



Compras de Gas Natural Licuado y su impacto en el suministro de electricidad

BdE Spa*

Cristián Marcelo Muñoz

Diciembre de 2020

* Estudio encargado por GPM AG.



Resumen

En su estrategia de compra, un generador debe definir el volumen de GNL que comprará para el año y la flexibilidad que requerirá. Un volumen contratado a todo evento en contratos de largo plazo, en modalidad *take or pay*¹, implicará un menor precio, pero tendrá como contrapartida un riesgo de vertimiento cuando exista mucha generación con las centrales hidroeléctricas, según argumentan los generadores que compran GNL; mientras que comprar el mismo volumen en el spot o con opciones que permitan gestionar su flexibilidad, no conlleva este riesgo, pero implicaría una sobreprima en el precio; una estrategia seguida por Argentina.

Se argumenta que al no tener la facilidad de declarar volúmenes de GNL en condición inflexible en el despacho de sus centrales, el riesgo de verter el GNL comprado en exceso, llevará a los generadores a cambiar su estrategia de compras, adquiriendo menos gas y así reducir su exposición en contratos de largo plazo de suministro de este combustible². En un posible escenario de descarbonización acelerada, profundiza el argumento, una menor disponibilidad de GNL, podría conllevar riesgos en el suministro del sistema.

A fin de comprobar si este argumento se sostiene, se simularon diferentes estrategias de compras de GNL tomando como Caso Base (CB) el escenario de descarbonización acelerada publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional³ en septiembre de este año, el cual, considera el posible retiro de todas las centrales a carbón antes de 2026. Se optó por la propuesta del Coordinador, pues, la descarbonización acelerada, sin una respuesta rápida de la oferta en los primeros años que la precedan, resulta en la condición más severa que podría enfrentar el suministro del sistema interconectado. En particular, se simuló el despacho horario de las centrales en una semana de abril 2026, la semana más compleja identificada por el Coordinador.

Para simular el comportamiento de un comprador con aversión al riesgo de vertimiento de GNL, se modelaron tres diferentes estrategias que minimizan su exposición. La primera, asume que todo el volumen de GNL es completamente flexible y se puede comprar en el spot, pagando una prima adicional, la cual dará cuenta del plazo involucrado en la compra; mientras más urgente sea la compra, mayor será la prima que deberá pagarse. Para este estudio, se consideró un valor techo de la prima, que equivale a pagar por el GNL el precio de largo plazo del petróleo de US\$70/b⁴.

Las otras dos estrategias, asumen compras en modalidad de *take or pay*, limitadas a 9 y 6 millones de m³ por día, es decir, 6 y 33 por ciento por debajo del volumen que se consumiría en una

¹ En este tipo de cláusulas, el comprador se compromete a pagar el gas, lo consuma o no. Según Palacios (2020), a pesar de la rigidez de esta modalidad, el generador puede comprar opciones que le permitan una mayor flexibilidad en el suministro.

² Colbún (2020).

³ Coordinador (2020a).

⁴ El Coordinador asume que el GNL siempre estará disponible y que el volumen se podrá modificar según la hidrología que se presente; es decir, algo parecido a las compras de GNL en el spot, sin mayores exigencias contractuales, pero la mayor flexibilidad no se refleja en una sobreprima en el precio del combustible.



hidrología húmeda; el menor volumen de GNL que requeriría el sistema interconectado. A fin de estresar incluso más el suministro no se asumen compras spot de GNL.

Los resultados muestran que, independientemente de la estrategia de compras de GNL que se escoja, en el Caso Base como en los otros tres casos analizados, las centrales a gas pasan a ser prácticamente unidades de base en la operación del sistema eléctrico, generando a plena capacidad en las horas que el sol no alumbra y a mínimo técnico en el resto de las horas. La menor generación renovable en las horas no solares requiere además el uso masivo del parque de centrales a petróleo, pues, la generación en base a gas, es incapaz de cubrir la demanda residual que deja la generación renovable. Con todo, y siendo escenarios exigentes desde el punto de vista de la seguridad de suministro, con el estrés adicional de estrategias extremas de compra de GNL, en ninguno de ellos se identifica una falla en el suministro de electricidad.

