

**FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO
DE CORTO PLAZO
PRIMER SEMESTRE 2022**

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

ENERO 2022

(Emitido en febrero 2022)

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	5
1 ANTECEDENTES	7
1.1 ANTECEDENTES DE DEMANDA.....	7
1.1.1 Previsión de demanda total del sistema	7
1.1.2 Modelación temporal de la demanda de energía	8
1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES.....	10
1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas.....	10
1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles.....	18
1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural	21
1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN	24
1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS	24
1.5 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN.....	25
1.6 PLAN DE DESCARBONIZACIÓN	27
1.7 PROYECCIÓN DE CAUDALES Y ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA.....	28
1.8 STOCKS DE EMBALSES	30
1.9 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA.....	30
1.10 OBLIGACIÓN ERNC	30
2 METODOLOGÍA.....	32
2.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA.....	32
2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO	33
2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	33
2.3.1 Costos variables de centrales térmicas	33

2.4	MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	34
2.5	MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	34
2.5.1	Centrales Eólicas.....	34
2.5.2	Centrales Fotovoltaicas	35
2.6	CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO.....	36
2.6.1	Alternativas de expansión del parque generador y sistemas de almacenamiento ..	37
2.6.2	Costos Unitarios de Inversión por Tecnología.....	37
2.7	MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA	39
2.8	MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA.....	39
2.9	MODELACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	40
2.10	ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA	40
2.11	TASA DE ACTUALIZACIÓN.....	40
2.12	CALIDAD DE SUMINISTRO	40
2.12.1	Indisponibilidad de Transmisión	41
2.13	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO.....	42
2.13.1	Fórmula del Precio Básico de la Potencia de Punta	42
2.13.2	Indexación del precio de la potencia punta	42
2.13.3	Indexación del precio de la energía	46
3	RESULTADOS	48
3.1	PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.....	48
3.2	PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA.....	49
3.3	PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA	52
3.4	PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL RESTO DEL SISTEMA	56

3.5	FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN	58
3.6	DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIO DE MERCADO	58
3.6.1	Determinación Precio Medio Básico	58
3.6.2	Determinación de Banda de Precios	59
3.6.3	Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado	59
3.6.4	Precios de nudo ajustados a Banda de Precios	60
3.7	CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA	62
3.7.1	Indexación cargos por energía reactiva	62
3.7.2	Condiciones de aplicación	62
3.8	COSTO DE RACIONAMIENTO.....	63
3.9	COMPONENTE DE ENERGÍA DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 135° QUINQUIES DE LA LEY Y EN EL ARTÍCULO 5° DEL DECRETO SUPREMO N° 31	64
3.10	FACTORES DE MODULACIÓN	64

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, y prorrogada mediante Resolución Exenta N° 10, de 2018, en adelante “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 “Reglamento de Precios de Nudo”, la Comisión Nacional de Energía, en adelante la “Comisión”, semestralmente debe elaborar y poner en conocimiento del Ministerio de Energía, del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el “Coordinador”, y de los coordinados a través de éste, un informe técnico del cálculo de los precios de nudo de corto plazo, según el procedimiento indicado en la Ley, que justifique y explicite:

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

A partir de los antecedentes señalados en los literales anteriores, para un determinado horizonte de planificación, se establece el programa de obras de generación y transmisión indicativo que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el periodo de estudio, que en este caso, y según lo establecido en el artículo 5° de la Resolución N° 641, es de 10 años, incluyendo, en la parte final del mismo, dos años para efectos de solucionar problemas de borde en la simulación de la operación económica del sistema. En base a lo señalado, se calculan los costos marginales de energía del sistema para un periodo de 48 meses, cuyos valores actualizados y ponderados por la energía se denominan Precios Básicos de Energía. Por su parte, se calcula el Precio Básico de Potencia de Punta por subsistema definido al efecto, conforme 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 dicha diferenciación. Tal nomenclatura se utilizará para referirse a aquellas instalaciones que, con fecha previa a la interconexión señalada en la Resolución Exenta N°668, ya citada, hayan formado 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 Sistema Eléctrico Nacional.

1 ANTECEDENTES

En esta sección, se presentan los principales antecedentes utilizados en la determinación de los precios de nudo de corto plazo en el SEN, explicitando las variables de cálculo y sus consideraciones. Mayores detalles 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 base a dichos antecedentes y a proyecciones que esta Comisión ha determinado para la elaboración del presente informe, se determinarán los modelos, parámetros y supuestos con lo que se modelarán las centrales de generación para efectos de la simulación de la operación económica del sistema eléctrico.

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, noviembre de 2021, el que tiene un valor de 812,62 pesos/US\$.

1.1 ANTECEDENTES DE DEMANDA

1.1.1 Previsión de demanda total del sistema

En la Tabla 1 se presenta la previsión de la demanda de energía eléctrica en el sistema utilizada para la elaboración del presente informe técnico, hasta el año 2033, para clientes libres y regulados, así como las tasas de variación anual de dicha demanda.

Tabla 1: Previsión de demanda total en el sistema¹

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2022	47.919	28.973	76.891	-	-	-
2023	50.868	29.252	80.121	6,16%	0,96%	4,20%
2024	53.505	30.083	83.588	5,18%	2,84%	4,33%
2025	55.446	31.010	86.456	3,63%	3,08%	3,43%
2026	56.299	32.033	88.332	1,54%	3,30%	2,17%
2027	57.126	33.021	90.147	1,47%	3,08%	2,05%
2028	57.120	34.115	91.235	-0,01%	3,31%	1,21%
2029	58.039	35.276	93.315	1,61%	3,40%	2,28%
2030	58.658	36.446	95.105	1,07%	3,32%	1,92%

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

Año	Previsión de demanda sistema [GWh]			Tasas de variación		
	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2031	57.640	37.806	95.446	-1,74%	3,73%	0,36%
2032	58.299	39.242	97.541	1,14%	3,80%	2,19%
2033	59.024	40.772	99.796	1,24%	3,90%	2,31%

Las bases de cálculo de la previsión de demanda utilizada se encuentran publicadas en la página web de la Comisión. Cabe señalar que se consideraron los antecedentes publicados en el “Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021-2041 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 37, del 19 de enero de 2022.

1.1.2 Modelación temporal de la demanda de energía

La resolución temporal utilizada en la presente fijación considera una modelación de la demanda en 24 bloques. Así, para cada mes se han considerado 12 bloques que representan un día hábil promedio y 12 bloques que representan un día no hábil promedio. Cada uno de ellos, agrupan dos horas consecutivas dentro de cada tipo de día, tal como se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2: Distribución horaria de los bloques de demanda mensuales

Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día 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	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	
3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	
4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	
5	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
7	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
8	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
9	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	
10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	
11	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
12	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
13	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	
14	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	
15	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
16	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
17	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
18	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
19	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	
20	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	
21	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	
22	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	

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
23	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
24	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

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

Tabla 3: Curvas de duración mensual de demanda día hábil²

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

Tabla 4: Curvas de duración mensual de demanda día inhábil³

Duración de Bloques de Demanda por Mes - Día Inhábil (%)												
Mes	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
2	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38
3	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
4	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
5	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23
6	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
7	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
8	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
9	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50

² 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.

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

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

1.2 ANTECEDENTES DE COMBUSTIBLES

1.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas

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

Tabla 5: Costos variables de centrales térmicas del SEN ⁴

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Aggreko 01	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Agni	Diésel	835,8	US\$/Ton	0,201	Ton/MWh	45,6	213,7
Aguas Blancas	Diésel	781,4	US\$/Ton	0,234	Ton/MWh	14,2	196,8
Aldea	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Alerce	Diésel	868,5	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	236,5
Almadrado	Diésel	730,7	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	203,1
Ampliación Central Quellón	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Ancali 1	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,654	dam3/MWh	13,3	13,3
Andes U1 DIE	Diésel	798,2	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	20,8	213,1
Andes U2 DIE	Diésel	798,2	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	20,8	213,1
Andes U3 DIE	Diésel	798,2	US\$/Ton	0,237	Ton/MWh	20,8	209,9
Andes U4 DIE	Diésel	798,2	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	20,8	217,9
Andina	Carbón	129,3	US\$/Ton	0,376	Ton/MWh	7,0	55,6
Andina Biomasa	Biomasa	220,0	US\$/Ton	0,580	Ton/MWh	4,0	131,6
Angamos 1	Carbón	119,3	US\$/Ton	0,374	Ton/MWh	2,9	47,4
Angamos 2	Carbón	119,3	US\$/Ton	0,374	Ton/MWh	2,9	47,4
Antihue U1	Diésel	1.117,5	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	23,2	285,6
Antihue U2	Diésel	1.117,5	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	23,2	285,6
Arauco	Biomasa	13,2	US\$/Ton	1,351	Ton/MWh	3,9	21,7
Arica GM	Diésel	756,6	US\$/Ton	0,253	Ton/MWh	9,2	200,6

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

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Arica M1	Diésel	756,6	US\$/Ton	0,252	Ton/MWh	9,2	199,6
Arica M2	Diésel	756,6	US\$/Ton	0,249	Ton/MWh	9,2	197,6
Aromos	Diésel	871,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	237,3
Atacama 1	Diésel	800,7	US\$/Ton	0,181	Ton/MWh	7,8	152,4
Atacama 2	Diésel	800,7	US\$/Ton	0,176	Ton/MWh	7,8	148,6
Bellet	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Berlioz DIE	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Biomar	Diésel	723,1	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	178,4
Bio Cruz	GN	433,5	US\$/dam3	0,268	dam3/MWh	6,9	123,0
Bluegate	Diésel	863,7	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	235,3
Bocamina 2	Carbón	127,6	US\$/Ton	0,379	Ton/MWh	4,3	52,7
Boldos	Diésel	871,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	237,3
Calafate	Diésel	871,0	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	237,1
Calfuco	Diésel	878,3	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	238,9
Callecalle	Diésel	752,6	US\$/Ton	0,222	Ton/MWh	21,7	188,9
Campiche	Carbón	145,4	US\$/Ton	0,380	Ton/MWh	5,6	60,8
Camping	Diésel	845,2	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	230,8
Camping C	Diésel	845,2	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	230,8
Candelaria 1 DIE	Diésel	773,7	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	2,8	190,2
Candelaria 1 GNL C	GN	303,0	US\$/dam3	0,329	dam3/MWh	2,8	102,5
Candelaria 1 GN A	GN	193,5	US\$/dam3	0,329	dam3/MWh	2,8	66,5
Candelaria 2 DIE	Diésel	773,7	US\$/Ton	0,249	Ton/MWh	2,8	195,5
Candelaria 2 GNL C	GN	303,0	US\$/dam3	0,318	dam3/MWh	2,8	99,3
Candelaria 2 GN A	GN	193,5	US\$/dam3	0,318	dam3/MWh	2,8	64,4
Cañete	Diésel	759,9	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	19,8	202,2
Cardones	Diésel	806,1	US\$/Ton	0,239	Ton/MWh	24,4	217,1
Casablanca 1	Diésel	750,9	US\$/Ton	0,311	Ton/MWh	36,7	270,2
Casablanca 2	Diésel	750,9	US\$/Ton	0,311	Ton/MWh	30,1	263,6
Celco BL1	Biomasa	17,6	US\$/Ton	1,342	Ton/MWh	1,9	25,5
Celco BL2	Diésel	536,4	US\$/Ton	0,310	Ton/MWh	1,9	168,2
Cementos Biobío DIE	Diésel	991,5	US\$/Ton	0,192	Ton/MWh	16,8	207,2
Cenizas	Diésel	781,5	US\$/Ton	0,230	Ton/MWh	13,8	193,8
Ciruelillo	Diésel	809,0	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	221,8
Maitencillo	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Cerezo	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Cern Lepanto	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Cerro Pabellón U1	Geotérmica	0,0	-	0,000	-	1,1	1,1
Cerro Pabellón U2	Geotérmica	0,0	-	0,000	-	1,1	1,1
Cerro Pabellón U3	Geotérmica	0,0	-	0,000	-	1,1	1,1
Chifin	Diésel	818,9	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	224,3
Chile Generación	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Chillán	Diésel	871,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	237,3
Chiloé	Diésel	880,0	US\$/Ton	0,214	Ton/MWh	39,3	227,4
Cholguán BL1	Biomasa	23,8	US\$/Ton	1,428	Ton/MWh	2,7	36,7

