

INFORME DEAS-GM-SEN N°28/2023

# ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO PERÍODO DICIEMBRE 2023 – NOVIEMBRE 2024

---

DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS Y ANÁLISIS DE SUMINISTRO

diciembre de 2023



## CONTENIDO

1. Introducción .....	2
2. Antecedentes y Supuestos .....	3
3. Resultados .....	11
3.1 Déficit de energía .....	11
3.2 Medidas de mitigación de eventuales déficits de energía .....	13
4. Comentarios Finales .....	16
5. Anexos .....	17
ANEXO 1 Resultados caso base .....	18
5.1.1 Cotas finales mensuales - Caso base .....	19
5.1.2 Energía embalsada final mensual total SEN – Caso base .....	21
5.1.3 Costos Marginales – Caso base .....	21
5.1.4 Generación por tecnología – Caso base .....	23
ANEXO 2 Plan de Obras de Generación .....	28
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 .....	39
ANEXO 4 Convenio de uso eficiente de recursos hídricos. Asociación Canal Maule Sur – Sector Alto. Carta Colbún GM N° 158/2020. ....	40
ANEXO 5 Implementación de restricción de cota mínima en Lago Chapo. Carta GMC N° 466/2018. ....	41
ANEXO 6 Restricciones de cota mínima Embalse Rapel. Carta Enel Generación GC-N°0051 .....	42
ANEXO 7 Combustibles: Proyecciones, Costos, Disponibilidad. ....	43
5.7.1 Proyecciones de Costos de Combustibles .....	44
5.7.2 Costos Combustibles .....	45
5.7.3 Disponibilidad de combustible líquido: .....	56

## **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 diciembre 2023 – noviembre 2024. Cabe señalar que los casos analizados consideran los requerimientos enviados en su oportunidad por el Ministerio de Energía.

El objetivo de este documento es disponer de una prospectiva de la situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para los siguientes 12 meses incluyendo, durante el primer año del horizonte de estudio, condiciones hidrológicas desfavorables, indisponibilidades en unidades generadoras de mayor tamaño en ubicaciones relevantes y, de manera adicional, la indisponibilidad de un tramo del sistema de transmisión importante para el SEN. La finalidad es identificar eventuales situaciones de riesgo de abastecimiento para el sistema eléctrico y proyectar medidas circunstanciales de mitigación para ellas.

La sección 2 contiene los antecedentes y supuestos utilizados en la confección de este análisis y para cada uno de los casos ejecutado. En la sección 3 se presentan los resultados del estudio y una evaluación de las condiciones actuales sistémicas considerando lo obtenido. Adicionalmente, en la sección 4 se detallan conclusiones y comentarios asociados. Finalmente, los anexos a este documento presentan los principales resultados a nivel sistémico, el detalle del plan de obras, los documentos asociados a restricciones en las cuencas hidráulicas y la proyección de costos de combustibles considerada.

## 2. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS

Los supuestos utilizados en este análisis se detallan a continuación:

- Para diciembre 2023 se han limitado los volúmenes afluentes de acuerdo con las proyecciones entregadas por el Sistema de Pronóstico de Caudales (SPC). Para el período diciembre de 2023 a marzo de 2025 se han utilizado las series de hidrologías sintéticas proporcionadas por el SPC, las que se han limitado según los volúmenes máximos y mínimos, para el período de diciembre de 2023 a marzo de 2024, de acuerdo con los resultados del noveno pronóstico de deshielo. Cabe señalar que las series hidrológicas sintéticas se elaboran a partir del estado actual de las cuencas y de las precipitaciones históricas, resultando más secas o húmedas, según sea el caso, que las series hidrológicas históricas correspondientes, según la condición inicial de cada cuenca hidrológica, así como de los volúmenes resultantes del pronóstico de deshielo.
- A las 63 series hidrológicas sintéticas consideradas se añaden dos series hidrológicas adicionales. La primera considera los caudales afluentes reales del año hidrológico 1968-69 y los caudales afluentes reales del año hidrológico 2021-22 (hidrología 68-69&21-22), mientras que la segunda sólo considera los afluentes reales del año hidrológico 1968-69.
- La disponibilidad de Gas Natural Licuado Regasificado (GNL) corresponde a los volúmenes informados por las empresas generadoras que utilizan GNL, según Norma Técnica GNL de 2021 para el proceso de programación, así como una estimación para el año 2024. Además, no se considera disponibilidad de Gas Natural Argentino (GNA) para el horizonte en estudio.

La disponibilidad mensual de Gas Natural para el período diciembre 2023 – noviembre 2024 se indica en las siguientes tablas, la cual corresponde a una representación de los volúmenes informados por las empresas generadoras.

Tabla 2.1 Disponibilidad de combustible para centrales que consumen gas natural en la zona norte del SEN.

