

INFORME DPRO-GM-SEN N° 05/2022
ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO
PERÍODO FEBRERO 2022 – ENERO 2023

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACIÓN

Febrero 2022



TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	2
2	ANTECEDENTES	3
3	RESULTADOS	12
4	COMENTARIOS FINALES	19
5	ANEXOS	21
	ANEXO 1 Resultados caso base.	22
	ANEXO 2 Plan de Obras de Generación.	31
	ANEXO 3 Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja, que Complementa al Convenio de 1958, Carta ENDESA GC N°0426 del 22 de noviembre de 2017.	37
	ANEXO 4 Convenio de uso eficiente de recursos hídricos. Asociación Canal Maule Sur – Sector Alto, carta Colbún GM N° 158/2020.	38
	ANEXO 5 Implementación de restricción de cota mínima en Lago Chapo, carta GMC N° 466/2018.	39
	ANEXO 6 Restricciones de cota mínima Embalse Rapel, carta Enel Generación GC-N°0051.	40
	ANEXO 7 Costos Combustibles.	41

1 INTRODUCCIÓN

Este informe contiene los supuestos utilizados y los resultados obtenidos del estudio de seguridad de abastecimiento de acuerdo con el artículo 6° del DS 97/2008, que mensualmente prepara la Gerencia de Mercados, correspondiente al período febrero de 2022 – enero de 2023.

El objetivo de este informe es disponer de una prospectiva de la situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en los siguientes 12 meses, bajo las condiciones hidrológica desfavorables durante el primer año del horizonte de estudio e indisponibilidades en unidades generadoras de mayor tamaño y en localizaciones relevantes, de forma tal de identificar situaciones de riesgo de abastecimiento del sistema eléctrico y eventuales medidas de mitigación de dichos riesgos.

2 ANTECEDENTES Y SUPUESTOS

Los supuestos utilizados en este análisis se detallan a continuación:

- a. Para febrero 2022 se han limitado los volúmenes afluentes de acuerdo con las proyecciones entregadas por el Sistema de Pronóstico de Caudales. De acuerdo con lo indicado en el decreto N° 51 del Ministerio de Energía, los caudales de la primera semana de febrero de 2022 se consideran limitados a un máximo equivalente al promedio de los últimos 14 días del mes de enero de 2022. Para el período de febrero-2022 a marzo-2022 se han limitado los volúmenes afluentes de acuerdo con los resultados del séptimo pronóstico de deshielo, elaborado a fines de enero. Para el período abril de 2022 a septiembre de 2022 se han utilizado las series de hidrologías sintéticas proporcionadas por el Sistema de Pronóstico de Caudales. Estas series hidrológicas sintéticas se elaboran a partir del estado actual de las cuencas y las precipitaciones históricas, resultando más secas que las series hidrológicas históricas correspondientes.

Para el embalse Ralco se consideraron las cotas mínimas para el periodo enero-marzo, según carta GC - N° 0501-2021 de Enel Generación. Respecto de la central Rapel, se modela una cota mínima de 104 m.s.n.m. de acuerdo con lo informado por Enel en carta GC - N° 0459-2021.

- b. La disponibilidad mensual de Gas Natural Licuado Regasificado (GNL) para el periodo febrero 2022 – enero 2023 se indica en las siguientes tablas, la cual corresponde a una representación de los volúmenes informados por las empresas generadoras que utilizan GNL.

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Centrales Zona Norte SEN					
Mes	Tocopilla	Mejillones	Kelar	Gas	Taltal
	U16	3		Atacama	1 y 2
feb-22	57%	0%	0%	80%	9%
mar-22	74%	0%	0%	0%	0%
abr-22	100%	1%	0%	0%	0%
may-22	100%	35%	0%	0%	0%
jun-22	85%	1%	0%	0%	0%
jul-22	100%	11%	0%	0%	0%
ago-22	98%	1%	0%	0%	0%
sep-22	100%	13%	0%	0%	0%
oct-22	100%	33%	0%	0%	0%
nov-22	82%	1%	0%	0%	0%
dic-22	30%	0%	0%	0%	0%
ene-23	58%	0%	0%	0%	0%

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Zona Centro-Sur SEN

Mes	San	San	Nehuenco	Nehuenco	Colmito	Nueva	Quintero	Candelaria
	Isidro 1	Isidro 2	1	2		Renca	1 y 2	1 y 2
feb-22	33%	99%	0%	78%	0%	0%	2%	0%
mar-22	60%	87%	6%	72%	0%	0%	7%	0%
abr-22	100%	100%	4%	79%	0%	0%	3%	0%
may-22	100%	90%	79%	100%	0%	12%	37%	0%
jun-22	77%	100%	76%	93%	0%	66%	1%	9%
jul-22	62%	100%	0%	63%	0%	62%	0%	0%
ago-22	0%	100%	0%	4%	0%	21%	40%	0%
sep-22	15%	90%	0%	0%	0%	16%	3%	0%
oct-22	60%	0%	0%	0%	0%	57%	0%	0%
nov-22	41%	16%	0%	0%	0%	54%	0%	0%
dic-22	0%	53%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
ene-23	22%	90%	0%	0%	0%	44%	0%	0%

- c. La disponibilidad de GNL para los terminales de Quintero y Mejillones, actualizada a la última semana de enero de 2022 y declarada según Norma Técnica GNL de 2021 para el proceso de programación.
- d. No se considera Gas Natural Argentino disponible para generación eléctrica en la modelación.
- e. Las limitaciones técnicas de potencia máxima de centrales carboneras se consideran vigentes para todo el horizonte de estudio, totalizando una potencia indisponible de 252 MW, según el siguiente detalle:

Central	Potencia limitada [MW]
GUACOLDA_2	40,4
IE_MEJILLONES	22,0
MEJILLONES_1	26,8
MEJILLONES_2	72,0
TOCOPILLA_U15	40,2
TOCOPILLA_U14	50,6
Total	251,9

- f. Se considera indisponibilidad por falla de central Nueva Renca hasta el 25 de mayo de 2022, de acuerdo con lo informado por Generadora Metropolitana en comunicación N°2021-114.
- g. Se simulan los siguientes casos para el horizonte de estudio con el fin de identificar los efectos sobre el SEN en escenarios en que se reduce la disponibilidad de generación termoeléctrica, cuya caracterización se define a continuación:
- **Caso Base:** Tasa de crecimiento de los consumos netos del Sistema Eléctrico Nacional 3.0% anual. Considera a las centrales del complejo Neuenco indisponibles para operar con petróleo diésel hasta el 31 de marzo de 2024, debido a restricciones medioambientales. Bocamina 2 se retira del sistema a partir del 1 de junio de 2022, Tocopilla U14 y Tocopilla U15 se retiran a partir del 1 de julio de 2022 y Ventanas 2 se retira a partir del 1 de septiembre de 2022. Para las centrales eólicas y solares se utiliza un factor de planta basado en la generación real de los últimos años.
 - **Caso 1:** **Menor disponibilidad de GNL.** Además de los supuestos para el Caso Base, se considera adicionalmente una menor disponibilidad de GNL, esto es, para el Terminal Quintero considera disponibilidad equivalente a 1 buque de GNL para el período de enero a marzo de 2022 y 2 buques entre abril y junio de 2022. Para el Terminal Mejillones considera disponibilidad equivalente a 1 buque de GNL de enero a marzo de 2022, y 1 buque de abril a junio de 2022. A

partir de julio de 2022 se consideran los volúmenes de acuerdo con la disponibilidad a 12 meses informadas por los Coordinados, según se indica en la NT GNL.

La disponibilidad mensual de GNL para el período enero 2022 – diciembre 2022 del Caso 1 se indica en las siguientes tablas:

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Centrales Zona Norte SEN					
Mes	Tocopilla U16	Mejillones 3	Kelar	Gas Atacama	Taltal 1 y 2
feb-22	57%	0%	0%	0%	0%
mar-22	74%	0%	0%	0%	0%
abr-22	100%	1%	0%	0%	0%
may-22	100%	35%	0%	0%	0%
jun-22	85%	1%	0%	0%	0%
jul-22	100%	11%	0%	0%	0%
ago-22	98%	1%	0%	0%	0%
sep-22	100%	13%	0%	0%	0%
oct-22	100%	33%	0%	0%	0%
nov-22	82%	1%	0%	0%	0%
dic-22	30%	0%	0%	0%	0%
ene-23	58%	0%	0%	0%	0%

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Zona Centro-Sur SEN								
Mes	San Isidro 1	San Isidro 2	Nehuenco 1	Nehuenco 2	Colmito	Nueva Renca	Quintero 1 y 2	Candelaria 1 y 2
feb-22	0%	25%	0%	20%	0%	0%	0%	0%
mar-22	8%	47%	2%	19%	0%	0%	0%	0%
abr-22	0%	53%	0%	22%	0%	0%	0%	0%
may-22	7%	56%	0%	46%	0%	3%	0%	0%
jun-22	1%	49%	4%	44%	0%	19%	0%	0%
jul-22	58%	100%	0%	60%	0%	61%	0%	0%
ago-22	0%	100%	0%	4%	0%	21%	40%	0%
sep-22	15%	90%	0%	0%	0%	16%	3%	0%
oct-22	60%	0%	0%	0%	0%	57%	0%	0%
nov-22	41%	16%	0%	0%	0%	54%	0%	0%
dic-22	0%	53%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
ene-23	22%	90%	0%	0%	0%	44%	0%	0%

- Caso 2: **Restricciones en la disponibilidad de centrales diésel.** Además de los supuestos para el Caso base, se considera adicionalmente restricciones de disponibilidad de centrales diésel durante 12 meses a partir del 1 de febrero de 2022. Se simulan 2 sensibilidades, donde todas las unidades contarían con disponibilidad de diésel durante solo 3 y 4 horas al día respectivamente. Esto es una representación general, del déficit de diésel que ha presentado el sistema en los meses de mayor exigencia durante el año 2021, en que el valor promedio de suministro total de diésel alcanza valores sostenibles entre 3500 y 4000 m³ de consumo diario.
- Caso 3: **Indisponibilidad de puertos por marejadas.** Además de los supuestos para el Caso base, se considera adicionalmente indisponibilidad en el suministro de GNL y carbón en centrales termoeléctricas debido al cierre de operaciones de terminales marítimos en la bahía de

Quintero por marejadas, habida consideración de los eventos ocurridos en 2021. En el caso del suministro de GNL para las centrales San Isidro y Quintero de Enel, Nehuenco y Candelaria de Colbún y central Nueva Renca de Generadora Metropolitana. Para el suministro de carbón para las unidades Ventanas 2, Campiche y Nueva Ventanas, se considera disponibles para operar solo a nivel de mínimo técnico. Estas indisponibilidades se mantienen para la primera semana de abril, mayo y junio, así como también para la última semana de agosto y septiembre.

- Caso 4: **Indisponibilidad de centrales térmicas eficientes I.** Además de los supuestos para el Caso base, se considera adicionalmente la central Santa María indisponible entre el 1° de marzo de 2022 y el 31 de agosto de 2022.
- Caso 5: **Indisponibilidad de centrales térmicas eficientes II.** Indisponibilidad de central ubicada en centro de carga para exigir capacidad de transporte entre las zona norte-centro y zona centro-sur. Además de los supuestos para el Caso base, se considera adicionalmente la central Santa María y la central San Isidro 1 indisponibles entre el 1° de marzo y el 31 de agosto de 2022.
- Caso 6: **Indisponibilidad de centrales térmicas eficientes III,** indisponibilidad de central ubicada en centro de carga para exigir capacidad de transporte entre las zona norte-centro y zona centro-sur, incluyendo adicionalmente indisponibilidad de centrales diésel. Además de los supuestos utilizados para el Caso base, se considera la central Santa María y la central San Isidro 1 indisponibles entre el 1° de marzo y el 31 de agosto de 2022, así como las indisponibilidades de centrales diésel descritas en el caso 2.

Todos los casos consideran las siguientes disminuciones de capacidad de generación por mantenimiento mayor:

Potencia indisponible por Mantenimiento Mayor en todos los casos estudiados

	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23
Mantenimiento Mayor [MW]	692	1377	1309	1068	1129	1336	1512	1133	1576	1694	442	533

La tabla siguiente muestra la potencia media mensual indisponible en cada uno de los casos descritos con respecto al caso base. Para los casos 2 y 6 se muestra la potencia media indisponible considera una disponibilidad de centrales diésel sólo por 3 y 4 horas.

Promedio de potencia indisponible por caso respecto al caso base [MW]

	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23
Caso base	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caso1	399	581	747	984	854	28	0	0	0	0	0	0
Caso2 3h (P eficiente ¹)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(P diésel)	3144	3390	3200	3385	3671	3850	3761	3687	3854	3753	3710	4510
Caso2 4h (P eficiente)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(P diésel)	2994	3230	3036	3209	3489	3667	3583	3503	3674	3571	3496	4303
Caso3	0	0	346	424	479	0	294	244	0	0	0	0
Caso4	0	311	311	311	311	311	311	0	0	0	0	0
Caso5	0	405	486	519	453	400	311	0	0	0	0	0
Caso6 3h (P eficiente)	0	405	486	519	453	400	311	0	0	0	0	0
(P diésel)	3144	3404	3200	3385	3679	3864	3761	3687	3854	3753	3710	4510
Caso6 4h (P eficiente)	0	405	486	519	453	400	311	0	0	0	0	0
(P diésel)	2994	3248	3036	3209	3499	3685	3583	3503	3674	3571	3496	4303

- h. Para los casos de estudio mencionados, la operación de la Laguna del Maule se ajusta a la programación vigente desde el 1° de febrero de 2022.

¹ Se refiere a centrales con costos variables más eficiente con respecto a centrales diésel, esto es, centrales que operan con combustibles carbón y gas natural. Nota aplica para P eficiente del Caso2 4h, Caso6 3h y Caso6 4h.

- i. El modelo utilizado corresponde al empleado en el proceso de programación de largo plazo denominado PLP, el cual incorpora una modelación del sistema de transmisión y la demanda con granularidad semanal, para lo cual se definen 5 bloques de consumo para las 48 semanas estudiadas. Como resultado de lo anterior se obtienen 240 (48x5) despachos para cada escenario hidrológico. El primer bloque de cada semana corresponde a las demandas agregadas de las horas de medianoche, el segundo corresponde a la agregación de las horas de madrugada, el tercero corresponde a la agregación de las horas de mañana, el cuarto corresponde a la agregación de las horas de tarde y el quinto corresponden a la agregación de las horas de noche.
- j. Se ha modelado el aporte de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas considerando la disponibilidad del recurso primario de energía en cada uno de los 5 bloques de la curva de duración semanal.
- k. Los mantenimientos de centrales y líneas de transmisión considerados son los vigentes de acuerdo con el programa de mantenimiento mayor del período enero 2022 – junio 2023, actualizado al 31 de enero del 2021.
- l. Las proyecciones de costos de combustibles fueron actualizadas a mediados de febrero de 2022. Se elaboran a partir de la proyecciones entregadas por las empresas coordinadas generadoras y según la metodología indicada en el documento “Estudio de Proyección de Costos Combustibles del Sistema Eléctrico Nacional”, versión definitiva de noviembre 2020, disponible en el sitio web <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/costos-variables-de-generacion-y-stock-de-combustible/costos-variables-de-generacion/estudio-de-proyeccion-de-costos-combustibles/>.
- Diesel- Fuel Oil: se utilizan costos históricos para calcular las componentes de costo representativas por central y se indexan según los valores futuros del índice Brent.
 - Carbón: se utiliza proyección de costos informadas por los Coordinados, según lo instruido por este Coordinador vía carta DE00425-22.
 - GNL: se utilizan costos históricos para calcular las componentes de costo representativas por empresa, fórmulas de indexación de acuerdo con los acuerdos de suministro de largo plazo usando los valores futuros de los índices Brent y Henry Hub.
- m. Cabe destacar que las proyecciones no consideran el conflicto entre Ucrania y Rusia, lo que será actualizado en el nuevo Estudio de Seguridad, manteniendo un monitoreo constante de las variables y sus impactos. La evolución de las proyecciones de costos de combustibles se presentan en Anexo 7.
- n. Se han utilizado las cotas iniciales de los embalses correspondientes a las 00:00 horas del 1° de febrero de 2022.

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1316,59
Embalse Colbún	427,43
Laguna del Maule	2160,13
Embalse Ralco	719,44
Lago Chapo	235,37
Embalse Rapel	103,81
Laguna La Invernada	1290,71

- o. Las transferencias máximas por las líneas del sistema de transmisión corresponden a las utilizadas en la programación del 1° de febrero de 2022. Cabe señalar que la colocación de las centrales considera el abastecimiento de energía en cada bloque de la curva de duración.

- p. En el estudio se considera el Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja, que complementa el convenio del año 1958, según lo informado por Enel Generación mediante su comunicación GC-N°0426 del 22 de noviembre de 2017, la cual se adjunta en Anexo 3.
- q. Se incluye un total de 6966 MW en el plan de nuevas obras de generación con fecha de entrada en operación entre febrero de 2022 y enero de 2023. El detalle de las centrales generadoras contenidas en el plan de obras dentro del horizonte de simulación se observa en el Anexo 2, siendo las principales, las siguientes.