Por su parte, los costos marginales de la energía en el bloque solar decrecen fuertemente, mientras que en el resto de las horas quedan definidos por la operación de unidades a petróleo, combustible varias veces más caro que el carbón. En el caso con compras de GNL en el spot, pagando una sobreprima en el precio, pero disponibilidad ilimitada, el consumo de GNL y diésel es el mismo del Caso Base, pero el costo marginal se incrementa a US\$163/MWh, un 16% mayor al Caso Base. La diferencia entre el Caso Base y los casos con disponibilidad limitada de GNL, radica básicamente en el reemplazo que se produce de este combustible por petróleo, implicando un aumento promedio del costo marginal de la semana, que podría alcanzar US\$180/MWh, 28% superior al promedio de 140 dólares del Caso Base.

En todos los casos, el retiro apresurado de las centrales a carbón implicará una generación promedio a petróleo superior a los 1.200 MW, unas veinte veces el petróleo consumido en 2019, en promedio de 63 MW. Una situación parecida a la vivida durante la crisis del gas natural de Argentina, en la década pasada, que también estresó la cadena de suministro de petróleo⁵.

Considerando supuestos conservadores en el suministro del sistema interconectado, este estudio muestra que la eliminación de la condición de inflexibilidad, no trae consecuencias en la seguridad de servicio del sistema interconectado. Quizás lo más importante es que también muestra, que el impacto en el costo de suministro y los costos marginales del sistema dependerán de la estrategia de compra de GNL que sigan los generadores. Esta dará cuenta de sus propios criterios de optimización y de su exposición en el mercado spot de energía, no siendo del todo claro que la elección asegure el óptimo para el sistema, pudiendo quedar espacio para el ejercicio de poder de mercado, una situación, que de existir, debe ser corregida rápidamente por el regulador.

⁵ Durante la crisis del gas natural de Argentina, que implicó una interrupción violenta de todo el gas natural que llegaba a nuestro país, las centrales se reconvirtieron rápidamente a petróleo. El abastecimiento se encareció debido a que el gas natural fue reemplazado por petróleo, pero no hubo falla en el suministro, a pesar de las limitaciones en la logística de abastecimiento de petróleo.



Índice

1. Introducción	5
2. Metodología y bases	5
3. Resultados de las simulaciones	6
3.1 Estrategia de compras de GNL	6
3.2 Generación de las centrales	7
3.3 Costos de suministro	9
3.4 Costo marginal de la energía	10
4. Conclusiones	11
Referencias	12
Anexos: Bases	13

Tablas

Tabla 1. Falla y consumo promedio de GNL (en MMm ³ /d).	7
Tabla 2. Costos de suministro semana de abril de 2026 (en MMUS\$).	9
Tabla 3. Costo marginal promedio del sistema en Quillota 220 kV (en US\$/MWh).	10
Tabla 4. Disponibilidad de las centrales a GNL.	13
Tabla 5. Centrales a carbón conectadas al sistema.	14

Figuras

Figura 1. Volúmenes de GNL por hidrología (Caso Base).	7
Figura 2. Despacho de las centrales según el tipo de tecnología en una hidrología seca (abril 2026).	8
Figura 3. Generación en base a gas y petróleo en una hidrología seca (abril 2026).	9
Figura 4. Costos marginales horarios en una hidrología seca (abril 2026).	10



1. Introducción

El retiro anticipado de las centrales a carbón, que actualmente se discute en el Congreso, implicará sacar del sistema antes de 2025, una capacidad instalada que supera los 4.000 MW, más del 30% de la demanda máxima del sistema⁶. El proyecto de ley se sustentaría en una reducción importante de las emisiones de contaminantes locales y de carbono.

Según los resultados del estudio efectuado por Coordinador Eléctrico Nacional, se espera que la generación de las unidades que se retiren sea reemplazada por la generación proveniente de nuevos proyectos de energía renovable, principalmente plantas solares en el norte del país, y por la operación de las unidades térmicas a gas y petróleo existentes en la actualidad. El proyecto de descarbonización acelerada implicará un impacto a alza en los costos marginales, en particular en 2026, donde para el mes de abril, y en condiciones secas, se esperan valores promedio en torno a los 140 USD/MWh.