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Centrales Zona Norte SEN					
Mes	Tocopilla U16	Mejillones 3	Kelar	Gas Atacama	Taltal 1 y 2
<b>dic-23</b>	69%	0%	42%	5%	0%
<b>ene-24</b>	48%	0%	0%	11%	0%
<b>feb-24</b>	81%	0%	1%	54%	0%
<b>mar-24</b>	78%	0%	31%	53%	0%
<b>abr-24</b>	81%	0%	32%	54%	0%
<b>may-24</b>	96%	3%	32%	63%	0%
<b>jun-24</b>	47%	77%	30%	64%	0%
<b>jul-24</b>	0%	100%	2%	65%	0%
<b>ago-24</b>	0%	100%	0%	49%	0%
<b>sept-24</b>	77%	27%	0%	38%	0%
<b>oct-24</b>	100%	96%	0%	37%	0%
<b>nov-24</b>	53%	33%	0%	14%	0%

Tabla 2.2 Disponibilidad de combustible para centrales que consumen gas natural en la zona centro sur del SEN.

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Centrales 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	Los Vientos
<b>dic-23</b>	0%	100%	0%	3%	0%	39%	42%	0%	0%
<b>ene-24</b>	0%	5%	0%	5%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>feb-24</b>	0%	22%	0%	25%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>mar-24</b>	0%	26%	6%	74%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>abr-24</b>	0%	30%	0%	81%	0%	3%	0%	0%	0%
<b>may-24</b>	27%	98%	0%	97%	0%	96%	0%	0%	0%
<b>jun-24</b>	33%	100%	7%	91%	0%	99%	7%	0%	0%
<b>jul-24</b>	27%	100%	0%	42%	0%	99%	0%	0%	0%
<b>ago-24</b>	0%	83%	0%	0%	0%	87%	0%	0%	0%
<b>sept-24</b>	8%	35%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>oct-24</b>	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>nov-24</b>	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%	0%	0%

d. 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 SEN igual a la utilizada en el proceso de programación de la operación. Considera a las centrales del complejo Nehuenco, indisponibles para operar con petróleo diésel hasta el 31 de marzo de 2026, debido a restricciones medioambientales. Adicionalmente, se consideran las siguientes indisponibilidades:
  - Complejo Alto Maipo: las centrales Alfalfal II y Las Lajas indisponibles hasta el 30 de septiembre 2024, de acuerdo con la última información enviada por la empresa Alto Maipo SpA<sup>1</sup>.
  - Se considera disponible el complejo Ventanas en todo el período dado que ha entrado en vigor el plan alternativo de descarga de carbón en Puerto Ventanas<sup>2</sup>.
  - Se considera indisponible central La Higuera hasta el 31 de enero de 2024 y central La Confluencia hasta el 16 de diciembre de 2023, de acuerdo con lo indicado por la empresa Tinguiririca Energía<sup>3 4</sup>.
  - Se considera indisponible central Nehuenco 1 hasta el 19 de enero de 2024, de acuerdo con lo indicado por la empresa Colbún<sup>5</sup>.

<sup>1</sup> Carta PHAM 0196-2023 del 02 de octubre de 2023.

<sup>2</sup> Carta AES 0018-2023 del 20 de enero de 2023.

<sup>3</sup> Carta HLH-2023-2317 del 21 de agosto de 2023.

<sup>4</sup> Carta HLC-2023-2352 del 04 de diciembre de 2023.

<sup>5</sup> Carta GO N°131/2023 del 28 de septiembre de 2023.

- Se considera indisponible la central Termoeléctrica Mejillones 3 hasta el 30 de enero de 2024 de acuerdo con lo informado por la empresa Engie<sup>6</sup>.
- Se considera indisponible central Los Vientos hasta el 30 de diciembre de 2023 de acuerdo con carta informado por la empresa Generadora Metropolitana<sup>7</sup>.
- Caso 1: Menor disponibilidad de GNL. Además de los supuestos para el Caso Base, se considera una menor disponibilidad de GNL a partir de diciembre de 2023 hasta noviembre de 2024, según el siguiente detalle:

Tabla 2.3 Disponibilidad trimestral de GNL por terminal en Caso Base y Caso 1, en buques equivalente.

Disponibilidad de GNL en buques por terminal [Buques Equivalentes de 3 TBtu c/u]					
		Caso base		Caso 1	
Mes inicio	Mes término	Quintero	Mejillones	Quintero	Mejillones
<b>dic-23</b>	<b>dic-23</b>	0.2	0.3	0.2	0.3
<b>ene-24</b>	<b>mar-24</b>	1.4	2	0.8	0.4
<b>abr-24</b>	<b>jun-24</b>	4.6	3.4	4.1	0.3
<b>jul-24</b>	<b>sep-24</b>	3.1	3.6	2.4	0.4
<b>oct-24</b>	<b>dic-24</b>	0.6	2.8	0.6	0.5
<b>ene-25</b>	<b>mar-25</b>	1.4	2.2	1.4	0.4

La disponibilidad mensual de GNL para el período de estudio del Caso 1 se indica en las siguientes tablas:

Tabla 2.4 Disponibilidad de combustible para centrales que consumen gas natural en la zona norte del SEN, caso 1.

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Centrales Zona Norte SEN					
Mes	Tocopilla U16	Mejillones 3	Kelar	Gas Atacama	Taltal 1 y 2
<b>dic-23</b>	69%	0%	42%	5%	0%
<b>ene-24</b>	35%	0%	0%	0%	0%
<b>feb-24</b>	20%	0%	0%	0%	0%
<b>mar-24</b>	20%	0%	0%	0%	0%
<b>abr-24</b>	20%	0%	0%	0%	0%
<b>may-24</b>	20%	0%	0%	0%	0%
<b>jun-24</b>	12%	16%	0%	0%	0%
<b>jul-24</b>	0%	18%	0%	0%	0%
<b>ago-24</b>	0%	17%	0%	0%	0%
<b>sept-24</b>	31%	0%	0%	0%	0%
<b>oct-24</b>	56%	0%	0%	0%	0%
<b>nov-24</b>	20%	0%	0%	0%	0%

<sup>6</sup> Carta Engie 209-2023 del 30 de noviembre de 2023.

