

Electricidad: ¿Por qué estuvimos al borde del racionamiento?

Cristián M. Muñoz, Breves de Energía
Septiembre, 2026

La escasez hídrica y la limitada disponibilidad de gas natural y diésel llevaron a la Comisión Nacional de Energía y al Coordinador Eléctrico Nacional a proponer un decreto de racionamiento que, entre otras medidas, contemplaba la adquisición de volúmenes adicionales de gas natural, con cargo a los generadores y clientes libres. Sin embargo, a comienzos de julio, el mejoramiento de las condiciones hidrológicas hizo innecesaria la implementación del decreto. De haberse aplicado, los costos asociados a la adquisición de dichos volúmenes podrían haber superado los USD 100 millones.

La recurrencia de medidas de seguridad basadas en el uso de reservas hídricas y en la adquisición de combustibles mediante mecanismos administrativos revela que los precios del mercado eléctrico no están reflejando la escasez de los recursos y, en consecuencia, no proporcionan las señales necesarias para incentivar oportunamente las inversiones requeridas en logística local de combustibles y en la contratación de volúmenes firmes de gas y diésel.

1. Introducción

A comienzos de julio, la Comisión Nacional de Energía (CNE), mediante un oficio dirigido al Ministerio de Energía, CNE (2026), informó sobre la necesidad de avanzar en un nuevo decreto de racionamiento, justificado por la escasez hídrica y la limitada disponibilidad de combustibles, particularmente gas natural licuado (GNL) y diésel.

En el Informe Técnico¹ adjunto al oficio, la CNE y el Coordinador estimaban que para julio y agosto existía un riesgo de déficit de energía que podría estar entre el 4 % a 8 % del consumo mensual de esos meses. El informe agregaba que el volumen de diésel requerido para la generación eléctrica sobrepasaba la capacidad máxima de reposición de este combustible, lo que podría generar quiebres de stock en centrales ubicadas en la zona central del país y, en consecuencia, afectar la continuidad del suministro eléctrico.

Sobre la base de esta recomendación, el decreto contemplaba diversas medidas. Entre ellas, destacaban aquellas

destinadas a hacer un uso más conservador de las reservas de energía almacenadas en los embalses y a adquirir volúmenes adicionales de GNL, con cargo a los generadores y clientes libres. Sin embargo, a comienzos de julio, el mejoramiento de las condiciones hidrológicas hizo innecesaria la implementación del decreto, que, de haberse aplicado, habría significado para generadores y clientes libres un costo superior a USD 100 millones por las compras adicionales GNL.

Este trabajo analiza la situación de estrechez energética prevista para esos meses y sostiene que el problema de fondo no radica en la sequía ni en la disponibilidad puntual de gas natural o diésel, sino en una gestión insuficiente de las compras de combustibles y en la falta de inversiones en logística local. Ambas deficiencias se explican, en buena medida, por señales de precios que no reflejan adecuadamente la escasez de energía en el mercado spot.

Si bien la adopción de soluciones de carácter administrativo mediante un decreto de racionamiento puede contribuir a resolver temporalmente una situación de emergen-

¹Informe Técnico al que se refiere el artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos, julio de 2026.

cia, su uso recurrente aumenta los costos para los clientes y deprime los precios del mercado spot de electricidad. Con ello, se debilitan los incentivos para invertir y para contratar a firme los volúmenes de combustible necesarios para la generación.

El resto del trabajo se organiza de la siguiente manera. La sección 2 describe la situación de escasez hídrica y de combustibles. La sección 3 analiza con mayor detalle el decreto de racionamiento. La sección 4 aborda el problema del exceso de GNL en los terminales. La sección 5 presenta el diagnóstico, y la sección 6 muestra las conclusiones.

2. La escasez de energía

2.1. La oferta hidroeléctrica

Según se muestra en la Figura 1, la hidrología afluente entre abril y junio fue más seca que la registrada durante los mismos meses del año anterior, correspondiente al año hidrológico 2025-2026, e incluso se situó por debajo de los registros de los años más secos de la estadística: 1968-1969 y 1998-1999. Para ese período, el Coordinador estimaba una probabilidad de excedencia hidrológica superior al 99 %. Sin embargo, a partir de julio, la energía afluente aumentó aproximadamente cinco veces, lo que redujo la probabilidad de excedencia hidrológica acumulada del año al 69 %.