En este estudio se analiza cómo podría impactar la estrategia de compras de GNL en la seguridad de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional, ya sea que la estrategia sea contratar un volumen conservador de GNL o comprar todo el combustible en el mercado spot. De modo de ver condiciones severas en el suministro del sistema interconectado, se han tomado los mismos supuestos del estudio de descarbonización acelerada del Coordinador, pero, se han variado las estrategias de compra de GNL.

2. Metodología y bases

El estudio se centra en el suministro de abril de 2026, identificado por el Coordinador como el período más crítico en el suministro del SEN para el período 2025-2030, bajo el escenario de descarbonización acelerada. En particular, se realiza un análisis horario respecto del suministro en la segunda semana de abril.

Se escoge el escenario B1 del estudio de descarbonización como Caso Base (CB), y respecto de éste se construyen tres casos. El primer caso considera que todas las compras de GNL se realizan en el Mercado Spot, es decir, la máxima flexibilidad, donde no se restringe el volumen disponible de GNL, sin embargo, se incluye un aumento en el precio, a fin de reflejar el valor techo de la sobreprima que debería pagarse por compras en el spot. Los dos casos adicionales, dan cuenta de sensibilidades que limitan la disponibilidad del volumen de GNL a 9 y 6 MMm³/d, entre 6 y 33 por ciento por debajo del menor volumen de GNL requerido en la hidrología más húmeda de la muestra.

El estudio considera una representación hidrológica reducida a 12 hidrologías, reportadas por el Coordinador como representativas de la estadística de 59 hidrologías. Los resultados se reportan para la condición seca.

⁶ En el Anexo se incluye una tabla con las centrales a carbón conectadas al sistema.



Para el pre despacho, o programación horaria de las centrales, se usa el módulo de corto plazo del PLEXOS⁷. Este modelo resuelve el problema de optimización, a través del planteamiento de una programación mixta que combina variables continuas y enteras —en inglés *Mixed Integer Programming, mip*—. Con PLEXOS se calcula la generación de cada central, los requerimientos de operaciones obligadas a mínimo técnico, los costos marginales y la demanda de cada barra. De este modo, el estudio comprende 3 corridas de PLEXOS.

3. Resultados de las simulaciones

3.1 Estrategia de compras de GNL

La figura 1 muestra, para el Caso Base, el volumen promedio de GNL generado en las centrales termoeléctricas. Dependiendo de la hidrología, el volumen de GNL varía entre 9,8 MMm³/d, correspondiente a una hidrología húmeda, hasta 14,9 MMm³/d que corresponde al volumen consumido en una hidrología seca; en promedio el volumen demandado sería de 14 MMm³/d.

Un terminal de GNL puede definir el volumen de GNL que comprará en modalidad *take or pay*, según el nivel de riesgo que desee asumir. Una compra agresiva de GNL inflexible será definida para valores superiores a la media, mientras que una estrategia conservadora, preferirá niveles por debajo de la media, en particular, volúmenes no superiores al correspondiente a una hidrología húmeda, unos 9,8 MMm³/d.

Puesto que este estudio busca identificar las peores condiciones de suministro del sistema, se asumirán estrategias, más bien extremas. En la primera estrategia, se asume que toda la compra de GNL es flexible y se hace en el spot, de modo que no se restringe el volumen disponible de GNL, sin embargo, se incluye una sobreprima techo en el precio⁸. Este costo se suma al precio del GNL considerado por el Coordinador en sus bases. El nuevo precio del GNL flexible se escogió considerando que la cota superior del precio del GNL lo representa el precio del petróleo. Debido a que el petróleo es el sustituto del GNL, una práctica común en la industria es fijar el precio del GNL teniendo como referencia techo el índice Brent. Para este estudio se usó una sobreprima de US\$2/MMBTU, lo que da cuenta de un precio del GNL de poco más de US\$70/b. En la práctica esta sobreprima podría ser inferior, pues dependerá de la premura de la compra.

