica Chile Spa y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.
Proyecto de compensación reactiva en línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	feb-20	I.S.A.
Nueva S/E Seccionadora Algarrobal 220 kV	may-20	Engie
S/E Seccionadora EL Rosal 220 kV	may-20	Engie
S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV	may-20	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SAESA)
S/E Seccionadora Nueva Chuquicamata 220 kV	jul-20	(*)
S/E Seccionadora Nueva Lampa 220 kV	ago-20	Enel Distribución Chile S.A
S/E Seccionadora Centinela 220 kV y extensión línea 1x220 kV y extensión línea 1x220 kV Encuentro - El Tesoro para reubicar la conexión desde S/E El Tesoro a S/E Centinela 220 kV	ago-20	Centinela Transmisión S.A
Ampliación S/E Duqueco 220 kV	ago-20	Transemel
Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huinchahue 220 kV	ago-20	Eletrans
Ampliación S/E Mulchén 220 kV	oct-20	Colbún
Nueva S/E Seccionadora Frutillar Norte 220 kV	nov-20	Transec
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos	dic-20	Transec
Nueva S/E Nueva Ancud 220 kV	ene-21	(*)
Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar	feb-21	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P
Línea 2x500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	jul-21	Transec

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Pozo Almonte, tendido del primer circuito; Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Cóndores, tendido del primer circuito; y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Parinacota, tendido del primer circuito.	feb-22	Consortio Red Eléctrica Chile Spa y Cobra Instalaciones y Servicios S.A.
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	abr-22	Consortio Saesa - Chilquinta
Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Chuquicamata - S/E Calama	jul-22	(*)
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	jul-22	(*)
Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	jul-23	(*)
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA	jul-23	(*)

(\*) Obras Nuevas Nacionales pendientes de adjudicación

## 1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN INDICATIVAS

Adicionalmente a lo presentado en el punto anterior, se incluyen en la presente modelación las obras de transmisión señaladas en la Tabla 10.

**Tabla 10: Obras de transmisión en construcción indicativas**

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión
Aumento de capacidad de Línea Nueva Puerto Montt – Puerto Montt 2x220 kV	ene-22
Aumento de capacidad de línea Cautín – Ciruelos 2x220 kV	ago-22
Nueva Seccionadora JMA	feb-23
Nueva Línea Candelaria-Nueva Tuniche 2x220 kV	feb-25
Nueva Línea Parinas - Likanantai energizada en 220 kV 2x500kV	feb-26
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas – Pozo Almonte	feb-26

## 1.6 ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA

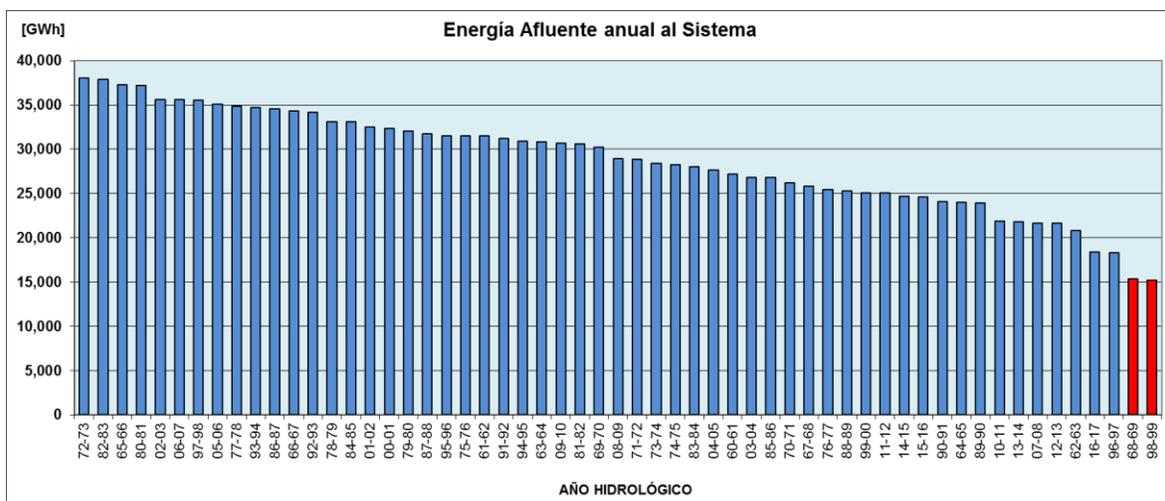
Para las centrales hidroeléctricas de embalse se utilizó una muestra estadística de 57 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, desde abril de 1960 hasta marzo de 2017. El año inicial de la muestra se fijó en base a un estudio contratado por la Comisión al DICTUC y su Departamento de Hidráulica, a cargo del cual estuvo el profesor Bonifacio Fernández. Este estudio concluyó que a partir del año 1960 la estadística disponible era confiable, y previo a esta fecha la estadística contiene gran cantidad de información de relleno generada a falta de información real. Asimismo, este estudio concluyó la necesidad de ir agregando años reales a partir del año 1960, en vez de utilizar una ventana móvil de 40 años.

En resumen, en la presente fijación se utilizó una muestra de 57 años de los caudales afluentes en régimen natural a las centrales, más tres hidrologías adicionales, dos de ellas secas y una húmeda.

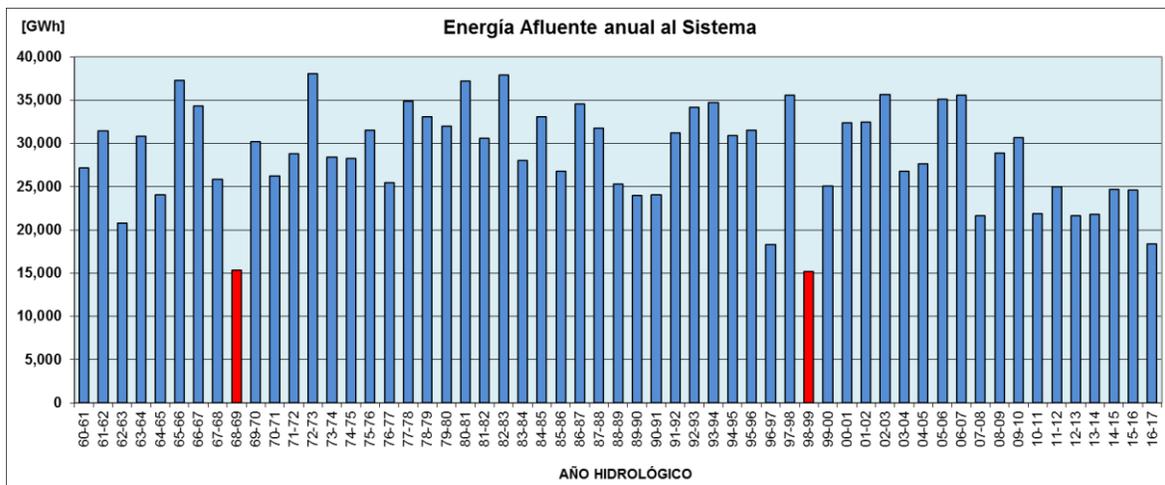
Mayores detalles de la utilización de la estadística hidrológica se explicitan en la sección de metodología.

En los gráficos siguientes se presenta la energía anual total afluente [GWh], ordenada de mayor a menor energía afluente por año hidrológico (abril a marzo), y siguiendo el orden cronológico.

**Gráfico 1: Energía anual afluente (según probabilidad de excedencia)**



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



## 1.7 STOCKS DE EMBALSES

Las cotas reales iniciales de embalses para el primero de julio de 2018 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 11.

**Tabla 11: Cotas reales al 1 de julio de 2018**

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1317,28
Laguna del Maule	2159,24
Embalse Rapel	100,51
Laguna Invernada	1291,89
Lago Chapo	225,35
Embalse Colbún	413,1
Embalse Melado	641,93
Embalse Ralco	704,26
Embalse Pangué	508,45
Poza Polcura	733,53
Embalse Machicura	257,14
Embalse Angostura	316,40

## **1.8 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA**

Se entenderá por horas de punta para el Subsistema Norte Grande definido en el punto 3.3 del presente informe, el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas - mientras rija el horario oficial de invierno - y entre las 19:00 y 24:00 horas - mientras rija el horario oficial de verano - de cada día de todos los meses del año, exceptuándose los domingos, festivos y sábados inmediatamente siguientes a un día viernes festivo, o anteriores a un día lunes festivo. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta en dicho subsistema.