<sup>7</sup> Carta GMH 2023-276 del 16 de noviembre de 2023.

Tabla 2.5 Disponibilidad de combustible para centrales que consumen gas natural en la zona centro sur del SEN, caso 1.

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Centrales 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	Los Vientos
<b>dic-23</b>	0%	100%	0%	3%	0%	39%	42%	0%	0%
<b>ene-24</b>	0%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>feb-24</b>	0%	22%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>mar-24</b>	0%	26%	0%	13%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>abr-24</b>	0%	30%	38%	100%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>may-24</b>	27%	98%	40%	98%	0%	0%	0%	2%	0%
<b>jun-24</b>	33%	100%	5%	59%	0%	9%	7%	0%	0%
<b>jul-24</b>	27%	100%	0%	2%	0%	82%	0%	0%	0%
<b>ago-24</b>	0%	83%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>sept-24</b>	8%	35%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>oct-24</b>	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>nov-24</b>	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%

- Caso 2: Restricciones en la disponibilidad de centrales diésel. Además de los supuestos para el Caso base, se consideran restricciones de disponibilidad para las centrales diésel no suministradas vía oleoducto, durante 12 meses a partir del 1 de diciembre 2023, período en que todas las unidades contarían con una disponibilidad conjunta de diésel en torno a 3.500 m3 de consumo al día. Dicho valor representa el estado de reposición de diésel que presentó el sistema en los meses de mayor exigencia durante el año 2021 y que se relaciona a lo estimado e informado en el Anexo 7, numeral 3.
- Caso 3: Indisponibilidad de puertos por marejadas. Además de los supuestos para el Caso Base, se considera indisponibilidad en el suministro de GNL y carbón en centrales termoeléctricas, debido al cierre por marejadas, de las operaciones de terminales marítimos en la bahía de Quintero, habida consideración de los eventos ocurridos en 2021. Esto implicaría una indisponibilidad de suministro de GNL para las centrales San Isidro y Quintero de Enel, Nehuenco y Candelaria de Colbún; y centrales Nueva Renca y Los Vientos de Generadora Metropolitana. Las unidades con suministro de carbón Ventanas 2, Campiche y Nueva Ventanas, se consideran igualmente indisponibles con el fin de representar el riesgo de quiebre de stock vigente producto del cierre de puertos por efecto de marejadas. Estas indisponibilidades se mantienen para la primera semana de abril, primera de mayo y primera de junio, así como también, para la última semana de agosto y la última de septiembre.
- Caso 4: Indisponibilidad de centrales térmicas eficientes I. Además de los supuestos para el Caso Base, se considera indisponible la central Santa María entre el 1 de enero de 2023 y el 30 de junio de 2024.
- Caso 5: Indisponibilidad de centrales térmicas eficientes II. Indisponibilidad de centrales ubicadas en centro de carga para exigir capacidad de transporte entre las zona norte y zona centro-sur. Además de los supuestos para el Caso Base, se considera la central Santa María y la central San Isidro 1 indisponibles entre el 1 de enero de 2023 y el 30 de junio de 2024.
- Caso 6: Indisponibilidad de centrales térmicas eficientes III. Indisponibilidad de centrales ubicadas en centro de carga para exigir capacidad de transporte entre las zona norte-centro y zona centro-sur. Considera la central Santa María y la central San Isidro 1 indisponibles entre el 1 de enero de 2023 y el 30 de junio de 2024. Del mismo modo que en el Caso 2, se consideran, adicionalmente, restricciones de

disponibilidad de centrales diésel durante 12 meses a partir del 1 de diciembre de 2023, donde el sistema contaría con disponibilidad de diésel en torno a 3.500 m3 al día.

- Caso 7: Indisponibilidad de centrales térmicas eficientes IV. Además de los supuestos del caso 6, se considera la indisponibilidad de central Santa María y Nueva Renca por un período de 6 meses desde el 1 de agosto de 2024 hasta el 31 de enero de 2025.
- Caso 8: Falla en el sistema de transmisión. Además de los supuestos del caso 7, se considera la falla de los dos circuitos de la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV durante la primera semana de junio de 2024.

La tabla siguiente muestra la potencia media mensual indisponible en cada uno de los casos descritos con respecto al Caso Base:

Tabla 2.6 Potencia media indisponible por caso.

	dic-23	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sept-24	oct-24	nov-24
<b>Caso base</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Caso 1</b>	-	57	285	563	158	247	617	574	363	203	349	128
<b>Caso 2 (P eficiente<sup>8</sup>)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Caso 3</b>	-	-	7	252	789	908	878	24	433	305	-	-
<b>Caso 4</b>	-	298	298	298	298	298	298	-	-	-	-	-
<b>Caso 5</b>	-	589	589	544	589	545	490	-	-	-	-	-
<b>Caso 6 (P eficiente)</b>	-	589	589	544	589	545	490	-	-	-	-	-
<b>Caso 7</b>	-	589	589	544	589	545	490	-	592	298	298	427
<b>Caso 8 (P eficiente<sup>9</sup>)</b>	-	589	589	544	589	545	490	-	592	298	298	427

- Para los casos de estudio mencionados, la operación de la Laguna del Maule se ajusta a la programación vigente desde el 1 de diciembre de 2023.
- 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 informadas. Como resultado de lo anterior se obtienen 240 (48×5) 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.
- 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.