La segunda estrategia, es conservadora, pues asume una compra de GNL en modalidad *take or pay*, de 9 MMm³/d, y la tercera, aún más conservadora de 6 MMm³/d, entre 6 y 33 por ciento por debajo del volumen que se consumiría en la hidrología más húmeda de la muestra. Cabe señalar que aún el volumen más bajo de compras de GNL de 6 MMm³/d excede en un 35% el volumen mínimo, en modalidad *take or pay*, equivalente a un promedio anual de 5 MMm³/d presente en

⁷ PLEXOS es el modelo utilizado por el Coordinador Eléctrico Nacional para la optimización horaria del despacho de las unidades del sistema.

⁸ Un supuesto similar al tomado en Coordinador (2020a), pero esta vez, se considera que el comprador paga una prima por comprar en el Spot.

los actuales contratos de GNL⁹. En ambos casos se asumió que no hay compras spot de GNL, un supuesto fuerte, si se considera que Argentina compra el 100% de su GNL en este mercado.

Por último, a fin de chequear el impacto en la seguridad del sistema, se reportan los resultados para una hidrología seca.

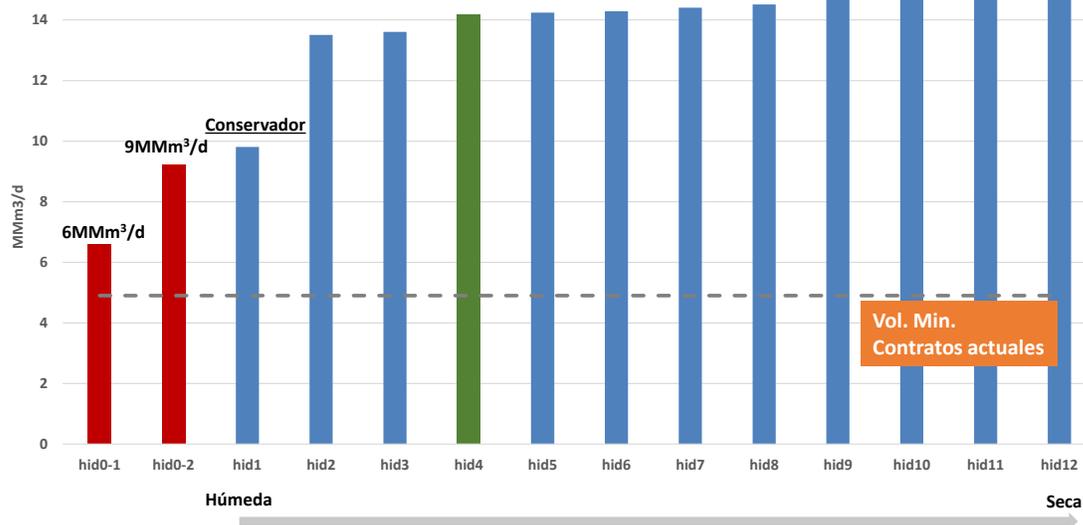


Figura 1. Volúmenes de GNL por hidrología (Caso Base).

3.2 Generación de las centrales

La tabla 1 muestra, para una hidrología seca, los volúmenes de GNL consumidos cada caso. También muestra que no hay falla en el suministro del sistema.

	GNL Spot		GNL con volumen limitado	
	sin prima (CB)	con prima	9 MMm³/d	6 MMm³/d
Falla en el suministro (MWh)	----	----	----	----
Consumo de GNL (MMm³/d)	14,2	13,9	8,9	6,3

CB: caso Base

Tabla 1. Falla y consumo promedio de GNL (en MMm³/d).

La figura 2 muestra la generación de las centrales según el tipo de tecnología. Se aprecia que a medida que el GNL disminuye su disponibilidad, sólo se logra que aumente la generación en base a petróleo.

⁹ Coordinador (2020b).