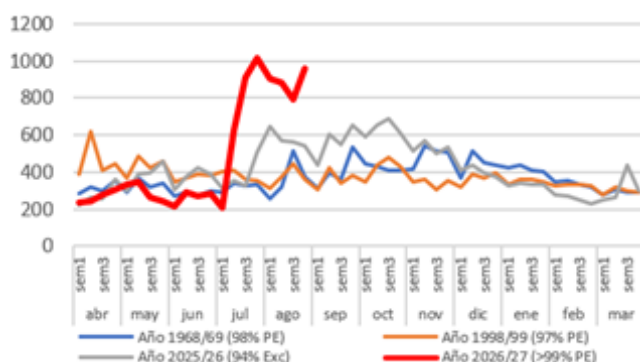


Figura 1: Energía afluente (GWh).

La situación de los embalses también evidenciaba la magnitud de la sequía. A fines de junio, la energía embalsada equivalía a solo el 16 % de la capacidad total de los embalses y se encontraba un 40 % por debajo del nivel registrado en 2025 y casi un 60 % por debajo del correspondiente a 2024. La Figura 2 compara la evolución mensual de la energía embalsada durante los años señalados.

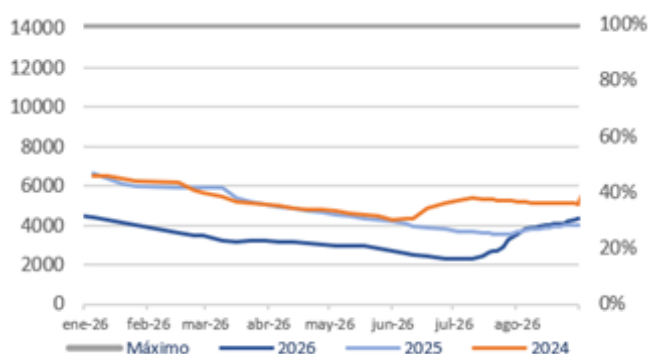


Figura 2: Energía embalsada (GWh).

2.2. La disponibilidad de gas

A fines de mayo, la disponibilidad de gas natural —GNL y gas natural de Argentina (GNA)— informada por los generadores al Coordinador era de aproximadamente 867 millones de metros cúbicos, volumen suficiente para abastecer la generación a gas de todas las centrales ubicadas en la zona central del país y una buena parte de los ciclos combinados del norte.

Sin embargo, a comienzos de junio, la situación del gas natural cambió drásticamente. Los generadores informaron un nuevo volumen disponible de 691 millones de metros cúbicos, un 20 % menor que el informado apenas un par de semanas antes.

La caída en la disponibilidad de gas natural se produjo principalmente en el norte del país, donde esta se redujo en un 63 %, dejando a una parte importante del parque generador prácticamente sin suministro de gas y aumentando su dependencia del petróleo diésel. Esto es particularmente relevante porque la mayoría de las centrales a gas del norte son duales, es decir, pueden operar indistintamente con gas natural o petróleo diésel, siempre que dispongan de este último combustible —una situación bastante incierta, según se verá más adelante—.

En términos de capacidad de generación, la reducción del suministro de gas fue equivalente a una disminución de aproximadamente 650 MW, poco menos que la capacidad de dos ciclos combinados operando a plena carga. Según algunos generadores, esta menor disponibilidad de gas obedecería a las alzas de los precios internacionales del GNL y al riesgo de acumulación de inventarios en los terminales, situación que podría derivar en la generación de volúmenes inflexibles de gas y, con ello, en mayores costos para sus empresas. El detalle de los volúmenes disponibles para julio y agosto se muestra en la Tabla 1.