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Alfalfal 2	Hidráulica	02/04/2022	264.0	Almendros220
Las Lajas	Hidráulica	02/04/2022	267.0	Florida110
Solar Sol de Los Andes	Solar	09/05/2022	89.4	DAlmagro110
Solar Pampa Tigre	Solar	09/05/2022	100.0	Ohiggins220_BP1
Solar Tamaya	Solar	09/05/2022	114.0	Tamaya110
Ampliación Finis Terrae Etapa I	Solar	09/05/2022	126.2	Crucero220
Solar Valle del Sol	Solar	09/05/2022	149.9	Miraje220
Solar Rio Escondido	Solar	09/05/2022	158.0	Cardones220
Solar Sol de Lila	Solar	09/05/2022	161.3	Andes220
Solar Diego de Almagro Sur	Solar	09/05/2022	205.0	DAlmagro220
Solar Sol de Desierto	Solar	09/05/2022	230.0	MariaElena220
Solar Campos de Sol	Solar	09/05/2022	381.0	CPinto220
Solar Valle Escondido	Solar	12/05/2022	105.0	Cardones220
Solar Punta del Viento	Solar	29/05/2022	165.0	PColorada220
Solar Coya	Solar	29/05/2022	180.0	Crucero220
Solar Domeyko	Solar	29/05/2022	186.2	Domeyko220
Solar Capricornio	Solar	04/06/2022	87.9	Capricornio110
Solar Andes 2B	Solar	26/06/2022	112.5	Andes220
Solar Sol de Varas	Solar	30/06/2022	100.8	CPinto220
Solar Campos del Sol 2	Solar	30/06/2022	369.6	CPinto220
Solar Sol de Atacama	Solar	30/07/2022	80.8	Cardones110
Eólica Cabo Leones 1 extensión	Eólica	07/08/2022	60.0	Maitencillo220
Eólica Mesamavida	Eólica	07/08/2022	60.0	Charrua154
Eólica Los Olmos	Eólica	07/08/2022	100.0	Mulchen220
Eólica Malleco Norte	Eólica	07/08/2022	137.9	Mulchen220
Eólica Renaico 2	Eólica	07/08/2022	144.0	Temuco220
Solar Tchamma	Solar	07/08/2022	155.4	Crucero220
Eólica Llanos del Viento	Eólica	07/08/2022	156.1	Ohiggins220_BP1
Eólica Cerro Tigre	Eólica	07/08/2022	184.8	Ohiggins220_BP1
Trupán	Hidráulica	06/09/2022	20.0	Charrua154
Eólica Lomas de Duqueco	Eólica	26/09/2022	57.4	Temuco220
Eólica Ckani	Eólica	15/10/2022	107.2	Conchi220
Eólica Puelche Sur	Eólica	27/10/2022	152.4	PMontt220
Eólica Campo Lindo	Eólica	28/10/2022	71.6	Charrua066
Solar Meseta de Los Andes	Solar	30/12/2022	152.5	Polpaico220
Solar Las Salinas	Solar	30/12/2022	364.0	Crucero220
Cerro Pabellón U3	Térmica	04/01/2023	33.0	Conchi220
Llanos Blancos	Térmica	04/01/2023	149.6	PAZucar220
Mapa	Térmica	25/01/2023	166.0	Lagunillas220
Eólica Caman	Eólica	28/01/2023	145.7	Ciruelos220

Cabe señalar que la fecha de puesta en servicio de los proyectos ha sido modificada en base a la estadística de retraso de entrada en operación de las centrales en servicio y a las fechas que se pueden estimar utilizando la información correspondiente al proceso de conexión de las nuevas centrales.

La potencia adicional acumulada debido a la conexión de nuevos proyectos de generación se muestra en la figura 1.

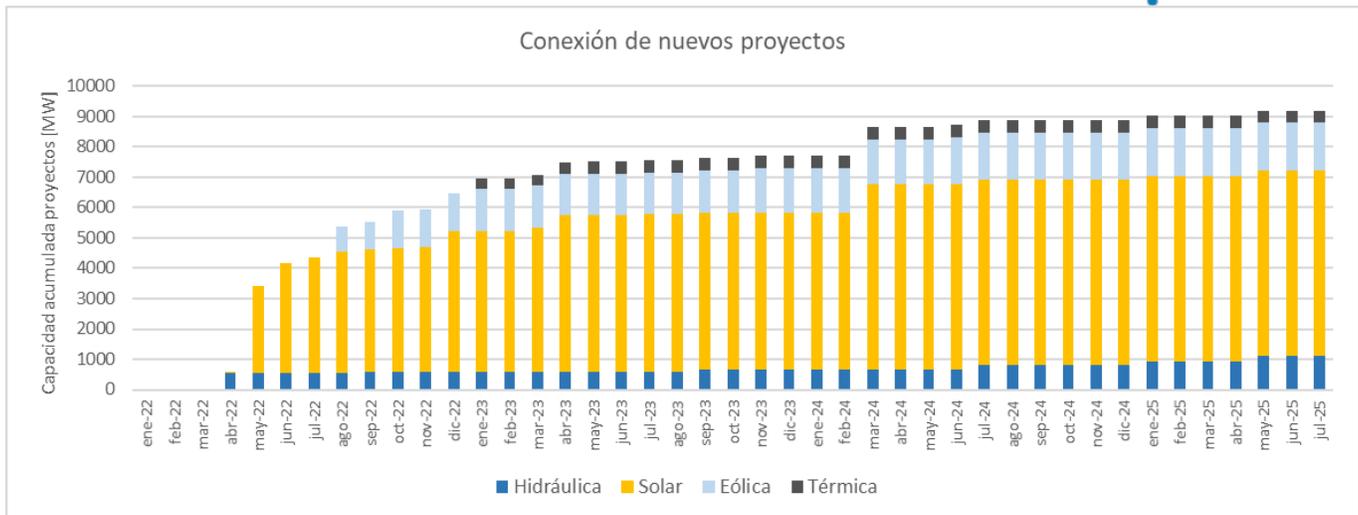


Figura 1: Evolución de capacidad instalada asociada a nuevos proyectos, periodo febrero 2022-junio 2025

r. Se considera las siguientes fechas de puesta en servicio de nuevas instalaciones de transmisión.

Instalación	Puesta en servicio	Potencia Nominal (MVA)
Nueva S/E Guindo 220/66 kV	01/03/2022	90
Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte - Cóndores, tendido del primer circuito	01/03/2022	250
Nueva Línea 1X220 kV A. Melipilla – Rapel	01/03/2022	386
Nueva Línea 2X220 kV Lo Aguirre – A. Melipilla, con un circuito tendido	01/03/2022	386
Línea 2x500 kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	01/04/2022	660
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV	01/05/2022	500
Ampliación en S/E Agua Santa	01/09/2022	300
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV	01/01/2023	580
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	01/12/2023	187

Adicionalmente, se ha incorpora la programación de los trabajos asociados al plan de desconexiones los circuitos de la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt para efectos de ejecutar los trabajos de reemplazo de sus conductores de acuerdo con el proceso de conexión NUP 1197 “MR Aumento Capacidad LT 2x220 kV Nueva P. Montt - P. Montt y Ampliación S/E Nueva P. Montt - Etapa 2”, según lo comunicado al coordinado respectivo a través de la comunicación DE05109-21 del 08 de octubre de 2021, y actualizado vía correo electrónico. El cronograma de desconexiones detallado se indica a continuación:

Instalación	Fecha inicio	Fecha término	Duración desconexión [días]
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C2	02/12/2021	08/12/2021	7
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C2	11/12/2021	16/12/2021	6
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C2	08/01/2022	14/01/2022	7
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C2	21/02/2022	28/02/2022	7
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C2	18/03/2022	24/03/2022	7
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C2	28/03/2022	03/04/2022	7
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	07/04/2022	13/04/2022	7
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	17/04/2022	22/04/2022	7
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	23/04/2022	30/04/2022	8
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	08/05/2022	15/05/2022	8
Frutillar Norte – Puerto Montt 220 kV C1	16/05/2022	23/05/2022	8

Las fechas de las últimas 3 desconexiones de la tabla anterior son estimadas, considerando que durante febrero se suspendieron los trabajos.

También se ha incorporado los trabajos asociados al plan de desconexiones de la línea 2x220 kV Cautín - Río Toltén – Ciruelos para efectuar el reemplazo de sus conductores en el marco del proyecto “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín”, de acuerdo con lo informado por el propietario en la comunicación Transelec O N° 130 del 16 de septiembre de 2021. El cronograma de desconexiones detallado se indica a continuación:

Instalación	Fecha inicio	Fecha término	Duración desconexión [días]
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C2	02/06/2022	08/06/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C1	16/06/2022	22/06/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C2	30/06/2022	06/07/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C1	14/07/2022	20/07/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C2	28/07/2022	03/08/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C1	11/08/2022	17/08/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C2	25/08/2022	31/08/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C1	08/09/2022	14/09/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C2	22/09/2022	28/09/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C1	06/10/2022	12/10/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C2	20/10/2022	26/10/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C1	03/11/2022	09/11/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C2	17/11/2022	23/11/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C1	01/12/2022	07/12/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C2	15/12/2022	21/12/2022	7
Ciruelos – Río Toltén 220 kV C1	29/12/2022	04/01/2023	7
Río Toltén – Cautín 220 kV C2	12/01/2023	18/01/2023	7
Río Toltén – Cautín 220 kV C1	26/01/2023	01/02/2023	7
Río Toltén – Cautín 220 kV C2	18/05/2023	24/05/2023	7
Río Toltén – Cautín 220 kV C1	01/06/2023	07/06/2023	7
Río Toltén – Cautín 220 kV C2	15/06/2023	21/06/2023	7
Río Toltén – Cautín 220 kV C1	29/06/2023	05/07/2023	7
Río Toltén – Cautín 220 kV C1	03/08/2023	09/08/2023	7
Río Toltén – Cautín 220 kV C2	07/09/2023	13/09/2023	7

s. Respecto de plan de retiro del servicio de centrales carboneras, se utiliza las siguientes fechas:

Central	Tipo de central	Retiro del servicio	Potencia Bruta [MW]	Barra de inyección
Bocamina 2	Térmica	01-06-2022	349,6	Lagunillas220
Tocopilla U14	Térmica	01-07-2022	136,4	Tocopilla110
Tocopilla U15	Térmica	01-07-2022	132,4	Tocopilla110

t. Las centrales generadoras en Estado de Reserva Estratégica (ERE) son las siguientes:

Central	Tipo de central	Inicio ERE	Potencia Bruta [MW]	Barra de inyección
Ventanas 1	Térmica	29-12-2020	115	Ventanas110
Ventanas 2	Térmica	01-09-2022	208	Ventanas110

- u. Se ha modelado los cambios topológicos correspondientes a la alternativa de conexión de la central Los Vientos directamente a la subestación Cerro Navia 110 [KV], mediante la apertura de la línea San Pedro-Cerro Navia 110 kV para redireccionar flujos hacia la Región Metropolitana.
- v. Las unidades generadoras de la central Quintero no están disponibles para generar con combustible diésel, según lo informado por su propietario en carta GC-N°109 de fecha 27 de agosto de 2014.

3 RESULTADOS

3.1.- Déficit de energía

La siguiente tabla se muestra los montos de los déficits de energías identificados en los casos de estudio.

		Energía de Déficit [GWh]													
Hidrología		feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	Total	
Caso Base	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
Caso1	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	16-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
Caso2 3h	68-69	6,1	11,6	29,2	25,5	22,5	160,1	35,1	-	-	2,5	19,5	1,2	313,1	
	98-99	6,1	8,5	20,0	29,7	24,0	46,0	-	-	26,7	98,4	25,1	49,9	334,4	
	16-17	6,1	8,7	10,0	37,1	64,0	90,3	-	-	-	-	3,5	5,2	225,0	
	96-97	6,1	8,9	12,2	15,3	4,9	36,9	-	-	1,5	9,6	1,8	2,3	99,4	
	62-63	6,1	10,1	11,6	16,8	2,0	28,3	-	-	-	2,1	4,8	1,4	83,2	
Caso2 4h	68-69	6,1	14,5	29,2	24,3	22,7	155,7	35,1	-	-	1,8	16,8	2,5	308,6	
	98-99	6,1	8,5	21,7	28,6	24,0	46,0	-	-	27,2	98,4	22,5	48,8	331,8	
	16-17	6,1	8,7	11,3	37,6	62,8	85,0	-	-	-	-	3,1	5,2	219,8	
	96-97	6,1	8,9	12,2	15,3	4,9	34,3	-	-	0,5	11,1	1,5	2,6	97,4	
	62-63	6,1	10,1	16,6	16,8	2,0	28,3	-	-	-	2,1	5,5	1,4	88,9	
Caso3	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	98-99	-	-	-	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	
	16-17	-	-	-	2,3	0,2	2,1	-	-	-	-	-	-	4,6	
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
Caso4	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	98-99	-	-	-	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	
	16-17	-	-	-	2,3	0,2	2,1	-	-	-	-	-	-	4,6	
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
Caso5	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	98-99	-	-	-	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	
	16-17	-	-	-	2,3	0,2	2,1	-	-	-	-	-	-	4,6	
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	
Caso6 3h	68-69	6,1	11,3	29,3	30,0	170,5	380,3	134,9	-	-	2,0	16,3	1,8	782,5	
	98-99	6,1	8,9	16,6	29,7	24,1	51,7	-	-	29,3	98,4	25,1	47,4	337,2	
	16-17	6,1	8,8	10,0	36,0	64,0	90,3	-	-	-	-	3,5	5,2	223,9	
	96-97	6,1	9,0	12,2	15,3	5,5	64,7	-	-	1,2	9,1	0,8	2,4	126,0	
	62-63	6,1	10,2	10,6	16,8	2,6	28,3	-	-	-	1,6	7,4	1,4	84,9	
Caso6 4h	68-69	6,4	11,7	29,2	27,8	170,5	374,0	134,9	-	-	2,0	18,8	1,2	776,5	
	98-99	6,1	8,5	22,7	28,6	24,1	51,7	-	-	28,0	99,0	24,9	45,8	339,4	
	16-17	6,1	8,7	10,0	31,7	62,8	85,0	-	-	-	-	3,1	4,4	211,8	
	96-97	6,1	9,2	12,2	15,3	5,5	63,1	-	-	3,7	14,4	1,8	1,3	132,5	
	62-63	6,1	10,1	13,8	16,8	2,6	28,3	-	-	-	1,6	7,4	1,4	88,1	

Los déficits de energía presentados para los Casos 3, 4 y 5 entre mayo y julio de 2022 se ubican en la zona al sur de Puerto Montt, y se genera producto de la realización de los trabajos asociados al plan de desconexiones de las líneas 2x220 Frutillar Norte – Puerto Montt y 2x220 kV Cautín - Río Toltén – Ciruelos por el reemplazo de conductores, correspondiente a los proyectos de ampliación “MR Aumento Capacidad LT 2x220 kV Nueva P. Montt - P. Montt y Ampliación S/E Nueva P. Montt - Etapa 2” y “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín, respectivamente.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de desabastecimiento en la zona debido a la ejecución de los trabajos mencionados, a partir de abril de 2022 se acumula reserva operacional en el Lago Chapo. Además, en un caso de riesgo de déficit de suministro en la zona, se instruiría la suspensión de los trabajos. Esta reserva tiene las mismas características de la reserva acumulada en la actualidad para viabilizar los trabajos de cambio de conductor de la línea de 220 kV Frutillar Norte–P. Montt.

Sin perjuicio de lo anterior, durante la etapa de realización de los trabajos en las líneas en comento, con el objeto de operar de manera segura la zona de Puerto Montt al sur, se debe limitar la potencia máxima de la central Canutillar a 120 MW, manteniendo un margen de regulación ante la eventual desconexión del circuito que permanece en servicio.

Ante un eventual déficit de suministro de energía identificado en la tabla anterior, causado por la indisponibilidad de centrales generadoras que utilizan petróleo diésel en las centrales de la zona de Puerto Montt, se podrían detener los trabajos y/o aumentar la potencia de despacho de la central Canutillar para mitigar el déficit, siempre que no se comprometa la operación segura de la zona afectada. Por otro lado, para la modelación del trabajo se consideró a las centrales eólicas de la zona (Aurora, San Pedro 1 y San Pedro 2) sin inyecciones de generación. Estas centrales podrían inyectar energía al sistema de acuerdo con la disponibilidad de recurso primario y estabilidad de éste.

Aproximadamente el 45% del déficit de energía obtenido en la hidrología 1968-1969 de los casos 2-3h y 2-4h se presenta en la zona desde Puerto Montt al sur. Para los casos 6-3h y 6-4h, el déficit en esta zona representa un 20% del total del período. Este déficit se genera debido a dos factores principalmente:

- i. Las limitaciones impuestas para la realización de los trabajos asociados a los planes de desconexión de las líneas 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt y 2x220 kV Cautín - Río Toltén – Ciruelos
- ii. Indisponibilidad de las centrales que utilizan petróleo diésel en la zona sur y que permiten brindar las condiciones de seguridad requeridas durante la realización de dichos trabajos.

El déficit de energía remanente, 55% en el caso 2 y 80% en el caso 6, se presenta distribuido en el resto del sistema centro-norte, principalmente en los meses junio, julio, agosto y diciembre de 2022. En estos casos, el déficit de energía se presenta producto de la indisponibilidad de centrales diésel en ciertas barras; menor disponibilidad de GNL; y falta de disponibilidad de recurso hídrico; todas las cuales, de contar con plena disponibilidad abastecerían la demanda en dichas barras.

La siguiente tabla muestra el consumo de petróleo diésel para cada uno de los casos analizados, tomando como escenario hídrico el año 68-69, que corresponde al más seco en el período de invierno. Los valores de consumo de combustible diésel se presentan como valor promedio diario en cada mes.

	Consumo Petróleo Hidrología 68-69 [m3/día]												
	Hidrología	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23
Caso Base	68-69	442	1293	703	756	2983	5052	3094	1164	762	1409	1425	704
Caso1	68-69	2436	4116	2875	5077	7916	5195	3094	1172	751	1458	1503	693
Caso2 3h	68-69	343	546	286	343	2084	2720	2205	792	641	851	1145	568
Caso2 4h	68-69	362	612	278	426	2077	2848	2324	816	661	955	1178	591
Caso3	68-69	458	1571	1729	2035	5189	5052	4782	1897	750	1391	1557	690
Caso4	68-69	469	2357	1136	1708	4565	6979	4783	1041	761	1388	1470	703
Caso5	68-69	503	2888	1571	2586	5264	7515	4783	1184	768	1378	1537	719
Caso6 3h	68-69	463	1284	847	1919	2590	3262	2872	808	622	899	1074	592
Caso6 4h	68-69	512	1468	937	1894	2641	3285	2929	821	659	903	1185	608

El consumo de petróleo para todos los casos en que no se restringe la operación de unidades diésel (casos 2 y 6) alcanza montos medios mensuales que superan los 5.000 m3/día en los meses de junio y julio de 2022, considerando los caudales afluentes en las hidrologías más secas analizadas.

Cabe señalar que las indisponibilidades de las centrales generadoras que utilizan petróleo diésel en los casos 2 y 6 limitan la capacidad máxima de generación de centrales diésel a lo observado durante el año 2021, esto es un equivalente a una disponibilidad de petróleo diésel entre 3.500 y 4.000 m3/día.

Respecto del Estudio de Seguridad de enero, no se aprecian grandes diferencias en el monto de déficit de energía y utilización de combustible diésel en los escenarios equivalentes².

El Anexo 1 contiene las trayectorias de cotas y energía embalsada, costos marginales de energía y generación por tecnología para el caso base. Para los casos 1 al 6, el detalle de los resultados se encuentra en el archivo Tablas_feb_2022, adjunto a este informe.

Finalmente, es del caso mencionar que las condiciones de abastecimiento podrían tener que enfrentar eventos intempestivos que afecten la operación del sistema, entre los cuales se podrían mencionar los siguientes:

- **Incendio bajo la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.** Un incendio bajo la línea provocaría una disminución de oferta de 2.000 MW en la zona centro-sur del SEN. De presentarse este evento, el sistema podría tener que disponer DMC de no contar con suficiente disponibilidad de centrales térmicas al sur de la subestación Polpaico.
- **Disminución de la generación eólica.** Se han observado variaciones de la generación eólica dentro de un mismo día por más de 1.000 MW instantáneos y entre días contiguos de 600 MW promedios en ambos sentidos. Esta reducción de oferta puede permanecer por 3 o 4 días, afectando negativamente la operación segura y a mínimo costo en caso de no preverse oportunamente este nivel de variabilidad.