En tanto, en los Subsistemas Centro-Norte y Sur definidos en el punto 3.3, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dichos meses.

## **1.9 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, de acuerdo a 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 el 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 12: Obligación ERNC**

Año	Energía Proyectada [GWh]	Obligación de energía ERNC [GWh]	% Obligación de energía ERNC
2018	70.190	4.820	6,87%
2019	72.266	5.727	7,92%
2020	74.334	6.821	9,18%
2021	76.588	8.309	10,85%
2022	78.954	9.632	12,20%
2023	81.260	11.182	13,76%
2024	83.570	13.088	15,66%
2025	86.001	15.173	17,64%
2026	88.372	15.903	18,00%
2027	90.806	16.565	18,24%
2028	93.230	17.218	18,47%
2029	95.711	17.885	18,69%
2030	97.074	18.341	18,89%

## 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 a 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 ya 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 julio de 2018, sin perjuicio de que el cálculo de precios se realiza a partir de octubre de 2018, 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, 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.

A efectos de generar una muestra hidrológica que contenga situaciones más extremas que aquellas presentadas en la estadística del punto 1.6, y en base a la energía afluente en el sistema para cada año hidrológico, se agregan tres hidrologías a la estadística real, bajo los siguientes criterios:

- a) Una hidrología seca, que pondera los afluentes de la situación más seca como sistema (año 1998-1999), por el guarismo 0,8.
- b) Una hidrología seca, que pondera los afluentes de la siguiente situación más seca como sistema (año 1968-1969), por el guarismo 0,9.
- c) Una hidrología húmeda, que permite que se mantenga el promedio de la muestra ampliada y que la dispersión de la misma sea mínima.

De esta forma, el total de años hidrológicos utilizados por la Comisión para la presente fijación es de 60.

## **2.5 MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES**

Los antecedentes técnicos utilizados en la modelación 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 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.

A partir de los antecedentes que dispone esta Comisión, se han conformado también proyectos eólicos genéricos de diferentes potencias, factibles de ser localizados en tres zonas características, cuyos factores de planta mensuales son los que se muestran a continuación.

**Tabla 13: Factores de planta de Centrales Eólicas – SEN-SING**

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	18%	36%	58%	84%	26%	43%	37%	27%	15%	18%	4%	12%
2	18%	36%	58%	84%	26%	43%	37%	27%	15%	18%	4%	12%
3	60%	86%	25%	79%	29%	81%	45%	57%	50%	32%	7%	64%
4	60%	86%	25%	79%	29%	81%	45%	57%	50%	32%	7%	64%
5	81%	94%	38%	93%	49%	91%	55%	85%	73%	52%	16%	68%
6	81%	94%	38%	93%	49%	91%	55%	85%	73%	52%	16%	68%
7	33%	54%	71%	32%	35%	28%	26%	24%	13%	5%	3%	11%
8	33%	54%	71%	32%	35%	28%	26%	24%	13%	5%	3%	11%
9	32%	10%	73%	7%	94%	19%	49%	18%	24%	32%	33%	30%
10	32%	10%	73%	7%	94%	19%	49%	18%	24%	32%	33%	30%
11	32%	13%	69%	10%	92%	40%	52%	62%	55%	57%	54%	40%
12	32%	13%	69%	10%	92%	40%	52%	62%	55%	57%	54%	40%
13	32%	21%	60%	14%	87%	57%	58%	19%	14%	17%	10%	17%
14	32%	21%	60%	14%	87%	57%	58%	19%	14%	17%	10%	17%
15	2%	5%	28%	43%	42%	19%	22%	7%	1%	4%	11%	1%
16	2%	5%	28%	43%	42%	19%	22%	7%	1%	4%	11%	1%

**Tabla 14: Factores de planta de Centrales Eólicas – SEN-SIC (Zona Norte<sup>1</sup>)**

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	74%	47%	3%	15%	8%	65%	33%	84%	1%	2%	82%	14%
2	74%	47%	3%	15%	8%	65%	33%	84%	1%	2%	82%	14%
3	47%	24%	25%	32%	17%	49%	4%	77%	1%	3%	58%	2%
4	47%	24%	25%	32%	17%	49%	4%	77%	1%	3%	58%	2%
5	55%	19%	23%	90%	8%	35%	1%	74%	7%	11%	7%	2%
6	55%	19%	23%	90%	8%	35%	1%	74%	7%	11%	7%	2%
7	30%	8%	9%	76%	5%	27%	1%	47%	15%	27%	5%	7%
8	30%	8%	9%	76%	5%	27%	1%	47%	15%	27%	5%	7%
9	48%	16%	4%	33%	18%	27%	6%	53%	25%	14%	23%	7%
10	48%	16%	4%	33%	18%	27%	6%	53%	25%	14%	23%	7%
11	42%	19%	1%	13%	28%	26%	12%	92%	6%	4%	86%	46%
12	42%	19%	1%	13%	28%	26%	12%	92%	6%	4%	86%	46%
13	76%	26%	3%	11%	21%	36%	16%	94%	2%	3%	93%	75%
14	76%	26%	3%	11%	21%	36%	16%	94%	2%	3%	93%	75%
15	71%	35%	8%	7%	11%	65%	35%	94%	1%	1%	82%	71%
16	71%	35%	8%	7%	11%	65%	35%	94%	1%	1%	82%	71%

<sup>1</sup> Corresponde al territorio geográfico comprendido entre la Región de Atacama y la Región de Valparaíso.

**Tabla 15: Factores de planta de Centrales Eólicas – SEN-SIC (Zona Sur<sup>2</sup>)**

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	7%	29%	62%	86%	32%	31%	37%	32%	9%	56%	77%	50%
2	7%	29%	62%	86%	32%	31%	37%	32%	9%	56%	77%	50%
3	6%	85%	58%	87%	13%	30%	41%	58%	10%	4%	67%	58%
4	6%	85%	58%	87%	13%	30%	41%	58%	10%	4%	67%	58%
5	1%	83%	81%	89%	17%	7%	67%	67%	25%	4%	41%	54%
6	1%	83%	81%	89%	17%	7%	67%	67%	25%	4%	41%	54%
7	1%	69%	86%	74%	17%	2%	67%	59%	14%	4%	21%	47%
8	1%	69%	86%	74%	17%	2%	67%	59%	14%	4%	21%	47%
9	2%	52%	71%	80%	32%	2%	63%	30%	4%	3%	4%	39%
10	2%	52%	71%	80%	32%	2%	63%	30%	4%	3%	4%	39%
11	2%	21%	68%	87%	41%	11%	53%	18%	3%	1%	2%	30%
12	2%	21%	68%	87%	41%	11%	53%	18%	3%	1%	2%	30%
13	1%	32%	73%	87%	29%	23%	56%	23%	8%	3%	7%	20%
14	1%	32%	73%	87%	29%	23%	56%	23%	8%	3%	7%	20%
15	22%	14%	75%	81%	35%	31%	54%	51%	11%	22%	15%	22%
16	22%	14%	75%	81%	35%	31%	54%	51%	11%	22%	15%	22%

### 2.5.2 Centrales Fotovoltaicas

Respecto de las centrales solares fotovoltaicas, se ha considerado la estadística de radiación horaria, relacionando dicha radiación con los bloques de demanda utilizados en la modelación, y determinando, de este modo, la participación mediante factores de planta de centrales en base a dicha tecnología en cada uno de los bloques. Los factores de planta así resultantes, por bloque, son los que se utilizan para la modulación de las potencias máximas de las centrales fotovoltaicas. Estos factores representativos, son los que se muestran a continuación.