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Cholguán BL2	Diésel	780,6	US\$/Ton	0,320	Ton/MWh	2,7	252,5
Chorrillos	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Chufkén	Diésel	774,6	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	19,2	205,1
Chuyaca	Diésel	761,2	US\$/Ton	0,248	Ton/MWh	21,6	210,5
Chuyaca Amp	Diésel	761,2	US\$/Ton	0,248	Ton/MWh	21,6	210,5
CMPC Cordillera GNL	GN	540,7	US\$/dam3	0,253	dam3/MWh	3,1	139,8
CMPC Laja BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,221	Ton/MWh	0,0	0,0
CMPC Laja BL2	Biomasa	27,6	US\$/Ton	1,221	Ton/MWh	0,0	33,7
CMPC Laja BL3	Biomasa	40,0	US\$/Ton	1,221	Ton/MWh	0,0	48,8
CMPC Pacífico BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,180	Ton/MWh	0,0	0,0
CMPC Pacífico BL2	Biomasa	29,3	US\$/Ton	1,180	Ton/MWh	0,0	34,6
CMPC Pacífico BL3	Fuel Oil	512,3	US\$/Ton	0,271	Ton/MWh	0,0	139,0
CMPC Santa Fé	Biomasa	31,5	US\$/Ton	5,590	Ton/MWh	5,0	180,9
CMPC Tissue	GN	418,1	US\$/dam3	0,252	dam3/MWh	7,2	112,6
Cochrane 1	Carbón	135,9	US\$/Ton	0,361	Ton/MWh	5,0	54,0
Cochrane 2	Carbón	135,9	US\$/Ton	0,361	Ton/MWh	5,0	54,0
Coelemu	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Cogeneradora Aconcagua	Cogeneración	0,0	US\$/dam3	0,301	dam3/MWh	0,0	0,0
Colihues U1 HFO	Fuel Oil	532,6	US\$/Ton	0,214	Ton/MWh	22,2	136,2
Colihues U2 HFO	Fuel Oil	532,6	US\$/Ton	0,214	Ton/MWh	22,2	136,2
Colmito DIE	Diésel	794,9	US\$/Ton	0,210	Ton/MWh	14,3	181,1
Colmito GNL	GN	756,9	US\$/dam3	0,243	dam3/MWh	10,2	194,4
Combarbalá	Diésel	1.107,0	US\$/Ton	0,218	Ton/MWh	30,3	271,4
Concón DIE	Diésel	747,8	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	35,2	215,7
Constitución-Egen	Diésel	821,0	US\$/Ton	0,282	Ton/MWh	39,3	270,6
Contulmo	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Copiuilemu	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,654	dam3/MWh	13,3	13,3
Coronel DIE	Diésel	751,3	US\$/Ton	0,225	Ton/MWh	17,2	186,4
Cortés	Diésel	824,4	US\$/Ton	0,194	Ton/MWh	54,9	214,9
Cummins	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Curacautín	Diésel	779,3	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,5	190,9
Curauama	Diésel	749,2	US\$/Ton	0,311	Ton/MWh	37,1	270,1
Dagoberto	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Danisco	Diésel	627,0	US\$/Ton	0,217	Ton/MWh	19,3	155,4
Degañ	Diésel	1.117,5	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	33,3	277,7
Degañ 2 Nave 4	Diésel	1.117,5	US\$/Ton	0,211	Ton/MWh	37,5	273,6
Degañ 2 Nave 5	Diésel	1.117,5	US\$/Ton	0,254	Ton/MWh	37,5	321,6
Deuco II	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Deutz	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Diego De Almagro	Diésel	787,8	US\$/Ton	0,337	Ton/MWh	6,6	272,1
Doña Javiera	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Don Pedro	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Dreams Valdivia II	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Eagon	Diésel	673,0	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	19,3	168,2

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Égido	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
El Atajo	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
El Campesino Biogás	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,654	dam3/MWh	13,3	13,3
El Canelo 1	Diésel	783,1	US\$/Ton	0,297	Ton/MWh	35,0	267,2
El Canelo 2	Diésel	783,1	US\$/Ton	0,297	Ton/MWh	35,0	267,2
El Faro	Diésel	812,3	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	222,6
El Molle	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
El Nogal	Diésel	715,7	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	38,9	207,3
El Peñón	Diésel	894,6	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	28,0	224,2
El Salvador	Diésel	777,2	US\$/Ton	0,337	Ton/MWh	45,6	307,6
El Totoral	Diésel	752,1	US\$/Ton	0,236	Ton/MWh	34,6	212,3
Emelda U1	Diésel	1.206,3	US\$/Ton	0,264	Ton/MWh	14,5	333,4
Emelda U2	Diésel	1.206,3	US\$/Ton	0,278	Ton/MWh	14,5	349,5
Energía Pacifico	Biomasa	31,8	US\$/Ton	1,563	Ton/MWh	9,8	59,5
Ermitaño	Diésel	731,7	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	210,1
Escuadrón	Biomasa	28,1	US\$/Ton	1,850	Ton/MWh	4,8	56,9
Esperanza DS1	Diésel	817,4	US\$/Ton	0,225	Ton/MWh	28,2	212,1
Esperanza DS2	Diésel	817,4	US\$/Ton	0,222	Ton/MWh	25,7	207,2
Esperanza TG1	Diésel	817,4	US\$/Ton	0,340	Ton/MWh	9,1	287,0
Espinos BL1	Diésel	817,2	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	26,4	207,0
Espinos BL2	Diésel	817,2	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	67,8	248,4
Estancilla	Diésel	715,7	US\$/Ton	0,228	Ton/MWh	39,2	202,4
Estandartes 13	Diésel	425,7	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	17,3	111,3
Estandartes 7-12	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Etersol	Diésel	877,8	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	238,8
Exequiel Fernández	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Gami	Diésel	880,3	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	239,4
Guacolda 1	Carbón	139,1	US\$/Ton	0,397	Ton/MWh	2,8	58,0
Guacolda 2	Carbón	139,1	US\$/Ton	0,404	Ton/MWh	2,6	58,8
Guacolda 3	Carbón	147,6	US\$/Ton	0,373	Ton/MWh	3,0	58,1
Guacolda 4	Carbón	152,8	US\$/Ton	0,378	Ton/MWh	4,0	61,8
Guacolda 5	Carbón	158,1	US\$/Ton	0,362	Ton/MWh	2,9	60,1
HBS	GN	377,8	US\$/dam3	0,256	dam3/MWh	6,9	103,7
HBS GNL	GN	377,8	US\$/dam3	0,256	dam3/MWh	6,9	103,7
Holley	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Horcones DIE	Diésel	773,6	US\$/Ton	0,347	Ton/MWh	10,0	278,4
Hornitos	Carbón	129,6	US\$/Ton	0,381	Ton/MWh	6,8	56,2
Hornitos Biomasa	Biomasa	220,0	US\$/Ton	0,580	Ton/MWh	4,0	131,6
Huasco-TG U1 DIE	Diésel	792,9	US\$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	283,8
Huasco-TG U2 DIE	Diésel	792,9	US\$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	283,8
Huasco-TG U3 DIE	Diésel	792,9	US\$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	283,8
IE Mejillones	Carbón	131,8	US\$/Ton	0,350	Ton/MWh	4,2	50,2
IE Mejillones GNL	GN	418,1	US\$/dam3	0,252	dam3/MWh	7,2	112,6
Inacal	Diésel	1.001,9	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	9,1	245,0

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Jardín	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
JCE	Diésel	659,2	US\$/Ton	0,217	Ton/MWh	22,1	165,1
Kelar-TG1+TG2+TV DIE	Diésel	644,6	US\$/Ton	0,162	Ton/MWh	3,2	107,7
Kelar-TG1+TG2+TV GNL A	GN	425,1	US\$/dam3	0,183	dam3/MWh	1,7	79,7
Kelar-TG1+TG2+TV GNL INF	GN	0,0	US\$/dam3	0,183	dam3/MWh	0,6	0,6
Lagunitas	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Laja-Eve 1	Biomasa	18,0	US\$/Ton	2,660	Ton/MWh	3,4	51,2
Laja-Eve 2	Biomasa	0,0	US\$/Ton	0,000	Ton/MWh	0,0	0,0
Dalias DIE	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Las Pampas	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Las Quemadas	Diésel	888,4	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	241,4
Las Vegas	Diésel	751,6	US\$/Ton	0,241	Ton/MWh	32,8	214,3
Lautaro 1 BL1	Biomasa	7,6	US\$/Ton	2,952	Ton/MWh	9,7	32,1
Lautaro 1 BL2	Biomasa	15,2	US\$/Ton	2,682	Ton/MWh	9,7	50,3
Lautaro 2 BL1	Biomasa	18,5	US\$/Ton	1,360	Ton/MWh	9,8	34,9
Lautaro 2 BL2	Biomasa	36,8	US\$/Ton	1,360	Ton/MWh	9,8	59,8
La Portada	Diésel	820,6	US\$/Ton	0,216	Ton/MWh	16,1	193,6
Lebu	Diésel	763,9	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	17,4	200,8
Licantén BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,496	Ton/MWh	1,9	1,9
Licantén BL2	Biomasa	27,7	US\$/Ton	1,496	Ton/MWh	1,9	43,4
Linares	Diésel	766,4	US\$/Ton	0,224	Ton/MWh	45,6	216,9
Llanos Blancos	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Loma Los Colorados 1	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,654	dam3/MWh	11,6	11,6
Loma Los Colorados 2	Biogás	0,0	US\$/dam3	2,330	dam3/MWh	10,3	10,3
Lonquimay	Diésel	789,5	US\$/Ton	0,270	Ton/MWh	25,0	238,2
Los Alamos	Diésel	798,3	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	25,5	217,1
Los Guindos	Diésel	860,8	US\$/Ton	0,251	Ton/MWh	3,3	219,5
Los Guindos 2	Diésel	860,8	US\$/Ton	0,249	Ton/MWh	4,6	218,6
Los Negros	Diésel	818,9	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	224,3
Los Pinos	Diésel	762,9	US\$/Ton	0,190	Ton/MWh	4,5	149,1
Los Pinos Biogás-Etapa 1	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,654	dam3/MWh	13,3	13,3
Los Vientos	Diésel	782,8	US\$/Ton	0,256	Ton/MWh	6,2	206,3
Los Vientos GNL	GN	418,1	US\$/dam3	0,252	dam3/MWh	7,2	112,6
Los Vientos GNL Aum	GN	418,1	US\$/dam3	0,252	dam3/MWh	7,2	112,6
Louisiana Pacific	Diésel	771,9	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	21,5	191,3
Louisiana Pacific 2	Diésel	771,7	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	21,5	191,3
Mantos Blancos	Diésel	809,6	US\$/Ton	0,254	Ton/MWh	23,0	228,7
MAPA	Biomasa	15,5	US\$/Ton	1,774	Ton/MWh	3,3	30,8
Masisa	Biomasa	29,0	US\$/Ton	1,468	Ton/MWh	3,4	45,9
Maule	Diésel	821,0	US\$/Ton	0,282	Ton/MWh	39,3	270,6
Mejillones 1	Carbón	142,3	US\$/Ton	0,421	Ton/MWh	6,2	66,1
Mejillones 2	Carbón	142,3	US\$/Ton	0,414	Ton/MWh	5,8	64,7
Mejillones 3-TG+TV DIE	Diésel	749,6	US\$/Ton	0,164	Ton/MWh	7,2	130,2
Mejillones 3-TG+TV GNL A	GN	182,7	US\$/dam3	0,207	dam3/MWh	4,7	42,5