² Se considera que los casos 5 y 6 del presente estudio sus correlativos del Estudio de Seguridad de enero, toda vez que se modifica la indisponibilidad de central Bocamina 2 por la indisponibilidad de central Santa María.

En todos los casos, las reservas de energía requeridas para gestionar los eventos antes señalados corresponderán a la acumulación de agua en centrales de embalse y/o utilización del stock para la generación de centrales diésel, por lo que es necesario que se mantengan con sus stocks al máximo.

3.2.- Energía embalsada

En un escenario en el que persisten condiciones hidrológicas secas como las del año 2021, el sistema contaría con una reserva de energía promedio disponible para generación de aproximadamente 718 [GWh] a diciembre de 2022, y de 279 [GWh] para septiembre de igual año, lo cual es un nivel muy bajo que sólo permitiría resolver perturbaciones de corto plazo. Los niveles de reserva embalsada por hidrología, se muestra en la siguiente tabla:

Energía Total embalsada al final del mes [GWh]								
Año	Mes	Año 68-69	Año 98-99	Año 16-17	Año 96-97	Año 19-20	Promedio	Energía embalsada real año anterior
2022	Septiembre	179	236	392	279	310	279	643
	Octubre	522	536	685	585	577	581	985
	Noviembre	611	598	666	650	769	659	1043
	Diciembre	696	639	721	717	816	718	1057

Cabe destacar que la operación del SEN y en particular de los embalses del sistema entre el 18 de agosto de 2021 y hasta el 31 de marzo de 2022 se ven modificadas respecto a una condición hidrológica media, con motivo de la aplicación del decreto de racionamiento preventivo DS N° 51-2021. Se implementó una estrategia para constituir y mantener una Reserva Operacional que pudiese ser utilizada ante eventos críticos en la operación del SEN

De esta manera, los valores de energía embalsada como Reserva Operacional resultantes para el año 2022 comparados con los montos reales obtenidos en el correspondiente mes del año 2021, muestran un aumento sustancial. A febrero de 2022 se dispone de 621 GWh de energía embalsada utilizable, lo que se compara con 270 GWh embalsados utilizables a febrero de 2021, con lo que actualmente se dispone de más del doble de energía como Reserva Operacional.

Las reservas operacionales en cada embalse deberán ser modificadas en función de las condiciones que se presenten en los próximos meses, tanto operacionales del sistema como hidrológicas por cuenca de cada embalse. Adicionalmente, se deberán evaluar en función de la conformación de reservas hídricas que permitan mantener los niveles de seguridad de abastecimiento del sistema.

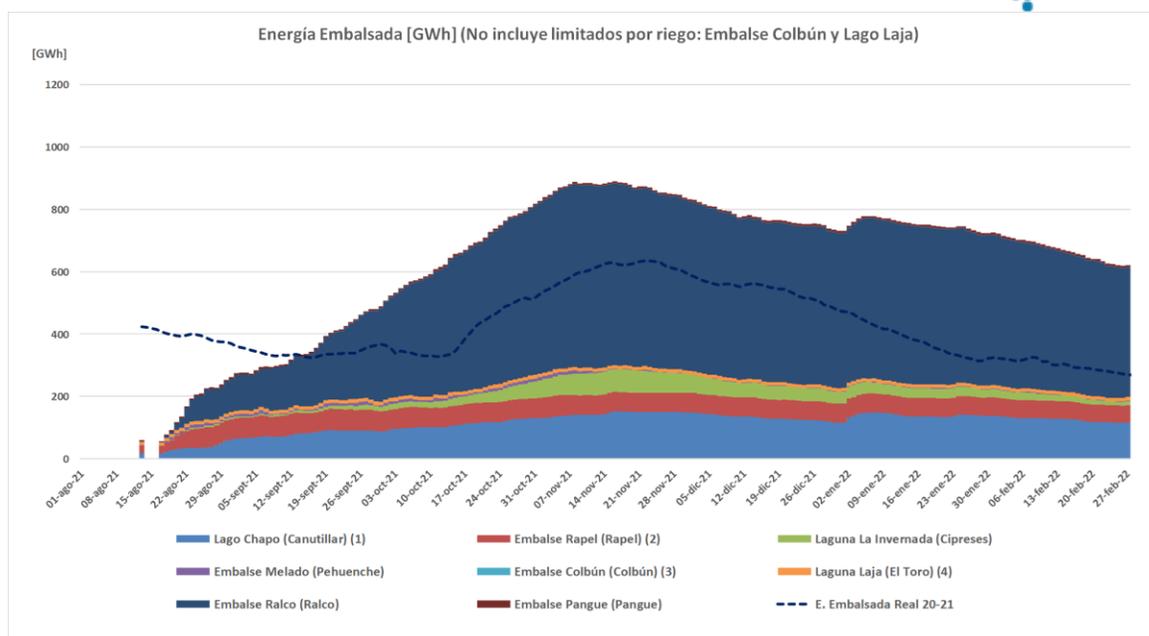


Figura 2: Evolución de la Reserva Operacional

3.3.- Medidas de mitigación de eventuales déficits de energía

El déficit de suministro de energía resultante de los casos analizados podría ser mitigado, en la medida que sea factible y viable la ejecución de las siguientes medidas:

- i. **Aumento del suministro de gas natural por sobre los niveles informados** por los titulares de contratos de suministro de GNL, por un volumen equivalente a 3 buques con ETA en el periodo junio a agosto 2022. Este volumen de GNL permitiría la operación de 2 o 3 ciclos combinados que no disponen de GNL para dicho periodo, permitiendo reducir el déficit de energía que se observa en cuatro de los casos analizados.
- ii. **Operación de ciclos combinados Nehuenco y San Isidro con combustible diésel.** Declarar condición de emergencia de abastecimiento eléctrico en los términos previstos en las RCA de las centrales San Isidro y Nehuenco para operar con petróleo diésel, en el evento en que no cuentan con GNL para operar. Cabe señalar que estas centrales disponen de infraestructura de abastecimiento de diésel a través de oleoducto, el cual tiene un alto nivel de confiabilidad. Cabe mencionar que tanto el Coordinado Enel como Colbún, mediante comunicaciones GC-N°0600-21 y GM N°179/2921, respectivamente, confirmaron la disponibilidad de las instalaciones para este fin. La capacidad del oleoducto es de 180 m³/h, lo que permitiría la operación de cerca de 1.000 MW de centrales de ciclo combinado a plena carga, toda vez que éstas no dispongan de GNL para operar. Esta operación permite reemplazar generación de centrales diésel suministradas vía camiones. A modo ilustrativo, la operación obtenida para el mes de junio de 2022 en el caso 1, podría reducir el requerimiento diario de diésel suministrado vía camiones en montos del orden de los 3.300 m³/día, mediante la operación de las centrales Nehuenco 1 y 2. Este monto podría ser incluso mayor, considerando la diferencia en consumos específico de los ciclos combinados con respecto a centrales diésel de otras tecnologías.

iii. **Disponibilidad completa de las centrales generadoras que utilizan diésel.** Para esto, los Coordinados propietarios de estas centrales deben adoptar al menos dos acciones:

- *Mantener el nivel de almacenamiento de diésel en sus estanques al máximo volumen.* Así, se tendría un stock de aproximadamente 50.000 m³ en las centrales con generación diésel y 27.000 m³ en centrales que lo utilizan como combustible alternativo.

En esta materia, el Coordinador ha sido activo realizando un monitoreo permanente del volumen de diésel efectivamente almacenado, solicitando acciones en caso de constatar disminuciones del volumen almacenado de forma de monitorear eventuales indisponibilidades de las centrales generadoras diésel e informar a la autoridad de eventuales incumplimientos de instrucciones de coordinación.

Este stock de combustible puede ser utilizado para cubrir déficit de oferta de generación para periodos específicos, llegando a consumos máximos del orden de 10.000 m³ de diésel diarios, por un periodo de corto plazo.

- Coordinados propietarios de centrales de generación diésel deben adoptar todas las acciones tendientes a asegurar el suministro de combustible para que sus centrales generadoras cumplan las instrucciones de coordinación que instruya el Coordinador, de forma que no presenten indisponibilidad cuando son requeridas.

El Coordinador ha informado a la autoridad competente de situaciones incumplimientos de instrucciones de coordinación de la operación ocurridas durante el segundo semestre del presente año.

Por otra parte, se está analizando la incorporación de las indisponibilidades para operar de las centrales diésel, de forma de reflejar reducciones efectivas en su potencia de suficiencia conforme a lo indicado en DS N°51/2021.

- Reprogramación de desconexiones asociadas proyectos “MR Aumento Capacidad LT 2x220 kV Nueva P. Montt - P. Montt y Ampliación S/E Nueva P. Montt – Etapa 2” y “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín”, en función de la disponibilidad de reserva operacional en Lago Chapo, recurso eólico esperado y centrales térmicas que permiten brindar la condición de seguridad requerida durante dichas desconexiones.

iv. **Mantener Reservas Operacionales y conformar Reservas Hídricas en embalses.** Se considera recomendable mantener Reservas Operacionales y conformar Reservas Hídricas, que puedan ser utilizadas para superar eventos críticos que afecten la seguridad de suministro del SEN, reduciendo las probabilidades de los déficits identificados.

v. **Postergación de la salida de servicio de centrales carboneras.** Los resultados del análisis efectuado con motivo del Oficio CNE N°760 de octubre de 2021, determinan que la postergación de la salida de las centrales carboneras Bocamina 2 y de la entrada a condición de ERE de Ventanas 2 permitían reducir el consumo de petróleo diésel en 3.000 m³/día, por lo que es una medida recomendada para la reducción de los déficits de suministro que podrían presentarse en los meses de junio y julio de 2022 como consecuencia de la indisponibilidad de centrales generadoras diésel.

4 COMENTARIOS FINALES

Los resultados de los casos estudiados continúan mostrando déficit de suministro en la zona al sur de Puerto Montt debido a las indisponibilidades de centrales generadoras que utilizan combustible diésel, la ocurrencia de condiciones hidrológicas secas y la ejecución de los proyectos de ampliación de la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt y de la línea 2x220 kV Cautín - Río Toltén – Ciruelos. Estos déficits podrían ser mitigados modificando transitoriamente la operación de la central Canutillar, la interrupción o postergación de los trabajos de los proyectos de ampliación del sistema de transmisión y las acciones que tomen los propietarios de las centrales diésel para asegurar una disponibilidad permanente de sus centrales.

Alrededor de un 45% de los déficits de energía observados en el caso 2 y 20% en el caso 6, se deben a la ocurrencia simultánea de una menor disponibilidad de las centrales diésel en las barras desde Puerto Montt al sur y la ejecución los trabajos asociados a los planes de desconexión de las líneas 2x220 Frutillar Norte – Puerto Montt y 2x220 Cautín – Río Toltén – Ciruelos. El monto restante del déficit de energía de los casos 2 y 6 se produce en las distintas barras del sistema, en los meses junio, julio y agosto de 2022. Este déficit se genera producto de la menor disponibilidad de GNL; la indisponibilidad de las centrales que utilizan combustible diésel; e indisponibilidad de recurso hídrico asociada a los escenarios más secos.

Cabe señalar que las indisponibilidades de las centrales generadoras diésel en los casos 2 y 6 se basan en la tasa de generación observada el segundo semestre de 2021, equivalente a un consumo de combustible diésel de 3.500 a 4.000 m³/día.

El déficit de suministro de energía podría ser mitigado mediante las siguientes acciones:

- Aumento del suministro gas natural por sobre los niveles informados a la fecha de emisión de este informe por los titulares de contratos de suministro de GNL, por un volumen equivalente a 3 buques con ETA en el periodo junio a agosto 2022.
- Postergación de la salida de servicio en al menos cuatro meses del retiro de Bocamina 2, actualmente programado para 1 de junio de 2022.
- Coordinados propietarios de centrales de generación diésel deben adoptar todas las acciones tendientes a asegurar el suministro de combustible para que sus centrales generadoras operan cumpliendo las instrucciones de coordinación.
- Mejorar la resiliencia del suministro de combustible diésel por parte de los generadores térmicos y entidades relacionadas.

Durante el segundo semestre de 2021 se evidenció una falta de suministro de diésel para diversas centrales térmicas, las cuales utilizan ese combustible como fuente primaria de generación. En virtud de lo anterior, resulta fundamental que se aumente la capacidad de abastecimiento de diésel en las centrales térmicas, en especial en los periodos de mayor demanda identificados en este estudio.

Lo anterior, implica que los diversos actores del mercado deben redoblar sus esfuerzos para que el sistema eléctrico cuente con volúmenes promedio diario de diésel, superior a los 7.000 m³/día, en el más breve plazo y necesariamente a partir del mes de junio. Así mismo, se requiere que las autoridades sectoriales generen las condiciones normativas que permitan aumentar en el corto plazo la logística de abastecimiento diésel y su nivel de almacenamiento.

- Mantener Reservas Operacionales y conformar Reservas Hídricas en embalses, que permitan enfrentar escenarios específicos de riesgo en la seguridad de servicio y en la seguridad de abastecimiento.

Finalmente, respecto del efecto del conflicto entre Ucrania y Rusia y su efecto sobre las proyecciones de costos de combustibles, su alza tendrá un impacto sobre los costos marginales del sistema, sin embargo, su impacto en la seguridad del abastecimiento dependerá de si la disminución en la oferta internacional afecta directamente el suministro de los combustibles hacia el país y de su duración, lo que será monitoreado periódicamente.

5 ANEXOS

- 1.- Resultados de caso base. Gráficos de cotas, Energía total embalsada en el SEN y Costos Marginales.
- 2.- Plan de Obras de Generación.
- 3.- Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja complementa Convenio de 1958, Carta Enel Generación GC N°0415 del 17 de noviembre de 2017.
- 4.- Convenio de uso eficiente de recursos hídricos. Asociación Canal Maule Sur – Sector Alto, carta Colbún GM N° 158/2020.
- 5.- Implementación de restricción cota mínima en Lago Chapo, carta GMC N° 466/2018.
- 6.- Restricciones de cota mínima Embalse Rapel, carta Enel Generación GC-N°0051.
- 7.- **Proyecciones de Costos**, Costos Combustibles.

ANEXO 1

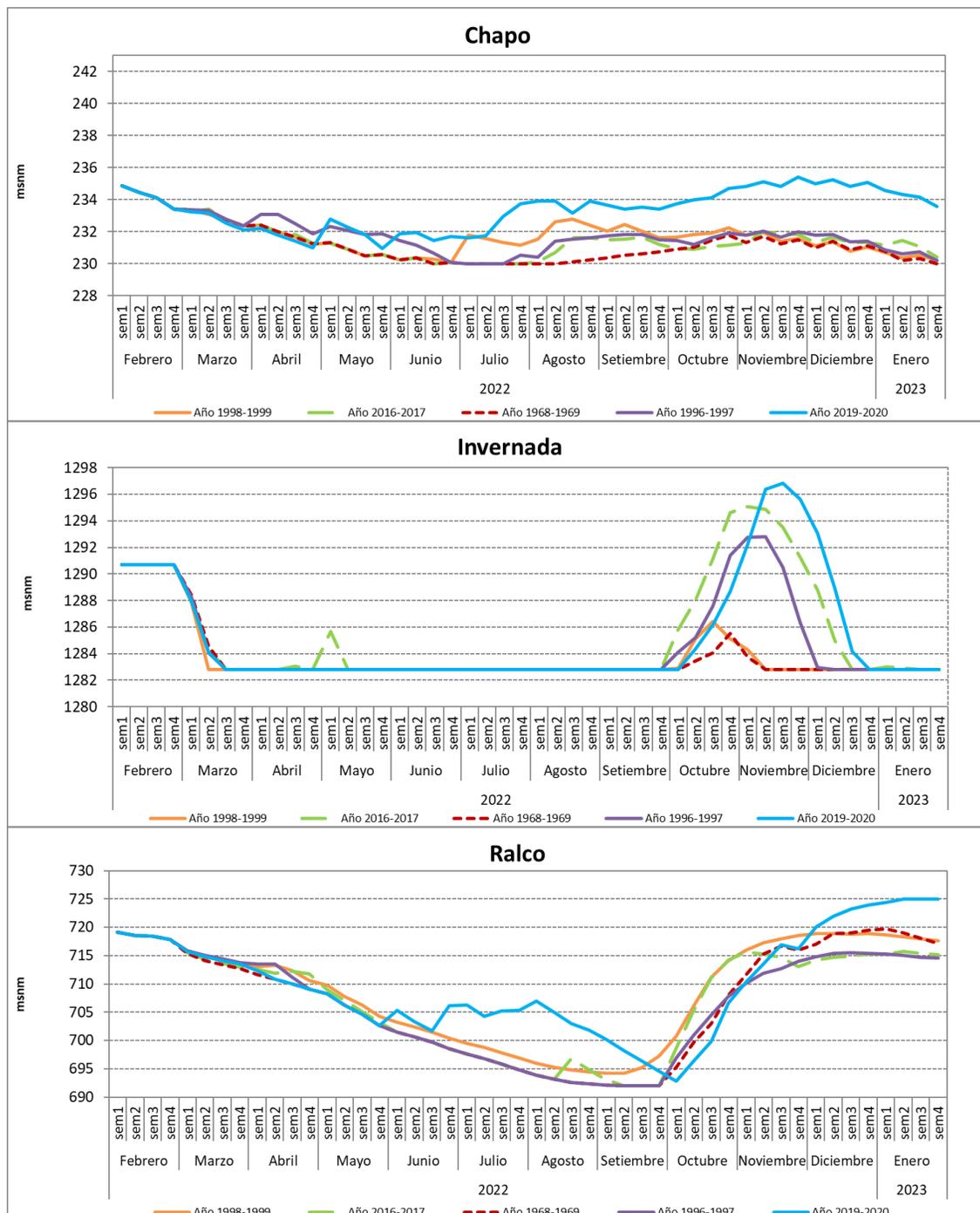
Resultados caso base.

