



Gas natural licuado regasificado gestionable en el sistema interconectado

BdE Spa*

Noviembre de 2021

* Estudio financiado por la Sociedad de Canalistas del Maipo, HidroMaule, GPE y Besalco.



Resumen

A inicios de septiembre, el Coordinador implementó una nueva metodología que le permite programar el uso de volúmenes de Gas Natural Licuado Regasificado (GNLR), que, según sus propias proyecciones, pudieran enfrentar restricciones de almacenamiento en el corto plazo. En términos simples, el Coordinador puede priorizar a su arbitrio la operación de las centrales termoeléctricas a gas, respecto de las otras unidades interconectadas al sistema. Según el Coordinador, la iniciativa reforzaría las medidas incluidas en el reciente decreto preventivo de racionamiento¹, pues, a su juicio, minimizaría las restricciones de capacidad de infraestructura en la regasificación del GNL.

A diferencia de la norma vigente², que permite que sean los mismos generadores quienes definen cuáles volúmenes podrían ser inflexibles, es el Coordinador —que en base a sus proyecciones— determina los volúmenes semanales de GNL que deben tener prioridad en la generación y que, en una segunda etapa, son asignados horariamente mediante técnicas de optimización. Un mecanismo muy similar a la propuesta hecha por la CNE a mediados de este año, base de la nueva norma técnica de operación de las unidades a gas³.

En la práctica, la aplicación de la nueva metodología ha implicado una importante generación obligada de las centrales a gas, traducándose en una brusca caída de los precios spot del sistema interconectado y desacoplándolos de los precios internacionales de los combustibles fósiles, que han alcanzado sus máximos históricos.

Las simulaciones de la operación muestran que la aplicación de la metodología del Coordinador provocó, entre el 4 y 30 de septiembre, una colocación forzada de un promedio de 6 MMm³/d de gas, implicando una menor generación en base a gas flexible con precio, carbón e hidroelectricidad. También derivó en que el precio spot en la barra de Quillota 220 KV, cayera en US\$31/MWh, un 33% por debajo de los precios que deberían haber resultado de un despacho sin restricciones de colocación forzada del gas.

En ese mismo período, el cambio en los despachos y en los precios spot del sistema interconectado alteró las transacciones comerciales entre los generadores. Los generadores que fueron asignados por el Coordinador con generación obligada a gas, redujeron sus compras de energía en el spot en, al menos, un total de 29 MMUS\$, un 42% menos que las compras que se habrían hecho de no existir la restricción de gas. Estas menores compras de energía se reflejaron como menores ventas de los generadores excedentarios, en su mayoría centrales de energía renovable.

La nueva metodología no abordó la problemática de fondo que se ha discutido en el sector, la cual se refiere a la modelación de las flexibilidades en las compras de GNL, como, por ejemplo, el desvío de buques hacia otros terminales internacionales, el *make-up LNG* o el retraso en la llegada de los buques; resultando, en la práctica en un mecanismo similar a las declaraciones de volúmenes inflexibles, que ya están presentes en la norma técnica vigente desde 2019. De hecho, al comparar con la aplicación de la metodología de GNL inflexible, los impactos son del mismo orden. La

¹ DS-51 (2021).

² RME-376 (2019).

³ CNE (2021).



metodología tampoco discute el impacto que puede tener en el equilibrio costo-eficiente del sistema interconectado, la posición comercial de los generadores en sus decisiones de traer y regasificar GNL.

La nueva metodología implementada por el Coordinador reduce el riesgo de descalce que podría existir entre las compras de volúmenes de GNL y el despacho de las unidades a gas, sin embargo, entrega señales erradas al mercado. De un lado, entrega una injustificada señal de abundancia de energía, pues, desacopla el precio spot de energía de los precios internacionales de los combustibles. Del otro, trae consecuencias no buscadas en el largo plazo, pues actúa como una suerte de límite superior en el precio spot de la energía en condiciones de escasez; implicando atrasos en las decisiones de inversión en nuevas centrales y en sistema de almacenamiento.