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Mejillones 3-TG+TV GNL B	GN	364,3	US\$/dam3	0,207	dam3/MWh	4,7	80,2
Mimbre	Diésel	776,7	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	213,9
Molina	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,654	dam3/MWh	13,3	13,3
Monte Patria	Diésel	784,3	US\$/Ton	0,280	Ton/MWh	39,3	258,9
Multiexport I	Diésel	745,8	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	183,4
Multiexport II	Diésel	745,8	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	183,4
Nehuenco 1-TG+TV DIE	Diésel	753,5	US\$/Ton	0,156	Ton/MWh	5,2	122,5
Nehuenco 1-TG+TV GNL C	GN	279,3	US\$/dam3	0,192	dam3/MWh	3,3	56,8
Nehuenco 1-TG+TV GN A	GN	193,5	US\$/dam3	0,192	dam3/MWh	3,3	40,4
Nehuenco 2-TG+TV DIE	Diésel	753,5	US\$/Ton	0,163	Ton/MWh	5,2	127,7
Nehuenco 2-TG+TV GNL C	GN	279,3	US\$/dam3	0,190	dam3/MWh	2,9	55,9
Nehuenco 2-TG+TV GN A	GN	193,5	US\$/dam3	0,190	dam3/MWh	2,9	39,6
Nehuenco 9B DIE	Diésel	753,5	US\$/Ton	0,281	Ton/MWh	4,3	215,9
Newén DIE	Diésel	811,5	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	7,5	206,5
Newén GNL A	GN	488,0	US\$/dam3	0,292	dam3/MWh	7,5	150,0
Nueva Aldea 1 BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,395	Ton/MWh	0,0	0,0
Nueva Aldea 1 BL2	Biomasa	7,3	US\$/Ton	1,395	Ton/MWh	2,2	12,4
Nueva Aldea 2	Diésel	779,1	US\$/Ton	0,286	Ton/MWh	12,0	234,8
Nueva Aldea 3	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,330	Ton/MWh	0,0	0,0
Nueva Renca-FA GLP	GLP	867,4	US\$/Ton	0,240	Ton/MWh	0,1	208,1
Nueva Renca-TG+TV DIE	Diésel	778,6	US\$/Ton	0,168	Ton/MWh	7,5	138,0
Nueva Renca-TG+TV GNL A	GN	190,3	US\$/dam3	0,198	dam3/MWh	3,8	41,5
Nueva Renca-TG+TV GN A	GN	209,5	US\$/dam3	0,198	dam3/MWh	3,8	45,3
Nueva Tocopilla 1	Carbón	149,5	US\$/Ton	0,398	Ton/MWh	2,5	62,1
Nueva Tocopilla 2	Carbón	149,9	US\$/Ton	0,389	Ton/MWh	2,5	60,8
Nueva Ventanas	Carbón	145,4	US\$/Ton	0,364	Ton/MWh	5,6	58,4
Olivos BL1	Diésel	817,2	US\$/Ton	0,231	Ton/MWh	30,4	219,2
Olivos BL2	Diésel	817,2	US\$/Ton	0,231	Ton/MWh	69,7	258,5
Orafti	Biomasa	15,5	US\$/Ton	1,774	Ton/MWh	3,3	30,8
Pajonales	Diésel	1.107,0	US\$/Ton	0,225	Ton/MWh	30,2	279,2
PAS Mejillones	Cogeneración	0,0	-	0,000	-	0,0	0,0
Petropower	Petcoke	0,0	US\$/Ton	0,450	Ton/MWh	3,9	3,9
Picoltué	Diésel	871,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	237,3
Pinares	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Placilla	Diésel	748,5	US\$/Ton	0,199	Ton/MWh	29,4	178,6
PMGD Conchalí	Diésel	782,8	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	222,1
Coya DIE	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Prime Los Cóndores	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Punitaqui	Diésel	784,1	US\$/Ton	0,280	Ton/MWh	39,3	258,8
Punta Colorada DIE	Diésel	780,1	US\$/Ton	0,191	Ton/MWh	28,9	177,6
Quellón 2	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Quintay	Diésel	750,8	US\$/Ton	0,236	Ton/MWh	30,0	207,4
Quintero 1A DIE	Diésel	754,6	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	5,1	187,5
Quintero 1A GNL A	GN	586,0	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	190,5

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Quintero 1A GNL B	GN	523,8	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	170,7
Quintero 1A GNL E	GN	309,5	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	102,4
Quintero 1A GN A	GN	210,6	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	70,9
Quintero 1B DIE	Diésel	754,6	US\$/Ton	0,242	Ton/MWh	5,1	187,5
Quintero 1B GNL A	GN	586,0	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	190,5
Quintero 1B GNL B	GN	523,8	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	170,7
Quintero 1B GNL E	GN	309,5	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	102,4
Quintero 1B GN A	GN	210,6	US\$/dam3	0,319	dam3/MWh	3,8	70,9
Ramadilla	Diésel	772,5	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	219,7
Rapaco	Diésel	818,9	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	224,3
Raso Power	Diésel	723,4	US\$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	267,0
Raso Power Ampl	Diésel	723,4	US\$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	267,0
Raso Power Ampl 3 y 4	Diésel	723,4	US\$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	267,0
Renca U1	Diésel	778,6	US\$/Ton	0,365	Ton/MWh	3,6	287,8
Renca U2	Diésel	778,6	US\$/Ton	0,365	Ton/MWh	3,6	287,8
Rey Ex Corral	Diésel	786,9	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	23,9	197,0
Río Azul	Diésel	951,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	257,0
Salmofood I	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Salmofood II	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Santa Fé BL1	Biomasa	9,2	US\$/Ton	2,030	Ton/MWh	5,0	23,6
Santa Fé BL2	Biomasa	12,3	US\$/Ton	1,800	Ton/MWh	5,0	27,2
Santa Fé BL3	Biomasa	22,1	US\$/Ton	1,880	Ton/MWh	5,0	46,6
Santa Fé BL4	Biomasa	28,5	US\$/Ton	5,590	Ton/MWh	5,0	164,4
Santa Irene	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,654	dam3/MWh	13,3	13,3
Santa Lidia	Diésel	788,6	US\$/Ton	0,260	Ton/MWh	5,9	210,8
Santa María	Carbón	93,6	US\$/Ton	0,336	Ton/MWh	3,0	34,5
Santa Marta	Biogás	0,0	US\$/dam3	518,000	dam3/MWh	15,0	15,0
San Gregorio	Diésel	766,4	US\$/Ton	0,224	Ton/MWh	45,6	216,9
San Isidro-TG+TV DIE	Diésel	759,1	US\$/Ton	0,155	Ton/MWh	10,0	127,9
San Isidro-TG+TV GNL A	GN	586,0	US\$/dam3	0,185	dam3/MWh	6,4	114,7
San Isidro-TG+TV GNL B	GN	523,8	US\$/dam3	0,185	dam3/MWh	6,4	103,2
San Isidro-TG+TV GNL E	GN	309,5	US\$/dam3	0,185	dam3/MWh	6,4	63,6
San Isidro-TG+TV GN	GN	209,3	US\$/dam3	0,185	dam3/MWh	6,4	45,1
San Isidro 2-TG+TV DIE	Diésel	759,1	US\$/Ton	0,167	Ton/MWh	7,4	134,4
San Isidro 2-TG+TV GNL A	GN	586,0	US\$/dam3	0,188	dam3/MWh	4,7	115,0
San Isidro 2-TG+TV GNL B	GN	523,8	US\$/dam3	0,188	dam3/MWh	4,7	103,3
San Isidro 2-TG+TV GNL E	GN	309,5	US\$/dam3	0,188	dam3/MWh	4,7	62,9
San Isidro 2-TG+TV GN	GN	209,3	US\$/dam3	0,188	dam3/MWh	4,7	44,1
San Javier Etapa I	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
San Javier Etapa II	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
San Lorenzo U1	Diésel	804,0	US\$/Ton	0,342	Ton/MWh	24,1	299,1
San Lorenzo U2	Diésel	804,0	US\$/Ton	0,380	Ton/MWh	24,1	329,9
San Lorenzo U3	Diésel	804,0	US\$/Ton	0,289	Ton/MWh	22,8	255,1
Sepultura	Diésel	731,7	US\$/Ton	0,235	Ton/MWh	37,9	210,1

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Skretting	Diésel	673,0	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	167,3
Skretting Osorno	Diésel	673,0	US\$/Ton	0,220	Ton/MWh	19,3	167,3
Taltal 1 DIE	Diésel	781,5	US\$/Ton	0,254	Ton/MWh	12,8	211,3
Taltal 1 GNL A	GN	302,4	US\$/dam3	0,303	dam3/MWh	4,0	95,6
Taltal 2 DIE	Diésel	781,5	US\$/Ton	0,254	Ton/MWh	12,8	211,3
Taltal 2 GNL A	GN	302,4	US\$/dam3	0,303	dam3/MWh	4,0	95,6
Tambores	Diésel	818,9	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	224,3
Tamm	Diésel	798,6	US\$/Ton	0,245	Ton/MWh	22,4	218,1
Tapihue	GN	711,8	US\$/dam3	0,293	dam3/MWh	51,1	259,6
Tarapacá-TG DIE	Diésel	747,4	US\$/Ton	0,397	Ton/MWh	0,4	297,1
Teno	Diésel	845,7	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	28,0	213,5
Teno50 GLP	GLP	909,9	US\$/Ton	0,218	Ton/MWh	18,6	216,7
Termopacifico	Diésel	1.135,6	US\$/Ton	0,225	Ton/MWh	24,2	279,7
Tirúa	Diésel	789,4	US\$/Ton	0,270	Ton/MWh	29,8	243,0
Tocopilla-TG1	Diésel	750,9	US\$/Ton	0,386	Ton/MWh	1,0	290,6
Tocopilla-TG2	Diésel	750,9	US\$/Ton	0,386	Ton/MWh	1,0	290,6
Tocopilla-TG3 DIE	Diésel	750,9	US\$/Ton	0,277	Ton/MWh	1,0	208,8
Tocopilla U14	Carbón	200,6	US\$/Ton	0,415	Ton/MWh	7,0	90,3
Tocopilla U15	Carbón	200,6	US\$/Ton	0,390	Ton/MWh	6,6	85,0
Tocopilla U16-TG+TV DIE	Diésel	750,9	US\$/Ton	0,172	Ton/MWh	85,4	214,2
Tocopilla U16-TG+TV GNL A	GN	182,7	US\$/dam3	0,190	dam3/MWh	6,4	41,0
Tocopilla U16-TG+TV GNL B	GN	364,3	US\$/dam3	0,190	dam3/MWh	6,4	75,4
Tomaval 1	GN	433,5	US\$/dam3	0,268	dam3/MWh	6,9	123,0
Tomaval 2	GN	433,5	US\$/dam3	0,268	dam3/MWh	6,9	123,0
Trapén	Diésel	892,2	US\$/Ton	0,219	Ton/MWh	28,0	223,7
Trebal Mapocho	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,654	dam3/MWh	13,3	13,3
Trebal Mapocho Ampl	Biogás	0,0	US\$/dam3	1,654	dam3/MWh	13,3	13,3
Trongol	Diésel	799,1	US\$/Ton	0,230	Ton/MWh	19,5	203,0
Ujina U1 DIE	Diésel	733,5	US\$/Ton	0,246	Ton/MWh	19,8	200,4
Ujina U2 DIE	Diésel	733,5	US\$/Ton	0,258	Ton/MWh	19,8	208,8
Ujina U3 DIE	Diésel	733,5	US\$/Ton	0,257	Ton/MWh	19,8	208,4
Ujina U4 DIE	Diésel	733,5	US\$/Ton	0,255	Ton/MWh	19,8	206,5
Ujina U5 HFO	Fuel Oil	604,6	US\$/Ton	0,205	Ton/MWh	15,9	139,8
Ujina U6 HFO	Fuel Oil	604,6	US\$/Ton	0,201	Ton/MWh	15,9	137,4
Valdivia BI1 Pino	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,630	Ton/MWh	0,0	0,0
Valdivia BI2 Pino	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,197	Ton/MWh	0,0	0,0
Valdivia BI3 Pino	Biomasa	9,1	US\$/Ton	1,197	Ton/MWh	3,1	13,9
Valdivia BI4 Pino	Diésel	541,4	US\$/Ton	0,270	Ton/MWh	3,1	149,3
Ventanas 2	Carbón	115,8	US\$/Ton	0,401	Ton/MWh	5,0	51,3
Viñales BL1	Biomasa	0,0	US\$/Ton	1,353	Ton/MWh	0,0	0,0
Viñales BL2	Biomasa	10,9	US\$/Ton	1,353	Ton/MWh	4,1	18,8
Watt	Diésel	680,4	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	19,3	169,8
Watt II	Diésel	678,0	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	19,3	169,3
Yumbel	Diésel	871,6	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	237,3