<sup>8</sup> 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.

<sup>9</sup> La indisponibilidad de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico en junio de 2024 no permite aprovechar 1.500 MW/h durante horas de sol.



- h. Los mantenimientos de centrales y líneas de transmisión considerados son los vigentes de acuerdo con el programa de mantenimiento mayor del período julio 2023 – diciembre 2024, actualizado al 1 de diciembre del 2023; en el siguiente cuadro se muestra la Potencia Total Indisponible por Mantenimiento Mayor:

Tabla 2.7 Potencia media indisponible por Mantenimiento Mayor [MW]

	Mes	Potencia Total Indisponible por Mantenimiento Mayor [MW]
<b>Programa de Mantenimiento Mayor SEN diciembre 2023 – diciembre 2024</b>	dic-23	1,214
	ene-24	496
	feb-24	1,074
	mar-24	1,729
	abr-24	1,406
	may-24	665
	jun-24	625
	jul-24	673
	ago-24	1,110
	sept-24	1,063
	oct-24	1,772
	nov-24	1,690
	dic-24	673

- i. Las proyecciones de costos de combustibles fueron actualizadas durante la primera semana de diciembre de 2023. Se elaboran a partir de las 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/eshtudio-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 las empresas Coordinadas, según carta DE00425-22.
  - GNL: se utilizan costos históricos para calcular las componentes de costo representativas por empresa, fórmulas de indexación establecidas en los acuerdos de suministro de largo plazo usando la proyección de los índices Brent y Henry Hub.
- j. Se han utilizado las cotas iniciales de los embalses correspondientes a las 00:00 horas del 1 de diciembre de 2023.

Tabla 2.8 Cotas de embalses a las 00:00 horas del 1 de diciembre de 2023.

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
<b>Lago Laja</b>	1333,58
<b>Embalse Colbún</b>	436,96
<b>Laguna del Maule</b>	2162,80
<b>Embalse Ralco</b>	724,94
<b>Lago Chapo</b>	240,37
<b>Embalse Rapel</b>	104,65

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Laguna La Invernada	1318,09

- k. Se ha considerado una reserva operacional a la cota 234 msnm al 31 de diciembre de 2023 en el lago Chapo, con el objetivo de garantizar la seguridad de suministro y operación a mínimo costo durante el periodo estival, debido al aumento de demanda en la zona al sur de S/E Ciruelos.
- l. Las transferencias máximas por las líneas del sistema de transmisión corresponden a las utilizadas en la programación del 1 de diciembre de 2023. Cabe señalar que la colocación de las centrales considera el abastecimiento de energía en cada bloque de la curva de duración.
- m. 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.
- n. Se incluye una capacidad total de 8.093 MW de nuevas obras de generación cuya fecha de entrada en operación está informada entre diciembre de 2023 y agosto de 2027. 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.

Tabla 2.9 Centrales mayores a 100 MW contempladas en plan de obras de generación.

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Mapa	Térmico	1-01-2024	161	Lagunillas220
Solar Ceme 1	Solar	1-01-2024	350	Miraje220
Solar Libertad 1	Solar	1-01-2024	122	Maitencillo220
Solar Libertad 2	Solar	1-01-2024	122	Maitencillo220
Solar Sol de Vallenar	Solar	16-02-2024	100	Cardones220
Solar Tocopilla	Solar	28-02-2024	200	MariaElena220
Solar Gran Teno	Solar	29-02-2024	200	Teno154
Parque Eólico la Cabaña	Eólico	1-07-2024	104	Mulchen220
Solar Andes 4	Solar	31-07-2024	130	Andes220
Parque Eólico Horizonte	Eólico	1-08-2024	821	Parinas220
Solar Tamarico	Solar	19-08-2024	145	Maitencillo220
Eólica Caman	Eólico	31-08-2024	146	Ciruelos220
Los Cóndores	Hidráulico	1-09-2024	150	Ancoa220
Solar Punta del Viento	Solar	1-09-2024	165	PColorada220
Solar Sol de Vallenar Fase 2	Solar	1-09-2024	250	Maitencillo220
Solar Las Salinas E2	Solar	1-09-2024	123	NuevaCentinela220
Solar Desierto de Atacama	Solar	31-10-2024	270	Cardones110
Solar Aurora	Solar	1-12-2024	187	Lagunas220
Ñuble	Hidráulico	1-04-2025	136	Ancoa220
Parque Eólico Lomas Taltal	Eólico	1-05-2025	342	Parinas220
Solar Peldehue	Solar	1-07-2026	110	PPeuco110
Eólica Ckhuri	Solar	16-08-2027	107	Conchi220

La potencia adicional acumulada debido a la conexión de los proyectos de generación se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