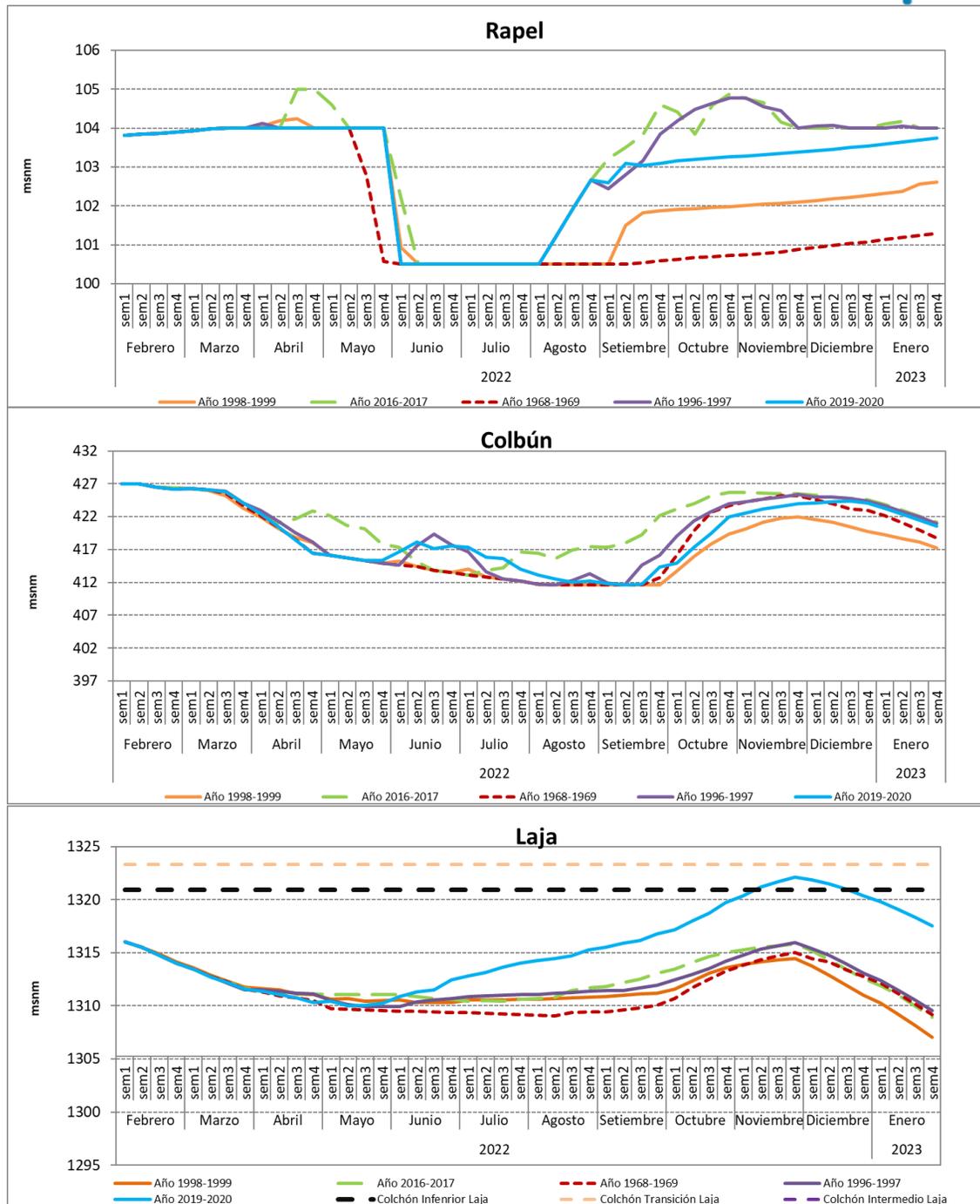
Gráficos de cotas, Energía total embalsada en el SEN, Costos Marginales y Generación por Tecnología

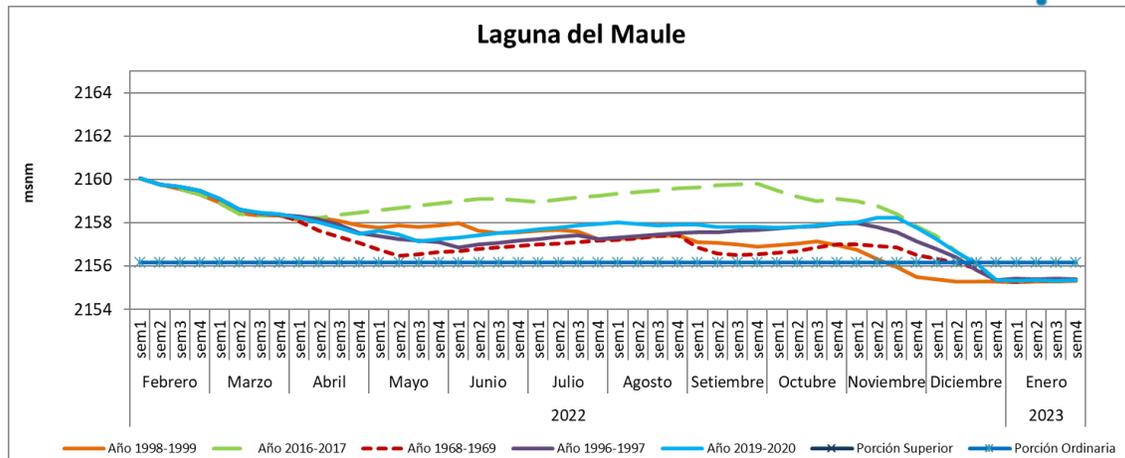
Los gráficos siguientes resumen los resultados generados a partir del caso base para el primer año. El detalle de los resultados para los casos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 se encuentra en el archivo Tablas_ene_2021, adjunto a este informe.

Caso base

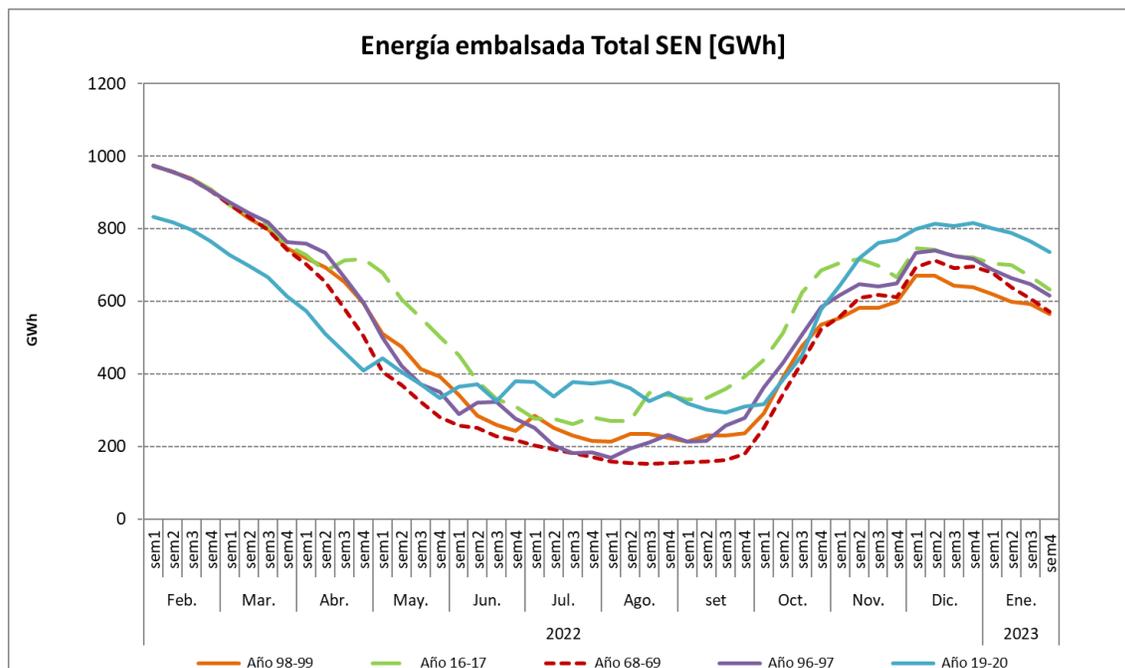
i) Cotas finales mensuales







ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso base

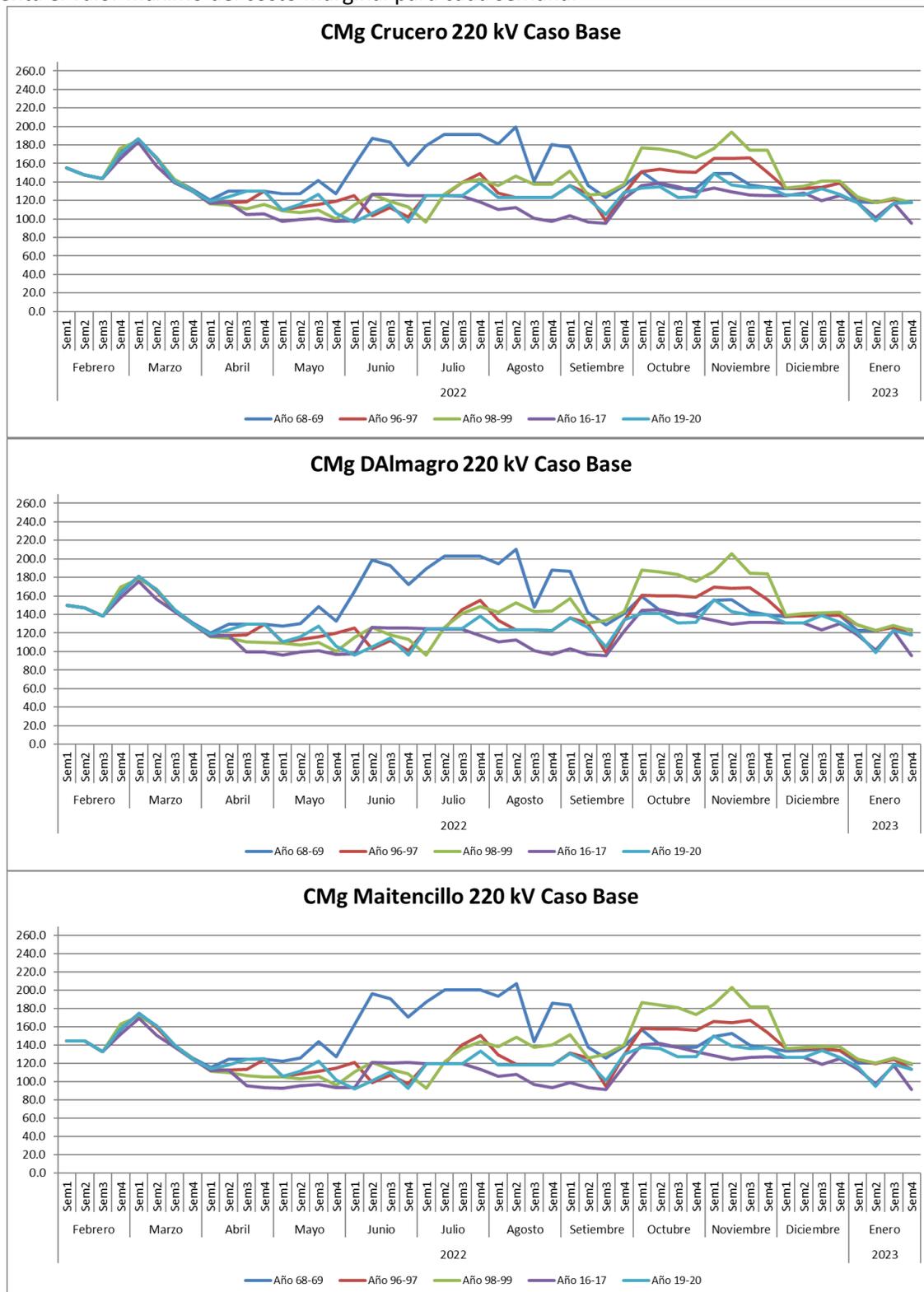


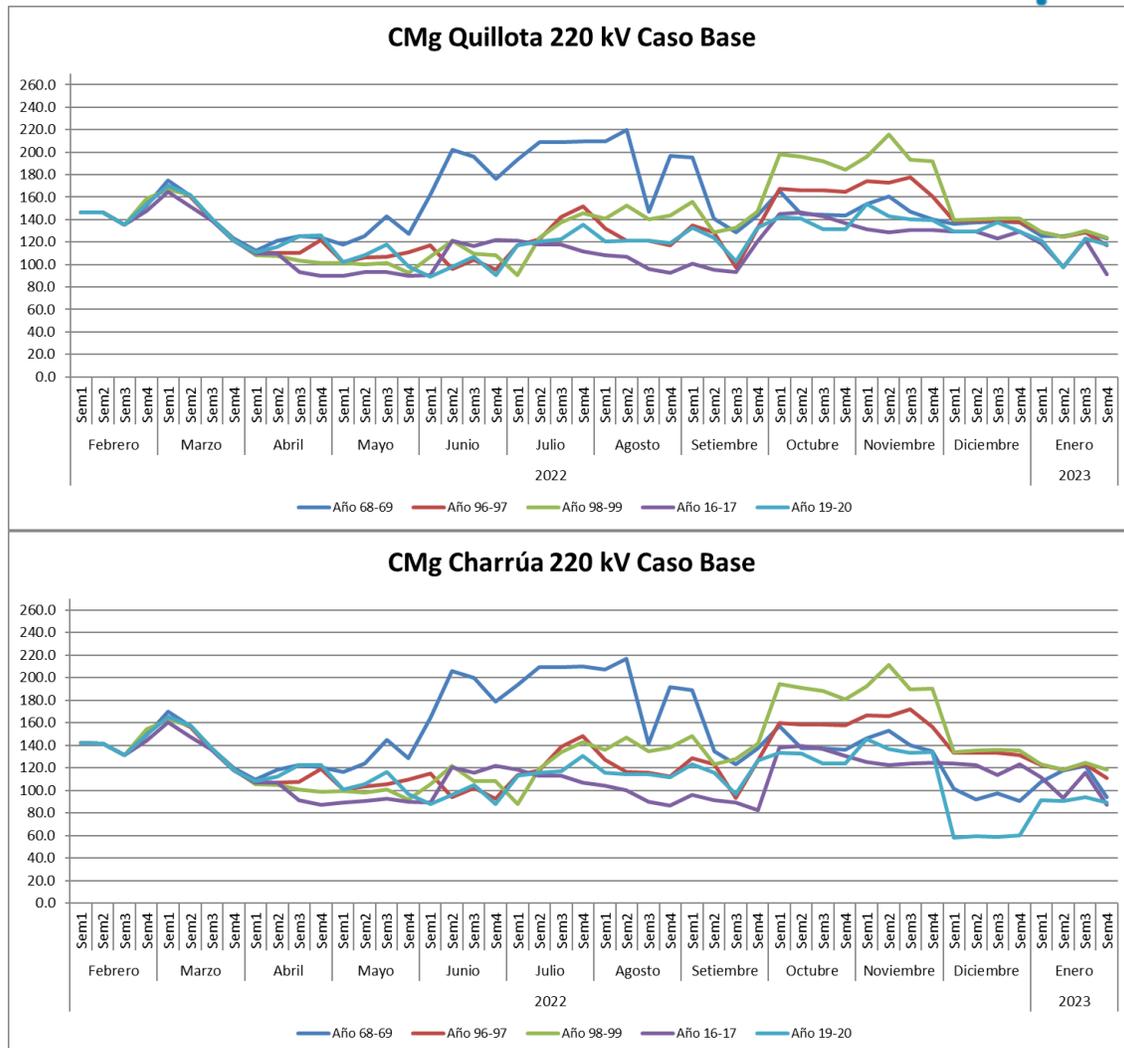
Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

En el cálculo de la energía embalsada en el SEN se considera el agua acumulada en los embalses Chapo, Invernada, Colbún, Pangue, Melado, Ralco y Rapel. Además, se incluye la energía generable por el Laja dado el convenio de operación del año 2017 y se excluye en el cálculo a la Laguna del Maule debido a que el uso del agua es compartido entre generación y riego.

iii) Costos Marginales – Caso base

Se presenta el valor máximo del costo marginal para cada semana.



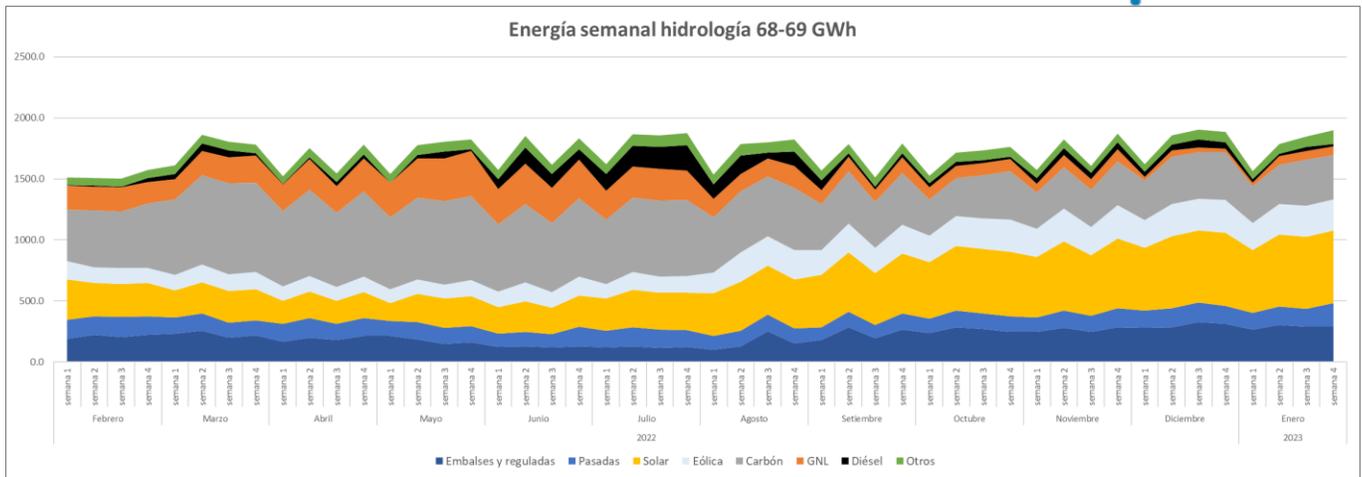


iv) Generación por tecnología – Caso base

Se presenta la energía generada por tecnología para cada hidrología estudiada durante el primer año.