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Especifico	Unidad Consumo Especifico	C.Var. No Comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
Yungay U1 DIE	Diésel	794,7	US\$/Ton	0,280	Ton/MWh	22,7	245,2
Yungay U2 DIE	Diésel	794,7	US\$/Ton	0,252	Ton/MWh	22,7	223,0
Yungay U3 DIE	Diésel	794,7	US\$/Ton	0,274	Ton/MWh	22,7	240,5
Yungay U4 DIE	Diésel	794,7	US\$/Ton	0,297	Ton/MWh	57,8	293,8
Zapallar	Diésel	790,9	US\$/Ton	0,247	Ton/MWh	22,3	217,3
Zofri 1	Diésel	647,1	US\$/Ton	0,223	Ton/MWh	19,4	163,9
Zofri 2-5	Diésel	647,1	US\$/Ton	0,221	Ton/MWh	17,5	160,4
Zofri 6	Diésel	647,1	US\$/Ton	0,196	Ton/MWh	19,4	146,3

1.2.2 Proyección de Precios de Combustibles

Los costos de combustibles de la sección anterior se han modelado, para el horizonte de estudio, a través de factores de modulación obtenidos de las proyecciones determinadas por esta Comisión mostradas en las tablas siguientes. Los criterios utilizados se encuentran disponibles en el “Informe de proyecciones de precios de combustibles 2022-2036”, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 554, de fecha 15 diciembre de 2021, publicado en la página web de la Comisión.

Para aquellas centrales que utilizan como combustibles carbón, mezcla carbón-petcoke y gas natural, se modelan los costos combustibles informados por el Coordinador a través de los factores de modulación ya citados.

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

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

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

Año	Precio [US\$/ton]	Factor de Modulación
2022	74,266	1,000
2023	72,384	0,975

⁵ Diferencias en el precio del carbón térmico se deben a aproximaciones de redondeo.

Año	Precio [US\$/ton]	Factor de Modulación
2024	72,268	0,973
2025	72,797	0,980
2026	72,972	0,983
2027	73,007	0,983
2028	73,132	0,985
2029	73,176	0,985
2030	73,230	0,986
2031	73,242	0,986
2032	73,390	0,988
2033	73,400	0,988

Tabla 7: Proyección precio de GNL

Año	Precio [US\$/MMBtu]	Factor de Modulación
2022	8,559	1,000
2023	8,274	0,967
2024	8,041	0,939
2025	8,137	0,951
2026	8,264	0,966
2027	8,335	0,974
2028	8,498	0,993
2029	8,638	1,009
2030	8,703	1,017
2031	8,721	1,019
2032	8,800	1,028
2033	8,878	1,037

Tabla 8: Proyección precio del crudo Brent corregido por CPI

Año	Precio [US\$/bb]	Factor de Modulación
2022	52,912	1,000
2023	58,258	1,101
2024	61,943	1,171
2025	64,900	1,227
2026	68,073	1,287
2027	70,429	1,331
2028	72,892	1,378
2029	75,007	1,418
2030	77,256	1,460
2031	78,940	1,492
2032	81,105	1,533
2033	82,392	1,557

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

1.2.3 Disponibilidad de Gas Natural

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

Tabla 9: Disponibilidad de Gas Natural [m³]

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	ENAP	Generadora Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA
30-12-2021	05-01-2022	2.340.257	3.500.000	-	3.766.512	-	14.000.000	4.648.522	35.000	3.325.000	-
06-01-2022	12-01-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	-	14.000.000	1.560.010	35.000	3.325.000	-
13-01-2022	19-01-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	-	14.000.000	1.560.010	35.000	3.325.000	-
20-01-2022	26-01-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	-	14.000.000	1.560.010	35.000	3.325.000	-
27-01-2022	02-02-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	9.951.031	14.000.000	1.560.010	-	-	-
03-02-2022	09-02-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	9.951.031	14.000.000	1.560.010	-	-	-
10-02-2022	16-02-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	9.951.031	14.000.000	1.560.010	-	-	-
17-02-2022	23-02-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	9.951.031	14.000.000	1.560.010	-	-	-
24-02-2022	02-03-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	9.951.031	14.000.000	1.560.010	-	-	-
03-03-2022	09-03-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	9.951.031	14.000.000	-	-	-	-
10-03-2022	16-03-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	9.951.031	14.000.000	-	-	-	-
17-03-2022	23-03-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	9.951.031	14.000.000	-	-	-	-
24-03-2022	30-03-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	9.951.031	14.000.000	-	-	-	-
31-03-2022	06-04-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	9.951.031	14.000.000	-	-	-	-
07-04-2022	13-04-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	9.951.031	14.000.000	-	-	-	-
14-04-2022	20-04-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	9.951.031	14.000.000	-	-	-	-
21-04-2022	27-04-2022	14.030.915	3.500.000	-	6.135.193	9.951.031	14.000.000	-	-	-	-
28-04-2022	04-05-2022	14.030.915	1.500.000	-	6.135.193	9.951.031	6.000.000	-	-	-	-
05-05-2022	11-05-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	9.951.031	-	-	-	-	-
12-05-2022	18-05-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	9.951.031	-	-	-	-	-
19-05-2022	25-05-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	9.951.031	-	-	-	-	-
26-05-2022	01-06-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	9.951.031	-	-	-	-	-
02-06-2022	08-06-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	ENAP	Generadora Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA
09-06-2022	15-06-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
16-06-2022	22-06-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
23-06-2022	29-06-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
30-06-2022	06-07-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
07-07-2022	13-07-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
14-07-2022	20-07-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
21-07-2022	27-07-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
28-07-2022	03-08-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
04-08-2022	10-08-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
11-08-2022	17-08-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
18-08-2022	24-08-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
25-08-2022	31-08-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
01-09-2022	07-09-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
08-09-2022	14-09-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
15-09-2022	21-09-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
22-09-2022	28-09-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
29-09-2022	05-10-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
06-10-2022	12-10-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
13-10-2022	19-10-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
20-10-2022	26-10-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
27-10-2022	02-11-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
03-11-2022	09-11-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
10-11-2022	16-11-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
17-11-2022	23-11-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
24-11-2022	30-11-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
01-12-2022	07-12-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
08-12-2022	14-12-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
15-12-2022	21-12-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
22-12-2022	28-12-2022	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
29-12-2022	04-01-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-

Empresa Terminal		Enel	Enel	Enel	Engie	Colbún	Colbún	Tamakaya	Gas Sur	ENAP	Generadora Metropolitana
Fecha (Desde)	Fecha (Hasta)	Quintero	GNA	Mejillones	Mejillones	Quintero	GNA	Mejillones	Quintero	Quintero	GNA
05-01-2023	11-01-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
12-01-2023	18-01-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
19-01-2023	25-01-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
26-01-2023	01-02-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	-	-	-	-	-	-
02-02-2023	08-02-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	9.951.031	-	-	-	-	-
09-02-2023	15-02-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	9.951.031	-	-	-	-	-
16-02-2023	22-02-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	9.951.031	-	-	-	-	-
23-02-2023	01-03-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	9.951.031	-	-	-	-	-
02-03-2023	08-03-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	9.951.031	-	-	-	-	-
09-03-2023	15-03-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	9.951.031	-	-	-	-	-
16-03-2023	22-03-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	9.951.031	-	-	-	-	-
23-03-2023	29-03-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	9.951.031	-	-	-	-	-
30-03-2023	05-04-2023	14.030.915	-	-	6.135.193	9.951.031	-	-	-	-	-

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

- Desde abril de 2023 hasta marzo de 2026, la disponibilidad modelada corresponde a los últimos 12 meses informados por el Coordinador.
- Desde abril de 2026, se considera disponibilidad completa para las centrales San Isidro 1 y 2, Quintero 1 y 2, Nueva Renca, Nehuenco 1 y 2, Candelaria 1 y 2, U16, CTM3 y Kelar.

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

1.3 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN

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

En ese sentido, se consideran en la presente modelación, aquellas centrales de generación declaradas en construcción de acuerdo a lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 521, del 30 de noviembre de 2021, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción, cuyas fechas estimadas de interconexión han sido actualizadas considerando la información contenida en la Resolución Exenta CNE N° 587, del 30 de diciembre de 2021, en vista de las contingencias provocadas por la crisis sanitaria existente en el país, que ha constituido una de las causas relevantes en las modificaciones informadas por parte de los proyectos en construcción.

1.4 PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPROMETIDAS

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

Tabla 10: Obras de Generación Comprometidas

Central	Fecha puesta en servicio	Potencia [MW] / Capacidad [MW] / Autonomía [h]	Tecnología	Punto de Conexión
Los Vientos Reconvertida	dic-22	110	Térmica Gas Natural	Las Vegas 110
Punta de Talca	may-23	86,4	Eólica	Talinay 220
Los Vientos Reconvertida Ampliación	dic-23	10	Térmica Gas Natural	Las Vegas 110
Punta del Viento	dic-23	165	Solar Fotovoltaica	Punta Colorada 220
Parque Eólico San Rarincó	dic-23	99	Eólica	María Dolores 220
Sol de Vallena - Fase II	dic-23	250	Solar Fotovoltaica	Algarrobal 220
Parque Eólico San Andrés	nov-25	119,7	Eólica	Río Malleco 220
Socompa Solar	dic-25	250/80/4	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Likanantai 220
Arboleda Solar	dic-25	80/25/4	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Teno 154
Alcones	dic-25	90	Solar Fotovoltaica	Portezuelo 110
Don Carlos	dic-25	196	Solar Fotovoltaica	Nueva Maitencillo 220
Vientos del Lago	dic-25	125,4	Eólica	Frutillar Norte 220
Dañicalqui	dic-25	68,4	Eólica	Entre Ríos 220
Colinas	dic-25	188,1	Eólica	Hualqui 220
Tagua Tagua	dic-25	176	Solar Fotovoltaica	Polpaico 220
Andino Occidente	dic-25	147	Solar Fotovoltaica	Loica 220

1.5 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 11.