		Disp. para julio y agosto, informada en:		Menor disponibilidad	
		may. 2026	jun. 2026	Vol.	%
Centro	GNA	560	549	11	-2%
	GNL	92	64	28	-31%
	Subtotal	653	613	40	-6%
Norte	GNA	124	4	120	-97%
	GNL	90	75	16	-17%
	Subtotal	214	78	136	-63%
Total		867	691	176	-20%

Cuadro 1: Volúmenes de gas disponibles entre julio y agosto, informados en mayo y junio (millones de metros cúbicos)

Adicionalmente, en diciembre de 2025 se concretó el retiro de las unidades a carbón de Mejillones e Infraestructura Eléctrica Mejillones. Sumado al retiro de las unidades de Nueva Tocopilla, estas salidas totalizaron una reducción de 770 MW en la oferta termoeléctrica del norte del país. Esta reducción representó un 23 % de la oferta de generación a carbón y equivalió a aproximadamente un 8 % de la demanda eléctrica promedio del Sistema Interconectado.

2.3. Restricciones en la distribución de diésel

Cabe señalar que la disponibilidad de diésel para generación se encuentra bajo escrutinio desde 2021. En efecto, ya en agosto de 2021, previo a la dictación del decreto de racionamiento de ese año, el Coordinador ya había denunciado ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) a algunos generadores que no contaban con mecanismos de abastecimiento continuo para sus centrales a diésel, situación que podía afectar la suficiencia y seguridad del Sistema Eléctrico (Coordinador, 2021). A raíz de esta denuncia, la SEC inició una investigación que, sin embargo, tuvo escasos resultados concretos.

Posteriormente, en octubre de 2023, en el marco de la demanda interpuesta por algunos generadores ante el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC)², relacionada con el poder de mercado que otorga la normativa sobre GNL Inflexible, tanto la CNE, en su contestación (CNE, 2024), como el Coordinador (Butelman, 2024), justificaron la necesidad de contar con volúmenes de GNL Inflexible debido a la existencia de una restricción en la logística de suministro de diésel.

²Causa Rol N° C-435-2021

Sin embargo, recién en junio de 2026 el estudio contratado por el Coordinador (Coordinador, 2026a), determinó una capacidad máxima de reposición sostenible de diésel para generación de 5.088 m³/día. Este límite de reposición imponía una restricción a la operación continua del parque generador a diésel. En particular, para ocho horas de operación continua, solo el 32 % de la capacidad diésel instalada estaría disponible para generar, mientras que, para una operación continua de 12 horas, este porcentaje se reduciría a solo un 22 %. Detalles en Tabla 2.

El estudio también advertía que el Coordinador, en sus modelos de planificación de la operación, considera que las centrales a diésel disponen de combustible sin restricciones explícitas, siempre que se declaren disponibles.

En términos sencillos, la programación del Coordinador no incorpora las eventuales limitaciones de suministro de combustible que podrían restringir la generación a diésel y, en la práctica, supone una disponibilidad cercana al 100 % de estas centrales. Esto tiene efectos importantes en situaciones de sequía, pues conduce a adelantar el uso del agua almacenada en los embalses.

Operación continua	Generación diésel equivalente	
	MW	%
Por 4 hrs. diarias	4608	65%
Por 5 hrs. diarias	3687	52%
Por 8 hrs. diarias	2304	32%
Por 12 hrs. diarias	1536	22%

Cuadro 2: Capacidad continua de diésel disponible en el día

3. Decreto de Racionamiento

El Decreto de Racionamiento incluía diversas medidas, entre las que destacaban aquellas relacionadas con la gestión de los embalses y de GNL.

En materia de generación hidroeléctrica, y de manera similar al decreto de racionamiento que estuvo vigente durante buena parte del período 2021-2023, se facultaba al Coordinador para mantener reservas operacionales en los embalses y programar la operación de las centrales hidroeléctricas considerando caudales más conservadores.

Con el propósito de incentivar las compras de GNL, el Coordinador debía determinar un volumen de Gas Natural de Seguridad, cuyos costos serían traspasados ínte-

gramente a generadores y clientes libres³. De esta manera, se aseguraba a los generadores que adquirieran el gas de seguridad la recuperación de la totalidad de los costos asociados a dichas compras.

Cabe señalar que el Gas Natural de Seguridad constituye una novedad respecto del decreto de racionamiento vigente entre octubre de 2021 y septiembre de 2023. Tampoco se encuentra contemplado en la Norma de Regasificación (CNE, 2021), que, si bien permite el despacho de volúmenes inflexibles de GNL, establece que el costo sea asumido por los generadores que adquieren dicho combustible.