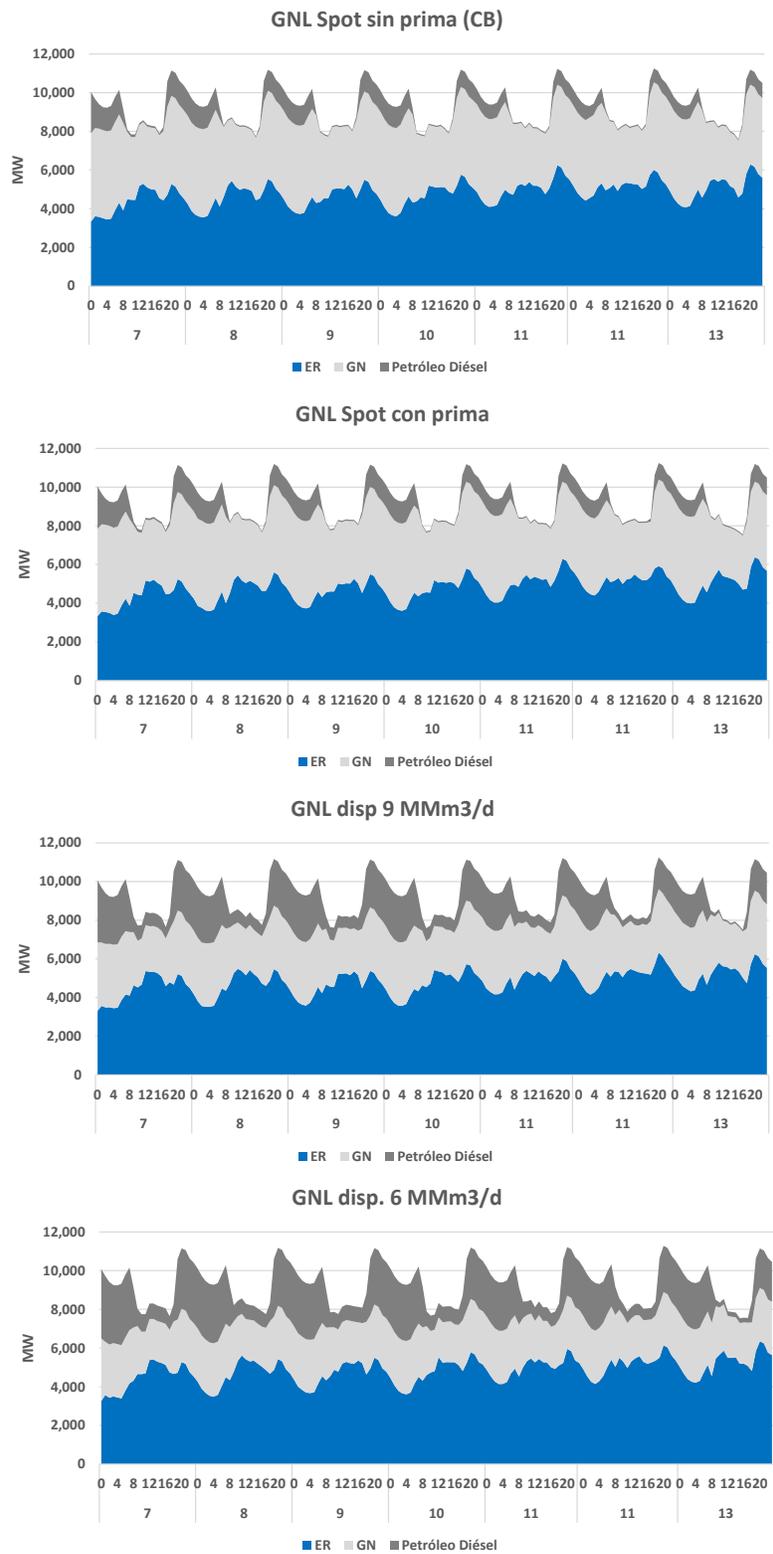


Figura 2. Despacho de las centrales según el tipo de tecnología en una hidrología seca (abril 2026).