**Tabla 16: Factores de planta promedio de Centrales Fotovoltaicas Indicativas – SEN - SING**

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5	0%	1%	0%	0%	3%	12%	21%	13%	11%	2%	0%	0%
6	0%	1%	0%	0%	3%	12%	21%	13%	11%	2%	0%	0%
7	55%	59%	54%	55%	65%	78%	82%	81%	78%	66%	56%	52%
8	55%	59%	54%	55%	65%	78%	82%	81%	78%	66%	56%	52%
9	70%	62%	58%	59%	68%	77%	83%	86%	85%	83%	81%	77%
10	70%	62%	58%	59%	68%	77%	83%	86%	85%	83%	81%	77%
11	68%	60%	58%	58%	67%	73%	78%	75%	76%	71%	71%	66%
12	68%	60%	58%	58%	67%	73%	78%	75%	76%	71%	71%	66%
13	16%	5%	46%	16%	30%	35%	44%	3%	13%	15%	13%	4%
14	16%	5%	46%	16%	30%	35%	44%	3%	13%	15%	13%	4%
15	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
16	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

<sup>2</sup> Corresponde al territorio geográfico comprendido entre la Región del Biobío y la Región de Los Lagos.

**Tabla 17: Factores de planta promedio de Centrales Fotovoltaicas Indicativas – SEN - SIC (Zona Norte<sup>3</sup>)**

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5	0%	0%	0%	0%	1%	5%	14%	32%	31%	2%	0%	0%
6	0%	0%	0%	0%	1%	5%	14%	32%	31%	2%	0%	0%
7	52%	55%	50%	53%	66%	78%	86%	90%	90%	66%	56%	52%
8	52%	55%	50%	53%	66%	78%	86%	90%	90%	66%	56%	52%
9	77%	66%	60%	64%	73%	84%	92%	96%	96%	83%	81%	77%
10	77%	66%	60%	64%	73%	84%	92%	96%	96%	83%	81%	77%
11	77%	68%	65%	67%	73%	85%	92%	76%	81%	71%	71%	66%
12	77%	68%	65%	67%	73%	85%	92%	76%	81%	71%	71%	66%
13	34%	20%	62%	44%	55%	71%	78%	3%	6%	15%	13%	4%
14	34%	20%	62%	44%	55%	71%	78%	3%	6%	15%	13%	4%
15	0%	0%	8%	1%	3%	7%	11%	0%	0%	0%	0%	0%
16	0%	0%	8%	1%	3%	7%	11%	0%	0%	0%	0%	0%

**Tabla 18: Factores de planta de Centrales Fotovoltaicas – SEN - SIC (Zona Centro<sup>4</sup>)**

Bloque	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5	0%	0%	0%	0%	1%	3%	8%	3%	2%	2%	0%	0%
6	0%	0%	0%	0%	1%	3%	8%	3%	2%	2%	0%	0%
7	39%	38%	35%	41%	44%	49%	60%	49%	50%	73%	62%	58%
8	39%	38%	35%	41%	44%	49%	60%	49%	50%	73%	62%	58%
9	83%	65%	55%	62%	69%	79%	88%	92%	94%	91%	90%	86%
10	83%	65%	55%	62%	69%	79%	88%	92%	94%	91%	90%	86%
11	48%	35%	40%	29%	41%	48%	59%	48%	57%	79%	79%	73%
12	48%	35%	40%	29%	41%	48%	59%	48%	57%	79%	79%	73%
13	7%	2%	14%	2%	9%	14%	19%	2%	5%	17%	14%	4%
14	7%	2%	14%	2%	9%	14%	19%	2%	5%	17%	14%	4%
15	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
16	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%

## 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 planificación, según los antecedentes de los que dispone esta Comisión en relación a proyectos que se encuentran actualmente en estudio. Cabe mencionar que, para la presente fijación, se ha considerado los antecedentes del Informe de Costos

<sup>3</sup> Corresponde al territorio geográfico comprendido entre Taltal (Región de Antofagasta) y Coquimbo (Región de Coquimbo).

<sup>4</sup> Corresponde al territorio geográfico comprendido entre la Región de Valparaíso y la Región del Biobío.

de Tecnologías de Generación, elaborado por la Comisión y aprobado mediante Resolución Exenta N° 55, de fecha 31 de enero de 2018, de la Comisión Nacional de Energía.

### **2.6.1 Alternativas de expansión del parque generador**

Para determinar las alternativas de expansión y la localización de las centrales de generación del programa indicativo, esta Comisión ha tenido en vista los antecedentes disponibles del Servicio de Evaluación Ambiental, respecto de los proyectos de generación en estudio que poseen distintas empresas y que están en proceso de evaluación del impacto ambiental por parte de dicha institución. Además se ha solicitado información a las empresas de generación actualmente operando y a aquellas respecto de las cuales se tiene información relacionada con posibles proyectos en estudio que estén llevando a cabo.

En cuanto a los tipos de tecnología de generación, y en virtud a lo establecido en la Ley N° 20.257, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, respecto de la generación de electricidad con fuentes de energía renovables no convencionales, se ha considerado también en el presente programa de obras, la inclusión de centrales generadoras pertenecientes a este tipo de tecnologías cuando sea necesario, para el cumplimiento de lo establecido en la ya mencionada ley.

A partir de lo anterior, esta Comisión ha conformado un set de proyectos de generación, técnica y económicamente factibles de ser desarrollados en el horizonte 2018-2029, incluyendo alternativas tecnológicas que cubrieran diferentes fuentes energéticas. Estos proyectos fueron escalados de acuerdo con la utilización óptima de los recursos disponibles, por lo que, para la determinación del programa de obras indicativo las centrales incorporadas no son necesariamente asimilables a desarrollos particulares. En ese sentido, los agentes del mercado eléctrico pueden tomar las decisiones privadas de acuerdo a criterios individuales, que pueden no responder necesariamente a los mismos criterios bajo los cuales se ha efectuado la modelación de la fijación de precios de nudo, que se relacionan con una utilización adecuada de los recursos bajo una óptica sistémica. Estos criterios individuales pueden incluir por ejemplo, el establecimiento de contratos de suministro con clientes, la disponibilidad de combustibles, entre otros.

### **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 19, en concordancia con el “Informe de Costos de Tecnologías de Generación”, aprobado por Resolución Exenta N° 55, de 31 de enero 2018. Estos costos se fundamentan en la descripción hecha para cada tecnología de acuerdo a 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 se ha 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 proyectos de 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. Así, para las centrales a carbón, los costos de inversión incluyen, por ejemplo, la realización de puertos necesarios para la descarga y almacenamiento del carbón.

**Tabla 19: Costos de inversión de centrales de generación por tecnología**

Tecnología	Costo Unitario de Inversión [US\$/kW]
Carbón	3.000
Gas Natural Ciclo Abierto	800
Gas Natural Ciclo Combinado	1.035
Eólica	1.365
Solar Fotovoltaica	970
Solar Térmica	7.930
Hidráulica de Pasada	4.050
Mini-Hidráulica	3.035
Biomasa	3.100
Biogás	3.500
Geotérmica	6.375

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.

## 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.

Para este efecto se ha incorporado en la modelación una reducción de 8,5% de la potencia de centrales termoeléctricas generadoras del SEN - SING que no han sido limitadas por restricciones operacionales.

Con respecto al SEN - SIC, 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 costos en elementos de compensación para efectos del control de tensión. Sin embargo, estos costos no permiten a priori suponer que se pueda prescindir de una operación coordinada, con el objeto de mantener los rangos de tensión dentro de los límites aceptados.

Así, la regulación de tensión para el SEN – SING es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. Para este efecto se ha incorporado en la modelación descrita anteriormente la operación forzada de una unidad de 4 MW ubicada en la ciudad de Arica.

Así, la regulación de tensión para el SEN – SIC es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. Para este efecto se incorporó en la modelación descrita anteriormente el siguiente régimen de operación:

- La central San Isidro I con una operación forzada a mínimo técnico, que corresponde a 200 MW, durante el horizonte de análisis.
- Durante los mantenimientos programados de esta central, para representar la regulación de tensión en el sistema, ésta fue reemplazada por la central San Isidro II como una forma simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades a ciclo combinado.