Índice

1. <i>Introducción</i>	5
2. <i>Análisis conceptual de la metodología del GNL-X gestionable</i>	5
2.1 Metodología del Coordinador.....	5
2.1 Planteamiento matemático	7
2.2 Variables duales o precios sombra.....	9
3. <i>Deficiencias de la metodología el Coordinador</i>	9
3.1 Costo de oportunidad nulo del GNL.....	9
3.2 Conectividad de los embalses ficticios de GNL	10
3.3 Flujo de gas para generación	10
3.4 Incentivos a declarar un mayor volumen de GNL disponible.....	10
3.5 Desacople de los precios internacionales	10
4. <i>Casos estudiados y metodología del estudio</i>	11
5. <i>Verificación de los efectos económicos</i>	13
5.1. Operación.....	13
5.2. Costos de la operación	14
5.3. Precio spot de la electricidad.....	15
5.4. Balances físicos y valorizados de las transacciones spot de energía.....	15
6. <i>Discusión sobre la programación de volúmenes de GNL</i>	17
6.1 Las flexibilidades del GNL.....	17
6.2 El efecto de la posición comercial de un generador en su decisión de regasificar GNL	18
6.3 Planteamiento del problema de optimización de corto plazo.....	19
6.4 El GNL-X como un costo no convexo.....	20
7. <i>Conclusiones</i>	21
<i>Referencias</i>	22
Tablas	
Tabla 1. Composición de la generación por tecnología del 4 al 30 de septiembre.....	13
Tabla 2. Costos de la operación del 4 al 30 de septiembre (en MMUS\$).....	14
Figuras	
Figura 1. Embalse ficticio de GNL-X.....	6
Figura 2. Precios spot e internacionales.....	11
Figura 3. Cambios en la generación respecto del caso “GNL-X con costo de oportunidad”.....	14
Figura 4. Costos marginales y generación en base a GNL-X.....	15
Figura 5. Balance físico de inyecciones y retiros en el spot del 4 al 30 de septiembre.....	16
Figura 6. Menores compras en el spot del 4 al 30 de septiembre.....	17
Figura 7. Flujo de decisiones involucradas al regasificar GNL.....	18
Figura 8. Planteamiento del problema de optimización de corto plazo.....	20
Figura 9. Curva de oferta del sistema interconectado.....	21



1. Introducción

En este estudio se analiza conceptualmente la nueva metodología aplicada por el Coordinador entre el 4 y 30 de septiembre, la cual pretende gestionar volúmenes de Gas Natural Licuado Regasificado (GNLR) que pudieran enfrentar restricciones de almacenamiento.

Para identificar los efectos que tuvo la metodología en la operación y en las transacciones comerciales de septiembre, se simuló la operación del sistema interconectado con las mismas bases del Coordinador, pero con diferentes supuestos en el costo de oportunidad del GNL identificado como gestionable por el Coordinador. También se compararon los resultados con un caso que considera el mismo volumen identificado con problemas de almacenamiento, pero inflexible horariamente. Los resultados se reportan para el período que va desde el 4 al 30 de septiembre.

El informe se organiza del siguiente modo. En la sección 2 se explica la metodología aplicada por el Coordinador y se hace un análisis conceptual de ella, mientras que en la sección 3 se describen sus principales deficiencias. La sección 4 describe los casos simulados y en la sección 5 se presentan los resultados. En la sección 6 se discute sobre la problemática de fondo asociada a las compras de GNL y a la decisión de regasificación, para lo cual se plantea un modelo con un equilibrio de mercado Nash-Cournot. Las conclusiones se presentan en la sección 7.

2. Análisis conceptual de la metodología del GNL-X gestionable

Durante septiembre, el Coordinador aplicó su metodología denominada como Gas Natural Licuado Regasificado (GNLR) gestionable, la cual, reemplazó la programación de volúmenes inflexibles de GNL, programados según la norma técnica con un costo variable nulo.

Según señala el propio Coordinador se busca gestionar el Gas Natural Licuado Regasificado (GNLR) que tiene restricciones de almacenamiento a través del costo de oportunidad de dicho combustible. Los criterios generales aplicados, son descritos por el Coordinador en GNL-X (2021).

2.1 Metodología del Coordinador

Según explica el Coordinador, en una primera etapa se identifica el volumen de GNL con bajas probabilidades de ser despachado en un período de seis semanas, el que luego se reparte entre las semanas según algún criterio⁴. Este volumen semanal de GNLR gestionable, también denominado como GNL-X, y que por la optimización del despacho no tendría colocación en el sistema interconectado, es el volumen de entrada en una etapa siguiente de optimización.

