

ANÁLISIS DE SEGURIDAD OPERACIONAL CNE OF. ORD. N°546/2025

DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS Y ANÁLISIS DE SUMINISTRO

julio de 2025



CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	2
2. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS	3
3. ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO	6
4. ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD OPERACIONAL	6
5. CONCLUSIONES	8
6. ANEXOS	9

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe resume el estudio de seguridad elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional, que fue requerido por la Comisión Nacional de Energía en su Oficio CNE N°546/2025 del 26 de junio de 2025, y que da cuenta de las solicitudes de modificación en los plazos de interconexión informados por los titulares de las instalaciones listadas en la sección de Antecedentes.

En este contexto, se evalúa la situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), bajo las condiciones hidrológicas más desfavorables y las nuevas fechas de puesta en servicio indicadas en el Oficio.

Junto con lo anterior, el informe contiene los resultados del análisis de seguridad de la operación orientado a determinar el impacto en el SEN que provoca la postergación de los plazos de entrada en operación de los referidos proyectos de generación y transmisión.

2. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS

A continuación, se detallan los antecedentes empleados en el análisis de seguridad de abastecimiento:

- a. Horizonte de estudio: período junio 2025 – marzo 2027.
- b. Para el período comprendido entre junio de 2025 a marzo 2027 se han utilizado las series de hidrologías sintéticas proporcionadas por el Sistema de Pronóstico de Caudales (SPC). Estas series se elaboran a partir del estado actual de las cuencas y de las precipitaciones históricas, resultando más secas o húmedas que las series hidrológicas históricas correspondientes, según la condición inicial de cada cuenca hidrológica, así como de los volúmenes resultantes del pronóstico de deshielo.
- c. A las 65 series sintéticas hidrológicas consideradas se añaden dos series hidrológicas adicionales. La primera considera una combinación de los afluentes reales de los años hidrológicos 1968-69 y 2021-22 (hidrología 68-69&21-22), esto con la intención de construir un escenario con las condiciones más extremas de ambos años hidrológicos. Por otro lado, la segunda serie hidrológica considera los afluentes reales del año hidrológico 1968-69.
- d. La disponibilidad de gas natural en base a GNL y GNA (gas natural importado desde Argentina), para la operación a plena carga durante el período junio 2025 a abril 2026 se resume en las tablas 2.1 y 2.2. Para todo el horizonte de estudio no se considera proyección de GNL inflexible.

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
jun-25	92%	12%	19%	60%	16%
jul-25	72%	1%	0%	7%	0%
ago-25	68%	49%	0%	36%	4%
sept-25	100%	26%	0%	35%	7%
oct-25	100%	5%	0%	61%	0%
nov-25	100%	0%	0%	75%	0%
dic-25	100%	11%	0%	75%	0%
ene-26	68%	15%	0%	37%	0%
feb-26	87%	0%	0%	52%	0%
mar-26	76%	0%	18%	53%	0%
abr-26	46%	42%	30%	54%	0%
may-26	91%	0%	30%	60%	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
jun-25	22%	33%	66%	88%	0%	70%	42%	0%	58%
jul-25	1%	52%	99%	13%	0%	86%	81%	0%	3%
ago-25	44%	0%	86%	77%	0%	86%	0%	0%	0%
sept-25	44%	2%	91%	100%	0%	45%	2%	0%	41%
oct-25	0%	100%	91%	100%	0%	68%	64%	0%	0%
nov-25	0%	100%	21%	100%	0%	67%	64%	0%	0%
dic-25	8%	100%	85%	100%	0%	67%	93%	0%	0%
ene-26	0%	11%	0%	13%	0%	1%	0%	0%	0%
feb-26	0%	23%	0%	23%	0%	0%	0%	0%	0%
mar-26	0%	25%	6%	52%	0%	0%	0%	0%	0%
abr-26	0%	27%	0%	79%	0%	0%	0%	0%	0%
may-26	23%	74%	0%	89%	0%	52%	0%	0%	0%

e. Se consideran distintos escenarios durante el horizonte de estudio, los cuales se detallan a continuación:

Tabla 2.3 Escenarios considerados para el estudio.