De este modo se determina el costo no cubierto por los costos marginales para los próximos 48 meses, lo que se refleja en el factor de regulación de tensión descrito en los resultados.

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

En relación al 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.

Se representa en forma simplificada el sistema de transmisión, incorporando instalaciones desde el nivel de 66 kV hasta el nivel de 500 kV.

Se han incorporado las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, considerando las capacidades técnicas del mismo, de acuerdo a 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 N-1 para tramos relevantes del sistema.

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

Sobre la base del estudio “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM” remitido al Coordinador mediante carta CNE N°490 de fecha 17 de agosto de 2016 para su distribución entre las empresas integrantes, 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 restricciones 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 indica una fórmula de indexación, para finalmente determinar el costo 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 Indisponibilidad de Transmisión, Regulación de Frecuencia y Regulación de Tensión.

### **2.12.1 Indisponibilidad de Transmisión**

La indisponibilidad de transmisión se ha tratado mediante 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 0,001760 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 los 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 los 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 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 20: 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 afectó 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 lo siguiente:

- Las metodologías para el tratamiento de los índices de calidad de suministro deben entenderse de exclusiva aplicación en la presente fijación de precios.
- Los parámetros definidos no pueden entenderse como una condicionante del trabajo que el Coordinador debe efectuar para cumplir con lo establecido en la letra d) del Artículo 36° del Decreto Supremo N° 291 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

### 3 RESULTADOS

#### 3.1 PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN

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

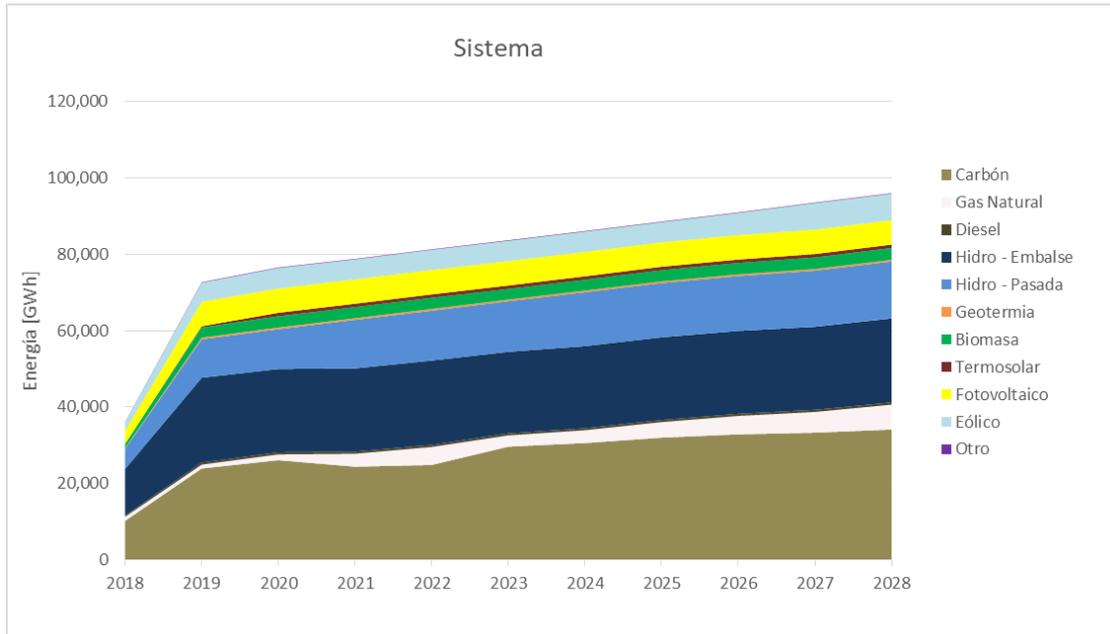
**Tabla 21: Programa de obras indicativo de generación**

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MVA]	Tecnología	Punto de Conexión
Hidroeléctrica VII Región 03	ene-2026	20	Pasada	Ancoa 220
EOLICO SING III	ene-2026	200	Eolica	Encuentro 220
Eolica Puerto Montt 01	ene-2027	250	Eolica	Puerto Montt 220
Hidroeléctrica VIII Región 03	ene-2027	20	Pasada	Nueva Charrua 220
EOLICO SING IV	ene-2027	200	Eolica	Encuentro 220
Grupo MH X Región 01	jun-2027	60	Pasada	Nueva Puerto Montt 220
Eolica Charrua 01	ene-2029	200	Eolica	Nueva Charrua 220
Solar SING I	ene-2029	100	Solar	Parinacota 220
Eolica Maitencillo 01	abr-2029	200	Eolica	Maitencillo 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, este programa no refleja necesariamente centrales o proyectos particulares, sino que se efectúa en base a la identificación de la mejor utilización de los recursos energéticos potenciales.

De acuerdo a este programa indicativo de obras de generación, y considerando la totalidad de la matriz de centrales de generación eléctrica para el horizonte de evaluación, la generación anual de energía en el sistema, por tecnología, es la que se muestra en el siguiente gráfico:

**Gráfico 3: Generación anual de energía eléctrica sistema**



\*Generación 2018 considera a partir del mes de julio.

En base a las obras de generación y transmisión en construcción, al programa indicativo de obras de generación 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 analizados en el sistema eléctrico 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 octubre de 2018 para cada barra.

Los siguientes cuadros muestran los costos marginales resultantes entre los meses de octubre de 2018 y septiembre de 2022, y el valor del costo marginal actualizado para Quillota 220 kV.

**Tabla 22: Costos Marginales y Demanda de Energía Nudo Quillota 220 [kV]**

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Octubre	2018	31,45	33,34	1,000

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Noviembre	2018	32,24	28,16	0,992
Diciembre	2018	42,28	34,18	0,984
Enero	2019	44,34	37,95	0,976
Febrero	2019	48,03	35,10	0,969
Marzo	2019	53,03	37,51	0,961
Abril	2019	50,52	33,43	0,953
Mayo	2019	50,75	34,24	0,946
Junio	2019	48,87	33,19	0,938
Julio	2019	49,02	33,88	0,931
Agosto	2019	49,10	34,20	0,924
Septiembre	2019	45,52	32,51	0,916
Octubre	2019	43,22	34,79	0,909
Noviembre	2019	42,83	29,26	0,902
Diciembre	2019	44,47	35,61	0,895
Enero	2020	49,96	39,28	0,888
Febrero	2020	55,54	36,34	0,881
Marzo	2020	61,72	38,82	0,874
Abril	2020	58,02	34,61	0,867
Mayo	2020	54,65	35,45	0,860
Junio	2020	52,32	34,35	0,853
Julio	2020	52,73	35,07	0,846
Agosto	2020	49,25	35,40	0,840
Septiembre	2020	46,05	33,65	0,833
Octubre	2020	43,82	36,01	0,826
Noviembre	2020	42,32	30,28	0,820
Diciembre	2020	43,56	36,87	0,813
Enero	2021	48,23	39,91	0,807
Febrero	2021	52,94	36,90	0,801
Marzo	2021	57,30	39,42	0,794
Abril	2021	52,77	35,08	0,788
Mayo	2021	50,85	35,91	0,782
Junio	2021	49,30	34,81	0,776
Julio	2021	48,44	35,54	0,769
Agosto	2021	47,45	35,86	0,763
Septiembre	2021	44,67	34,06	0,757
Octubre	2021	42,80	36,47	0,751

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Noviembre	2021	40,72	30,93	0,745
Diciembre	2021	43,40	37,49	0,739
Enero	2022	48,33	41,72	0,734
Febrero	2022	52,03	38,60	0,728
Marzo	2022	53,91	41,21	0,722
Abril	2022	54,12	36,68	0,716
Mayo	2022	51,68	37,55	0,711
Junio	2022	50,49	36,40	0,705
Julio	2022	49,20	37,16	0,699
Agosto	2022	48,83	37,50	0,694
Septiembre	2022	45,97	35,62	0,688

Los Precios Básicos de la Energía se calculan, entonces, 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 como en las barras de consumo asociadas a cada una, tal como se muestra, a modo de ejemplo, en las tablas precedentes para el caso de Quillota 220 kV.