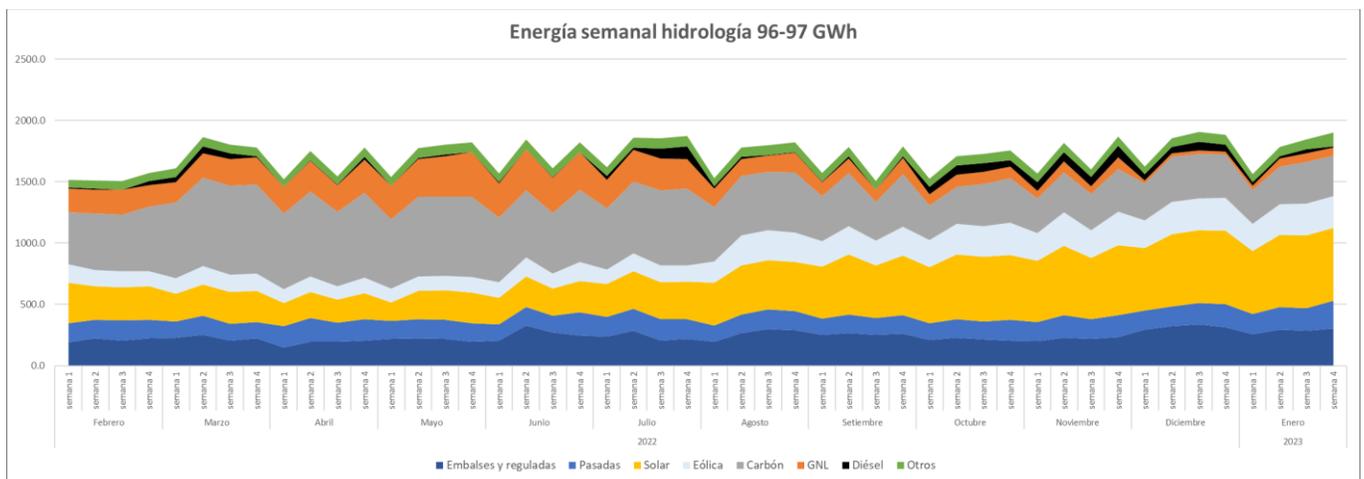
Generación por tecnología mensual hidrología 68-69 (GWh)

	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23
Embalses y reguladas	842,9	906,2	756,6	706,5	502,3	490,0	633,6	930,5	1039,9	1062,0	1208,8	1146,8
Pasadas	625,59	521,95	590,56	528,68	496,15	583,41	499,99	474,48	510,16	540,72	601,59	630,56
Solar	1142,12	992,07	808,64	866,73	946,11	1177,91	1552,57	1828,16	2047,31	2133,95	2294,95	2291,37
Eólica	534,39	557,81	478,91	475,43	554,45	530,66	895,62	878,3	977,34	1004,51	1013,29	980,77
Carbón	1878,69	2819,25	2639,85	2630,93	2404,79	2382,49	1951,53	1610,43	1359,42	1306,41	1487,81	1361,92
GNL	765,23	798,12	953,56	1320,58	1223,34	991,98	622,52	460,48	392,33	351,22	143,93	239,96
Diésel	51,67	177,15	89,66	103,87	410,87	694,15	432,83	166,49	116,33	207,64	218,66	102,31
Otros	258,54	287,12	280,39	313,13	332,61	365,5	354,65	307,84	290,77	263,44	297,07	347,83



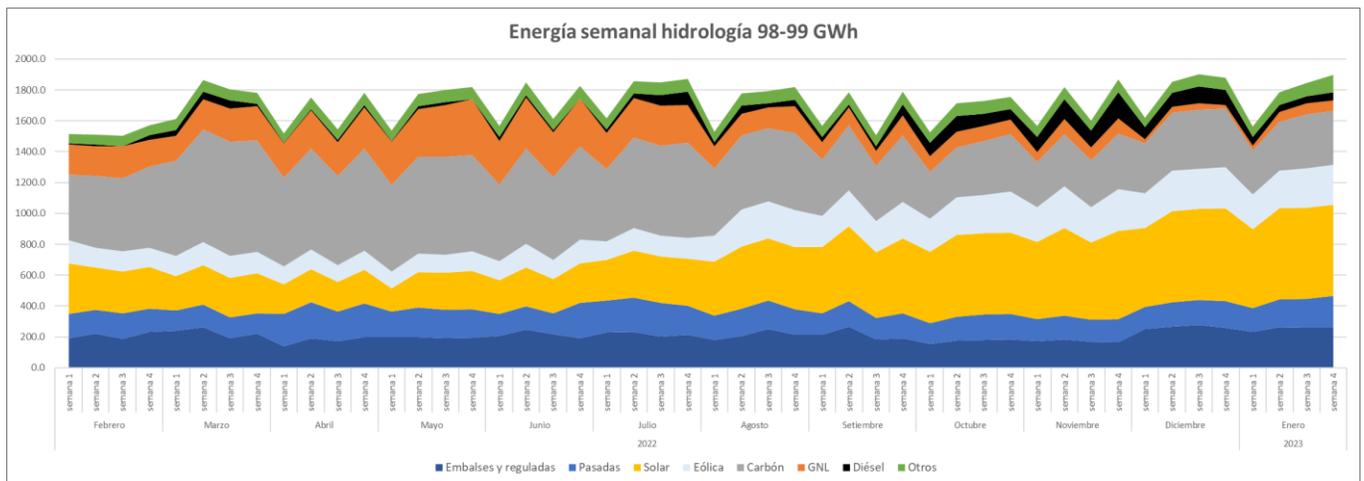
Generación por tecnología mensual hidrología 96-97 (GWh)

	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23
Embalses y reguladas	842,7	908,8	747,0	860,4	1055,1	947,2	1055,3	1028,0	858,0	885,2	1264,4	1140,6
Pasadas	625,6	562,3	689,3	610,0	606,6	678,2	596,0	576,5	601,8	672,8	681,6	762,7
Solar	1142,1	992,1	808,6	866,7	946,1	1177,9	1552,6	1828,2	2045,2	2134,2	2293,7	2289,0
Eólica	534,4	557,8	478,9	477,2	554,6	532,2	896,1	878,3	979,9	1004,5	1015,1	984,8
Carbón	1878,7	2795,5	2605,0	2512,3	2158,4	2324,0	1901,1	1546,5	1293,3	1249,9	1390,2	1261,4
GNL	765,2	798,1	953,3	1277,4	1209,3	992,0	578,2	455,1	384,1	303,1	100,6	228,9
Diésel	51,7	154,5	34,6	19,8	13,9	234,1	44,5	40,7	257,3	320,3	225,3	92,7
Otros	258,7	286,8	280,4	313,1	304,5	314,9	308,1	298,5	296,3	282,5	297,3	336,4



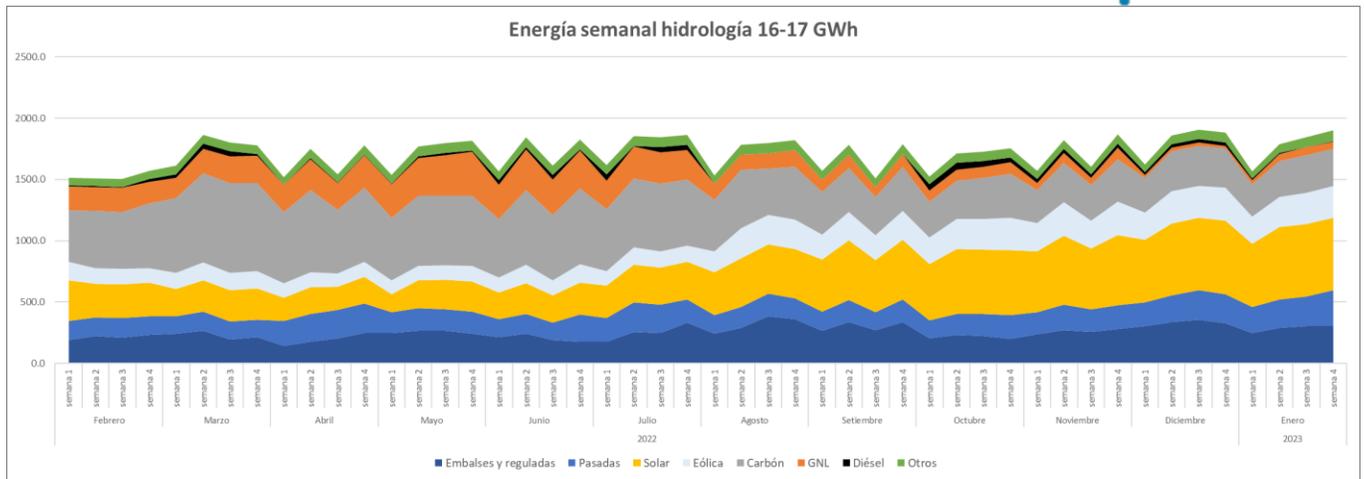
Generación por tecnología mensual hidrología 98-99 (GWh)

	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23
Embalses y reguladas	833,3	914,5	701,1	781,5	858,3	875,6	849,2	860,3	692,3	690,5	1053,4	1010,7
Pasadas	625,6	547,8	857,7	726,0	661,3	834,7	686,4	596,0	620,5	590,5	637,1	728,5
Solar	1142,1	992,1	808,6	866,7	946,1	1177,9	1552,6	1828,2	2043,8	2133,1	2292,0	2284,4
Eólica	534,4	557,8	478,9	477,2	554,6	533,2	896,1	878,3	976,5	1002,1	1013,3	984,8
Carbón	1887,0	2811,1	2472,4	2453,3	2258,5	2258,9	1888,4	1570,8	1347,0	1294,6	1465,5	1303,8
GNL	770,8	796,9	951,5	1276,1	1207,6	989,4	590,7	452,9	399,1	342,5	125,9	230,6
Diésel	47,8	151,8	41,3	39,7	59,7	205,1	150,2	159,2	331,0	501,1	369,3	198,4
Otros	258,7	287,1	280,4	313,1	304,5	314,6	308,3	299,1	310,9	302,3	298,6	349,0



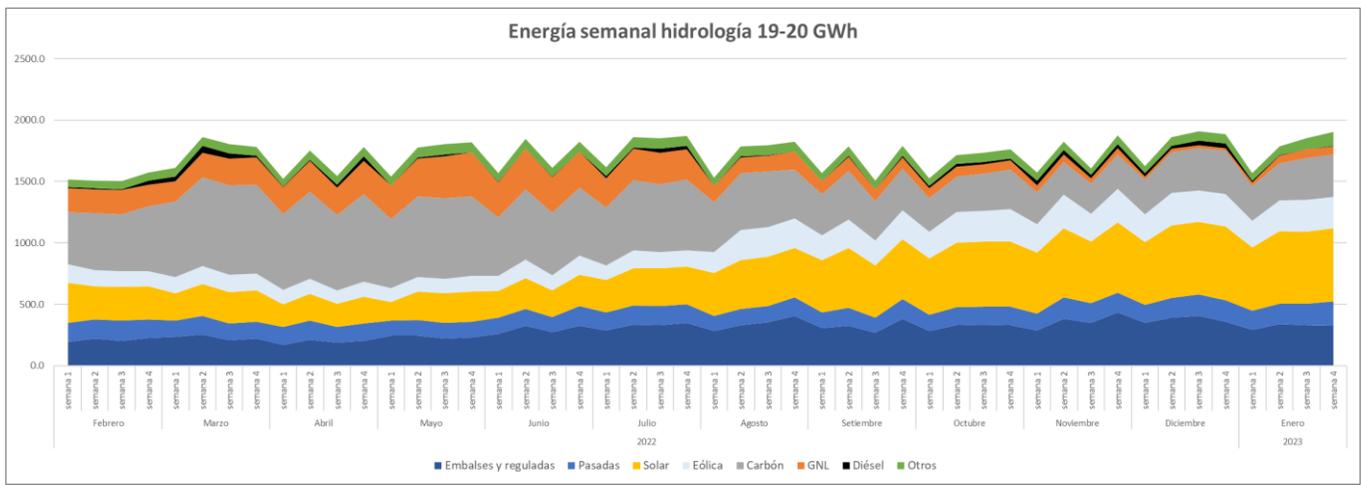
Generación por tecnología mensual hidrología 16-17 (GWh)

	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23
Embalses y reguladas	842,7	908,8	747,0	860,4	1055,1	947,2	1055,3	1028,0	858,0	885,2	1264,4	1140,6
Pasadas	625,6	562,3	689,3	610,0	606,6	678,2	596,0	576,5	601,8	672,8	681,6	762,7
Solar	1142,1	992,1	808,6	866,7	946,1	1177,9	1552,6	1828,2	2045,2	2134,2	2293,7	2289,0
Eólica	534,4	557,8	478,9	477,2	554,6	532,2	896,1	878,3	979,9	1004,5	1015,1	984,8
Carbón	1878,7	2795,5	2605,0	2512,3	2158,4	2324,0	1901,1	1546,5	1293,3	1249,9	1390,2	1261,4
GNL	765,2	798,1	953,3	1277,4	1209,3	992,0	578,2	455,1	384,1	303,1	100,6	228,9
Diésel	51,7	154,5	34,6	19,8	13,9	234,1	44,5	40,7	257,3	320,3	225,3	92,7
Otros	258,7	286,8	280,4	313,1	304,5	314,9	308,1	298,5	296,3	282,5	297,3	336,4



Generación por tecnología mensual hidrología 19-20 (GWh)

	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23
Embalses y reguladas	842,7	913,5	773,0	935,1	1181,7	1304,4	1372,9	1281,4	1276,9	1453,7	1503,1	1283,3
Pasadas	625,6	561,4	569,7	514,4	550,1	609,5	538,1	553,9	577,2	631,0	654,0	697,1
Solar	1142,1	992,1	808,6	866,7	946,1	1177,9	1552,6	1828,2	2044,6	2134,1	2293,8	2287,2
Eólica	534,4	557,8	478,9	477,2	554,6	534,0	896,1	878,3	980,1	1004,5	1014,9	985,0
Carbón	1878,7	2795,5	2655,7	2526,3	2109,5	2172,1	1721,4	1394,5	1185,2	1053,7	1312,3	1273,0
GNL	765,2	797,6	953,6	1280,9	1197,0	991,0	530,7	402,1	315,4	210,9	100,6	224,8
Diésel	51,7	151,6	80,2	26,9	7,9	93,6	19,0	20,9	69,9	136,4	121,6	28,2
Otros	258,7	286,9	280,4	313,1	304,5	314,6	307,4	296,7	289,7	254,7	286,2	328,8



ANEXO 2
Plan de Obras de Generación.

A continuación, se muestra la lista completa de unidades generadoras proyectadas como parte del plan de obras de generación considerado en este estudio.

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Plomo del Verano	Solar	02/04/2022	2,4	SantaMarta220
Solar Duqueco	Solar	02/04/2022	9,0	Mulchen220
Alfalfal 2	Hidráulica	02/04/2022	264,0	Almendros220
Las Lajas	Hidráulica	02/04/2022	267,0	Florida110
Solar UTFSM San Joaquín	Solar	09/05/2022	0,1	Ochagavia110
Solar UTFSM Valparaíso	Solar	09/05/2022	0,1	Miraflores110
Solar UTFSM Vitacura	Solar	09/05/2022	0,1	Almendros110
Solar ICB	Solar	09/05/2022	0,3	ElSalto110
Solar Lo Boza	Solar	09/05/2022	0,8	Renca110
Solar Techos Solares Watts	Solar	09/05/2022	0,9	Chena110
Solar Watts Lonquén	Solar	09/05/2022	0,9	Bocamina154
Solar Cintac	Solar	09/05/2022	2,5	Chena110
Solar San Javier I	Solar	09/05/2022	2,5	Maule154
Solar EA SF San Isidro	Solar	09/05/2022	2,6	SFcoMost066
Solar Fulgor	Solar	09/05/2022	2,6	Charrua154
Solar Puelche	Solar	09/05/2022	2,6	Mulchen220
Solar San Carlos	Solar	09/05/2022	2,6	Parral154
Solar Santa Luisa	Solar	09/05/2022	2,6	Chillan154
Solar Caracoles	Solar	09/05/2022	2,7	Linares154
Solar Colchagua	Solar	09/05/2022	2,7	Rapel220
Solar El Huaso	Solar	09/05/2022	2,7	ASanta220
Solar Cancura II	Solar	09/05/2022	2,8	Cautin220
Solar Castilla	Solar	09/05/2022	2,8	Cardones110
Solar Bulnes los Barones	Solar	09/05/2022	2,9	Chillan154
Solar Coltauco Almendro	Solar	09/05/2022	2,9	Malloa154
Solar Nihue	Solar	09/05/2022	2,9	AMelipilla220
Solar Panguilemo	Solar	09/05/2022	2,9	Talca066
Solar Pequén	Solar	09/05/2022	2,9	Teno154
Solar Linares San Antonio	Solar	09/05/2022	2,9	Linares154
Solar El Monte	Solar	09/05/2022	3,0	AMelipilla220
Solar Faramalla	Solar	09/05/2022	3,0	Rapel220
Solar Fardela Negra	Solar	09/05/2022	3,0	ASanta220
Solar Gabardo Verano	Solar	09/05/2022	3,0	Paine154
Solar Jacarandá	Solar	09/05/2022	3,0	ElPenon110
Solar Linares VDN	Solar	09/05/2022	3,0	Linares154
Solar Loica	Solar	09/05/2022	3,0	Teno154
Solar Los Tauretes	Solar	09/05/2022	3,0	Florida110
Solar Malinke	Solar	09/05/2022	3,0	AMelipilla220
Solar Piduco	Solar	09/05/2022	3,0	Talca066
Solar Playero_3	Solar	09/05/2022	3,0	LVegas110
Solar San Camilo	Solar	09/05/2022	3,0	Itahue154
Solar San Emilio I	Solar	09/05/2022	3,0	Itahue154
Solar Los Tordos	Solar	09/05/2022	5,0	Talca066
Solar Alcaldesa	Solar	09/05/2022	6,0	Chillan154