Una vez identificado el volumen semanal de GNL-X, este volumen se representa en el problema de optimización diario que resuelve el Coordinador con un horizonte semanal, en la forma de un volumen inicial de un embalse ficticio de GNL, al cual se le define con un “valor del agua” nulo, es

⁴ En su informe, el Coordinador no entrega mayores detalles de los criterios probabilísticos ni de la manera en que se distribuye semanalmente el volumen identificado.

decir, este gas no puede ser usado con posterioridad al horizonte del cálculo⁵. Adicionalmente, se incluye una restricción que obliga a que todo el volumen se use en la semana, dejándolo con una prioridad mayor que las centrales de energía renovable.

Definidas estas restricciones sobre el volumen del GNL-X, se optimiza su consumo horario según su precio sombra horario, el cual resulta negativo, pues previamente se le definió un costo nulo a este gas⁶, y en consecuencia, desplazará generación termoeléctrica y de embalses con valor del agua.

La siguiente figura muestra un esquema de la metodología.

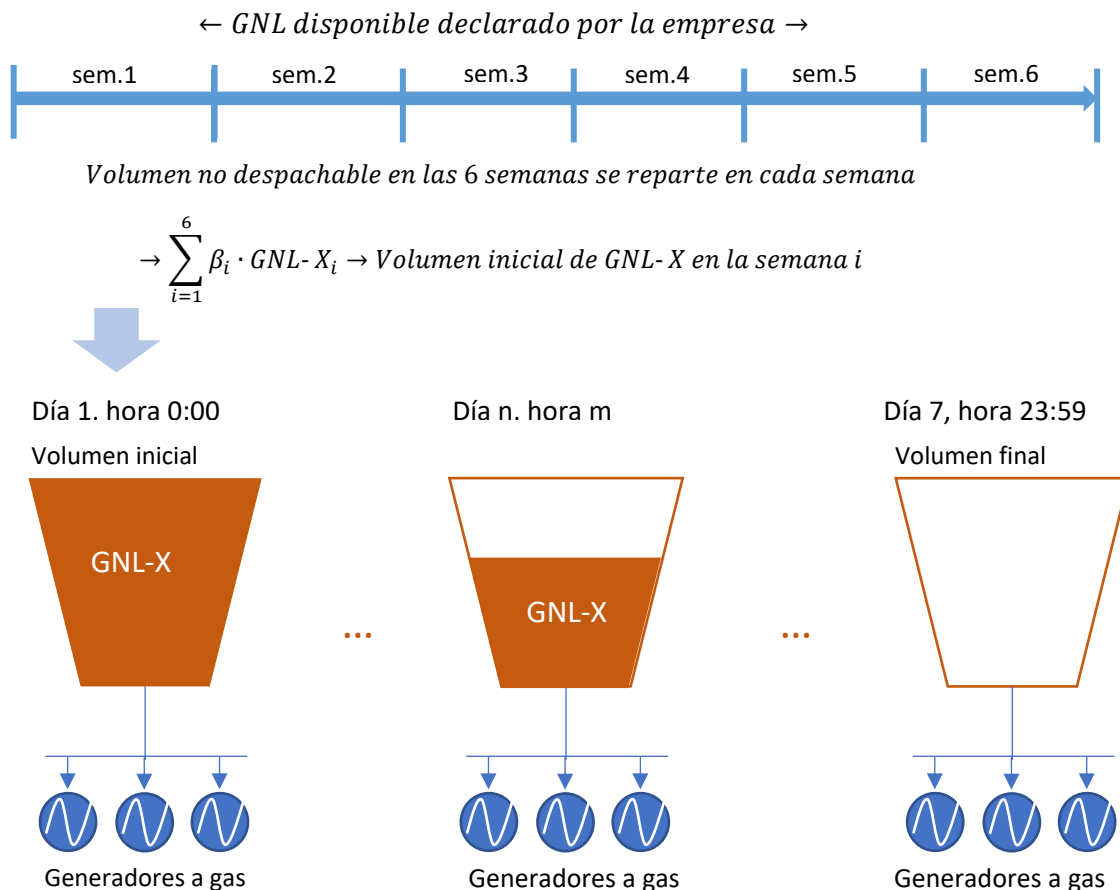


Figura 1. Embalse ficticio de GNL-X.

⁵ El valor del agua de un embalse, es el costo de oportunidad que tiene el sistema interconectado de usar el recurso hoy y no en el futuro. En el caso del embalse ficticio de GNL-X, al definir un “valor del agua” nulo se impone la preferencia temporal de usar todo el gas en la semana presente.