De esta forma, considerando los primeros 48 meses de operación contados a partir del 1 de octubre de 2018, el Precio Básico de la Energía se determina como:

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

$N_{\text{Calculado}}$  : 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.

$\text{E}_{\text{NCalculado } i}$  : 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.

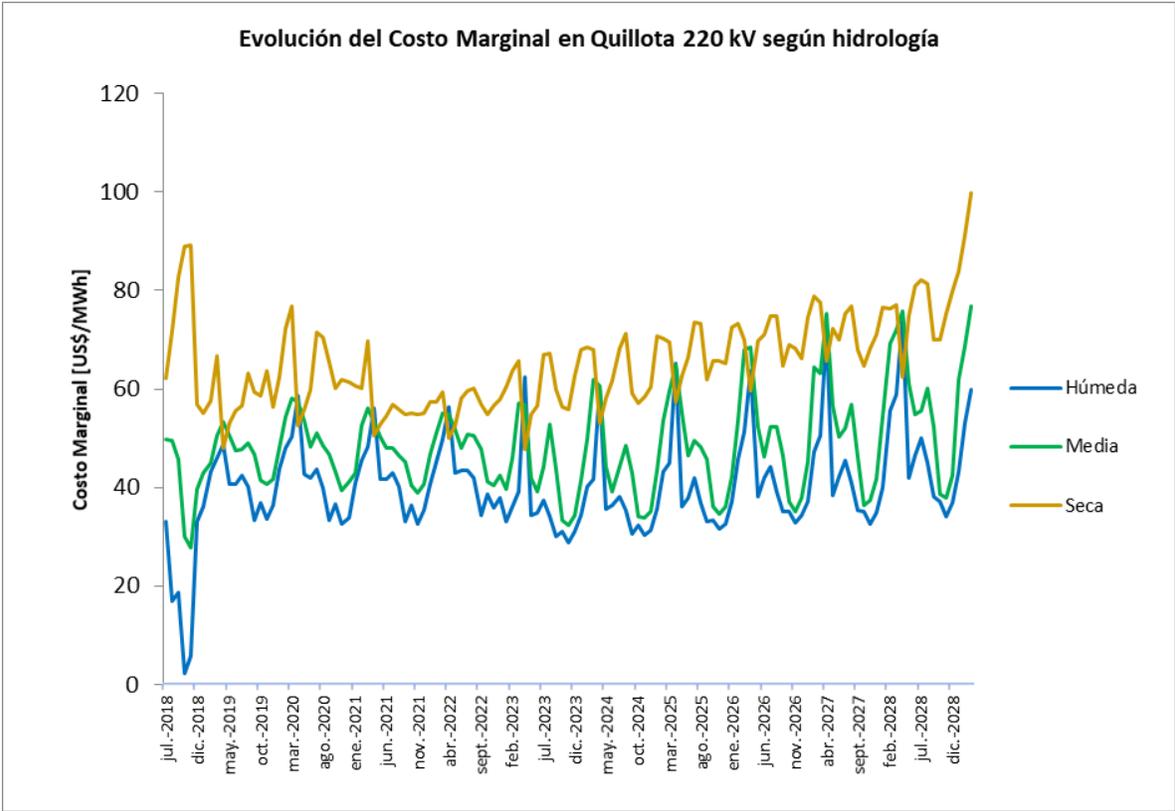
Los valores así resultantes se muestran en el punto 3.4 del presente informe. Para efectos referenciales, el Precio Básico de la Energía para el nudo Quillota 220 kV es de:

$$\text{Precio Básico Energía Quillota 220 kV} = 48,402 \text{ [US$/MWh]} \times 626,12 \text{ [$/US\$]} = 30,306 \text{ [$/kWh]} (*)$$

(\*) Diferencias en el cálculo del Precio Básico de Energía Quillota 220 kV se deben a aproximaciones de redondeo.

Es importante señalar que los precios básicos de la energía representan valores esperados en base a un promedio de condiciones hidrológicas posibles. 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. Para mostrar distintas condiciones posibles, se muestra en los siguientes gráficos el comportamiento de los costos marginales para distintas hidrologías en el horizonte de planificación.

**Gráfico 4: Evolución del Costo Marginal en Quillota 220 kV según hidrología [US\$/MWh]**



Como el cálculo de los precios de nudo se efectúa considerando un promedio de los costos marginales para distintas condiciones hidrológicas posibles, ello tiene un correlato con la incertidumbre hidrológica propia del sistema hidro-térmico. En este sentido, una adecuada interpretación de los costos marginales esperados debe considerar las situaciones hidrológicas que se puedan verificar en los periodos en que se efectúe el análisis. El gráfico anterior, incorpora los costos marginales esperados para hidrologías seca, media y húmeda, con el objeto de que se efectúe una adecuada utilización e interpretación de los resultados obtenidos.

### **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 ofertas de potencia en los subsistemas definidos al efecto, de acuerdo a 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.

En el presente informe técnico se han aplicado los resultados del estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación”, de 2016, contratado por esta Comisión y desarrollado por Proyersa Energía S.A. Dicho estudio se enmarca dentro de lo establecido en el Reglamento de Precio de Nudo en su artículo 49.

El informe final de este estudio fue publicado en su versión preliminar en la página web de la Comisión, publicación que fue comunicada al Coordinador mediante cartas CNE N° 175, CNE N° 176, CNE N° 177 y CNE N° 178 del 28 de marzo de 2016 con el objeto de permitir a las empresas de generación y transmisión interconectadas al sistema realizar sus observaciones al mismo, para lo cual se estableció un plazo hasta el día 18 de abril de 2016, el que fue extendido hasta el día 25 de abril de 2016 mediante cartas CNE N° 212, CNE N° 213, CNE N° 214 y CNE N° 215 del 18 de abril de 2016.

Las observaciones recibidas fueron analizadas por esta Comisión y se realizaron los cambios pertinentes en los resultados del estudio en concordancia con este análisis. El informe final, en su versión posterior a las observaciones, se encuentra publicado en la página web de esta Comisión desde el día 21 de septiembre de 2016.

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”, 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 febrero 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 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 los Márgenes de Potencia, calculados a partir de la base del cálculo definitivo de transferencias de potencia, y utilizado para la determinación de los MRT para los subsistemas definidos a continuación, fue informado por el Coordinador a la Comisión el día 11 de junio de 2018, en respuesta al Oficio Ordinario N° 363 de 2018.

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 Norte Grande:**

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas en el área cuyas instalaciones, con fecha anterior a la de la Resolución Exenta N° 668, se entendían como parte integrante del SING, y aquellas instalaciones posteriores que permitan dar completitud y continuidad al mismo, señaladas como SEN-SING en la introducción del presente informe, siendo la subestación básica de potencia Lagunas 220 kV. En este subsistema se considera como la unidad de punta una turbina diésel de 70 MW. El Margen de Potencia para este subsistema corresponde a:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{4.584,0 \text{ MW}}{2.502,5 \text{ MW}} = 1,83$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,83, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del Subsistema Norte Grande corresponde a un 10%.

**Subsistema Centro - Norte:**

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas en el área cuyas instalaciones, con fecha anterior a la de la Resolución Exenta N° 668, se entendían como parte integrante del SIC, entre las subestaciones Diego de Almagro 220 kV y Cautín 220 kV, ambas incluidas, y aquellas instalaciones posteriores que permitan dar completitud y continuidad al mismo, siendo la subestación básica de potencia Nogales 220 kV. En este subsistema se considera como la unidad de punta una turbina diésel de 70 MW. El Margen de Potencia para este subsistema corresponde a:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{11.546,0 \text{ MW}}{7.302,1 \text{ MW}} = 1,58$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,58, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del subsistema de potencia Centro - Norte corresponde a un 10%.