Con el propósito de mitigar el potencial racionamiento durante los meses de julio y agosto, la CNE señalaba que, de acuerdo con el informe del Coordinador de junio de 2026 (Coordinador, 2026b), se requerían compras adicionales por 204 MMm³. Valorizadas al precio spot del GNL, estas compras implicaban comprometer recursos por aproximadamente USD 156 millones en valor esperado, dentro de un rango de USD 141 a 172 millones⁴. El detalle se muestra en la Tabla 3.

		Jul. 2026	Ago. 2026	Total
Falla	GWh	305 - 456	558 - 566	863 - 1.022
GNL de seguridad	MMm ³	91	113	204
Compras de seguridad				
Promedio	MMUSD	64	92	156
Mínimo	MMUSD	54	87	141
Máximo	MMUSD	74	98	172

Cuadro 3: Falla de energía y compras de GNL de Seguridad.

4. El problema del exceso de GNL en los terminales

La disponibilidad de gas es gestionable por los propios generadores, de acuerdo con su estrategia de compra de GNL y GNA, ya sea mediante contratos o en el mercado spot. Sin embargo, dado que la capacidad de los terminales de GNL de Quintero y Mejillones es limitada en relación con la demanda de gas, los generadores señalan que pueden enfrentar un riesgo de sobrestock, debido a la posibilidad de disponer de volúmenes regasificados

que no encuentren demanda en sus propias centrales. En términos simples, en un escenario de sequía, un aumento repentino de la disponibilidad de generación hidroeléctrica podría reducir la demanda de gas y generar una situación de sobrestock en los terminales de GNL.

En el caso del GNL, aun cuando los contratos disponen de opciones *Make-Up LNG*, que permiten a los generadores retrasar o adelantar buques y, con ello, gestionar los riesgos de superar el stock máximo de los terminales, la Norma de Regasificación les garantiza adicionalmente la posibilidad de utilizar los volúmenes excedentes para generación bajo la modalidad de GNL Inflexible. Es decir, les otorga prioridad de generación, incluso por sobre la generación renovable, aunque a su propio costo.

El GNL Inflexible no ha estado exento de cuestionamientos, pues afecta al resto de los generadores que venden su energía al deprimir los precios de transacción en el mercado spot. En los últimos diez años, tres normas —correspondientes a los años 2016, 2019 y 2021— intentaron resolver el problema del exceso de inventario en los terminales de GNL. En los tres casos, la solución propuesta fue básicamente la misma: reducir la discrecionalidad en la determinación de los volúmenes inflexibles, reconocer que el gas inflexible no tiene costo de oportunidad y permitir a los generadores despachar forzadamente dichos volúmenes de gas.

Se debe destacar que, en cualquiera de sus versiones, las normas establecieron que dicho costo debía ser asumido por el propio generador, dado que es este quien define su estrategia de compras, tanto en términos de volumen como de flexibilidad.

Según se comentó en párrafos anteriores, el uso reiterado del gas inflexible —que en 2019 alcanzó el 60 % del total del gas despachado— llevó a algunos generadores afectados por esta normativa a solicitar al TDLC que eliminara la condición de inflexibilidad del gas. Esta solicitud fue lamentablemente rechazada por el TDLC en 2026 y actualmente se encuentra pendiente un recurso de reclamación ante la Corte Suprema.

Cabe señalar que, en dicha causa, tanto los generadores compradores de GNL como la CNE y el Coordinador argumentaron que el enfoque adoptado por la norma de 2021, que incorporaba el costo de oportunidad en el despacho del gas inflexible, resolvía finalmente la problemática asociada al exceso de inventario.

³En rigor, el pago lateral es asignado entre los generadores que retiran energía desde el Sistema Eléctrico, el cual, posteriormente, y dependiendo de los contratos de suministro, será traspasado a los clientes.

⁴En la valoración de las compras de GNL se usaron los valores del índice Platts para ese período.

5. Diagnóstico: Precios que no reflejan la escasez

En situaciones de escasez hídrica, el Coordinador no opera los embalses bajo un criterio de gestión de riesgo de cola. Una gestión de este tipo permitiría un uso más prudente del agua y generaría precios spot de electricidad más coherentes con la situación hidrológica. Más bien, el Coordinador se limita a programar la operación considerando un rango más acotado de incertidumbre hidrológica.