La figura 3 muestra la generación en base a GNL, Petróleo y Gas Natural de Argentina (GN-A). Se aprecia que si el GNL es flexible comprado con una prima en el spot, el volumen consumido de GNL y de petróleo es prácticamente el mismo al del Caso Base. En cambio, en la medida que las compras de GNL disminuyen, éste es sustituido por el petróleo.

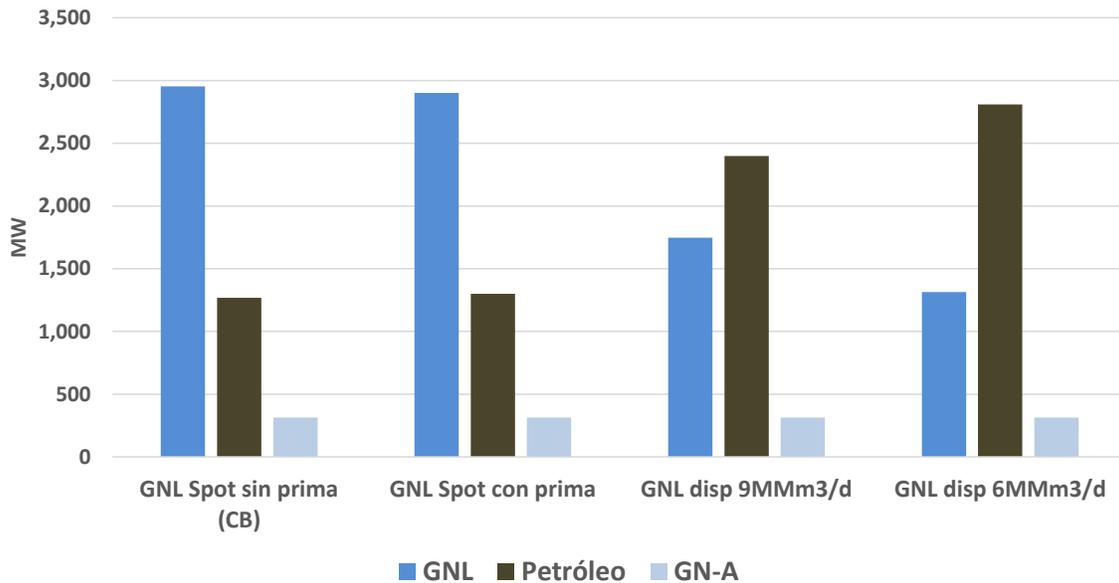


Figura 3. Generación en base a gas y petróleo en una hidrología seca (abril 2026).

3.3 Costos de suministro

La tabla 2, muestra, para la semana en estudio, los costos de suministro de cada escenario en una hidrología seca. Dependiendo de la estrategia de compras de GNL, los costos de suministro pueden elevarse hasta 35% por sobre el Caso Base.

	GNL Spot		GNL disponibilidad limitada	
	sin prima (CB)	con prima	9 MMm ³ /d	6 MMm ³ /d
Costo suministro	72,4	77,5	87,1	95,5
Mayor costo c.r Caso Base		7%	20%	35%

CB: caso Base

Tabla 2. Costos de suministro semana de abril de 2026 (en MMUS\$).

3.4 Costo marginal de la energía

La tabla 3, reporta, para una condición seca, el promedio del costo marginal horario en la barra Quillota 220 kV para cada caso simulado y en la fila a continuación, se muestra el aumento porcentual respecto del Caso Base. El costo marginal promedio en el Caso Base es de US\$140/MWh, mientras que en los casos con la disponibilidad de GNL limitada a 9 y 6 MMm³/d, el precio sube a 174 y 178 dólares, 24 y 28% por sobre el valor del Caso Base, respectivamente. Por su parte, en el caso con GNL flexible el precio es de US\$163/MWh, 16% por sobre el Caso Base, un aumento atribuible a la sobreprima techo que se impuso con el fin de dar cuenta de la flexibilidad requerida.

	GNL Spot		GNL disponibilidad limitada	
	sin prima (CB)	con prima	9 MMm ³ /d	6 MMm ³ /d
Costo marginal promedio (US\$/MWh)	140	163	174	178
Incremento c.r Caso Base		16%	24%	28%

Tabla 3. Costo marginal promedio del sistema en Quillota 220 kV (en US\$/MWh).