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Alhué	Solar	09/05/2022	6,0	Rapel220
Solar Esfena	Solar	09/05/2022	6,0	LVilos220
Solar Nancagua	Solar	09/05/2022	6,0	Tinguiririca154
Solar Newentun	Solar	09/05/2022	6,0	Rapel220
Solar Parque Valparaíso	Solar	09/05/2022	6,0	LVegas110
Solar RCU	Solar	09/05/2022	6,0	Teno154
Solar Santa Francisca	Solar	09/05/2022	6,0	PAzucar110
Solar Piquero Etapa 2	Solar	09/05/2022	6,3	ASanta220
Solar Teno	Solar	09/05/2022	7,4	Teno154
Solar Avilés	Solar	09/05/2022	8,3	Rapel220
Solar Sol del Norte Andes	Solar	09/05/2022	8,6	Andes220
Solar Anakena	Solar	09/05/2022	9,0	ElPenon110
Solar Astillas	Solar	09/05/2022	9,0	Maitencillo110
Solar Bramada	Solar	09/05/2022	9,0	Cardones110
Solar Cabrero	Solar	09/05/2022	9,0	Charrua066
Solar Caracas 1	Solar	09/05/2022	9,0	LVilos220
Solar Caracas 2	Solar	09/05/2022	9,0	LVilos220
Solar Centauro	Solar	09/05/2022	9,0	Chillan154
Solar Cóndor	Solar	09/05/2022	9,0	Rapel220
Solar Corrales del Verano	Solar	09/05/2022	9,0	AJahuel110
Solar Del Desierto	Solar	09/05/2022	9,0	Andes220
Solar El Flamenco	Solar	09/05/2022	9,0	Itahue154
Solar Fuster del Verano	Solar	09/05/2022	9,0	Batuco110
Solar Granada	Solar	09/05/2022	9,0	Linares154
Solar Itihue	Solar	09/05/2022	9,0	Parral154
Solar Las Catitas	Solar	09/05/2022	9,0	Linares154
Solar Los Andes	Solar	09/05/2022	9,0	Andes220
Solar Maitenes	Solar	09/05/2022	9,0	Rapel220
Solar Mitchi	Solar	09/05/2022	9,0	Cardones110
Solar Palermo	Solar	09/05/2022	9,0	Rapel220
Solar Palmilla Cruz	Solar	09/05/2022	9,0	SFcoMost066
Solar Peñaflo	Solar	09/05/2022	9,0	AJahuel110
Solar Picunche	Solar	09/05/2022	9,0	SFcoMost066
Solar Portezuelo del Verano	Solar	09/05/2022	9,0	Polpaico220
Solar Recoleta	Solar	09/05/2022	9,0	ElPenon110
Solar Romero	Solar	09/05/2022	9,0	Teno154
Solar Sunhunter	Solar	09/05/2022	9,0	ElPenon110
Solar Andes IIA E2	Solar	09/05/2022	11,4	Andes220
Solar Finis Terrae Extensión Etapa II	Solar	09/05/2022	18,0	Crucero220
Solar Sol de Los Andes	Solar	09/05/2022	89,4	DAlmagro110
Solar Pampa Tigre	Solar	09/05/2022	100,0	Ohiggins220_BP1
Solar Tamaya	Solar	09/05/2022	114,0	Tamaya110
Ampliación Finis Terrae Etapa I	Solar	09/05/2022	126,2	Crucero220
Solar Valle del Sol	Solar	09/05/2022	149,9	Miraje220
Solar Rio Escondido	Solar	09/05/2022	158,0	Cardones220
Solar Sol de Lila	Solar	09/05/2022	161,3	Andes220
Solar Diego de Almagro Sur	Solar	09/05/2022	205,0	DAlmagro220

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Sol de Desierto	Solar	09/05/2022	230,0	MariaElena220
Solar Campos de Sol	Solar	09/05/2022	381,0	CPinto220
Solar Valle Escondido	Solar	12/05/2022	105,0	Cardones220
Solar Punta del Viento	Solar	29/05/2022	165,0	PColorada220
Solar Coya	Solar	29/05/2022	180,0	Crucero220
Solar Domeyko	Solar	29/05/2022	186,2	Domeyko220
Solar Cantera	Solar	30/05/2022	2,9	Rapel220
Solar el Cuervo	Solar	30/05/2022	3,0	Teno154
Solar Foster	Solar	30/05/2022	3,0	SanLuis220
Solar Aeropuerto	Solar	30/05/2022	5,5	Talca066
Solar Torino	Solar	30/05/2022	8,0	Teno154
Solar Granate	Solar	30/05/2022	9,0	ElPenon110
Solar Javiera Carrera	Solar	30/05/2022	9,0	Buin110
Solar Mandinga	Solar	30/05/2022	9,0	AMelipilla220
Solar Pastrán	Solar	30/05/2022	9,0	SanLuis220
Solar Santa Isabel	Solar	30/05/2022	9,0	SFCoMost066
Piedras Negras	Hidráulica	02/06/2022	3,0	Tinguiririca154
Solar Capricornio	Solar	04/06/2022	87,9	Capricornio110
Solar Andes 2B	Solar	26/06/2022	112,5	Andes220
Solar El Palqui	Solar	30/06/2022	2,8	ElPenon110
Solar Idahue del Verano	Solar	30/06/2022	3,0	Malloa154
Solar Manao	Solar	30/06/2022	3,0	LVegas110
Solar Milan A	Solar	30/06/2022	3,0	Teno154
Solar San Antonio Malvilla	Solar	30/06/2022	3,0	AMelipilla220
Solar Milan B	Solar	30/06/2022	3,8	Teno154
Solar Tierra	Solar	30/06/2022	8,0	Cardones110
Solar Cantillana	Solar	30/06/2022	9,0	Paine154
Solar Chicauma Verano	Solar	30/06/2022	9,0	Batuco110
Solar Chimbarongo	Solar	30/06/2022	9,0	Tinguiririca154
Solar Don Enrique	Solar	30/06/2022	9,0	ElPenon110
Solar El Trile	Solar	30/06/2022	9,0	Linares154
Solar Gabriela	Solar	30/06/2022	9,0	PAzucar110
Solar Huaquelón	Solar	30/06/2022	9,0	ElPenon110
Solar La Colonia	Solar	30/06/2022	9,0	Paine154
Solar Tamarana	Solar	30/06/2022	9,0	Maitencillo110
Solar Sol de Varas	Solar	30/06/2022	100,8	CPinto220
Solar Campos del Sol 2	Solar	30/06/2022	369,6	CPinto220
Solar Las Palmas del Verano	Solar	02/07/2022	2,8	AMelipilla220
Solar Rucasol	Solar	29/07/2022	9,0	PPeuco110
Solar El Raco	Solar	30/07/2022	2,9	Charrua154
Solar Cauquenes	Solar	30/07/2022	3,0	Parral154
Solar El Rosal	Solar	30/07/2022	3,0	Parral154
Solar El Sharon	Solar	30/07/2022	3,0	Rapel220
Solar Guaraná	Solar	30/07/2022	3,0	Rapel220
Solar SLK CB Nueve	Solar	30/07/2022	3,0	Polpaico220
Solar Trebo	Solar	30/07/2022	3,0	AMelipilla220
Solar Guanaco Ampliación	Solar	30/07/2022	6,0	AJahuel110
Solar Avel	Solar	30/07/2022	9,0	Charrua154

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar El Olivar	Solar	30/07/2022	9,0	Charrua154
Solar Lockma	Solar	30/07/2022	9,0	Esmeralda110
Solar Marañon	Solar	30/07/2022	9,0	Maitencillo110
Solar Rinconada Alcones	Solar	30/07/2022	9,0	Rapel220
Solar Sol de Atacama	Solar	30/07/2022	80,8	Cardones110
Solar La Brújula	Solar	02/08/2022	2,9	Rapel220
Solar Angol I	Solar	02/08/2022	2,9	Charrua154
Solar Los Jotes	Solar	02/08/2022	3,0	LVilos220
Eólica El Cruce	Eólica	07/08/2022	2,9	Rahue220
Eólica Ochs	Eólica	07/08/2022	2,9	Rahue220
Eólica Cabo Leones 1 extensión	Eólica	07/08/2022	60,0	Maitencillo220
Eólica Mesamavida	Eólica	07/08/2022	60,0	Charrua154
Eólica Los Olmos	Eólica	07/08/2022	100,0	Mulchen220
Eólica Malleco Norte	Eólica	07/08/2022	137,9	Mulchen220
Eólica Renaico 2	Eólica	07/08/2022	144,0	Temuco220
Solar Tchamma	Solar	07/08/2022	155,4	Crucero220
Eólica Llanos del Viento	Eólica	07/08/2022	156,1	Ohiggins220_BP1
Eólica Cerro Tigre	Eólica	07/08/2022	184,8	Ohiggins220_BP1
Solar Doña Victoria	Solar	30/08/2022	2,8	Lautaro066
Solar Nanco	Solar	30/08/2022	2,8	Lautaro066
Solar Quillén	Solar	30/08/2022	2,8	Lautaro066
Solar Falcon	Solar	30/08/2022	2,9	AMelipilla220
Solar Llayllay 1Y	Solar	30/08/2022	3,0	LVegas110
Solar Orilla del Maule	Solar	30/08/2022	6,0	Talca066
Solar El Run	Solar	02/09/2022	3,0	Tinguiririca154
Chilco	Hidráulica	06/09/2022	0,2	Pichirropulli220
El Brinco	Hidráulica	06/09/2022	0,2	Mulchen220
Aillin	Hidráulica	06/09/2022	7,0	Rucue220
Cipresillos	Hidráulica	06/09/2022	9,0	Sauzal110_BP2
El Pinar	Hidráulica	06/09/2022	11,4	Cholguan066
Trupán	Hidráulica	06/09/2022	20,0	Charrua154
Punta del Viento	Hidráulica	26/09/2022	2,9	Tinguiririca154
Eólica Lomas de Duqueco	Eólica	26/09/2022	57,4	Temuco220
Dos Valles Ampliación	Hidráulica	27/09/2022	1,5	PNegro220
Solar Linares	Solar	29/09/2022	1,5	Linares154
Solar Salamanca	Solar	29/09/2022	2,9	ElPenon110
Solar Cachanas	Solar	29/09/2022	9,0	Tinguiririca154
Solar Golondrinas	Solar	29/09/2022	9,0	Colbun220
Solar Santa Emilia	Solar	29/09/2022	9,0	SFcoMost066
Solar Santa Eugenia	Solar	02/10/2022	2,9	Charrua154
Solar Blu	Solar	02/10/2022	4,8	Chillan154
Eólica Ckani	Eólica	15/10/2022	107,2	Conchi220
Las Nieves	Hidráulica	26/10/2022	6,5	Cautin220
Eólica Puelche Sur	Eólica	27/10/2022	152,4	PMontt220
La Confianza	Hidráulica	28/10/2022	2,6	Rucue220
Eólica Campo Lindo	Eólica	28/10/2022	71,6	Charrua066
Solar Machicura	Solar	29/10/2022	9,0	Colbun220
Solar SGT Cholguan	Solar	30/10/2022	2,2	Charrua066

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Don Genaro	Solar	30/10/2022	2,8	Mulchen220
Solar Ranguil Norte	Solar	30/10/2022	2,9	Itahue154
Solar Cóndor Chépica	Solar	30/10/2022	3,0	Rapel220
Solar Cóndor Chépica Etapa 2	Solar	30/10/2022	3,0	Rapel220
Solar LGS	Solar	30/10/2022	3,0	Charrua154
Solar SGT Tucaapel	Solar	30/10/2022	6,8	Charrua066
Solar Liquidambar	Solar	30/10/2022	9,0	Polpaico220
Alto Bonito	Hidráulica	11/11/2022	2,5	Rahue220
Solar Algarrobo	Solar	30/11/2022	3,0	Teno154
Solar Los Toldos	Solar	30/11/2022	3,0	Temuco066
Solar Lucumo	Solar	30/11/2022	3,0	Linares154
Solar Santa Julia Andina	Solar	30/11/2022	9,0	Charrua154
Solar Dínamo	Solar	02/12/2022	2,9	AMelipilla220
Solar La Peña	Solar	30/12/2022	8,0	LVegas110
Solar Rimini	Solar	30/12/2022	9,0	AMelipilla220
Solar Meseta de Los Andes	Solar	30/12/2022	152,5	Polpaico220
Solar Las Salinas	Solar	30/12/2022	364,0	Crucero220
Solar Cóndor Lo Chacón II	Solar	02/01/2023	3,0	Rapel220
Cerro Pabellón U3	Térmica	04/01/2023	33,0	Conchi220
Llanos Blancos	Térmica	04/01/2023	149,6	PAzucar220
Mapa	Térmica	25/01/2023	166,0	Lagunillas220
Eólica Caman	Eólica	28/01/2023	145,7	Ciruelos220
Solar Gaviotín	Solar	01/03/2023	9,0	PAzucar110
Solar Pellín	Solar	01/03/2023	9,0	Charrua066
Moraga	Hidráulica	02/03/2023	1,6	Charrua154
Solar Willka	Solar	30/03/2023	98,0	Condores220
Solar Las Bandurrias	Solar	01/04/2023	3,0	Itahue154
Solar Sol de Loa Etapa 1	Solar	01/04/2023	110,0	Lagunas220
Solar Elena	Solar	01/04/2023	270,0	Crucero220
Solar San Alberto	Solar	02/04/2023	9,0	Chillan154
Maitencillo	Térmica	26/05/2023	60,6	Maitencillo220
Solar San Francisco Parral	Solar	30/05/2023	2,5	Parral154
San Luis	Hidráulica	02/07/2023	1,9	Charrua154
Solar Cardones	Solar	29/07/2023	35,0	Maitencillo110
Los Lagos	Hidráulica	27/09/2023	48,7	Pichirrahue220
Eólica Punta de Talca	Eólica	28/11/2023	86,4	LaCebada220
San José	Hidráulica	27/02/2024	1,6	Charrua154
Solar Tamarico	Solar	31/03/2024	144,7	Maitencillo220
Solar Sol de Loa Etapa 2	Solar	31/03/2024	190,0	Lagunas220
Solar Sol de Vallenar Fase 2	Solar	31/03/2024	250,0	Maitencillo220
Solar Ceme 1	Solar	31/03/2024	350,0	Miraje220
Parque Eólico San Renaico	Eólica	29/06/2024	99,0	Charrua220
Los Cóndores	Hidráulica	29/07/2024	150,0	Ancoa220
Ñuble	Hidráulica	27/01/2025	136,0	Ancoa220
San Pedro	Hidráulica	30/05/2025	170,0	Ciruelos220
TOTAL			9202	

ANEXO 3

Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja, que Complementa al Convenio de 1958, Carta ENDESA GC N°0426 del 22 de noviembre de 2017.

ANEXO 4

Convenio de uso eficiente de recursos hídricos. Asociación Canal Maule Sur – Sector Alto, carta Colbún GM N° 158/2020.

ANEXO 5
Implementación de restricción de cota mínima en Lago Chapo, carta GMC N° 466/2018.

ANEXO 6
Restricciones de cota mínima Embalse Rapel, carta Enel Generación GC-N°0051.

ANEXO 7
Proyecciones de Costos, Costos Combustibles.

i) Proyecciones de Costos de Combustibles

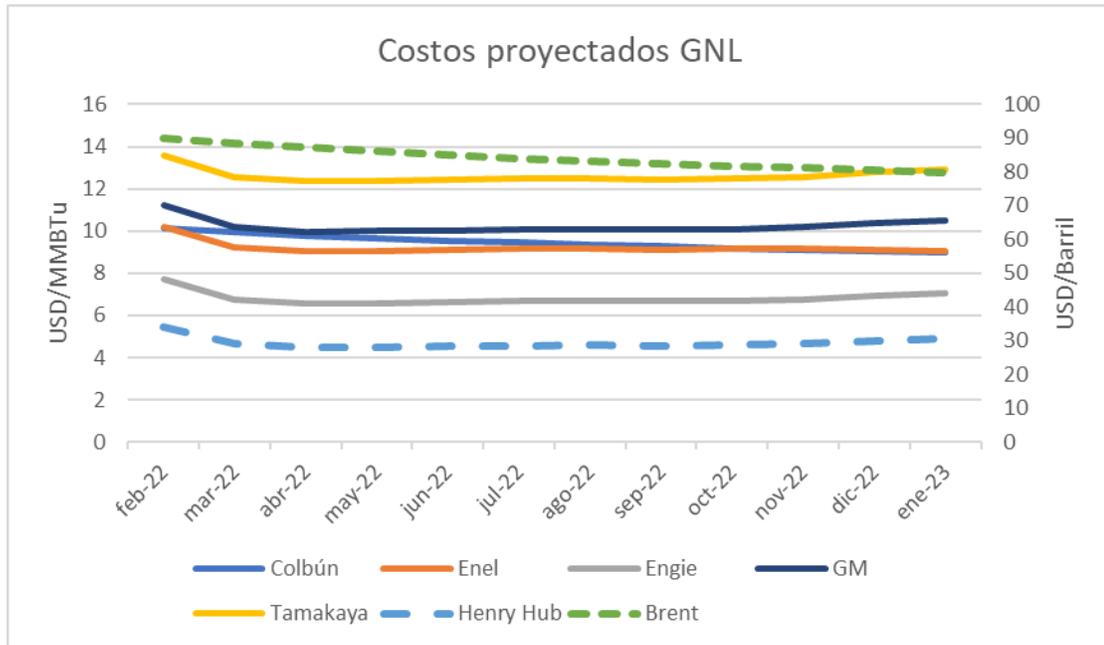


Figura 1: Proyección de costos de GNL, periodo febrero 2022 – enero 2023

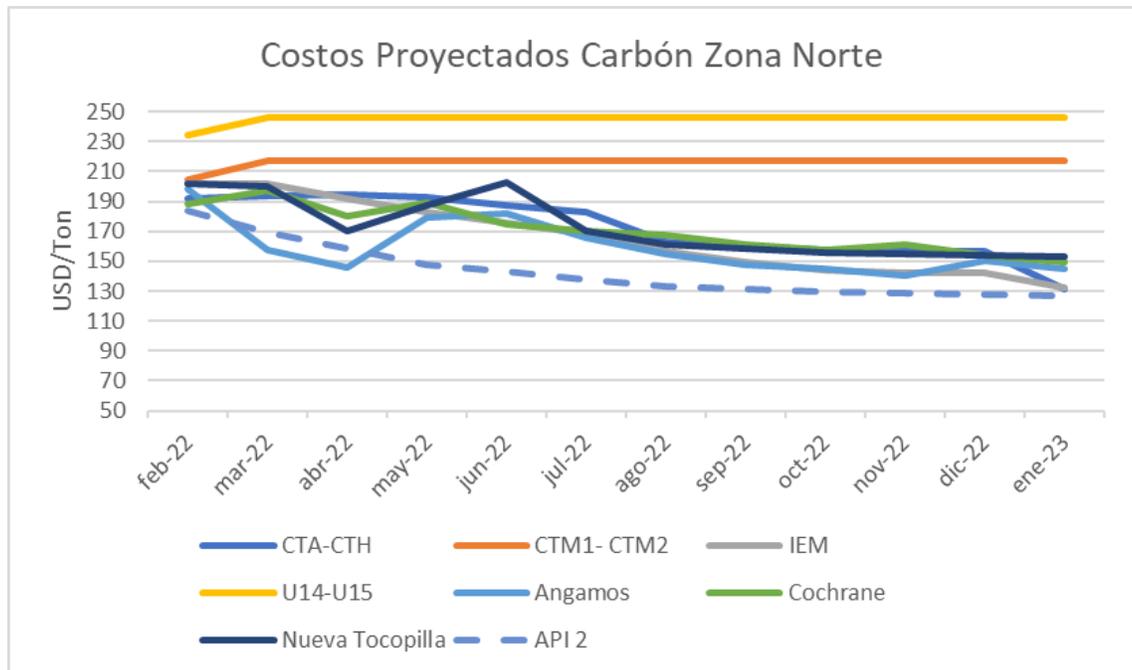


Figura 2: Proyección de costos de carbón térmico, centrales zona norte, periodo febrero 2022 – enero 2023