Si la sequía se prolonga, el Coordinador espera la publicación de un decreto de racionamiento para mantener los niveles de los embalses, para luego, de ser necesario, aumentarlos a costa de la operación forzada de centrales a diésel. Esto constituye una suerte de “diésel inflexible”, que puede aumentar los cargos traspasados a los clientes libres y que, además, tiene el contrasentido de desplomar los precios spot de la energía.

En el caso de los combustibles, la situación es más compleja, pues la regulación no incentiva la contratación a firme de suministro. En efecto, una central termoeléctrica a gas o a diésel recibe el mismo pago por suficiencia —pagos relacionados con la potencia que la central puede garantizar con una alta probabilidad—, ya sea que tenga un contrato de suministro a firme o que compre en el mercado spot.

Algo similar ocurre con la representación de la disponibilidad de combustibles en el cálculo de la operación óptima de las centrales. En sus modelos, el Coordinador tampoco distingue si la disponibilidad informada por los generadores obedece a un contrato a firme o simplemente a compras ocasionales en el mercado spot. Incluso peor, asume una disponibilidad sin restricciones (Coordinador, 2026a).

Así, al no representar adecuadamente la verdadera percepción del riesgo hidrológico ni la disponibilidad a firme de los combustibles de las centrales, el sistema entrega una señal errada de abundancia de energía. Esto distorsiona la oferta de energía en el Sistema Eléctrico y anticipa el uso del agua de los embalses, agravando la escasez y los costos traspasados a los clientes. El resultado final: un decreto de racionamiento.

6. Conclusiones

Cada año, el sistema eléctrico chileno está expuesto, en mayor o menor medida, a una crisis energética. Sin embargo, el origen del problema no radica necesariamente

en la escasez hídrica o de combustibles, sino, más bien, en que los precios del mercado spot no la reflejan.

De un lado, la operación de los embalses programada por el Coordinador no captura adecuadamente la profundidad de la escasez hídrica ni la disponibilidad real de combustibles. Del otro, los pagos por suficiencia no discriminan entre las centrales que cuentan con contratación a firme del suministro de su combustible y aquellas que no disponen de ella.

Esto explica por qué, en los últimos quince años, pese al aumento de la demanda de gas, la capacidad de los terminales de GNL se ha mantenido prácticamente constante. Asimismo, permite entender que los contratos de gas con Argentina sean, en su mayoría, interrumpibles y que más del 90 % de las centrales a diésel no cuenten con contratos de suministro de combustible.

Mientras no se realicen cambios profundos en estos ámbitos, el sistema eléctrico chileno seguirá expuesto a la posibilidad de un decreto de racionamiento y al riesgo de que una escasez de energía termine convirtiéndose en una crisis.

Referencias

- [1] Butelmann, A. (2024). *Respecto de la Condición de Inflexibilidad del GNL cuestionada ante el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia*. Presentado por el Coordinador Eléctrico Nacional en la causa Rol N° C-435-2021, 29 de julio de 2024.
- [2] Coordinador (2021). *Limitaciones de combustible diésel y mecanismos de suministro*. Carta DE03819-21, denuncia del Coordinador Eléctrico Nacional a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 6 de agosto de 2021.
- [3] Coordinador (2026a). *Consultoría para la Caracterización de la Logística de Suministro de Combustible Diésel en el SEN*. CEN-CS-25172, 4 de mayo de 2026.
- [4] Coordinador (2026b). *Estudio de Seguridad de Abastecimiento: Informe DEAS-GM-SEN N° 18/2026, Análisis Complementario ESA Período Junio 2026 – Mayo 2027*. Julio de 2026.
- [5] CNE (2021). *Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Licuado Regasificado*. Octubre de 2021.

- [6] CNE (2024). Antecedentes presentados ante el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia por la Comisión Nacional de Energía en la causa Rol N° C-435-2021, 11 de octubre de 2023.
- [7] CNE (2026). *Oficio Ordenanza N° 680/2026*. 9 de julio de 2026.