La figura 4 siguiente, grafica los costos marginales horarios de la semana estudiada. Se aprecia que el costo marginal es prácticamente nulo en las horas solares, mientras que en el resto de las horas el precio es dado por turbinas o motores operando con petróleo.

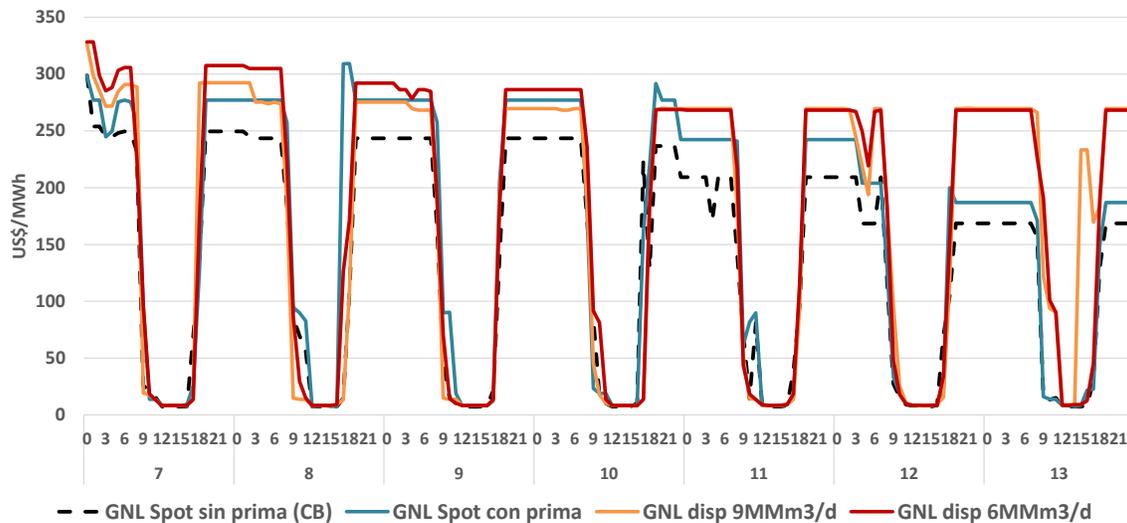


Figura 4. Costos marginales horarios en una hidrología seca (abril 2026).



4. Conclusiones

Este estudio muestra que la eliminación del estado de GNL inflexible no agrega riesgos a la seguridad de abastecimiento del sistema. Para confirmarlo, se simuló la operación del sistema en un escenario de alto estrés, como lo es la descarbonización acelerada, y se consideraron diferentes estrategias de compra de GNL.

Si bien, las diferentes estrategias de compra de GNL modifican el mix de consumo de GNL y petróleo, no hay evidencia de una falla en el suministro en la semana que el Coordinador identificó como la más crítica para el suministro. Los resultados muestran que bajo un escenario de descarbonización acelerada y de manera independiente a la estrategia de compra de GNL, las centrales a gas natural ocuparán el lugar dejado por las centrales a carbón. Así, las unidades a gas pasan a ser prácticamente unidades de base, generando a plena capacidad en las horas en que el sol no alumbra, y a mínimo técnico en el resto del día. La menor generación renovable en las horas no solares requerirá además, el uso masivo del parque de centrales a petróleo, combustible que también se requiere en reemplazo del carbón. Como consecuencia, los costos marginales en el bloque solar decrecen fuertemente en las horas solares, mientras que en el resto de las horas quedan definidos por la operación de unidades a petróleo, dejando un promedio que fluctuaría entre 140 y 180 dólares, dependiendo de la estrategia de compra de GNL.

Por otro lado, considerando el fuerte aumento del consumo de gas en generación, en un escenario de descarbonización acelerada, las cláusulas del tipo *take or pay* serán menos riesgosas, pues, estarán asociadas a menores riesgos de vertimiento, respecto de la situación actual. Es así que, en este escenario, un terminal de GNL, cuyo objetivo es maximizar sus ventas, tendrá fuertes incentivos a contratar importantes volúmenes de GNL, incluso mayores a los supuestos en este estudio¹⁰.