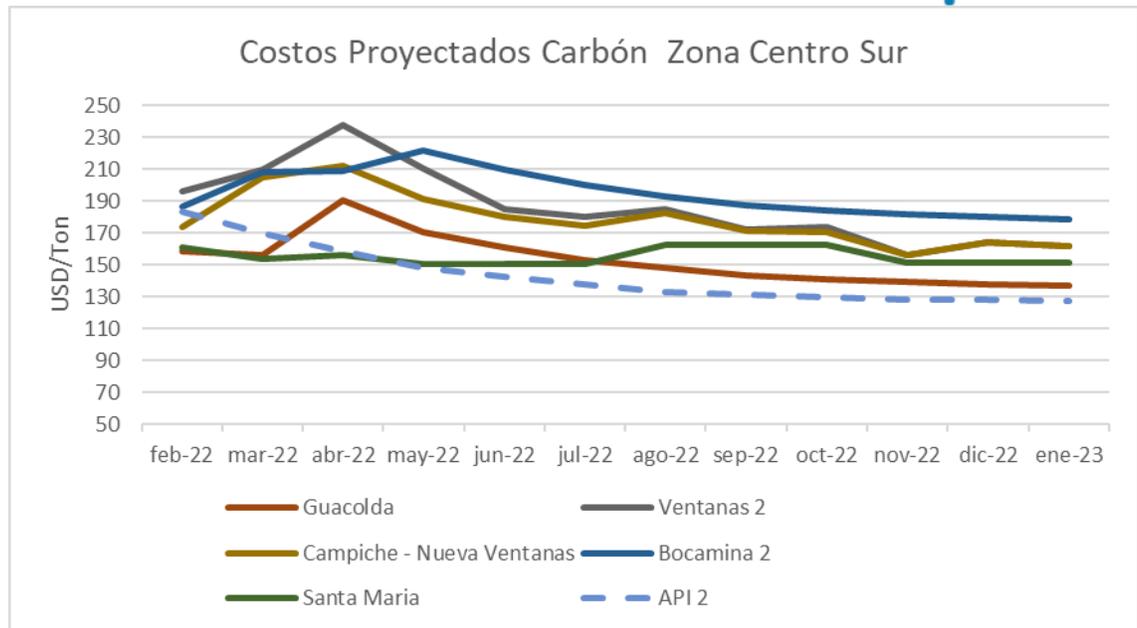


Figura 3: Proyección de costos de carbón térmico, centrales zona centro sur, periodo febrero 2022 – enero 2023

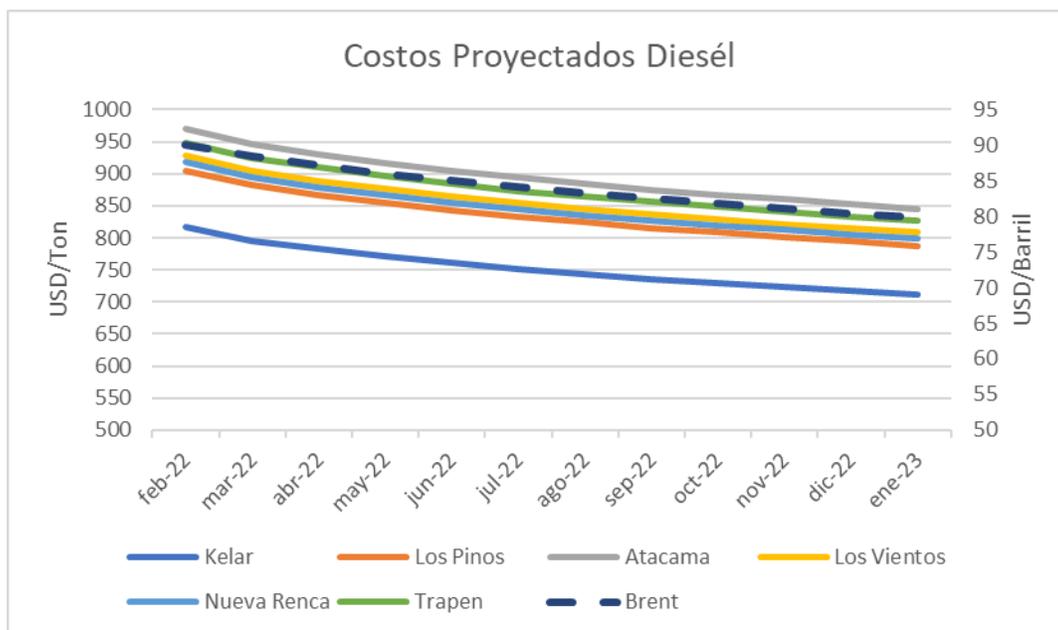


Figura 4: Proyección de costos de combustible diésel, periodo febrero 2022 – enero 2023

ii) Costos Combustibles

Nombre	Costo Combustible			Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida		Tipo	Costo	Unidad medida
LOMA_LOS_COLORADOS_1	Biogas	0.00	US\$/Ton	ENERGIA_PACIFICO	Biomasa	31.81	US\$/Ton
LOMA_LOS_COLORADOS_2	Biogas	0.00	US\$/Ton	LAUTARO_2_BL2	Biomasa	36.79	US\$/Ton
SANTA_MARTA	Biogas	0.00	US\$/Ton	CMPC_LAJA_BL3	Biomasa	39.98	US\$/Ton
CMPC_LAJA_BL1	Biomasa	0.00	US\$/Ton	CMPC_LAJA_BL4	Biomasa	128.90	US\$/Ton
CMPC_PACIFICO_BL1	Biomasa	0.00	US\$/Ton	BOCAMINA_1	Carbón	81.04	US\$/Ton
LAJA-EVE_2	Biomasa	0.00	US\$/Ton	GUACOLDA_3	Carbón	147.34	US\$/Ton
LICANTEN_BL1	Biomasa	0.00	US\$/Ton	GUACOLDA_4	Carbón	147.70	US\$/Ton
NUEVA_ALDEA_1_BL1	Biomasa	0.00	US\$/Ton	GUACOLDA_1	Carbón	149.62	US\$/Ton
NUEVA_ALDEA_3	Biomasa	0.00	US\$/Ton	GUACOLDA_2	Carbón	149.62	US\$/Ton
VALDIVIA_BL1_EUCA	Biomasa	0.00	US\$/Ton	SANTA_MARIA	Carbón	161.18	US\$/Ton
VALDIVIA_BL1_PINO	Biomasa	0.00	US\$/Ton	CAMPICHE	Carbón	162.95	US\$/Ton
VALDIVIA_BL2_EUCA	Biomasa	0.00	US\$/Ton	NUEVA_VENTANAS	Carbón	162.95	US\$/Ton
VALDIVIA_BL2_PINO	Biomasa	0.00	US\$/Ton	BOCAMINA_2	Carbón	181.89	US\$/Ton
VINALES_BL1	Biomasa	0.00	US\$/Ton	HORNITOS	Carbón	190.21	US\$/Ton
LAUTARO_1_BL1	Biomasa	7.58	US\$/Ton	ANDINA	Carbón	193.48	US\$/Ton
NUEVA_ALDEA_1_BL2	Biomasa	7.69	US\$/Ton	GUACOLDA_5	Carbón	197.67	US\$/Ton
SANTA_FE_BL1	Biomasa	8.83	US\$/Ton	IE_MEJILLONES	Carbón	201.64	US\$/Ton
VINALES_BL2	Biomasa	11.90	US\$/Ton	ANGAMOS_1	Carbón	201.74	US\$/Ton
SANTA_FE_BL2	Biomasa	12.13	US\$/Ton	ANGAMOS_2	Carbón	201.74	US\$/Ton
VALDIVIA_BL3_EUCA	Biomasa	12.33	US\$/Ton	NUEVA_TOCOPILLA_1	Carbón	201.98	US\$/Ton
VALDIVIA_BL3_PINO	Biomasa	12.33	US\$/Ton	NUEVA_TOCOPILLA_2	Carbón	202.10	US\$/Ton
LAUTARO_1_BL2	Biomasa	15.15	US\$/Ton	MEJILLONES_2	Carbón	204.32	US\$/Ton
ARAUCO	Biomasa	17.58	US\$/Ton	MEJILLONES_1	Carbón	204.32	US\$/Ton
LAJA-EVE_1	Biomasa	18.12	US\$/Ton	COCHRANE_1	Carbón	209.32	US\$/Ton
LAUTARO_2_BL1	Biomasa	18.46	US\$/Ton	COCHRANE_2	Carbón	209.32	US\$/Ton
SANTA_FE_BL3	Biomasa	21.63	US\$/Ton	VENTANAS_2	Carbón	228.14	US\$/Ton
CELCO_BL1	Biomasa	23.95	US\$/Ton	TOCOPILLA_U14	Carbón	234.71	US\$/Ton
CHOLGUAN_BL1	Biomasa	25.61	US\$/Ton	TOCOPILLA_U15	Carbón	234.71	US\$/Ton
SANTA_FE_BL4	Biomasa	26.96	US\$/Ton	VENTANAS_1	Carbón	240.35	US\$/Ton
CMPC_LAJA_BL2	Biomasa	27.59	US\$/Ton	PAS_MEJILLONES	Cogeneración	0.00	US\$/Ton
MASISA	Biomasa	28.96	US\$/Ton	ZOFRI_1	Diésel	649.90	US\$/Ton
LICANTEN_BL2	Biomasa	29.15	US\$/Ton	ZOFRI_13	Diésel	649.90	US\$/Ton
CMPC_PACIFICO_BL2	Biomasa	29.32	US\$/Ton	ZOFRI_2-5	Diésel	649.90	US\$/Ton
ESCUADRON	Biomasa	30.15	US\$/Ton	ZOFRI_6	Diésel	649.90	US\$/Ton

Nombre	Costo Combustible			Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida		Tipo	Costo	Unidad medida
ZOFRI_7-12	Diésel	649.90	US\$/Ton	SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_DIE	Diésel	896.29	US\$/Ton
LAGUNA_VERDE_TG	Diésel	656.45	US\$/Ton	SAN_ISIDRO-TG_DIE	Diésel	896.29	US\$/Ton
LAGUNA_VERDE_TV	Diésel	656.45	US\$/Ton	SAN_ISIDRO-TG+TV_DIE	Diésel	896.29	US\$/Ton
KELAR-TG1_DIE	Diésel	834.36	US\$/Ton	SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_DIE	Diésel	896.29	US\$/Ton
KELAR-TG1+0.5TV_DIE	Diésel	834.36	US\$/Ton	HORCONES_DIE	Diésel	901.05	US\$/Ton
KELAR-TG1+TG2+TV_DIE	Diésel	834.36	US\$/Ton	PUNTA_COLORADA_DIE	Diésel	901.98	US\$/Ton
KELAR-TG2_DIE	Diésel	834.36	US\$/Ton	TARAPACA-TG_DIE	Diésel	902.23	US\$/Ton
KELAR-TG2+0.5TV_DIE	Diésel	834.36	US\$/Ton	LINARES	Diésel	903.05	US\$/Ton
UJINA_U1_DIE	Diésel	857.73	US\$/Ton	SAN_GREGORIO	Diésel	903.05	US\$/Ton
UJINA_U2_DIE	Diésel	857.73	US\$/Ton	CANDELARIA_1_DIE	Diésel	905.70	US\$/Ton
UJINA_U3_DIE	Diésel	857.73	US\$/Ton	CANDELARIA_2_DIE	Diésel	905.70	US\$/Ton
UJINA_U4_DIE	Diésel	857.73	US\$/Ton	NUEVA_ALDEA_2	Diésel	906.46	US\$/Ton
ARICA_GM	Diésel	880.56	US\$/Ton	CHOLGUAN_BL2	Diésel	908.16	US\$/Ton
ARICA_M1	Diésel	880.56	US\$/Ton	NUEVA_RENCA-TG+TV_DIE	Diésel	912.42	US\$/Ton
ARICA_M2	Diésel	880.56	US\$/Ton	RENCA_U1	Diésel	912.42	US\$/Ton
IQUIQUE_MA	Diésel	884.84	US\$/Ton	RENCA_U2	Diésel	912.42	US\$/Ton
IQUIQUE_MI	Diésel	884.84	US\$/Ton	YUNGAY_U1_DIE	Diésel	913.08	US\$/Ton
IQUIQUE_MS	Diésel	884.84	US\$/Ton	YUNGAY_U2_DIE	Diésel	913.08	US\$/Ton
IQUIQUE_SU	Diésel	884.84	US\$/Ton	YUNGAY_U3_DIE	Diésel	913.08	US\$/Ton
IQUIQUE_TG	Diésel	884.84	US\$/Ton	YUNGAY_U4_DIE	Diésel	913.08	US\$/Ton
CONCON	Diésel	885.33	US\$/Ton	LOS_VIENTOS	Diésel	917.49	US\$/Ton
NEHUENCO_1-TG+TV_DIE	Diésel	885.56	US\$/Ton	LOS_VIENTOS-CNAVIA	Diésel	917.49	US\$/Ton
NEHUENCO_2-TG+TV_DIE	Diésel	885.56	US\$/Ton	EL_SALVADOR	Diésel	921.13	US\$/Ton
NEHUENCO_9B_DIE	Diésel	885.56	US\$/Ton	CENIZAS	Diésel	922.71	US\$/Ton
PLACILLA	Diésel	886.12	US\$/Ton	COLMITO_DIE	Diésel	924.55	US\$/Ton
QUINTAY	Diésel	888.34	US\$/Ton	NEWEN_DIE	Diésel	926.60	US\$/Ton
LAS_VEGAS	Diésel	889.53	US\$/Ton	TALTAL_1_DIE	Diésel	931.24	US\$/Ton
EL_TOTORAL	Diésel	890.41	US\$/Ton	TALTAL_2_DIE	Diésel	931.24	US\$/Ton
QUINTERO_1A_DIE	Diésel	891.39	US\$/Ton	ANDES_U1_DIE	Diésel	933.69	US\$/Ton
QUINTERO_1B_DIE	Diésel	891.39	US\$/Ton	ANDES_U2_DIE	Diésel	933.69	US\$/Ton
MEJILLONES_3-TG_DIE	Diésel	892.02	US\$/Ton	ANDES_U3_DIE	Diésel	933.69	US\$/Ton
MEJILLONES_3-TG+TV_DIE	Diésel	892.02	US\$/Ton	ANDES_U4_DIE	Diésel	933.69	US\$/Ton
LOS_PINOS	Diésel	893.77	US\$/Ton	AGUAS_BLANCAS	Diésel	939.50	US\$/Ton
TOCOPILLA_U16-TG+TV_DIE	Diésel	893.83	US\$/Ton	CALLECALLE	Diésel	943.58	US\$/Ton
TOCOPILLA-TG1	Diésel	893.83	US\$/Ton	CONSTITUCION-EGEN	Diésel	944.33	US\$/Ton
TOCOPILLA-TG2	Diésel	893.83	US\$/Ton	MAULE	Diésel	944.33	US\$/Ton
TOCOPILLA-TG3_DIE	Diésel	893.83	US\$/Ton	DIEGO_DE_ALMAGRO	Diésel	945.41	US\$/Ton
CORONEL_DIE	Diésel	893.85	US\$/Ton	COLIHUES_U1_DIE	Diésel	948.33	US\$/Ton
SAN_ISIDRO_2-TG_DIE	Diésel	896.29	US\$/Ton	COLIHUES_U2_DIE	Diésel	948.33	US\$/Ton
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_DIE	Diésel	896.29	US\$/Ton	ESPERANZA_DS1	Diésel	949.04	US\$/Ton

Nombre	Costo Combustible			Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida		Tipo	Costo	Unidad medida
ESPERANZA_DS2	Diésel	949.04	US\$/Ton	EL_PENON	Diésel	1099.51	US\$/Ton
ESPERANZA_TG1	Diésel	949.04	US\$/Ton	CHIOLOE	Diésel	1162.84	US\$/Ton
SAN_LORENZO_U1	Diésel	950.73	US\$/Ton	INACAL	Diésel	1178.04	US\$/Ton
SAN_LORENZO_U2	Diésel	950.73	US\$/Ton	DEGAN	Diésel	1189.59	US\$/Ton
SAN_LORENZO_U3	Diésel	950.73	US\$/Ton	DEGAN_2_NAVES4	Diésel	1189.59	US\$/Ton
ESPINOS_BL1	Diésel	950.78	US\$/Ton	DEGAN_2_NAVES5	Diésel	1189.59	US\$/Ton
ESPINOS_BL2	Diésel	950.78	US\$/Ton	EMELDA_U1	Diésel	1198.05	US\$/Ton
OLIVOS_BL1	Diésel	950.78	US\$/Ton	EMELDA_U2	Diésel	1198.05	US\$/Ton
OLIVOS_BL2	Diésel	950.78	US\$/Ton	TERMOPACIFICO	Diésel	1198.05	US\$/Ton
MANTOS_BLANCOS	Diésel	952.89	US\$/Ton	ANTILHUE_U1	Diésel	1219.94	US\$/Ton
LA_PORTADA	Diésel	953.79	US\$/Ton	ANTILHUE_U2	Diésel	1219.94	US\$/Ton
ATA-TG1A_DIE	Diésel	954.15	US\$/Ton	CEMENTOS_BIOBIO_DIE	Diésel	1226.40	US\$/Ton
ATA-TG1A+0.5TV1C_DIE	Diésel	954.15	US\$/Ton	TRAPEN	Diésel	1348.94	US\$/Ton
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_DIE	Diésel	954.15	US\$/Ton	HUASCO-TG_U1_IFO	Fuel Oil	568.20	US\$/Ton
ATA-TG1B_DIE	Diésel	954.15	US\$/Ton	HUASCO-TG_U2_IFO	Fuel Oil	568.20	US\$/Ton
ATA-TG1B+0.5TV1C_DIE	Diésel	954.15	US\$/Ton	HUASCO-TG_U3_IFO	Fuel Oil	568.20	US\$/Ton
ATA-TG2A_DIE	Diésel	954.15	US\$/Ton	CMPC_LAJA_BL5	Fuel Oil	580.76	US\$/Ton
ATA-TG2A+0.5TV2C_DIE	Diésel	954.15	US\$/Ton	CMPC_PACIFICO_BL3	Fuel Oil	584.06	US\$/Ton
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_DIE	Diésel	954.15	US\$/Ton	COLIHUES_U1_HFO	Fuel Oil	603.49	US\$/Ton
ATA-TG2B_DIE	Diésel	954.15	US\$/Ton	COLIHUES_U2_HFO	Fuel Oil	603.49	US\$/Ton
ATA-TG2B+0.5TV2C_DIE	Diésel	954.15	US\$/Ton	CELCO_BL2	Fuel Oil	610.81	US\$/Ton
CHUYACA	Diésel	956.82	US\$/Ton	VALDIVIA_BL4_EUCA	Fuel Oil	616.36	US\$/Ton
HUASCO-TG_U1_DIE	Diésel	957.92	US\$/Ton	VALDIVIA_BL4_PINO	Fuel Oil	616.36	US\$/Ton
HUASCO-TG_U2_DIE	Diésel	957.92	US\$/Ton	UJINA_U1_HFO	Fuel Oil	628.67	US\$/Ton
HUASCO-TG_U3_DIE	Diésel	957.92	US\$/Ton	UJINA_U2_HFO	Fuel Oil	628.67	US\$/Ton
CARDONES	Diésel	985.68	US\$/Ton	UJINA_U3_HFO	Fuel Oil	628.67	US\$/Ton
LOS_GUINDOS	Diésel	985.98	US\$/Ton	UJINA_U4_HFO	Fuel Oil	628.67	US\$/Ton
LOS_GUINDOS_2	Diésel	985.98	US\$/Ton	UJINA_U5_HFO	Fuel Oil	628.67	US\$/Ton
TENO	Diésel	986.40	US\$/Ton	UJINA_U6_HFO	Fuel Oil	628.67	US\$/Ton
SANTA_LIDIA	Diésel	1000.72	US\$/Ton	ANDES_U1_FO6	Fuel Oil	645.49	US\$/Ton
LLANOS_BLANCOS	Diésel	1004.13	US\$/Ton	ANDES_U2_FO6	Fuel Oil	645.49	US\$/Ton
COMBARBALA	Diésel	1028.10	US\$/Ton	ANDES_U3_FO6	Fuel Oil	645.49	US\$/Ton
PAJONALES	Diésel	1029.60	US\$/Ton	ANDES_U4_FO6	Fuel Oil	645.49	US\$/Ton
CHAGUAL	Diésel	1032.60	US\$/Ton	PUNTA_COLORADA_IFO	Fuel Oil	646.04	US\$/Ton
TRINCAO	Diésel	1039.78	US\$/Ton	CEMENTOS_BIOBIO_FO6	Fuel Oil	833.97	US\$/Ton
SAN_JAVIER_1	Diésel	1088.80	US\$/Ton	NEWEN_PRO	Gas Propano	564.03	US\$/dam3
SAN_JAVIER_2	Diésel	1088.80	US\$/Ton				