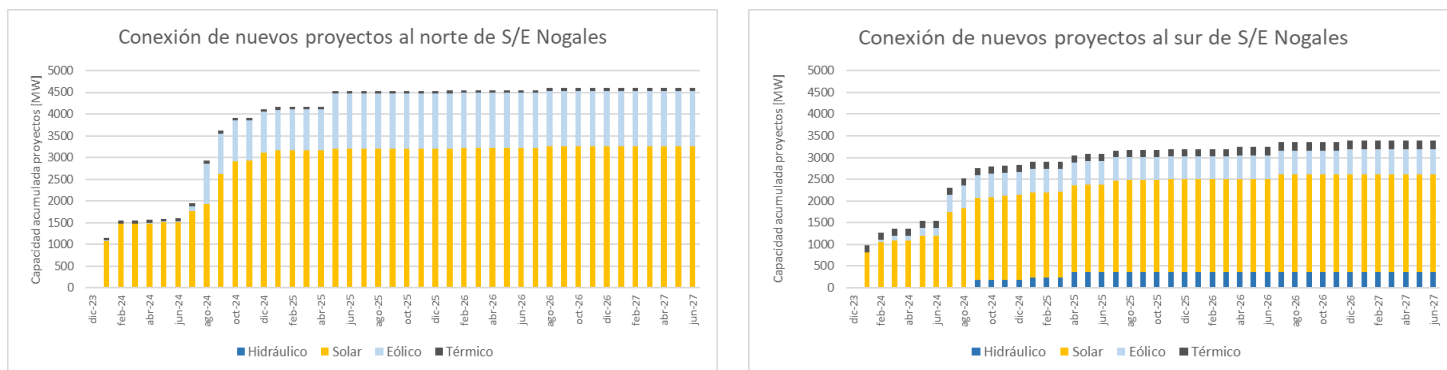


Figura 2.1 Evolución de capacidad instalada asociada a nuevos proyectos al norte y sur de S/E Nogales 220 kV.

- o. Se consideran las siguientes fechas de puesta en servicio de nuevas instalaciones de transmisión.

Tabla 2.10 Instalaciones de transmisión consideradas en el plan de obras.

Instalación	Puesta en servicio	Potencia Nominal (MVA)
Cambio Razón TTCC J3 y J23 SE Charrúa (Santa Clara - Charrúa)	28-02-2024	610
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV	29-02-2024	500
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV	15-04-2024	580
Nueva LT 4x220 SE Centella - Seccionamiento LT 2x220 kV Piuquenes - Tap Off Mauro	15-04-2024	580
Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre - Etapa 1	30-04-2024	300
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, Energizada en 220 kV	01-02-2025	660
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	01-04-2025	1500
Nueva Línea 2x220 Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui	01-02-2026	500
Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre - Etapa 3	31-03-2026	3000

- p. Se han modelado los cambios topológicos correspondientes a la alternativa de conexión de la central Los Vientos directamente a la subestación Las Vegas 110 [kV], mediante la apertura de la línea San Pedro-Cerro Navia 110 kV para redireccionar flujos hacia la Región Metropolitana.
- q. 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 muestra los montos de los déficits de energías identificados en los casos de estudio.

Energía de Déficit [GWh]														
	Hidrología	dic-23	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sept-24	oct-24	nov-24	Total
Caso Base	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	68-69&21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caso 1	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	68-69&21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caso 2	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	68-69&21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caso 3	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	68-69&21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caso 4	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	68-69&21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caso 5	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	68-69&21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caso 6	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	68-69&21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caso 7	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	68-69&21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caso 8	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	19-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	68-69&21-22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Se observa que, para las condiciones y escenarios considerados en el presente estudio, no se obtiene déficit de energía durante el horizonte analizado.

Las siguientes tablas muestran el consumo de petróleo diésel para cada uno de los casos analizados, tomando como escenario hídrico la hidrología sintética asociada al año 98-99, que corresponde al escenario más seco considerado durante el período de verano, y también se presentan los resultados para la hidrología con caudales históricos de la serie 68-69&21-22, los cuales son más secos en período de invierno. Los valores de consumo de combustible diésel se presentan como valor promedio diario en cada mes, incluyendo a aquellas centrales suministradas por oleoducto.

Tabla 3.1 Consumo promedio de diésel por caso y mes, para hidrología 98-99 [m3/día].

Consumo Petróleo Hidrología 98-99 [m3/día]												
	dic-23	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sept-24	oct-24	nov-24
<b>Caso base</b>	-	-	-	487	67	-	62	-	-	-	-	-
<b>Caso 1</b>	-	-	-	1.742	89	-	73	-	-	-	-	-
<b>Caso 2</b>	-	-	-	487	67	-	62	-	-	-	-	-
<b>Caso 3</b>	-	-	-	437	93	-	67	-	-	-	-	-
<b>Caso 4</b>	-	-	-	743	52	-	71	-	-	-	-	-
<b>Caso 5</b>	-	-	-	727	88	-	71	-	-	-	-	-
<b>Caso 6</b>	-	-	-	727	88	-	71	-	-	-	-	-
<b>Caso 7</b>	-	-	-	714	100	-	61	-	-	-	-	-
<b>Caso 8</b>	-	-	-	725	130	-	61	-	-	-	-	-

Tabla 3.2 Consumo promedio de diésel por caso y mes, para hidrología 68-69&21-22 [m3/día].