#### **Subsistema Sur:**

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas en el área cuyas instalaciones, con fecha anterior a la de la Resolución Exenta N° 668, se entendían como parte integrante del SIC, entre las subestaciones Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV, ambas incluidas, y aquellas instalaciones posteriores que permitan dar completitud y continuidad al mismo, siendo la subestación básica de potencia Puerto Montt 220 kV. En este subsistema se considera como la unidad de punta una turbina diésel de 70 MW. El Margen de Potencia para este subsistema corresponde a:

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{685,9 \text{ MW}}{428,5 \text{ MW}} = 1,60$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,60, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del subsistema de potencia Sur corresponde a un 10%.

Cabe señalar que 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, en condiciones de demanda máxima para los meses correspondientes al periodo de punta, de distintas barras del Sistema Eléctrico Nacional respecto de una determinada subestación básica de potencia, y la comparación de dicha diferencia con las pérdidas marginales, considerando un margen adicional, para definir la existencia de un subsistema de potencia.

A partir de la aplicación de los resultados del estudio ya citado en la presente sección, 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:

$$\text{Pbpot}[\text{US\$/kW/mes}] = \{(C_{\text{TG}} \text{ FRC}_{\text{TG}} + C_{\text{SE}} \text{ FRC}_{\text{SE}} + C_{\text{LT}} \text{ FRC}_{\text{LT}})\text{CF} + C_{\text{fijo}}\}(1 + \text{MRT})(1 + \text{FP})$$

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

#### **Subsistema Norte Grande**

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 Lagunas 220 kV, para el subsistema de potencia definido en el Norte Grande, son los que se muestran a continuación:

**Tabla 23: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta – Subsistema Norte Grande**

Precio Básico de la Potencia, Lagunas 220 kV, Unidad diésel 70 [MW]		
<b>C<sub>TG</sub></b> [US\$/kW]	576,58	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]	72,982	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
<b>FRC<sub>SE</sub></b>	0,008459	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.
<b>C<sub>LT</sub></b> [US\$/kW]	9,245	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
<b>FRC<sub>LT</sub></b>	0,009366	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.
<b>CF</b>	1,0488	Costo financiero.
<b>C<sub>fijo</sub></b> [US\$/kW]	1,3957	Costo fijo de operación y mantenimiento.
<b>1 + MRT</b>	1,1000	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
<b>1 + FP</b>	1,0046	Incremento por factor de pérdidas.
<b>P<sub>bpot</sub></b> [US\$/kW/mes]	8,2290	Precio Básico de la Potencia.

\*Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

#### Subsistema Centro - Norte

Para el Subsistema Centro - Norte 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 Nogales 220 kV, son los que se muestran a continuación:

**Tabla 24: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta - Subsistema Centro - Norte**

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
<b>C<sub>TG</sub></b> [US\$/kW]	543,35	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]	75,427	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
<b>FRC<sub>SE</sub></b>	0,008459	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.
<b>C<sub>LT</sub></b> [US\$/kW]	15,437	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
<b>FRC<sub>LT</sub></b>	0,009366	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.
<b>CF</b>	1,0488	Costo financiero.
<b>C<sub>fijo</sub></b> [US\$/kW]	1,3720	Costo fijo de operación y mantenimiento.
<b>1 + MRT</b>	1,1000	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
<b>1 + FP</b>	1,0047	Incremento por factor de pérdidas.
<b>P<sub>bpot</sub></b> [US\$/kW/mes]	7,9565	Precio Básico de la Potencia.

\*Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

## 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 25: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta - Subsistema Sur**

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
<b>C<sub>TG</sub></b> [US\$/kW]	517,42	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]	67,580	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
<b>FRC<sub>SE</sub></b>	0,008459	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 30 años.
<b>C<sub>LT</sub></b> [US\$/kW]	9,533	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
<b>FRC<sub>LT</sub></b>	0,009366	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 20 años.
<b>CF</b>	1,0488	Costo financiero.
<b>C<sub>fijo</sub></b> [US\$/kW]	1,1469	Costo fijo de operación y mantenimiento.
<b>1 + MRT</b>	1,1000	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
<b>1 + FP</b>	1,0043	Incremento por factor de pérdidas.
<b>P<sub>bpot</sub></b> [US\$/kW/mes]	7,2993	Precio Básico de la Potencia.

\*Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

Los Precios Básicos de la Potencia, así resultantes, para los nudos de referencia, son:

Precio Básico Potencia Lagunas = 8,2290 [US\$/kW/mes] x 626,12 [\$/US\$] = 5.152,34 [\$/kW/mes]

Precio Básico Potencia Nogales = 7,9565 [US\$/kW/mes] x 626,12 [\$/US\$] = 4.981,72 [\$/kW/mes]

Precio Básico Potencia Pto Montt = 7,2993 [US\$/kW/mes] x 626,12 [\$/US\$] = 4.570,24 [\$/kW/mes]

### 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 a 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 26.

Estos factores se obtienen calculando el cociente entre los precios de las restantes barras del sistema con respecto a las barras de referencia indicadas en el punto 3.3, considerando el bloque de mayor demanda para los meses correspondientes al periodo de punta definido en el numeral 1.7 para cada uno de los subsistemas de potencia. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe.

En la Tabla 26 se muestran los factores de penalización y los precios de energía y potencia resultantes en las distintas barras del sistema.

**Tabla 26: Factores de penalización y precios de nudo SEN**

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/Kw/mes]
ATACAMA	220	31,901	0,9829	5.064,23
CALAMA	220	32,351	0,9951	5.127,09
CHUQUICAMATA	220	32,225	0,9811	5.054,96
CONDORES	220	33,525	1,0353	5.334,22
CRUCERO	220	31,597	0,9651	4.972,52
EL COBRE	220	31,902	0,9799	5.048,78
EL TESORO	220	32,718	1,0020	5.162,64
ENCUENTRO	220	31,708	0,9748	5.022,50
ESPERANZA SING	220	32,474	0,9931	5.116,79
LABERINTO	220	31,968	0,9822	5.060,63
<b>LAGUNAS</b>	<b>220</b>	<b>32,648</b>	<b>1,0000</b>	<b>5.152,34</b>
NUEVA VICTORIA	220	32,569	0,9952	5.127,61
O'HIGGINS	220	31,537	0,9670	4.982,31
PARINACOTA	220	34,719	1,0741	5.534,13
POZO ALMONTE	220	32,736	1,0079	5.193,04
TARAPACA	220	32,541	0,9888	5.094,63
D. DE ALMAGRO	220	30,047	0,9836	4.900,02
CARRERA PINTO	220	30,204	0,9937	4.950,34
CARDONES	220	30,376	1,0097	5.030,04
MAITENCILLO	220	29,848	0,9932	4.947,84
PUNTA COLORADA	220	30,480	1,0038	5.000,65
PAN DE AZUCAR	220	30,480	1,0408	5.184,97
LOS VILOS	220	28,672	1,0323	5.142,63
<b>NOGALES</b>	<b>220</b>	<b>29,985</b>	<b>1,0000</b>	<b>4.981,72</b>
QUILLOTA	220	30,306	1,0475	5.218,35
POLPAICO	220	30,162	1,0334	5.148,11
LOS MAQUIS	220	30,818	1,0457	5.209,38
EL LLANO	220	29,878	1,0417	5.189,46

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/Kw/mes]
LAMPA	220	29,856	1,0503	5.232,30
CERRO NAVIA	220	30,422	1,0465	5.213,37
CHENA	220	30,351	1,0466	5.213,87
MAIPO	220	29,892	1,0241	5.101,78
CANDELARIA	220	29,367	1,0374	5.168,04
COLBUN	220	28,657	1,0087	5.025,06
ALTO JAHUEL	220	29,894	1,0241	5.101,78
MELIPILLA	220	30,430	1,0514	5.237,78
RAPEL	220	30,382	1,0434	5.197,93
ITAHUE	220	28,921	0,9987	4.975,24
ANCOA	220	29,110	1,0138	5.050,47
CHARRUA	220	28,302	0,9840	4.902,01
HUALPEN	220	28,717	1,0016	4.989,69
LAGUNILLAS	220	28,507	0,9933	4.948,34
TEMUCO	220	28,540	0,9841	4.902,51
CAUTÍN	220	28,375	0,9914	4.938,88
LOS CIRUELOS	220	27,743	1,0222	4.671,70
VALDIVIA	220	27,794	1,0252	4.685,41
RAHUE	220	29,436	0,9608	4.391,09
<b>PUERTO MONTT</b>	<b>220</b>	<b>29,884</b>	<b>1,0000</b>	<b>4.570,24</b>
MELIPULLI	220	29,885	1,0002	4.571,15
CHILOE	220	30,864	1,0175	4.650,22

### 3.5 FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

Como se señaló 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 despacho de unidades destinadas a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales.