Tabla 11: Obras de transmisión en construcción

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel	ene-22	Eletrans
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	ene-22	Eletrans
Cambios de TTCC Líneas 1x220 kV Encuentro – El Tesoro y El Tesoro – Esperanza	ene-22	Minera El Tesoro – Minera Esperanza
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	ene-22	SAESA
Ampliación de conexiones al interior de la S/E Crucero para la reubicación a S/E Nueva Crucero Encuentro	ene-22	Engie

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Línea 2x500 kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	ene-22	Transec
Extensión líneas 2x220 kV Crucero-Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	ene-22	Transec
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	Consorcio Red y Cobra
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	abr-22	Consorcio Saesa - Chilquinta
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	nov-22	Consorcio Ferrovial
Ampliación en S/E Candelaria	ene-23	Colbún
Ampliación en S/E Lagunas	ene-23	Transec
Ampliación en S/E Algarrobal	ene-23	Edelnor Transmisión
Ampliación en S/E Cumbre (NTR ATAT)	mar-23	Diego de Almagro Transmisora de Energía
Ampliación en S/E Cumbre	abr-23	Diego de Almagro Transmisora de Energía
Aumento de capacidad línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	abr-23	Interchile
Ampliación en S/E Nueva Pan de Azúcar	abr-23	Interchile
Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	abr-23	Eletrans
Ampliación en S/E Polpaico	abr-23	Transec
Ampliación en S/E Calama 220 kV	abr-23	Transec
Seccionamiento línea 2x220 kV Ancoa - Itahue, en S/E Santa Isabel	abr-23	CGE
Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt - Puerto Montt y Ampliación de S/E Nueva Puerto Montt	jun-23	Transec
Nueva S/E Seccionadora Roncacho	jun-23	Engie
Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga	jun-23	Transquinta
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	nov-23	Transec
Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	dic-23	Transec
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	ene-24	Transec
Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (S/E Santa Barbara)	ene-24	Transec
Nueva línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a seccionamiento del segmento de la línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	ene-24	Consorcio Ferrovial
Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento de línea 2x220 kV El Cobre - Esperanza	abr-24	Centinela Transmisión
Aumento de capacidad línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	abr-24	Transec
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	ene-25	Transec

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Responsable
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, energizada en 220 kV	ene-25	Transec

1.6 PLAN DE DESCARBONIZACIÓN

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

- La Resolución Exenta N° 237, de 3 de julio de 2020, y la Resolución Exenta N° 266 de 23 de julio de 2020, ambas de la Comisión, que autorizan la solicitud de exención de plazo de Enel Generación Chile S.A. asociada al retiro final, desconexión y cese de operaciones de las unidades generadoras Bocamina 1 y Bocamina 2, respectivamente, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Carta AR-0102-2021 de AES Gener, que comunica modificación en la fecha de retiro y cese de operaciones de la unidad Ventanas 2, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 72°-18, de la Ley General de Servicios Eléctricos .
- Anuncio del Ministerio de Energía del 28 de abril de 2021, en el que reafirma el compromiso con el cronograma de cierre de las seis unidades más antiguas de Engie para el 2024, además de anunciar la reconversión de tres unidades al 2025: Infraestructura Energética Mejillones (IEM), que será convertida a gas natural, y, centrales térmicas Andina (CTA) y Hornitos (CTH), que comenzarán a funcionar con biomasa.
- Anuncio del Ministerio de Energía del 6 de julio de 2021, en el que se anuncia el cierre adelantado de las centrales Angamos 1, Angamos 2, Nueva Ventanas y Campiche, las que estarán a disposición para cesar su operación a contar desde del día 1 de enero de 2025, o en la fecha más temprana que la seguridad, suficiencia y eficiencia operacional del sistema lo permitan.
- Carta DE 03406-21 del Coordinador Eléctrico Nacional dirigida a la Comisión, de 22 de julio de 2021, en la que se comunica que la fecha estimada para el cierre de operaciones de Ventanas 2 debe ser postergada al 1 de mayo de 2022.
- La Resolución Exenta de la Comisión N° 496, de 22 de noviembre de 2021, que complementa Resolución Exenta CNE N° 605, de 16 de septiembre de 2019, que autoriza solicitud de desconexión y retiro de instalaciones de generación de Engie Energía Chile S.A., de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-18° de la Ley General de Servicios Eléctricos y posterga la fecha de desconexión y retiro de instalaciones de generación de Engie Energía Chile S.A., de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-18° de la Ley General de Servicios Eléctrico.

- Carta DE 00062-22 del Coordinador Eléctrico Nacional dirigida a la Comisión, de 7 de enero de 2022, en la que comunica que la fecha estimada para el cambio operativo a “Estado de Reserva Estratégica” de la unidad Ventanas 2 debe ser postergada al 1° de septiembre de 2022.

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

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

Central	Fecha	Tipo
Bocamina 2	may-22	Cierre de operaciones
Ventanas 2	ago-22	Cierre de operaciones
Tocopilla U14	jun-22	Cierre de operaciones
Tocopilla U15	jun-22	Cierre de operaciones
Mejillones 1	dic-24	Cierre de operaciones
Mejillones 2	dic-24	Cierre de operaciones
IEM	dic-25	Reconversión a GN
Andina	dic-25	Reconversión a Biomasa
Hornitos	dic-25	Reconversión a Biomasa
Angamos 1	sep-29	Cierre de operaciones
Angamos 2	sep-29	Cierre de operaciones
Nueva Ventanas	sep-29	Cierre de operaciones
Campiche	sep-29	Cierre de operaciones

1.7 PROYECCIÓN DE CAUDALES Y ESTADÍSTICA HIDROLÓGICA

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

En resumen, en la presente fijación se ha utilizado una proyección de caudales con 34 escenarios que consideran la variabilidad natural y el impacto del cambio climático en las hidrologías.

En la elaboración y calibración de los modelos hidrológicos que permitieron obtener los 34 escenarios de la proyección de caudales, se ha considerado la estadística histórica de caudales del sistema, cuya energía anual total afluente [GWh] por año hidrológico (abril a marzo del siguiente año), se presenta en los siguientes gráficos.

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

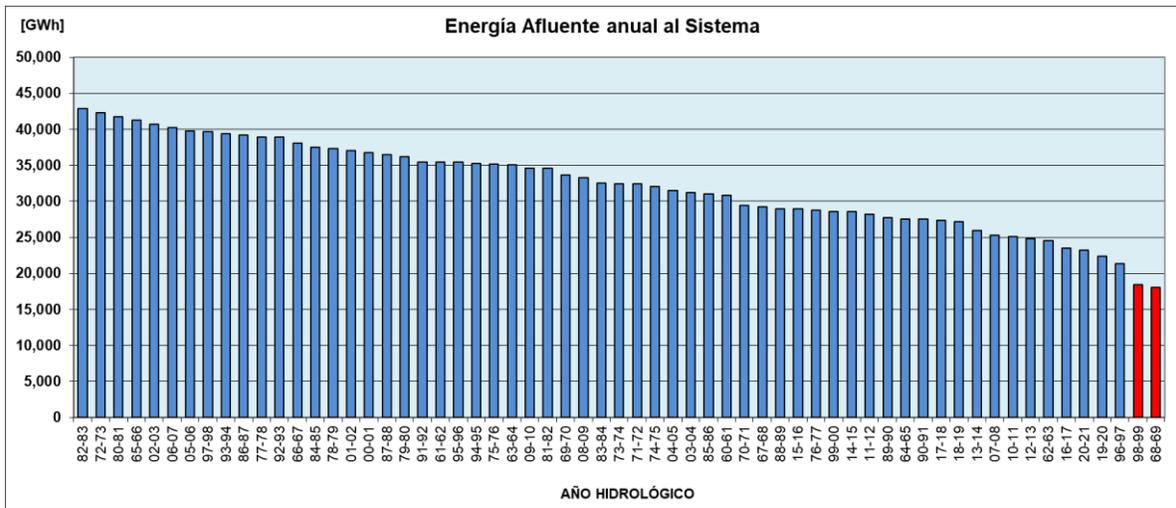
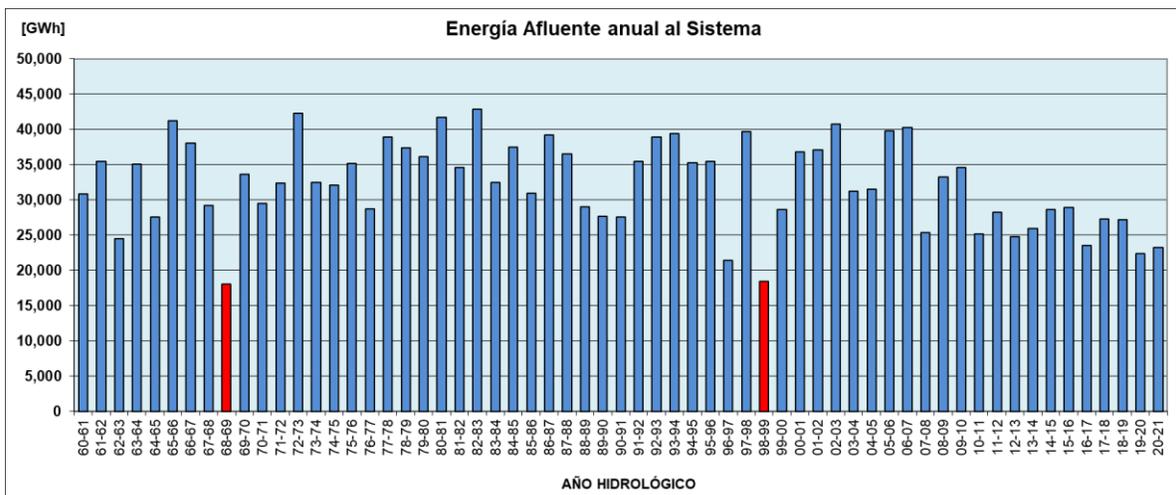


Gráfico 2: Energía anual afluente (orden cronológico)



1.8 STOCKS DE EMBALSES

Las cotas iniciales de los embalses al 1 de enero de 2022 se utilizan en el programa de simulación de la operación con la metodología indicada en el presente informe, y son consideradas como condiciones iniciales para la simulación. Estos valores fueron informados por el Coordinador, y se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13: Cotas iniciales al 1 de enero de 2022

Embalse	Cota (m.s.n.m.)
Lago Laja	1.319,33
Laguna del Maule	2.161,08
Embalse Rapel	104,00
Laguna La Invernada	1.293,18
Lago Chapo	234,57
Embalse Colbún	430,00
Embalse Melado	641,44
Embalse Ralco	720,10
Embalse Pangué	509,78
Poza Polcura	735,27
Embalse Machicura	256,75

1.9 HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA

Para efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el decreto de precios de nudo de corto plazo que inicia su vigencia el 1 de abril de 2022, se entenderá por horas de punta para los subsistemas Centro Norte y Sur definidos en el punto 3.3 del presente informe el período del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dichos meses. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta en dichos subsistemas.

1.10 OBLIGACIÓN ERNC

En virtud de la obligación establecida en el artículo 150° bis de la Ley, se han calculado los porcentajes de energía anual que deben ser inyectados por medios de generación renovables no convencionales, de acuerdo 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 un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará

de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6%, y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%.

- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

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

Tabla 14: Obligación ERNC

Año	Energía Proyectada [GWh]	Obligación de energía ERNC [GWh]	% Obligación de energía ERNC
2022	76.891	9.523	12,38%
2023	80.121	11.142	13,91%
2024	83.588	12.989	15,54%
2025	86.456	15.509	17,94%
2026	88.332	16.047	18,17%
2027	90.147	16.818	18,66%
2028	91.235	17.391	19,06%
2029	93.315	17.997	19,29%
2030	95.105	18.425	19,37%
2031	95.446	18.509	19,39%
2032	97.541	18.994	19,47%

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

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

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

2.2 HORIZONTE DE ESTUDIO

El horizonte del estudio para las simulaciones es de 10 años, incluyendo en la parte final del mismo, dos años para efectos de solucionar problemas de borde en la simulación de la operación económica del sistema. Para efectos de recoger adecuadamente las características de las condiciones hidrológicas, la simulación fue efectuada a partir de enero de 2022, sin perjuicio de que el cálculo de precios se realiza a partir de abril de 2022, en concordancia con el inicio de vigencia de los precios establecido en la Resolución N°641 de 2016.