Consumo Petróleo Hidrología 68-69&21-22 [m3/día]												
	dic-23	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sept-24	oct-24	nov-24
<b>Caso base</b>	-	-	8	680	230	174	131	152	570	90	-	72
<b>Caso 1</b>	-	-	8	2.148	441	366	1.063	1.458	1.529	257	11	204
<b>Caso 2</b>	-	-	8	680	230	174	131	152	570	90	-	72
<b>Caso 3</b>	-	-	8	590	200	234	1.048	152	1.092	152	-	-
<b>Caso 4</b>	-	-	4	1.172	516	174	317	152	570	90	-	26
<b>Caso 5</b>	-	-	8	1.246	535	175	348	152	570	90	-	42
<b>Caso 6</b>	-	-	8	1.246	535	175	348	152	570	90	-	42
<b>Caso 7</b>	-	-	8	1.164	381	174	348	152	1.432	286	-	243
<b>Caso 8</b>	-	-	8	1.102	451	174	1.687	152	1.432	332	-	296

El consumo de petróleo máximo previsto, en relación con los casos en que no se restringe la operación de unidades diésel, alcanza montos de hasta 1.742 m3/día (caso 1) y 2.148 m3/día (caso 1) en marzo de 2024 para la hidrología 98-99 y 68-69&21-22, respectivamente. Para casos restringidos en la capacidad de distribución de diésel, en la hidrología 68-69&21-22 se prevé un consumo de petróleo con montos hasta 1.432 m3/día (caso 8) en agosto de 2024.

Cabe señalar que las indisponibilidades de las centrales generadoras que utilizan petróleo diésel en los casos 2, 6, 7 y 8 limitan la capacidad máxima de generación a 3.500 [m3/día]. Esto sobre la base del catastro de los mecanismos de suministro diésel realizado por el Coordinador, según se detalla en numeral 3 del Anexo 7. En caso de que las empresas coordinadas no cuenten con disponibilidad spot de diésel o no cuenten con contratos que garanticen suministro firme igual o superior a 3.500 m3/día a nivel sistémico, los déficits proyectados podrían aumentar considerablemente con respecto a los presentados en la presente versión del Estudio.

En el presente Estudio de Seguridad de Abastecimiento se observa que no se prevé déficit de energía para el período en estudio, al igual que lo presentado en el estudio de noviembre 2023.

El caso 8 supone la indisponibilidad de la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico durante la primera semana de junio de 2024, la cual podría ser provocada por eventos meteorológicos (precipitaciones, viento y nieve extrema). Este escenario se estudia bajo el supuesto de que ocurran, además, otras condiciones adversas para el sistema (sobre el caso 7). De presentarse este evento, bajo los supuestos indicados en este estudio, no se observaría energía de déficit en la condición hidrológica 68-69&21-22 para el mes de junio de 2024.

Se destaca que, para la condición hidrológica 68-69&21-22 en la primera semana de junio de 2024, los resultados corresponden a los obtenidos de una simulación para la semana que considera indisponibilidad del tramo en 500 kV. La simulación semanal es realizada en un modelo operacional (modelo Plexos) con restricciones de corto plazo (e.g. mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación, costos de partida, provisión de reservas para control de frecuencia, inercia mínima para fortaleza de red en zona norte grande, entre otras) y granularidad horaria de la demanda y de la generación renovable variable. Para este caso, se consideran las cotas iniciales de los embalses resultantes del modelo PLP. A continuación, el detalle diario del resultado de la simulación de la semana realizada en modelo operacional.

Tabla 3.3 Consumo diario de diésel y energía de déficit diaria para la primera semana de junio, hidrología 68-69&21-22, caso 8

	01-jun-24	02-jun-24	03-jun-24	04-jun-24	05-jun-24	06-jun-24	07-jun-24	Promedio diario
<b>Consumo de diésel [m3]</b>	2.513	1.788	3.477	3.500	3.500	3.391	2.389	2.937 m3/día
<b>Energía de déficit [GWh]</b>	-	-	-	-	-	-	-	0 GWh

De los resultados presentados, los montos de consumo diésel estimados se mantienen en valores que no superan una logística de disponibilidad diaria de petróleo diésel por sobre la capacidad empírica de 3.500 m3/día. Cabe señalar que en la operación real del sistema se han verificado consumos de hasta 8.000 m3/día, situación que no es posible sostener por períodos prolongados considerando la baja autonomía (2 a 3 días) de los estanques de almacenamiento ubicados en las centrales de generación, por lo que se estima que un consumo bajo la condición empírica evitaría situaciones de déficit.

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 8, el detalle de los resultados se encuentra en el archivo “Tablas\_dic23”, adjunto a este informe.

Finalmente, es del caso mencionar que, de acuerdo con los resultados del presente Estudio, no se proyecta un riesgo de desabastecimiento en el Sistema Eléctrico Nacional durante el segundo semestre de 2023, incluso, en el caso más crítico evaluado (caso 8).