Se ha incorporado, en la modelación, a la central San Isidro I con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 200 MW, en todo el horizonte de análisis. Durante los mantenimientos programados de esta central, para representar la regulación de tensión en el sistema, ésta fue reemplazada por la central San Isidro II, como una forma simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades a ciclo combinado.

Además se ha incorporado en la modelación la operación forzada de una unidad de 4 MW ubicada en la ciudad de Arica.

El sobrecosto de esta operación forzada se ha incorporado como un coeficiente por el que se ponderaron los costos marginales de energía obtenidos de la simulación, lo que permite recuperar la diferencia de costos de operación en el mismo periodo de cálculo de precios de nudo. El perfil de

costos marginales mostrados en el cuerpo de este informe considera este efecto. Dicho coeficiente se presenta a continuación:

$$Frv= 1,00303$$

### 3.6 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO

#### 3.6.1 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 del ya citado estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación” de 2016.

Así, la fórmula de indexación para el precio de la potencia de punta es la que se muestra a continuación:

$$Pb[(\$/kW)/mes] = Pb_0 \left[ \frac{Dol_i}{Dol_0} \left( Coef_1 \frac{PPI_{turb_i}}{PPI_{turb_0}} + Coef_2 \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) + Coef_3 \frac{IPC_i}{IPC_0} \right]$$

Dónde:

- Pb : Precio básico de la potencia actualizado en \$/kW/mes.
- Pb<sub>0</sub> : Precio básico de la potencia vigente en \$/kW/mes, según la última fijación tarifaria.
- Dol<sub>i</sub> : Dólar observado EEUU promedio publicado por el Banco Central correspondiente al segundo mes anterior a cual se registre la indexación.
- Dol<sub>0</sub> : Dólar observado EEUU promedio según la última fijación tarifaria.
- PPI<sub>turb<sub>i</sub></sub>: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, correspondiente al séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.
- PPI<sub>turb<sub>0</sub></sub>: Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg, según la última fijación tarifaria.
- PPI<sub>i</sub> : Producer Price Index- Commodities, correspondiente al séptimo mes anterior al cual se registre la indexación.
- PPI<sub>0</sub> : Producer Price Index- Commodities, según la última fijación tarifaria.
- IPC<sub>i</sub> : Índice de precios al consumidor para el segundo mes anterior al cual se registre la indexación.

IPC<sub>0</sub> : Índice de precios al consumidor según la última fijación tarifaria.

A continuación, se presentan en la Tabla 27 los indexadores para el precio de la potencia y luego en la Tabla 28 los coeficientes de la fórmula de indexación del precio básico de la potencia para la presente fijación.

**Tabla 27: Indexadores Precio de la Potencia**

Indexador	Fuente	Índices Base	
		Valor	Fecha
Dólar Observado	Banco Central	626,12	may-18
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, PCU333611333611	204,50	dic-17
Producer Price Index- Commodities	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	196,30	dic-17
Índice de Precios al Consumidor (Base 2013=100)	Instituto Nacional de Estadísticas	117,99	may-18

**Tabla 28: Coeficientes Fórmula de Indexación Precio Básico de la Potencia**

Subestación	Potencia [MW]	Pb0	COEF 1 PPI <sub>turb</sub>	COEF 2 PPI	COEF 3 IPC
Lagunas 220	70	5.152,34	0,51109	0,09246	0,39645
Nogales 220	70	4.981,72	0,49969	0,09563	0,40469
Pto. Montt 220	70	4.570,23	0,52050	0,10438	0,37512

### 3.6.2 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 a la siguiente expresión:

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

Dónde:

PMM<sub>i</sub> : 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 de 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.

$PMM_0$  : 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 de 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 59,114 \$/kWh.

A más tardar el tercer día hábil de cada mes, la Comisión publicará en su sitio web, el valor del  $PMM_i$  respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.

Los precios medios de los contratos antes señalados serán indexados mediante el Índice de Precios al Consumidor (IPC) correspondiente al mes anterior al que se registre la indexación.

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

#### 3.7.1 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 29: Precio Medio Básico<sup>5</sup>**

Precio Medio Básico	SEN
Precio Básico Energía [\$/kWh]	30,162
Precio Básico Potencia [\$/kW/mes]	5.148,11
Precio Medio Básico [\$/kWh]	<b>39,201</b>

#### 3.7.2 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 ( $\Delta PMB/PMM\%$ ) 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.

**Tabla 30: Comparación Precio Medio Básico – Precio Medio de Mercado**

Precio Medio Básico	SEN
Precio Medio Básico [\$/kWh]	39,201
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	59,114
$\Delta PMB / PMM (\%)$	<b>-33,7%</b>

<sup>5</sup> Precio Básicos en nudo Polpaico 220 kV, Factor de Carga del sistema utilizado: 0,7802.

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 -11,5% en el SEN.

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

En conformidad 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 31: Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado**

Precio Medio Teórico	SEN
Precio Medio Teórico [\$/kWh]	43,393
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	59,114
<b>Diferencia (%)</b>	<b>-26,6%</b>

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 32: Comparación Precio Medio Teórico Ajustado – Precio Medio de Mercado**

Precio Medio Teórico Ajustado	SEN
Precio Medio Teórico Ajustado [\$/kWh]	52,316
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	59,114
<b>Diferencia (%)</b>	<b>-11,5%</b>

### 3.7.4 Precios de nudo ajustados a Banda de Precios

Con el ajuste de la banda los precios de nudo se presentan en la Tabla 33.

**Tabla 33: 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]
ATACAMA	220	41,235	0,9829	5.064,23
CALAMA	220	41,816	0,9951	5.127,09
CHUQUICAMATA	220	41,654	0,9811	5.054,96
CONDORES	220	43,334	1,0353	5.334,22
CRUCERO	220	40,842	0,9651	4.972,52
EL COBRE	220	41,236	0,9799	5.048,78
EL TESORO	220	42,291	1,0020	5.162,64
ENCUENTRO	220	40,985	0,9748	5.022,50
ESPERANZA SING	220	41,975	0,9931	5.116,79
LABERINTO	220	41,321	0,9822	5.060,63
<b>LAGUNAS</b>	<b>220</b>	<b>42,200</b>	<b>1,0000</b>	<b>5.152,34</b>
NUEVA VICTORIA	220	42,098	0,9952	5.127,61
O'HIGGINS	220	40,764	0,9670	4.982,31
PARINACOTA	220	44,877	1,0741	5.534,13
POZO ALMONTE	220	42,314	1,0079	5.193,04
TARAPACA	220	42,062	0,9888	5.094,63
D. DE ALMAGRO	220	38,838	0,9836	4.900,02
CARRERA PINTO	220	39,041	0,9937	4.950,34
CARDONES	220	39,264	1,0097	5.030,04
MAITENCILLO	220	38,581	0,9932	4.947,84
PUNTA COLORADA	220	39,398	1,0038	5.000,65
PAN DE AZUCAR	220	39,398	1,0408	5.184,97
LOS VILOS	220	37,061	1,0323	5.142,63
<b>NOGALES</b>	<b>220</b>	<b>38,758</b>	<b>1,0000</b>	<b>4.981,72</b>
QUILLOTA	220	39,173	1,0475	5.218,35
POLPAICO	220	38,987	1,0334	5.148,11
LOS MAQUIS	220	39,835	1,0457	5.209,38
EL LLANO	220	38,620	1,0417	5.189,46
LAMPA	220	38,591	1,0503	5.232,30
CERRO NAVIA	220	39,323	1,0465	5.213,37
CHENA	220	39,231	1,0466	5.213,87
MAIPO	220	38,638	1,0241	5.101,78
CANDELARIA	220	37,959	1,0374	5.168,04
COLBUN	220	37,042	1,0087	5.025,06
ALTO JAHUEL	220	38,641	1,0241	5.101,78
MELIPILLA	220	39,333	1,0514	5.237,78
RAPEL	220	39,271	1,0434	5.197,93
ITAHUE	220	37,383	0,9987	4.975,24
ANCOA	220	37,627	1,0138	5.050,47
CHARRUA	220	36,583	0,9840	4.902,01
HUALPEN	220	37,119	1,0016	4.989,69
LAGUNILLAS	220	36,848	0,9933	4.948,34