Caso	Consideraciones
Caso Base	Según programa mensual de junio 2025, realizado por el Coordinador
Caso Oficio	Nuevos plazos de interconexión de instalaciones según Oficio CNE N° 546/ 2025

- f. El modelo utilizado corresponde al empleado en el proceso de programación de largo plazo denominado PLP, el cual incorpora el sistema de transmisión y la demanda con granularidad semanal, para lo cual se definen 5 bloques de consumo para las 88 semanas estudiadas. 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.
- g. 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 definidos para cada semana.
- h. Los mantenimientos de centrales y líneas de transmisión considerados son los vigentes de acuerdo con el programa de mantenimiento mayor del período enero 2025 – junio 2026, actualizados al 1° de junio de 2024.
- i. Los costos de combustibles de centrales térmicas son los considerados en el proceso de programación, correspondiente a la última semana de mayo de 2025.
- j. Se han utilizado las siguientes cotas iniciales de los embalses correspondientes a las 00:00 horas del 1 de junio de 2025.

Tabla 2.4 Cotas de embalses a las 00:00 horas del 1 de junio de 2025.

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1.326,50
Embalse Colbún	416,42
Laguna del Maule	2.168,07
Embalse Ralco	693,73
Lago Chapo	236,19
Embalse Rapel	101,06
Laguna La Invernada	1.304,38

- k. Las transferencias máximas por las líneas del sistema de transmisión corresponden a las utilizadas en la programación del 1° de junio de 2025.
- l. Se consideran las siguientes fechas de puesta en servicio de nuevas instalaciones de transmisión:

Tabla 2.5 Instalaciones de transmisión consideradas en el plan de obras.

Instalación	Puesta en servicio	Potencia Nominal (MVA)
Ampliación S/E Mulchén y seccionamiento línea 1x220kv Charrúa - Temuco	30/08/2025	264
Nueva LT 4x220 SE Centella - Seccionamiento LT 2x220 kV Piuquenes - Tap Off Mauro	01/10/2025	580
Aumento de capacidad Línea 1x220kv Charrúa-Temuco	31/12/2025	1410
Nueva Línea 2x220 Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui	01/07/2026	500
Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre - Etapa 3	01/02/2027	3000
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	18/08/2027	1500

- m. Este estudio de seguridad considera las modificaciones de fechas de puesta en servicio de acuerdo con el oficio CNE N° 546/2025 para los siguientes proyectos de generación que se muestran en la tabla 2.6.

Tabla 2.6. Proyectos de generación con modificación según CNE OF. ORD. N° 546/2025

Proyecto	Fecha anterior (Caso Base)	Fecha nueva (Caso Oficio)	Tecnología	Potencia Neta [MW]	Punto de Conexión
Planta Fotovoltaica Aurora Solar	mar-25	jul-26	Solar Fotovoltaico	187,0	S/E Granja Solar 220 kV
Peldehue Solar	oct-26	oct-27	Solar Fotovoltaico	109,7	S/E Las Tórtolas 220 kV

3. ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

Para los casos estudiados, respecto de las nuevas fechas de conexión de los proyectos individualizados en los Antecedentes, considerando las 4 condiciones hidrológicas más secas de la estadística, más las hidrologías adicionales 68-69&21-22 y la hidrología media, se obtienen los siguientes resultados:

i. Energías de déficit:

Energía de Déficit [GWh]					
	Hidrología	2025	2026	2027	Total
Caso Base	68-69	-	-	-	-
	74-75	-	-	-	-
	98-99	-	-	-	-
	19-20	-	-	-	-
	21-22	-	-	-	-
	68-69&21-22	-	-	-	-
Caso Oficio	68-69	-	-	-	-
	74-75	-	-	-	-
	98-99	-	-	-	-
	19-20	-	-	-	-
	21-22	-	-	-	-
	68-69&21-22	-	-	-	-

Se observa que no existen energías de déficit para los casos estudiados.

ii. Costos de operación:

Se muestran los costos de operación totales para los años históricos con las condiciones hidrológicas más secas de la estadística (68-69, 98-99, 19-20, 21-22, 68-69&21-22), la hidrología media (74-75) y, además, el costo de operación esperado para todas las condiciones hidrológicas. Asimismo, la comparación entre el caso base y cada uno de los otros casos estudiados.

Tabla 3 2. Diferencias entre el costo de operación de cada caso de estudio y el caso base, para cada hidrología.