### 3.2 Medidas de mitigación de eventuales déficits de energía

A continuación, se detallan acciones o medidas que permitirían aumentar la oferta disponible o reducir las situaciones de riesgo y eventuales déficits para condiciones adicionales a las previstas en el presente Estudio:

- i. **Seguimiento del plan alternativo de descarga carbón en Complejo Ventanas.** Si bien, se considera disponible el complejo Ventanas en todo el período dado que ha entrado en vigor plan alternativo de descarga de carbón en Puerto Ventanas, cabe consignar que se han producido retrasos en la descarga de carbón. Por lo tanto, se requiere un monitoreo permanente del estado de Puerto Ventanas y del proceso de descarga de carbón.
- ii. **Gestión de la energía embalsada en centrales hidroeléctricas.** A partir del 4 de julio 2023 se aumentaron de 15 a 28 las series hidrológicas, basadas en la estadística meteorológica (precipitaciones y temperatura) de los últimos 28 años, para ser utilizadas en la programación de la operación del SEN.

La energía embalsada al 20 de diciembre de 2023 y a la misma fecha del año anterior, se resumen en la siguiente tabla. Al respecto, la energía embalsada en la fecha antes señalada es aproximadamente un 91% superior respecto del mismo día de 2022.

Embalse (Central)	20/dic/2022	20/dic/2023	Aumento (2023-2022)
Lago Chapo (Canutillar)	199,0	251,8	52,8
Embalse Rapel (Rapel)	60,9	68,1	7,3
Laguna La Invernada (Cipreses)	148,2	238,9	90,7
Embalse Melado (Pehuenche)	0,7	13,3	12,6
Embalse Colbún (Colbún)	466,3	629,4	163,1
Laguna Laja (El Toro) Derechos Generación (Uso may - nov)	160,6	1002,8	842,3
Embalse Ralco (Ralco)	430,7	605,4	174,7
Embalse Pangue (Pangue)	6,5	4,7	-1,8
Laguna del Maule Derechos Generación (Uso may - sep)	0,0	0,0	0,0
<b>Total</b>	<b>1.472,8</b>	<b>2.814,6</b>	<b>1.348,8</b>

iii. **Monitoreo del suministro de gas natural para generación.** Es fundamental monitorear el abastecimiento continuo del gas importado desde Argentina conforme con los niveles diarios establecidos en los contratos de suministro, así como, cumplir con la disponibilidad mensual del GNL informado por las respectivas empresas coordinadas en los Informes ADP 2024, y también, contar con disponibilidad de gas natural suficiente para la operación continua de las centrales que operan con dicho combustible.

iv. **Monitoreo de disponibilidad de centrales generadoras que utilizan diésel.** Para esto, los Coordinados propietarios de estas centrales deben adoptar al menos dos acciones:

- Mantener el nivel máximo de almacenamiento de diésel en estanques.** 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.

El Coordinador ha mantenido el monitoreo permanente del volumen de diésel efectivamente almacenado, solicitando acciones en caso de constatar disminuciones del volumen almacenado de forma de detectar eventuales indisponibilidades de las centrales generadoras diésel e informar a la autoridad, eventuales incumplimientos de instrucciones de coordinación.

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

- Asegurar la disponibilidad de combustible diésel.** Los Coordinados propietarios de centrales de generación diésel deben adoptar todas las acciones tendientes para asegurar el suministro de combustible, a fin de que sus centrales generadoras cumplan con las instrucciones de coordinación que instruya el Coordinador, de forma que no presenten indisponibilidad cuando son requeridas. En este sentido, en el numeral 3 del Anexo 7, se puede observar un resumen del catastro de mecanismos de suministro de combustibles solicitados a las empresas Coordinadas.
- Adicionalmente, en el siguiente gráfico se muestra el consumo de diésel de los últimos meses para generación eléctrica:

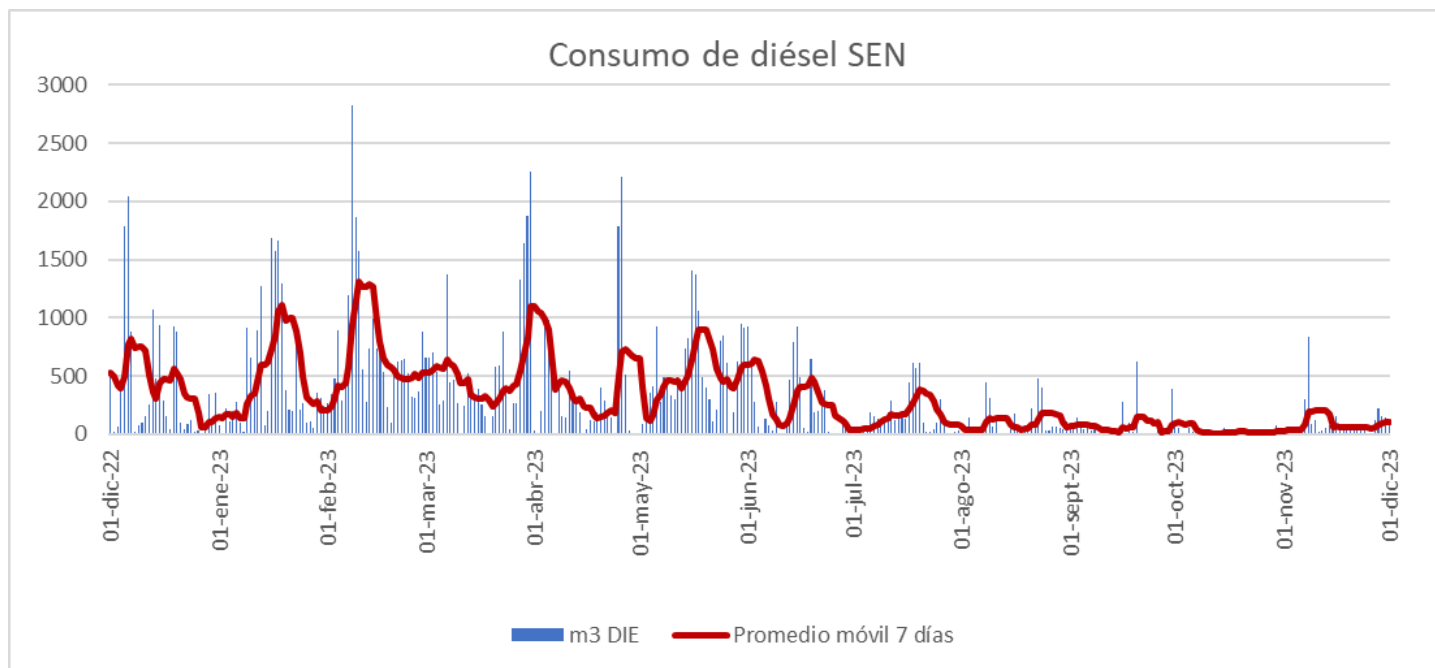


Figura 3.1 Consumo diésel del SEN en su operación en tiempo real.



#### 4. COMENTARIOS FINALES

Los resultados del Estudio de Seguridad de Abastecimiento de diciembre 2023 muestran que no se prevé estrechez de suministro durante el horizonte de evaluación para los escenarios hidrológicos evaluados, proyectando, por ejemplo, consumos de combustible diésel bajo los 2.200 m<sup>3</sup>/día para el mes de diciembre 2023 y el primer semestre del 2024. En el caso más exigente evaluado (caso 8), el consumo diario de diésel proyectado no supera la capacidad de reposición estimada, por lo que, no se visualiza un eventual déficit para la hidrología 68-69&21-22. Dicho caso considera indisponibilidad de centrales térmicas eficientes entre enero24-junio24 y agosto24-enero25; y, adicionalmente, la falla de la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico durante la primera semana de junio de 2024. Esta situación seguirá siendo monitoreada en las siguientes versiones de este estudio dados los altos consumos de combustible diésel proyectados para ese escenario.

Cabe señalar que este Estudio incorpora la indisponibilidad de centrales Alfalfal II y Las Lajas hasta el 30 de septiembre de 2024, según el último plan de trabajo de reparación informado por la empresa Alto Maipo S.A. Además, se considera indisponible central Nehuenco I hasta el 19 de enero de 2024. Asimismo, se consideran indisponibles las centrales La Higuera y La Confluencia hasta el 31 de enero de 2024 y el 16 de diciembre de 2023, respectivamente. Adicionalmente, se incluye la indisponibilidad de central CTM3 hasta el 30 de enero de 2024.

Este estudio supone disponible el Complejo Ventanas durante todo el período de análisis, considerando que ha entrado en vigor el plan alternativo de descarga de carbón y que las postergaciones en la descarga de carbón informadas no afectarían la operación de las unidades generadoras. Aun así, en uno de los casos se evaluó la posibilidad de no contar con carbón debido a incapacidad de descarga por marejadas, el cual no refleja condiciones de estrechez superiores a las ya mencionadas. No obstante, el Coordinador mantendrá un monitoreo del estado de Puerto Ventanas y del proceso de descarga de carbón, con el objetivo de adoptar las medidas pertinentes para la determinación de la operación segura y económica, en casos de retrasos en la descarga.

Desde marzo 2024 se verifica un aumento del consumo de diésel semanal en las condiciones hidrológicas evaluadas, por lo tanto, para mitigar riesgos de desabastecimiento, resulta fundamental contar con disponibilidad de gas natural suficiente para la operación continua de las centrales que operan con dicho combustible. En este contexto, el retraso o la cancelación de buques de GNL durante los primeros meses del próximo año podría deteriorar aún más este escenario previsto. Considerando lo anterior, el Coordinador mantendrá un monitoreo de las situaciones que podrían gatillarse ante cambios imprevistos de las disponibilidades de este insumo para el siguiente año. Actualmente, se encuentra incorporado en este estudio, el ADP 2024 informado por los coordinados Generadora Metropolitana, Engie, Enel, Colbún, Enap y Tamakaya.

Para mitigar eventuales déficits de suministro de energía para estos escenarios de estrechez energética, se recomienda:

- 1) Monitorear la autonomía de las centrales del Complejo Ventanas, con el objetivo de adoptar las medidas pertinentes para la determinación de la operación segura y económica, en casos de retrasos en la descarga de carbón.
- 2) Monitorear el suministro de gas natural para generación.
- 3) Monitorear la disponibilidad de diésel de las centrales generadoras y los mecanismos de suministro.
- 4) Autorizar los trabajos programados en el sistema de transmisión de modo de minimizar restricciones en el aporte de generación.
- 5) Gestionar el ingreso de nuevos proyectos de generación y transmisión.

## **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 y Disponibilidad.