Nombre	Costo Combustible			Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida		Tipo	Costo	Unidad medida
CERRO_PABELLON_U1	Geotérmica	0.00	US\$/Ton	CMPC_CORDILLERA_GN_A	GN	283.83	US\$/dam3
CERRO_PABELLON_U2	Geotérmica	0.00	US\$/Ton	NEWEN_GN_A	GN	302.95	US\$/dam3
TENO_GAS_GLP	GLP	615.61	US\$/Ton	CORONEL_GN_A	GN	331.93	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-FA_GLP	GLP	751.49	US\$/Ton	YUNGAY_U1_GN_A	GN	368.97	US\$/dam3
ATA-TG1A_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	YUNGAY_U2_GN_A	GN	368.97	US\$/dam3
ATA-TG1A+0.5TV1C_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	YUNGAY_U3_GN_A	GN	368.97	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	COLMITO_GN_A	GN	436.12	US\$/dam3
ATA-TG1B_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	ATA-TG1A_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
ATA-TG2A_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
ATA-TG2A+0.5TV2C_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	ATA-TG1B_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
ATA-TG2B_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
ATA-TG2B+0.5TV2C_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	ATA-TG2A_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
TALTAL_1_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	ATA-TG2B_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
TALTAL_2_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	CANDELARIA_1_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	CANDELARIA_2_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GN_A	GN	174.38	US\$/dam3	COLMITO_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GN_A	GN	187.83	US\$/dam3	ENAP_ACONCAGUA	GNL	0.00	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GN_A	GN	187.83	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GN_A	GN	187.83	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GN_A	GN	187.83	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GN_A	GN	187.83	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GN_A	GN	187.83	US\$/dam3	NEHUENCO_9B_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-FA_GN_A	GN	197.12	US\$/dam3	NUEVA_RENCA-FA_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GN_A	GN	197.12	US\$/dam3	TALTAL_1_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GN_A	GN	210.69	US\$/dam3	TALTAL_2_GNL_INF	GNL	0.00	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GN_A	GN	210.69	US\$/dam3	KELAR-TG1_GNL_B	GNL	99.62	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GN_B	GN	243.36	US\$/dam3	KELAR-TG1+0.5TV_GNL_B	GNL	99.62	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG_GN_A	GN	246.25	US\$/dam3	KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_B	GNL	99.62	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GN_A	GN	246.25	US\$/dam3	KELAR-TG2_GNL_B	GNL	99.62	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GN_A	GN	246.25	US\$/dam3	KELAR-TG2+0.5TV_GNL_B	GNL	99.62	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-FA_GN_A	GN	246.25	US\$/dam3	ATA-TG1B+0.5TV1C_GN_A	GNL	174.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG_GN_A	GN	246.25	US\$/dam3	NUEVA_RENCA-FA_GNL_A	GNL	190.26	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GN_A	GN	246.25	US\$/dam3	NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_A	GNL	190.26	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GN_A	GN	246.25	US\$/dam3	NEWEN_GNL_B	GNL	211.89	US\$/dam3
QUINTERO_1A_GN_A	GN	247.67	US\$/dam3	MEJILLONES_3-TG_GNL_INF	GNL	214.31	US\$/dam3
QUINTERO_1B_GN_A	GN	247.67	US\$/dam3	MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_INF	GNL	214.31	US\$/dam3

Nombre	Costo Combustible			Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida		Tipo	Costo	Unidad medida
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_INF	GNL	214.31	US\$/dam3	TALTAL_2_GNL_D	GNL	331.92	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_INF	GNL	214.31	US\$/dam3	QUINTERO_1A_GNL_E	GNL	339.19	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_INF	GNL	214.31	US\$/dam3	QUINTERO_1B_GNL_E	GNL	339.19	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_A	GNL	227.29	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_E	GNL	339.19	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_A	GNL	227.29	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	GNL	339.19	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_A	GNL	227.29	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_E	GNL	339.19	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	GNL	227.29	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-FA_GNL_E	GNL	339.19	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_A	GNL	227.29	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG_GNL_E	GNL	339.19	US\$/dam3
COLMITO_GNL_B	GNL	265.98	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_E	GNL	339.19	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_E	GNL	280.59	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_E	GNL	339.19	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_E	GNL	280.59	US\$/dam3	ATA-TG1A_GNL_C	GNL	341.59	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_E	GNL	280.59	US\$/dam3	ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_C	GNL	341.59	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_E	GNL	280.59	US\$/dam3	ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_C	GNL	341.59	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_E	GNL	280.59	US\$/dam3	ATA-TG1B_GNL_C	GNL	341.59	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_E	GNL	280.59	US\$/dam3	ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_C	GNL	341.59	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_E	GNL	286.87	US\$/dam3	ATA-TG2A_GNL_C	GNL	341.59	US\$/dam3
ATA-TG1A_GNL_A	GNL	309.97	US\$/dam3	ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_C	GNL	341.59	US\$/dam3
ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_A	GNL	309.97	US\$/dam3	ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_C	GNL	341.59	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_A	GNL	309.97	US\$/dam3	ATA-TG2B_GNL_C	GNL	341.59	US\$/dam3
ATA-TG1B_GNL_A	GNL	309.97	US\$/dam3	ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_C	GNL	341.59	US\$/dam3
ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_A	GNL	309.97	US\$/dam3	TALTAL_1_GNL_C	GNL	341.59	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_A	GNL	309.97	US\$/dam3	TALTAL_2_GNL_C	GNL	341.59	US\$/dam3
ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_A	GNL	309.97	US\$/dam3	ATA-TG1A_GNL_E	GNL	345.36	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_A	GNL	309.97	US\$/dam3	ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_E	GNL	345.36	US\$/dam3
ATA-TG2B_GNL_A	GNL	309.97	US\$/dam3	ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_E	GNL	345.36	US\$/dam3
ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_A	GNL	309.97	US\$/dam3	ATA-TG1B_GNL_E	GNL	345.36	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_A	GNL	309.97	US\$/dam3	ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_E	GNL	345.36	US\$/dam3
TALTAL_2_GNL_A	GNL	309.97	US\$/dam3	ATA-TG2A_GNL_E	GNL	345.36	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_C	GNL	314.09	US\$/dam3	ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_E	GNL	345.36	US\$/dam3
ATA-TG1A_GNL_D	GNL	331.92	US\$/dam3	ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_E	GNL	345.36	US\$/dam3
ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_D	GNL	331.92	US\$/dam3	ATA-TG2B_GNL_E	GNL	345.36	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_D	GNL	331.92	US\$/dam3	ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_E	GNL	345.36	US\$/dam3
ATA-TG1B_GNL_D	GNL	331.92	US\$/dam3	TALTAL_1_GNL_E	GNL	345.36	US\$/dam3
ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_D	GNL	331.92	US\$/dam3	TALTAL_2_GNL_E	GNL	345.36	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_D	GNL	331.92	US\$/dam3	QUINTERO_1A_GNL_C	GNL	348.96	US\$/dam3
ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_D	GNL	331.92	US\$/dam3	QUINTERO_1B_GNL_C	GNL	348.96	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_D	GNL	331.92	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_C	GNL	348.96	US\$/dam3
ATA-TG2B_GNL_D	GNL	331.92	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_C	GNL	348.96	US\$/dam3
ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_D	GNL	331.92	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_C	GNL	348.96	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_D	GNL	331.92	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-FA_GNL_C	GNL	348.96	US\$/dam3

Nombre	Costo Combustible			Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida		Tipo	Costo	Unidad medida
SAN_ISIDRO-TG_GNL_C	GNL	348.96	US\$/dam3	MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_C	GNL	389.45	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_C	GNL	348.96	US\$/dam3	TOCOPILLA_U16-TG_GNL_C	GNL	389.45	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_C	GNL	348.96	US\$/dam3	TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_C	GNL	389.45	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_G	GNL	360.33	US\$/dam3	TOCOPILLA-TG3_GNL_C	GNL	389.45	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_G	GNL	360.33	US\$/dam3	ATA-TG1A_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_G	GNL	360.33	US\$/dam3	ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_G	GNL	360.33	US\$/dam3	ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_G	GNL	360.33	US\$/dam3	ATA-TG1B_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_G	GNL	360.33	US\$/dam3	ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG1A_GNL_B	GNL	370.96	US\$/dam3	ATA-TG2A_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG1A+0.5TV1C_GNL_B	GNL	370.96	US\$/dam3	ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG1A+TG1B+TV1C_GNL_B	GNL	370.96	US\$/dam3	ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG1B_GNL_B	GNL	370.96	US\$/dam3	ATA-TG2B_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_B	GNL	370.96	US\$/dam3	ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG2A_GNL_B	GNL	370.96	US\$/dam3	TALTAL_1_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG2A+0.5TV2C_GNL_B	GNL	370.96	US\$/dam3	TALTAL_2_GNL_X	GNL	389.50	US\$/dam3
ATA-TG2A+TG2B+TV2C_GNL_B	GNL	370.96	US\$/dam3	CANDELARIA_1_GNL_C	GNL	398.15	US\$/dam3
ATA-TG2B_GNL_B	GNL	370.96	US\$/dam3	CANDELARIA_2_GNL_C	GNL	398.15	US\$/dam3
ATA-TG2B+0.5TV2C_GNL_B	GNL	370.96	US\$/dam3	CANDELARIA_1_GNL_E	GNL	399.45	US\$/dam3
TALTAL_1_GNL_B	GNL	370.96	US\$/dam3	MEJILLONES_3-TG_GNL_E	GNL	426.54	US\$/dam3
TALTAL_2_GNL_B	GNL	370.96	US\$/dam3	MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_E	GNL	426.54	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_C	GNL	374.45	US\$/dam3	TOCOPILLA_U16-TG_GNL_E	GNL	426.54	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_C	GNL	374.45	US\$/dam3	TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_E	GNL	426.54	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_C	GNL	374.45	US\$/dam3	TOCOPILLA-TG3_GNL_E	GNL	426.54	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_C	GNL	374.45	US\$/dam3	KELAR-TG1_GNL_INF	GNL	426.58	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_C	GNL	374.45	US\$/dam3	KELAR-TG1+0.5TV_GNL_INF	GNL	426.58	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_C	GNL	374.45	US\$/dam3	KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_INF	GNL	426.58	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_B	GNL	377.49	US\$/dam3	KELAR-TG2_GNL_INF	GNL	426.58	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_B	GNL	377.49	US\$/dam3	KELAR-TG2+0.5TV_GNL_INF	GNL	426.58	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_B	GNL	377.49	US\$/dam3	COLMITO_GNL_A	GNL	458.61	US\$/dam3
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_B	GNL	377.49	US\$/dam3	CORONEL_GNL_B	GNL	479.08	US\$/dam3
TOCOPILLA-TG3_GNL_B	GNL	377.49	US\$/dam3	NUEVA_RENCA-FA_GNL_P	GNL	484.05	US\$/dam3
KELAR-TG1_GNL_C	GNL	381.46	US\$/dam3	NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_P	GNL	484.05	US\$/dam3
KELAR-TG1+0.5TV_GNL_C	GNL	381.46	US\$/dam3	NEWEN_GNL_A	GNL	495.76	US\$/dam3
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_C	GNL	381.46	US\$/dam3	QUINTERO_1A_GNL_D	GNL	515.69	US\$/dam3
KELAR-TG2_GNL_C	GNL	381.46	US\$/dam3	QUINTERO_1B_GNL_D	GNL	515.69	US\$/dam3
KELAR-TG2+0.5TV_GNL_C	GNL	381.46	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_D	GNL	515.69	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_G	GNL	383.19	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_D	GNL	515.69	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_G	GNL	383.19	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_D	GNL	515.69	US\$/dam3
MEJILLONES_3-TG_GNL_C	GNL	389.45	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-FA_GNL_D	GNL	515.69	US\$/dam3

Nombre	Costo Combustible			Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida		Tipo	Costo	Unidad medida
SAN_ISIDRO-TG_GNL_D	GNL	515.69	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG_GNL_X	GNL	583.09	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_D	GNL	515.69	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_F	GNL	583.09	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_D	GNL	515.69	US\$/dam3	NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_X	GNL	583.09	US\$/dam3
CORONEL_GNL_A	GNL	516.33	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG_GNL_F	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_B	GNL	523.29	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG_GNL_X	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_B	GNL	523.29	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_F	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_B	GNL	523.29	US\$/dam3	NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_X	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_B	GNL	523.29	US\$/dam3	NEHUENCO_9B_GNL_F	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_B	GNL	523.29	US\$/dam3	NEHUENCO_9B_GNL_X	GNL	583.09	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_B	GNL	523.29	US\$/dam3	NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
QUINTERO_1A_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3	QUINTERO_1A_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
QUINTERO_1B_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3	QUINTERO_1B_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-FA_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-FA_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_B	GNL	523.31	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_INF	GNL	585.38	US\$/dam3
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_D	GNL	527.26	US\$/dam3	QUINTERO_1A_GNL_A	GNL	586.29	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_A	GNL	536.79	US\$/dam3	QUINTERO_1B_GNL_A	GNL	586.29	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_A	GNL	536.79	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_A	GNL	586.29	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_A	GNL	536.79	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_A	GNL	586.29	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_A	GNL	536.79	US\$/dam3	SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_A	GNL	586.29	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_A	GNL	536.79	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-FA_GNL_A	GNL	586.29	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_A	GNL	536.79	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG_GNL_A	GNL	586.29	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_B	GNL	546.99	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_A	GNL	586.29	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_B	GNL	546.99	US\$/dam3	SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_A	GNL	586.29	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_E	GNL	548.29	US\$/dam3	CMPC_CORDILLERA_GNL_A	GNL	594.93	US\$/dam3
CANDELARIA_1_GNL_A	GNL	560.49	US\$/dam3	CANDELARIA_1_GNL_D	GNL	601.66	US\$/dam3
CANDELARIA_2_GNL_A	GNL	560.49	US\$/dam3	CANDELARIA_2_GNL_D	GNL	601.66	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_D	GNL	577.96	US\$/dam3	CANDELARIA_1_GNL_F	GNL	605.96	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_D	GNL	577.96	US\$/dam3	CANDELARIA_1_GNL_X	GNL	605.96	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG+TV_GNL_D	GNL	577.96	US\$/dam3	CANDELARIA_2_GNL_F	GNL	605.96	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG_GNL_D	GNL	577.96	US\$/dam3	CANDELARIA_2_GNL_X	GNL	605.96	US\$/dam3
NEHUENCO_2-TG+TV_GNL_D	GNL	577.96	US\$/dam3	QUINTERO_1A_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3
NEHUENCO_9B_GNL_D	GNL	577.96	US\$/dam3	QUINTERO_1A_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_F	GNL	583.09	US\$/dam3	QUINTERO_1B_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3
NEHUENCO_1-FA_GNL_X	GNL	583.09	US\$/dam3	QUINTERO_1B_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3
NEHUENCO_1-TG_GNL_F	GNL	583.09	US\$/dam3				

Nombre	Costo Combustible			Nombre	Costo Combustible		
	Tipo	Costo	Unidad medida		Tipo	Costo	Unidad medida
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3	ERSA_BIOBIO	Petcoke	0.00	US\$/Ton
SAN_ISIDRO_2-TG_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO_2-TG+TV-FSTVU_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-FA_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-FA_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-TG_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-TG_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_F	GNL	650.93	US\$/dam3				
SAN_ISIDRO-TG+TV-FSTVD_GNL_X	GNL	650.93	US\$/dam3				
KELAR-TG1_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3				
KELAR-TG1+0.5TV_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3				
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3				
KELAR-TG2_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3				
KELAR-TG2+0.5TV_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3				
MEJILLONES_3-TG_GNL_D	GNL	651.05	US\$/dam3				
MEJILLONES_3-TG_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3				
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_D	GNL	651.05	US\$/dam3				
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3				
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_D	GNL	651.05	US\$/dam3				
TOCOPILLA_U16-TG_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3				
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_D	GNL	651.05	US\$/dam3				
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3				
TOCOPILLA-TG3_GNL_D	GNL	651.05	US\$/dam3				
TOCOPILLA-TG3_GNL_X	GNL	651.05	US\$/dam3				
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_F	GNL	662.51	US\$/dam3				
NUEVA_RENCA-FA_GNL_B	GNL	685.07	US\$/dam3				
NUEVA_RENCA-TG+TV_GNL_B	GNL	685.07	US\$/dam3				
KELAR-TG1_GNL_A	GNL	697.80	US\$/dam3				
KELAR-TG1+0.5TV_GNL_A	GNL	697.80	US\$/dam3				
KELAR-TG1+TG2+TV_GNL_A	GNL	697.80	US\$/dam3				
KELAR-TG2_GNL_A	GNL	697.80	US\$/dam3				
KELAR-TG2+0.5TV_GNL_A	GNL	697.80	US\$/dam3				
YUNGAY_U1_GNL_A	GNL	904.16	US\$/dam3				
YUNGAY_U2_GNL_A	GNL	904.16	US\$/dam3				
YUNGAY_U3_GNL_A	GNL	904.16	US\$/dam3				