2.3 MODELACIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

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

2.3.1 Costos variables de centrales térmicas

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

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

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

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

- C_V : Costo variable de la central térmica
- C_{esp} : Consumo específico de combustible (rendimiento)
- C_C : Costo del combustible
- C_{VNC} : Costo variable no combustible

2.4 MODELACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La modelación de centrales hidroeléctricas contempla tres tipos de centrales:

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

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

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

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

2.5 MODELACIÓN DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

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

2.5.1 Centrales Eólicas

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

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

Tabla 15: Disponibilidad del recurso primario de centrales eólicas - Norte de SE Los Changos ⁶

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	21%	27%	50%	52%	51%	34%	36%	27%	8%	4%	2%	9%
2	14	35%	41%	56%	59%	58%	53%	57%	46%	28%	16%	8%	19%
3	15	43%	50%	57%	60%	59%	61%	63%	53%	43%	26%	15%	24%
4	16	50%	57%	65%	65%	56%	65%	65%	53%	42%	28%	21%	21%
5	17	42%	51%	61%	63%	54%	49%	44%	33%	20%	13%	9%	16%
6	18	9%	13%	25%	30%	24%	18%	11%	13%	13%	18%	23%	12%
7	19	41%	36%	22%	28%	30%	59%	59%	63%	65%	67%	67%	54%
8	20	66%	58%	52%	55%	59%	71%	71%	74%	73%	75%	76%	74%
9	21	61%	53%	48%	50%	54%	69%	67%	71%	71%	74%	75%	72%
10	22	42%	29%	31%	26%	23%	41%	47%	63%	61%	69%	69%	58%
11	23	10%	6%	8%	9%	6%	11%	13%	24%	21%	30%	30%	17%
12	24	5%	12%	25%	33%	32%	12%	8%	6%	3%	6%	6%	3%

Tabla 16: Disponibilidad del recurso primario de centrales eólicas - Sur de SE Los Changos ⁷

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	26%	32%	32%	34%	31%	37%	40%	31%	36%	38%	39%	34%
2	14	25%	31%	32%	36%	32%	35%	39%	31%	32%	35%	35%	31%
3	15	23%	32%	30%	37%	33%	33%	37%	29%	28%	32%	33%	27%
4	16	21%	31%	27%	37%	32%	30%	33%	26%	25%	29%	32%	22%
5	17	20%	30%	28%	37%	32%	28%	31%	24%	22%	26%	29%	20%
6	18	16%	28%	27%	33%	29%	28%	30%	25%	24%	24%	28%	17%
7	19	23%	32%	32%	34%	37%	37%	40%	34%	40%	34%	36%	23%
8	20	29%	38%	38%	38%	43%	43%	46%	42%	49%	41%	42%	31%
9	21	30%	39%	39%	40%	43%	44%	48%	45%	52%	45%	47%	35%
10	22	33%	38%	38%	40%	42%	42%	45%	47%	51%	46%	54%	40%
11	23	29%	33%	34%	36%	38%	38%	41%	44%	47%	44%	52%	37%
12	24	27%	31%	33%	36%	36%	36%	37%	40%	42%	39%	47%	34%

2.5.2 Centrales Fotovoltaicas

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

Tabla 17: Disponibilidad de generación de centrales fotovoltaicas– Zona Norte del SEN⁸

Bloque día hábil	Bloque día no hábil	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
1	13	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	14	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

⁶ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre el extremo norte del SEN hasta la subestación Los Changos.

⁷ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre la subestación Los Changos y el extremo sur del SEN.

⁸ Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas entre la Zona Norte del SEN hasta la Subestación Punta Colorada.

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

Tabla 18: Disponibilidad de generación de centrales fotovoltaicas – Zona Centro del SEN⁹

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

Tabla 19: Disponibilidad de generación de centrales fotovoltaicas – Zona Sur del SEN¹⁰

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

2.6 CONSIDERACIONES DEL PROGRAMA DE OBRAS INDICATIVO

El programa de obras considera las centrales existentes y en construcción, así como también otras alternativas de desarrollo en el horizonte de simulación, según los antecedentes de los que dispone esta Comisión en relación a proyectos que se encuentran actualmente en estudio y aquellos

9 Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas en la Zona Centro del SEN, entre la Subestación Punta Colorada y la Subestación Parral.

10 Corresponde a las instalaciones que se encuentran ubicadas desde la Subestación Parral hasta el extremo sur del SEN.

comprometidos en los contratos que surgen como parte del proceso de licitaciones de suministro a clientes regulados.

2.6.1 Alternativas de expansión del parque generador y sistemas de almacenamiento

Para determinar las alternativas de expansión y la localización de las centrales de generación del programa indicativo, o de los sistemas de almacenamiento que corresponda, esta Comisión ha tenido a la vista los antecedentes disponibles del Servicio de Evaluación Ambiental, respecto de los proyectos de generación y sistemas de almacenamiento en estudio que poseen distintas empresas y que están en proceso de evaluación de 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 y almacenamiento, técnica y económicamente factibles de ser desarrollados en el horizonte de simulación, incluyendo alternativas tecnológicas que cubran diferentes fuentes energéticas. Estos proyectos han sido escalados conforme a la utilización óptima de los recursos disponibles, para la determinación del programa de obras indicativo, por lo que 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 no necesariamente responden a los mismos criterios bajo los cuales se ha efectuado la modelación de la fijación de precios de nudo, ya que éstos 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, los costos marginales esperados, 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 20, en concordancia con el “Informe de Costos de Tecnologías de Generación”, aprobado por Resolución Exenta de la Comisión N° 199, de 22 de junio de 2021. 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 centrales hidroeléctricas este costo debe reflejar, además las obras hidráulicas propias de este tipo de proyectos. Para las centrales geotérmicas se han considerado también las instalaciones propias de la producción geotérmica (pozos, sistemas de conducción, separación, almacenamiento, entre otros), en tanto que, para proyectos de centrales termoeléctricas convencionales se consideran las instalaciones para el suministro, almacenamiento y logística del combustible.

Tabla 20: Costos de inversión de centrales de generación por tecnología¹¹

Tecnología	Costo de inversión referencial [US\$/kW]
Térmica a gas natural (CA)	668
Térmica a gas natural (CC)	921
Conjunto motores a gas	916
Térmica diésel (GMG)	448
Eólica	1.264
Solar fotovoltaica	781
Solar térmica - @13 hrs	5.414
Hidráulica de embalse	4.665
Hidráulica de pasada	4.022
Mini-hidráulica	2.247
Térmica a biomasa	3.342
Térmica a biogás	1.173
Geotérmica	4.436
Solar con almacenamiento - @5hrs /25% Pnom	1.552
Eólica con almacenamiento - @5hrs /25% Pnom	1.905
Solar con almacenamiento - @4hrs /100% Pnom	2.493
Eólica con almacenamiento - @4hrs /100% Pnom	2.922

Para el costo de operación, mantenimiento 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.

A su turno, para efectos de estimar el costo de los sistemas de almacenamiento, se ha considerado como insumo el Informe de Costos de Tecnologías de Generación señalado en la presente sección, y el Informe Técnico Definitivo “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSM” de 2021 a que se hace referencia en la sección 3.3 del presente informe.

¹¹ En el contexto del plan de descarbonización del Ministerio de Energía individualizado en el presente Informe Técnico, en esta fijación, esta Comisión ha estimado innecesario considerar un costo de inversión para centrales térmicas a carbón.

2.7 MODELACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA DEL SISTEMA

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

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

2.8 MODELACIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN DEL SISTEMA

Las instalaciones modeladas contemplan 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 extremo norte del SEN es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. A 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.

En tanto, la regulación de tensión para la zona centro sur del SEN 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 2 con una operación forzada a mínimo técnico, que corresponde a 165,6 MW netos, 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 1 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.

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

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

2.10 ACTUALIZACIÓN DEL VALOR DEL COSTO DE FALLA

Sobre la base del Informe Técnico Final “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, aprobado mediante Resolución Exenta de la Comisión N° 234, de 21 de julio de 2021, se presenta la actualización del valor de costo de falla de larga duración.

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

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

2.11 TASA DE ACTUALIZACIÓN

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

2.12 CALIDAD DE SUMINISTRO

La calidad de suministro se ha considerado respecto de los parámetros Disponibilidad 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 0,00176 horas/km al año para el SEN-SING se ha simulado la operación del sistema para diferentes escenarios de indisponibilidad de líneas, considerando la salida sucesiva de 23 tramos, re-despachando el abastecimiento en cada caso y observando 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 sobre costo por sobre el costo marginal promedio del caso base sin salidas de líneas.

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

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

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

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

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

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

2.13 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN PARA PRECIOS DE NUDO

2.13.1 Fórmula del Precio Básico de la Potencia de Punta

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

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

Donde:

C_{TG} [US\$/kW]:	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG} :	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años.
C_{SE} [US\$/kW]:	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE} :	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años.
C_{LT} [US\$/kW]:	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT} :	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años.
CF :	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]:	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT :	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP :	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]:	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
Dol_i [\$/US\$]:	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
P_{bpot} [\$/kW/mes]:	Precio Básico de la Potencia en pesos por kW/mes.

2.13.2 Indexación del precio de la potencia punta

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

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

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

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

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

Dónde:

$C_{componente}$: Costo unitario de inversión actualizado de la componente Central Generadora (Unidad de Punta).

$C_{componente-0}$: Costo unitario de inversión inicial de la componente Central Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2020.

Dol_i : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

Dol_0 : Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2019 cuyo valor es 776,53 pesos/US\$.

PPI_{turb_i} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg (Serie PCU333611333611) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI_{turb_0} : Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg (Serie PCU333611333611) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 222,3.

PPI_i : Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI_0 : Producer Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 200,3.

IPC_i : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

IPC_0 : Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2019 cuyo valor es 103,55.

Coef_n: Peso de cada indexador en la componente central generadora del costo de inversión.

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

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

Dónde:

C_{componente}: Costo unitario actualizado del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta.

C_{componente-0}: Costo unitario inicial del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta calculado para enero de 2020.

Dol_i: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

Dol₀: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2019 cuyo valor es 776,53 pesos/US\$.

PPI_i: Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI₀: Producer Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019 cuyo valor es 200,3.

IPC_i: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

IPC₀: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2019 cuyo valor es 103,55.

Coef_n: Peso de cada indexador en la componente subestación eléctrica o línea de transmisión del costo de inversión.

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

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

Dónde:

C_{fijo-i}: Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta.

C_{fijo-0}: Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta calculado para enero de 2020.

Dol_i: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

Dol₀: Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2019 cuyo valor es 776,53 pesos/US\$.

IPC_i: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

IPC₀: Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2019 cuyo valor es 103,55.

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

A continuación, se presentan en la Tabla 22 los indexadores para el precio de la potencia y luego en la Tabla 23, Tabla 24, Tabla 25 y Tabla 26, los coeficientes de la fórmula de indexación del precio básico de la potencia para la presente fijación¹².

Tabla 22: Indexadores Precio de la Potencia

Indexador	Fuente	Índices Base	
		Valor	Fecha
Dólar Observado	Banco Central	776,53	nov-19
Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, PCU333611333611	222,3	jun-19
Producer Price Index-Commodities	Bureau of Labor Statistics www.bls.gov, WPU00000000	200,3	jun-19
Índice de Precios al Consumidor (Base 2018=100)	Instituto Nacional de Estadísticas	103,55	nov-19

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

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

¹²Diferencias en los coeficientes mostrados en el informe se deben a aproximaciones de redondeo.

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

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

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

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

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

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

2.13.3 Indexación del precio de la energía

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

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

Dónde:

PMM_i : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo 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 76,119 \$/kWh.

Dentro de los primeros cinco días 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.

3 RESULTADOS

3.1 PROGRAMA INDICATIVO DE OBRAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

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

Tabla 27: Programa de obras indicativo de generación y almacenamiento¹³

Nombre Central o sistema de almacenamiento	Fecha puesta en servicio	Potencia / Capacidad [MVA]	Tecnología	Punto de Conexión
Solar con Almacenamiento SING X	abr-26	200/50	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Parinacota 220
Eólica SING IV	ene-27	200	Eólica	Chuquicamata 220
Solar con Almacenamiento SING II	ene-27	200/50	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Pozo Almonte 220
Eólica Don Goyo 01	ene-27	250	Eólica	Don Goyo 220
Hidroeléctrica VII Región 03	ene-27	20	Hidroeléctrica de Pasada	Ancoa 220
Almacenamiento Polpaico 01	ene-28	100	Almacenamiento	Polpaico 220
Eólica Melipilla 01	ene-28	200	Eólica	Alto Melipilla 220
Hidroeléctrica VIII Región 03	ene-28	20	Hidroeléctrica de Pasada	Nueva Charrúa 220
Almacenamiento Kimal 01	ene-28	100	Almacenamiento	Kimal 220
Solar con Almacenamiento SING IX	ene-28	200/50	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Nueva Pozo Almonte 220
Grupo MH X Región 01	jun-28	60	Hidroeléctrica de Pasada	Nueva Puerto Montt 220
Eólica Mulchén 01	ene-29	200	Eólica	Mulchén 220
Eólica Puerto Montt 02	ene-29	200	Eólica	Nueva Puerto Montt 220
Solar con Almacenamiento M V Central 01	ene-29	200/50	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Tap M V Central 154
Solar con Almacenamiento Rancagua 01	ene-29	200/50	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Rancagua 154
Eólica Rancagua 01	ene-29	250	Eólica	Tap M V Central 154
Almacenamiento Polpaico 02	oct-29	100	Almacenamiento	Polpaico 220
Eólica Maitencillo 01	oct-29	200	Eólica	Maitencillo 220
Eólica Charrúa 01	oct-29	200	Eólica	Nueva Charrúa 220

¹³ Se consideran centrales solares fotovoltaicas con almacenamiento cuya autonomía es de 5 horas, y sistemas de almacenamiento cuya autonomía es de 4 horas.