Costo de operación [MMUSD]							
	68-69	74-75	98-99	19-20	21-22	68-69&21-22	Costo esperado
Caso base	1.703	983	1.828	1.296	1.457	2.112	1.011
Caso oficio	1.713	990	1.839	1.307	1.473	2.120	1.030
Sobrecosto caso oficio	9,68	7,20	11,65	10,69	15,61	8,37	19,00

Para el horizonte analizado (junio 2025 – marzo 2027), el sobrecosto esperado para la operación del SEN es de 19 millones de USD en el periodo completo.

4. ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD OPERACIONAL

En relación con el impacto en la seguridad operacional del SEN, provocado por las modificaciones en los plazos de los proyectos indicados en el Oficio CNE N° 546/2025, se puede mencionar lo siguiente:

- Respecto de los antecedentes disponibles de cada proyecto de generación, los cambios en las fechas estimadas de interconexión no afectan la condición de seguridad del SEN.

Lo anterior se fundamenta en que los retrasos no provocan restricciones de transmisión que incidan en la seguridad de servicio en condiciones normales de operación.

5. ESTADO DEL PROCESO DE INTERCONEXIÓN DE PROYECTOS DECLARADOS EN CONSTRUCCIÓN

A continuación, se presenta la información de los estados actuales de los proyectos declarados en construcción y que estarían presentando retrasos en su fecha de interconexión

5.1 Proyectos relativos al Oficio en cuestión

Respecto al estado de los proyectos declarados en construcción, se incluye tabla identificando NUP y estado de informes justificativos.

Proyectos de Generación

NUP	Proyecto	Propietario	Anterior fecha estimada de interconexión	Nueva fecha estimada de interconexión	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación	Punto de conexión	Solicitud Coordinador Informe Justificativo
2977	Planta Fotovoltaica Aurora Solar	Tamarugal Solar SpA	mar-25	jul-26	Solar Fotovoltaico	187,0	Región de Tarapacá	S/E Granja Solar 220 kV	Informe solicitado en carta DE04074-25
-	Peldehue Solar	Peldehue Solar SpA	oct-26	oct-27	Solar Fotovoltaico	109,7	Región Metropolitana de Santiago	S/E Las Tórtolas 220 kV	Se adjunta (proyecto aun no inicia proceso de Interconexión)

5.2 Proyectos con retraso informado a este Coordinador

Listado de proyectos de Generación y/o Transmisión en proceso de conexión, cuyos informes justifican los retrasos en la ejecución e interconexión de la obra, respecto de los plazos informados por los propietarios al Coordinador y a la Comisión Nacional de Energía.

A la fecha de emisión de este informe, no se han recibido informes justificativos adicionales a los observados en el Oficio en cuestión.

6. CONCLUSIONES

En este informe se presenta un análisis de los efectos que provocaría en el Sistema Eléctrico Nacional la variación en la puesta en servicio de los proyectos indicados en el Oficio CNE N° 546/2025.

En lo que respecta al abastecimiento del SEN, el cambio en la fecha estimada de conexión de los proyectos ya individualizados no provoca déficit de suministro durante el horizonte de estudio, para las condiciones hidrológicas descritas, en este caso; las 4 más secas de la estadística, la hidrología 68-69&21-22 y la hidrología media.

El sobrecosto de operación esperado del SEN debido al retraso de los proyectos de generación, considerando todas las condiciones hidrológicas representadas en el modelo, es de 19 millones de USD, equivalente a un 1,88% respecto al escenario sin retraso (Caso Base), para el periodo comprendido entre junio de 2025 y marzo de 2027.

Por su parte, en lo que respecta a la operación del sistema, los retrasos de los proyectos señalados en dicho Oficio no afectan la seguridad ni la calidad de servicio del SEN.

Si bien, para efectos de este estudio se utilizaron las fechas indicadas para los proyectos señalados en el Oficio CNE N° 546/ 2025, es oportuno destacar que el Coordinador Eléctrico Nacional a la fecha tiene considerado en la Programación del SEN retrasos en la fecha de entrada en operación de nuevos proyectos, según el estado actual de la conexión de proyectos informado mensualmente en el siguiente enlace del sitio web del Coordinador:

<https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/gestion-de-proyectos/reporte-de-proyecto-nuevas-instalaciones-y-modificaciones-relevantes/reportes-de-proyectos-en-gestion-de-conexion/2025/>

7. ANEXOS

1. Resultados caso base: gráficos de cotas, energía total embalsada en el SEN y Costos Marginales.
2. Resultados caso oficio: gráficos de cotas, energía total embalsada en el SEN y Costos Marginales.