Finalmente, y quizás más importante, los generadores al definir su estrategia de compras buscarán maximizar su utilidad, según sus propias restricciones de riesgo, no siendo del todo claro, que sus compras coincidan con el óptimo para el sistema.

¹⁰ Considerando el fuerte aumento del consumo de gas en generación, un terminal de GNL tendrá incentivos a contratar volúmenes incluso mayores a los supuestos en este estudio. Los mismos terminales de GNL analizarán ampliar su capacidad de almacenamiento, o bien nuevos inversores desafiarán a los incumbentes, ya sea con nuevos terminales de GNL o nuevas tecnologías. Tampoco se ha considerado una respuesta de los productores argentinos, que ante los altos precios podrían seguir ofertando gas en calidad interrumpible.



Referencias

1. Colbún, 2020, Sesión N°2 de la Norma Técnica de GNL, presentación a Comité Consultivo.
2. Coordinador, 2020a, Análisis de la Operación y Abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional de Chile en un escenario de retiro total de centrales a carbón al año 2025, Coordinador Eléctrico Nacional, septiembre de 2020.
3. Coordinador, 2020b, Estudio de Proyección de generación de unidades en el sistema Eléctrico Nacional, Coordinador Eléctrico Nacional, versión preliminar de agosto de 2020.
4. GNLChile, 2020, Sesión N°4 de la Norma Técnica de GNL, presentación a Comité Consultivo Especial, noviembre.
5. Palacios G., 2020, Sesión N°4 de la Norma Técnica de GNL, presentación a Comité Consultivo Especial, noviembre.



Anexos: Bases

Las bases Plexos del estudio de Descarbonización 2025, en su versión del 2 de octubre de 2020, se pueden encontrar en el sitio web del Coordinador:

<https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudio-de-operacion-y-desarrollo-del-sen-sin-centrales-a-carbon/base-datos-estudio-operacion-y-desarrollo-sen-sin-centrales-a-carbon/>

El caso en donde el GNL se compra en el Spot, se obtiene incrementando el precio del GNL en US\$2/MMBTU (con un límite de US\$12/MMBTU).

En los casos con disponibilidad de GNL limitada, las centrales operan con GNL o diésel según se indica en la tabla. Aquellas centrales que no aparecen en la tabla conservan la disponibilidad programada en las bases del Coordinador.

	Disp. GNL 6 MMm3/d	Disp. GNL 9 MMm3/d
CTM3 GNL	diésel	GNL limitado 218 MW
Kelar_GNL	GNL limitado 484 MW	GNL limitado 511 MW
U16 GNL	diésel	GNL limitado 310 MW
Nehuenco 1	diésel	Diésel
Nehuenco 2	diésel	Diésel
San Isidro 1	GNL	GNL
San Isidro 2	GNL	GNL
Colmito	Diésel	Diésel
Candelaria CA 1	Diésel	Diésel
Candelaria CA 2	Diésel	Diésel
Quintero CA 1	Diésel	Diésel
Quintero CA 2	Diésel	Diésel
Taltal 1	Diésel	Diésel
Taltal 2	Diésel	Diésel

Tabla 4. Disponibilidad de las centrales a GNL



Central	Potencia MW
Andina	150
Angamos 1	230
Angamos 2	234
Bocamina 1	109
Bocamina 2	274
Campiche	242
Cochrane 1	233
Cochrane 2	233
Guacolda 1	136
Guacolda 2	129
Guacolda 3	138
Guacolda 4	141
Guacolda 5	138
Hornitos	151
Mejillones 1	135
Mejillones 2	134
N. Tocopilla 1	122
N. Tocopilla 2	118
Nueva Ventanas	238
Santa María	308
Tocopilla U14	122
Tocopilla U15	110
Ventanas 1	93
Ventanas 2	154
Total	4.071

Tabla 5. Centrales a carbón conectadas al sistema.