Nombre Central o sistema de almacenamiento	Fecha puesta en servicio	Potencia / Capacidad [MVA]	Tecnología	Punto de Conexión
Eólica Punta Colorada 01	oct-29	200	Eólica	Punta Colorada 220
Solar con Almacenamiento Maitencillo 01	oct-29	220/55	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Nueva Maitencillo 220
Solar con Almacenamiento Maitencillo 02	oct-29	260/65	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Nueva Maitencillo 220
Almacenamiento Kimal 02	oct-29	100	Almacenamiento	Kimal 220
Eólica SING I	oct-29	200	Eólica	Laberinto 220
Eólica SING III	oct-29	200	Eólica	Encuentro 220
Solar con Almacenamiento SING I	oct-29	100/25	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Parinacota 220
Eólica Ancud 01	ene-30	200	Eólica	Nueva Ancud 220
Solar Cardones 03	ene-30	100	Solar Fotovoltaica	Cardones 220
Eólica Ciruelos 01	ene-30	150	Eólica	Ciruelos 220
Eólica Maitencillo 02	ene-30	130	Eólica	Maitencillo 220
Solar con Almacenamiento M V Central 02	ene-31	200/50	Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	Tap M V Central 154
Eólica Rancagua 02	ene-32	250	Eólica	Tap M V Central 154

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.

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

3.2 PRECIOS BÁSICOS DE LA ENERGÍA

Sobre la base de las características de las unidades y las curvas de carga del sistema eléctrico, se han calculado los costos marginales para los diferentes años de operación 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 abril de 2022 para cada barra.

Los siguientes cuadros muestran los costos marginales resultantes entre los meses de abril de 2022 y marzo de 2026, y el valor del costo marginal actualizado para Quillota 220 kV. Para efectos del

cálculo del precio básico de energía en el nodo Quillota 220 kV, de acuerdo a lo señalado en el artículo 9° de la Resolución Exenta N°641, y careciendo dicho nodo de demanda propia, se ha considerado como demanda asociada aquella demanda presente en la barra Quillota 110 kV.

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

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Abril	2022	52,62	26,34	1,000
Mayo	2022	52,99	26,91	0,992
Junio	2022	54,76	25,99	0,984
Julio	2022	39,73	26,31	0,976
Agosto	2022	35,04	26,12	0,969
Septiembre	2022	26,12	24,54	0,961
Octubre	2022	23,01	26,44	0,953
Noviembre	2022	24,64	27,49	0,946
Diciembre	2022	34,53	30,81	0,938
Enero	2023	43,67	30,17	0,931
Febrero	2023	46,50	28,42	0,924
Marzo	2023	67,08	31,10	0,916
Abril	2023	57,98	27,50	0,909
Mayo	2023	59,91	28,11	0,902
Junio	2023	59,42	27,14	0,895
Julio	2023	42,20	27,49	0,888
Agosto	2023	36,04	27,29	0,881
Septiembre	2023	26,42	25,64	0,874
Octubre	2023	27,26	27,62	0,867
Noviembre	2023	31,60	28,69	0,860
Diciembre	2023	40,29	32,14	0,853
Enero	2024	48,17	30,92	0,846
Febrero	2024	48,35	29,12	0,840
Marzo	2024	70,46	31,84	0,833
Abril	2024	61,70	28,18	0,826
Mayo	2024	67,15	28,79	0,820
Junio	2024	61,21	27,82	0,813
Julio	2024	46,05	28,21	0,807
Agosto	2024	37,07	28,03	0,801
Septiembre	2024	25,53	26,36	0,794

Mes	Año	CMg Equivalente [US\$/MWh]	Demanda Asociada [GWh]	Tasa descuento
Octubre	2024	22,09	28,36	0,788
Noviembre	2024	29,38	29,42	0,782
Diciembre	2024	45,46	32,86	0,776
Enero	2025	61,34	32,61	0,769
Febrero	2025	63,46	30,74	0,763
Marzo	2025	87,87	33,60	0,757
Abril	2025	79,05	29,83	0,751
Mayo	2025	79,11	30,46	0,745
Junio	2025	74,99	29,46	0,739
Julio	2025	53,21	29,94	0,734
Agosto	2025	47,08	29,77	0,728
Septiembre	2025	30,97	28,07	0,722
Octubre	2025	33,56	30,10	0,716
Noviembre	2025	39,20	31,14	0,711
Diciembre	2025	44,65	34,63	0,705
Enero	2026	49,25	33,53	0,699
Febrero	2026	51,64	31,60	0,694
Marzo	2026	81,69	34,52	0,688

En concordancia con lo presentado anteriormente para el nodo Quillota 220 kV, 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 abril de 2022, el Precio Básico de la Energía se determina como:

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

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

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

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

i : Mes i -ésimo.

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

Los valores así resultantes se muestran en el punto 3.4 del presente informe. Para efectos referenciales, el Precio Básico de la Energía para el nudo Quillota 220 kV es de ¹⁴:

$$\text{Precio Básico Energía Quillota 220 kV} = 48,474 \text{ [US\$/MWh]} \times 812,62 \text{ [€/US\$]} = 39,391 \text{ [€/kWh]}$$

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

3.3 PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA DE PUNTA

El Precio Básico de la Potencia de Punta se obtiene a partir del análisis de determinación de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional, conforme a los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas definidos al efecto, de acuerdo 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 contenidos en la Resolución Exenta N° 198 de la Comisión Nacional de Energía, de junio de 2021, que aprueba el Informe Técnico Definitivo “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM”, rectificado por la Resolución Exenta N° 17 del 7 de enero de 2022. Dicho Informe Técnico se enmarca en lo establecido en el Reglamento de Precio de Nudo en su artículo 49°.

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

¹⁴ Diferencias en el cálculo del Precio Básico de Energía Quillota 220 kV se deben a aproximaciones de redondeo.

Definitivo, en su versión posterior a las observaciones, se encuentra publicado en la página web de esta Comisión desde la fecha de su emisión.

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

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

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

Cabe señalar que, para el presente informe técnico, los Márgenes de Potencia de los subsistemas considerados en este informe son los informados por el Coordinador a la Comisión con fecha 7 de enero de 2022, realizados sobre la base del cálculo definitivo de potencia de suficiencia del año 2020, en respuesta al Oficio Ordinario N°922, de fecha 29 de diciembre de 2021.

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

Subsistema Centro - Norte:

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

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{16.810,65 \text{ MW}}{9.891,25 \text{ MW}} = 1,70$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,70, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del Subsistema Centro - Norte corresponde a un 10%.

Subsistema Sur:

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

$$\text{Margen de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^N \text{potencia inicial}_i}{\text{demanda de punta}} = \frac{763,19 \text{ MW}}{466,53 \text{ MW}} = 1,64$$

De lo anterior se desprende que el Margen de Potencia tiene un valor de 1,64, que corresponde a un valor mayor a 1,25, por lo que el MRT del Subsistema Sur corresponde a un 10%.

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

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

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

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

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

Subsistema Centro - Norte

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

Tabla 29: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta – Subsistema Centro - Norte¹⁵

Precio Básico de la Potencia, Nogales 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	577,60	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	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.
C_{SE} [US\$/kW]	80,114	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008138	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años.
C_{LT} [US\$/kW]	12,658	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,008085	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años.
CF	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	1,160	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT	1,1	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,0047	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	8,0376	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
Dol_i [\$/US\$]	812,62	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
P_{bpot} [\$/kW/mes]	6.531,51	Precio Básico de la Potencia en pesos por kW/mes.

Subsistema Sur

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

¹⁵ Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

Tabla 30: Factores para cálculo del Precio Básico de la Potencia de Punta - Subsistema Sur¹⁶

Precio Básico de la Potencia, Puerto Montt 220 kV, unidad diésel 70 [MW]		
C_{TG} [US\$/kW]	554,22	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto.
FRC_{TG}	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.
C_{SE} [US\$/kW]	75,226	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	0,008138	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años.
C_{LT} [US\$/kW]	8,178	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	0,008085	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años.
CF	1,048809	Costo financiero.
C_{fijo} [US\$/kW]	0,999	Costo fijo de operación y mantenimiento.
1 + MRT	1,1	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
1 + FP	1,0043	Incremento por factor de pérdidas.
P_{bpot} [US\$/kW/mes]	7,5302	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
Dol_i [\$/US\$]	812,62	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
P_{bpot} [\$/kW/mes]	6.119,19	Precio Básico de la Potencia en pesos por 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 31. Dichos factores de penalización incorporan las exigencias de calidad de servicio correspondientes descritas en el presente informe.

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

¹⁶ Diferencias en el cálculo del Precio Básico de la potencia se deben a aproximaciones de redondeo.

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

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
PARINACOTA	220	42,947	1,2103	7.905,09
POZO ALMONTE	220	43,772	1,1741	7.668,65
CONDORES	220	41,579	1,1744	7.670,61
TARAPACA	220	42,334	1,1567	7.555,00
LAGUNAS	220	42,080	1,1491	7.505,36
NUEVA VICTORIA	220	41,828	1,1416	7.456,38
CRUCERO	220	39,944	1,0662	6.963,90
ENCUENTRO	220	40,205	1,0672	6.970,43
CHUQUICAMATA	220	40,735	1,0821	7.067,75
CALAMA	220	41,412	1,0909	7.125,23
EL TESORO	220	39,627	1,0541	6.884,87
ESPERANZA SING	220	39,602	1,0540	6.884,22
ATACAMA	220	39,954	1,0951	7.152,66
EL COBRE	220	39,375	1,0886	7.110,21
LABERINTO	220	38,466	1,0893	7.114,78
O'HIGGINS	220	38,191	1,0753	7.023,34
D. DE ALMAGRO	220	33,387	1,0382	6.781,02
CARRERA PINTO	220	33,815	1,0322	6.741,83
CARDONES	220	34,758	1,0283	6.716,36
MAITENCILLO	220	33,885	0,9955	6.502,12
PUNTA COLORADA	220	34,665	0,9945	6.495,59
PAN DE AZUCAR	220	36,373	1,0136	6.620,34
LOS VILOS	220	37,661	1,0022	6.545,88
NOGALES	220	39,893	1,0000	6.531,51
QUILLOTA	220	39,391	1,0063	6.572,66
POLPAICO	220	37,916	1,0135	6.619,69
EL LLANO	220	39,294	1,0008	6.536,74
LOS MAQUIS	220	39,195	0,9988	6.523,68
LAMPA	220	38,636	0,9531	6.225,19
CERRO NAVIA	220	37,696	1,0140	6.622,96
MELIPILLA	220	39,102	1,0167	6.640,59
RAPEL	220	39,062	1,0134	6.619,04
CHENA	220	37,518	1,0112	6.604,67
MAIPO	220	37,831	0,9789	6.393,70
ALTO JAHUEL	220	37,765	0,9816	6.411,33
ITAHUE	220	37,339	0,9727	6.353,20
ANCOA	220	36,999	0,9602	6.271,56
CHARRUA	220	34,665	0,8945	5.842,44
COLBUN	220	36,999	0,9602	6.271,56
CANDELARIA	220	38,108	0,9891	6.460,32
HUALPEN	220	35,529	0,9113	5.952,17
LAGUNILLAS	220	35,394	0,9060	5.917,55

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
CAUTÍN	220	35,044	0,8341	5.447,94
TEMUCO	220	33,553	0,8374	5.469,49
CIRUELOS	220	30,884	1,0866	6.649,11
VALDIVIA	220	31,109	1,1097	6.790,47
RAHUE	220	30,188	1,0226	6.257,48
PUERTO MONTT	220	29,336	1,0000	6.119,19
MELIPULLI	220	29,337	1,0000	6.119,19
CHILOE	220	29,910	1,0033	6.139,38

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 2 con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 165,6 MW netos, 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 1, 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 sobre costo 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:

$$Frv = 1,01687$$

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

3.6.1 Determinación Precio Medio Básico

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

Tabla 32: Precio Medio Básico ¹⁷

Precio Medio Básico	SEN
Precio Básico Energía [\$/kWh]	37,916
Precio Básico Potencia [\$/kW/mes]	6.619,69
Precio Medio Básico [\$/kWh]	49,538

3.6.2 Determinación de Banda de Precios

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

Tabla 33: Comparación Precio Medio Básico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Básico	SEN
Precio Medio Básico [\$/kWh]	49,538
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	76,119
$\Delta \text{PMB} / \text{PMM} (\%)$	-34,90%

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

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

De la aplicación del procedimiento descrito anteriormente, el límite inferior de la BPM para la presente fijación resulta igual a **-12,0%** en el SEN.