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/Kw/mes]
TEMUCO	220	36,890	0,9841	4.902,51
CAUTÍN	220	36,677	0,9914	4.938,88
LOS CIRUELOS	220	35,860	1,0222	4.671,70
VALDIVIA	220	35,926	1,0252	4.685,41
RAHUE	220	38,049	0,9608	4.391,09
<b>PUERTO MONTT</b>	<b>220</b>	<b>38,628</b>	<b>1,0000</b>	<b>4.570,24</b>
MELIPULLI	220	38,629	1,0002	4.571,15
CHILOE	220	39,894	1,0175	4.650,22

### 3.8 CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA

#### 3.8.1 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 acuerdo, de acuerdo a lo informado por el Banco Central en su Oficio Ordinario N° 2036 del 24 de julio de 2018, y la variación del valor real del dólar en adquisición de maquinaria eléctrica, IPM USA, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 34.

**Tabla 34: Indexadores Cargos por Energía Reactiva**

Indexador	Concepto	Fuente	Índice Base		Índice Fijación	
			Valor	Fecha	Valor	Fecha
Dólar Acuerdo	Reactivos	Banco Central	835,64	30-11-2017	848,52	31-5-2018
IPM USA	Reactivos	Bureau of Labor Statistics	170,80	sep-17	172,40	mar-18

#### 3.8.2 Condiciones de aplicación

Los cargos para los diferentes rangos de tensión se muestran en la Tabla 35. 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 Tabla 35 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 domingos o festivos.

El mecanismo de aplicación de los cargos señalados en la Tabla 35 y Tabla 36, 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 35: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SENSING**

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	6,445	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	11,605	11,605	0,000
Sobre 40 y hasta 50	11,605	11,605	11,605
Sobre 50 y hasta 80	15,464	15,464	15,464
Sobre 80	19,321	19,321	19,321

**Tabla 36: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SENSIC**

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	6,327	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	11,392	11,392	0,000
Sobre 40 y hasta 50	11,392	11,392	11,392
Sobre 50 y hasta 80	15,181	15,181	15,181
Sobre 80	18,969	18,969	18,969

### 3.9 COSTO DE RACIONAMIENTO

En base al estudio “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM” remitido al Coordinador mediante carta CNE N° 490, de fecha 17 de agosto de 2016 para su distribución entre las empresas integrantes, 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, así como los valores base e índices correspondientes, son los que se presentan en las siguientes tablas.

Cabe señalar que, en concordancia con 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 de los predecesores SIC y SING, para todos los efectos legales, en la modelación sobre la cual se calcularon los precios de nudo se utilizó el costo de falla del SEN.

**Tabla 37: Costo de falla según su profundidad SEN**

Profundidad de Falla	[\$/MWh]	[US\$/MWh]
0-5%	455,88	728,10
5-10%	663,27	1.059,33
10-20%	957,83	1.529,79
Sobre 20%	1.306,12	2.086,06

Valor único representativo por sistema, denominado Costo de Racionamiento:

**SEN: 728,10 [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.

### 3.10 FACTORES DE MODULACIÓN

En la Tabla 38 se presentan los factores de modulación de las barras del sistema.

**Tabla 38: Factores de Modulación**

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
ATACAMA	220	0,9837	1,0577
CALAMA	220	0,9959	1,0726
CHUQUICAMATA	220	0,9819	1,0684
CONDONES	220	1,0362	1,1115
CRUCERO	220	0,9659	1,0476
EL COBRE	220	0,9807	1,0577
EL TESORO	220	1,0028	1,0848
ENCUENTRO	220	0,9756	1,0513
ESPERANZA SING	220	0,9939	1,0767
LABERINTO	220	0,9830	1,0599
LAGUNAS	220	1,0008	1,0824
MARIA ELENA	220	0,9696	1,0497
QUILLAGUA	220	0,9875	1,0636

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
SALAR	220	0,9829	1,0660
NUEVA VICTORIA	220	0,9960	1,0798
O'HIGGINS	220	0,9678	1,0456
PARINACOTA	220	1,0750	1,1511
POZO ALMONTE	220	1,0087	1,0853
TARAPACA	220	0,9896	1,0789
D. DE ALMAGRO	220	0,9518	0,9962
CARRERA PINTO	220	0,9616	1,0014
SAN ANDRES	220	0,9702	1,0043
CARDONES	220	0,9771	1,0071
MAITENCILLO	220	0,9611	0,9896
PUNTA COLORADA	220	0,9714	1,0106
PAN DE AZUCAR	220	1,0072	1,0106
DON GOYO	220	0,9925	0,9412
LA CEBADA	220	0,9833	0,9314
LAS PALMAS	220	0,9862	0,9343
LOS VILOS	220	0,9989	0,9506
NOGALES	220	0,9677	0,9941
QUILLOTA	220	1,0136	1,0048
POLPAICO	500	1,0092	1,0032
<b>POLPAICO</b>	<b>220</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>
LOS MAQUIS	220	1,0119	1,0218
EL LLANO	220	1,0080	0,9906
LAMPA	220	1,0164	0,9899
CERRO NAVIA	220	1,0127	1,0086
CHENA	220	1,0128	1,0063
EL RODEO	220	0,9967	0,9970
PAINE	154	1,0050	1,0031
RANCAGUA	154	1,0051	0,9988
PUNTA CORTES	154	1,0009	0,9960
TILCOCO	154	0,9944	0,9903
SAN FERNANDO	154	0,9842	0,9822
TENO	154	0,9788	0,9711
ITAHUE	154	0,9635	0,9558
MAIPO	220	0,9910	0,9911
CANDELARIA	220	1,0039	0,9737
COLBUN	220	0,9761	0,9501
ALTO JAHUEL	220	0,9910	0,9911
ALTO JAHUEL	500	0,9885	0,9867
MELIPILLA	220	1,0174	1,0089
RAPEL	220	1,0097	1,0073
ITAHUE	220	0,9664	0,9589
ANCOA	500	0,9875	0,9703
ANCOA	220	0,9810	0,9651
CHARRUA	220	0,9522	0,9383

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
CHARRUA	500	0,9536	0,9396
HUALPEN	220	0,9692	0,9521
LAGUNILLAS	220	0,9612	0,9451
EL ROSAL	220	0,6704	0,5352
TEMUCO	220	0,9523	0,9462
DUQUECO	220	0,9356	0,9376
CAUTÍN	220	0,9594	0,9408
LOS CIRUELOS	220	0,9075	0,9198
VALDIVIA	220	0,9101	0,9215
RAHUE	220	0,8530	0,9759
PUERTO MONTT	220	0,8878	0,9908
MELIPULLI	220	0,8879	0,9908
CHILOE	220	0,9033	1,0233

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

**Anótese y Archívese.**

  
  
**CAROLINA ZELAYA RÍOS**  
SECRETARIA EJECUTIVA (S)  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

  
  
  
PMM/JMA/FBO/BMB/IGV/mhs

**DISTRIBUCIÓN:**

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