3.6.3 Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

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

¹⁷ Precio Básicos en nudo Polpaico 220 kV, Factor de Carga del sistema utilizado: 0,7802.

nacional y zonal, conforme a lo señalado en el artículo 115° de la Ley y las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936.

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

Tabla 34: Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico	SEN
Precio Medio Teórico [\$/kWh]	57,633
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	76,119
Diferencia (%)	-24,29%

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 35: Comparación Precio Medio Teórico Ajustado – Precio Medio de Mercado

Precio Medio Teórico Ajustado	SEN
Precio Medio Teórico Ajustado [\$/kWh]	66,985
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	76,119
Diferencia (%)	-12,00%

3.6.4 Precios de nudo ajustados a Banda de Precios

Con el ajuste de la banda señalado previamente los precios de nudo resultantes se presentan en la Tabla 36.

Tabla 36: Precios de nudo ajustados a Banda de Precios de Mercado y factores de penalización

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
PARINACOTA	220	53,474	1,2103	7.905,09
POZO ALMONTE	220	54,502	1,1741	7.668,65
CONDONES	220	51,771	1,1744	7.670,61
TARAPACA	220	52,711	1,1567	7.555,00
LAGUNAS	220	52,395	1,1491	7.505,36
NUEVA VICTORIA	220	52,081	1,1416	7.456,38
CRUCERO	220	49,735	1,0662	6.963,90
ENCUENTRO	220	50,060	1,0672	6.970,43
CHUQUICAMATA	220	50,720	1,0821	7.067,75
CALAMA	220	51,563	1,0909	7.125,23
EL TESORO	220	49,341	1,0541	6.884,87

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/kW/mes]
ESPERANZA SING	220	49,309	1,0540	6.884,22
ATACAMA	220	49,748	1,0951	7.152,66
EL COBRE	220	49,027	1,0886	7.110,21
LABERINTO	220	47,895	1,0893	7.114,78
O'HIGGINS	220	47,553	1,0753	7.023,34
D. DE ALMAGRO	220	41,571	1,0382	6.781,02
CARRERA PINTO	220	42,104	1,0322	6.741,83
CARDONES	220	43,278	1,0283	6.716,36
MAITENCILLO	220	42,191	0,9955	6.502,12
PUNTA COLORADA	220	43,162	0,9945	6.495,59
PAN DE AZUCAR	220	45,289	1,0136	6.620,34
LOS VILOS	220	46,893	1,0022	6.545,88
NOGALES	220	49,672	1,0000	6.531,51
QUILLOTA	220	49,047	1,0063	6.572,66
POLPAICO	220	47,210	1,0135	6.619,69
EL LLANO	220	48,926	1,0008	6.536,74
LOS MAQUIS	220	48,803	0,9988	6.523,68
LAMPA	220	48,107	0,9531	6.225,19
CERRO NAVIA	220	46,936	1,0140	6.622,96
MELIPILLA	220	48,687	1,0167	6.640,59
RAPEL	220	48,637	1,0134	6.619,04
CHENA	220	46,715	1,0112	6.604,67
MAIPO	220	47,104	0,9789	6.393,70
ALTO JAHUEL	220	47,022	0,9816	6.411,33
ITAHUE	220	46,492	0,9727	6.353,20
ANCOA	220	46,068	0,9602	6.271,56
CHARRUA	220	43,162	0,8945	5.842,44
COLBUN	220	46,068	0,9602	6.271,56
CANDELARIA	220	47,449	0,9891	6.460,32
HUALPEN	220	44,238	0,9113	5.952,17
LAGUNILLAS	220	44,070	0,9060	5.917,55
CAUTÍN	220	43,634	0,8341	5.447,94
TEMUCO	220	41,778	0,8374	5.469,49
CIRUELOS	220	38,454	1,0866	6.649,11
VALDIVIA	220	38,735	1,1097	6.790,47
RAHUE	220	37,588	1,0226	6.257,48
PUERTO MONTT	220	36,527	1,0000	6.119,19
MELIPULLI	220	36,528	1,0000	6.119,19
CHILOE	220	37,242	1,0033	6.139,38

3.7 CARGOS POR ENERGÍA REACTIVA

3.7.1 Indexación cargos por energía reactiva

Los cargos por energía reactiva de la actual fijación han sido calculados considerando la variación del tipo de cambio, dólar observado promedio, y la variación del valor real del dólar en adquisición de maquinaria eléctrica, IPM USA, considerando los desfases temporales que permiten contar con las versiones definitivas de dichos indexadores, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 37.

Tabla 37: Indexadores Cargos por Energía Reactiva

Indexador	Fuente	Índice Base	Fecha	Índice Fijación Valor	Fecha
Dólar observado mensual	Banco Central	712,26	may-21	812,62	nov-21
IPP Commodities	Bureau of Labor Statistics	180,50	dic-20	185,60	jun-21

3.7.2 Condiciones de aplicación

Los cargos para los diferentes rangos de tensión se muestran en la Tabla 38 y Tabla 39. Estos valores se aplicarán en cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora o de otra empresa distribuidora de servicio público, horariamente, conforme al siguiente procedimiento:

1. Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
2. Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y la energía activa.
3. Conforme al cociente anterior, y de acuerdo al nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva inductiva presentados en la Tabla 38 y Tabla 39 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 38 y Tabla 39 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 38: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SEN-SIC

Cociente [%]	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/kVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/kVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/kVArh
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	9,108	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	16,400	16,400	0,000
Sobre 40 y hasta 50	16,400	16,400	16,400
Sobre 50 y hasta 80	21,856	21,856	21,856
Sobre 80	27,307	27,307	27,307

Tabla 39: Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de tensión de punto de compra SEN-SING

Cociente [%]	Cargo para tensión superior a 100 kV \$/kVArh	Cargo para tensión entre 100 kV y 30 kV \$/kVArh	Cargo para tensión inferior a 30 kV \$/kVArh
Desde 0 y hasta 20	0,000	0,000	0,000
Sobre 20 y hasta 30	9,032	0,000	0,000
Sobre 30 y hasta 40	16,262	16,262	0,000
Sobre 40 y hasta 50	16,262	16,262	16,262
Sobre 50 y hasta 80	21,670	21,670	21,670
Sobre 80	27,075	27,075	27,075

3.8 COSTO DE RACIONAMIENTO

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

Tabla 40: Costo de falla según su profundidad SEN

Profundidad de Falla	[\$/kWh]	[US\$/MWh]
0-5%	324,64	399,50
5-10%	350,08	430,80
10-20%	406,78	500,58
Sobre 20%	454,25	558,99

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

SEN: 399,50 [US\$/MWh]

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

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

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

Para efectos de establecer el valor máximo de las ofertas en caso de eventuales licitaciones excepcionales de corto plazo a que se refiere el artículo 135° quinquies de la Ley, establecer la compensación por indisponibilidad de suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios, según lo señalado en el artículo 5° del Decreto Supremo N° 31 del Ministerio de Energía, de 2017, que aprueba reglamento para la determinación y pago de las compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico y para cualquier otro efecto a que haya lugar según la normativa aplicable, la componente de energía del Precio Medio de Mercado para el SEN corresponde a **79,369** [US\$/MWh], la que resulta de considerar un Precio Medio de Mercado de **93,671** [US\$/MWh] descontando la componente de potencia, variabilizada en energía, de **14,302** [US\$/MWh], de la barra Polpaico 220 [kV], definida en el presente informe técnico como referencia para los efectos señalados.

3.10 FACTORES DE MODULACIÓN

En la Tabla 41 se presentan los factores de modulación de las barras del sistema, para efectos de determinar los precios en los puntos de compra resultantes de los procesos de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 133° inciso cuarto de la Ley, y para efectos de la comparación de los precios promedio de energía que se deban traspasar a los clientes finales de conformidad al artículo 157° de la Ley:

Tabla 41: Factores de Modulación

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
PARINACOTA	220	1,1942	1,1327
POZO ALMONTE	220	1,1585	1,1544
CONDORRES	220	1,1588	1,0966
TARAPACA	220	1,1413	1,1165
LAGUNAS	220	1,1338	1,1098
NUEVA VICTORIA	220	1,1264	1,1032
QUILLAGUA	220	1,0877	1,0868
MARIA ELENA	220	1,0644	1,0633
CRUCERO	220	1,0520	1,0535
ENCUENTRO	220	1,0530	1,0604
SALAR	220	1,0704	1,0737
CHUQUICAMATA	220	1,0677	1,0743
CALAMA	220	1,0764	1,0922
EL TESORO	220	1,0401	1,0451
ESPERANZA SING	220	1,0400	1,0445
ATACAMA	220	1,0805	1,0538
EL COBRE	220	1,0741	1,0385
LABERINTO	220	1,0748	1,0145
O'HIGGINS	220	1,0610	1,0073
D. DE ALMAGRO	220	1,0244	0,8806
CARRERA PINTO	220	1,0185	0,8918
SAN ANDRES	220	1,0167	0,9033
CARDONES	220	1,0146	0,9167
MAITENCILLO	220	0,9822	0,8937
PUNTA COLORADA	220	0,9813	0,9143
PAN DE AZUCAR	220	1,0001	0,9593
DON GOYO	220	0,9689	0,9428
LA CEBADA	220	0,9605	0,9404
LAS PALMAS	220	0,9790	0,9652
LOS VILOS	220	0,9888	0,9933
NOGALES	220	0,9867	1,0521
QUILLOTA	220	0,9929	1,0389
POLPAICO	500	0,9972	1,0560
POLPAICO	220	1,0000	1,0000
EL LLANO	220	0,9875	1,0363
LOS MAQUIS	220	0,9855	1,0337
LAMPA	220	0,9404	1,0190
CERRO NAVIA	220	1,0005	0,9942
MELIPILLA	220	1,0032	1,0313
RAPEL	220	0,9999	1,0302
CHENA	220	0,9977	0,9895
MAIPO	220	0,9659	0,9978
EL RODEO	220	0,9723	1,0007

Subestación	Tensión [kV]	Factores de Modulación	
		Potencia	Energía
PAINÉ	154	0,9828	1,0373
ALTO JAHUEL	500	0,9607	0,9843
ALTO JAHUEL	220	0,9685	0,9960
RANCAGUA	154	0,9874	1,0558
PUNTA CORTES	154	0,9801	1,0347
TILCOCO	154	0,9723	1,0222
SAN FERNANDO	154	0,9666	1,0080
TENO	154	0,9510	0,9915
ITAHUE	220	0,9597	0,9848
ITAHUE	154	0,9591	0,9873
ANCOA	500	0,9496	0,9758
ANCOA	220	0,9474	0,9758
CHARRUA	500	0,9089	0,9242
CHARRUA	220	0,8826	0,9143
COLBUN	220	0,9474	0,9758
CANDELARIA	220	0,9759	1,0051
HUALPEN	220	0,8992	0,9370
LAGUNILLAS	220	0,8939	0,9335
EL ROSAL	220	0,9150	0,9228
DUQUECO	220	0,8333	0,8696
CAUTÍN	220	0,8230	0,9243
TEMUCO	220	0,8262	0,8849
CIRUELOS	220	1,0044	0,8145
VALDIVIA	220	1,0258	0,8205
RAHUE	220	0,9453	0,7962
PUERTO MONTT	220	0,9244	0,7737
MELIPULLI	220	0,9244	0,7737
CHILOE	220	0,9274	0,7888