⁶ El precio sombra de una restricción incluida en un problema de optimización de ingeniería, refleja el costo para el sistema de incrementar en una unidad el valor de la restricción. En el caso del volumen de GNL-X el precio sombra resulta negativo, pues, dado que exógenamente se le definió un costo nulo a este gas, al incrementar en un metro cúbico el volumen disponible de este embalse, se desplaza generación termoeléctrica y de embalses, obteniéndose un ahorro para el sistema.

2.1 Planteamiento matemático

El Coordinador ejecuta diariamente y con un horizonte de siete días, un modelo que co-optimiza los costos de operación y falla más los costos relacionados con mantener y activar ciertos niveles de reservas en el sistema.

Para implementar su nueva metodología, el Coordinador define embalses ficticios de GNL-X, con un volumen inicial ya definido. La modelación planteada por el Coordinador sigue los planteamientos básicos de un problema clásico de planificación centralizada de corto plazo de un sistema eléctrico interconectado, pero con restricciones en los volúmenes de combustibles o de agua. Es importante notar que en Wood and Wollenberg (2014)⁷, utilizado como texto guía en la modelación del Coordinador, se asume que el suministro de gas es del tipo *take or pay*, sin posibilidades de gestión, es decir, se asume que la decisión de usarlo en el sistema interconectado ya está tomada. Sin embargo, en la realidad, los contratos *take or pay* son mucho más flexibles, pues, consideran una serie de opciones, entre ellas, cláusulas de *make-up* (postergar el consumo hacia los próximos años) o *demurrage* (retrasar la llegada del buque). Es más, un contrato *take or pay*, implica una obligación de pago pero no necesariamente conlleva una obligación física de consumo, el cual puede postergarse para próximas etapas⁸.

Para efectos de ilustrar la modelación hecha por el Coordinador y por simplicidad de notación, se representa un sistema únicamente térmico y sin restricciones en las centrales termoeléctricas, que derivan en costos no convexos. Tampoco se incluyen las subastas de los servicios complementarios de reserva. Adicionalmente se incluye un embalse virtual de GNL regasificado, GNL-X, que abastece una central termoeléctrica^{9,10}. El modelo simplificado se ilustra a continuación:

$$z^{GEN} = \min \sum_t^T \left(\sum_j^N c_j \times g_{t,j} \right) \quad (1)$$

$$\sum_j g_{t,j} = d_t \quad (2)$$

$$g_{t,j} \leq \bar{g}_j \quad (3)$$

$$g_{t,j} \geq 0 \quad (4)$$

$$Q_{t,G} \times \tau = V_{t,G} - V_{t-1,G} \quad (5)$$

⁷ Capítulo 5, Generation with limited energy supply, Wood and Wollenberg (2014).

⁸ Galetovic (2021).

⁹ Un modelo de optimización clásico de predespacho cuenta con una resolución horaria y toma en cuenta todas las restricciones operativas del sistema, como, por ejemplo: balance hídrico de los embalses, el funcionamiento térmico, las energías renovables, red de transmisión y la reserva operativa para el control de frecuencia. Algunas de estas restricciones son no convexas, como el “*unit commitment*” para las plantas térmicas, de modo que, se requiere un algoritmo de solución de programación entera mixta (MIP).

¹⁰ El problema real incluye el sistema hidroeléctrico, las energías renovables, la red de transmisión, más las restricciones de las plantas termoeléctricas, como, por ejemplo, costos de partida y parada y tiempos de actividad mínimo y de inactividad.

$$g_{t,G} = Q_{t,G} \cdot \tau \cdot \frac{1}{\eta} \quad (6)$$

$$V_{1,g} = Vol \quad (7)$$

$$V_{T,g} = 0 \quad (8)$$

$$c_G = 0 \quad (9)$$

Donde:

z^{CEN} costo de operación óptimo del sistema interconectado

$t = 1, \dots, T$ horas de la semana

$j = 1, \dots, G, \dots, J$ índices de las plantas térmicas

G = índice de la planta térmica con GNL-X

c_j costo variable de operación de la planta j

c_G costo de oportunidad de la planta G con GNL-X

$g_{t,j}$ energía producida por la planta j en la hora t

$V_{t,G}$ volumen de GNL-X disponible en la hora t

$Q_{t,G}$ volumen de GNL-X usado en la planta G y en la hora t

η constante que incluye el consumo específico de calor de la planta G

\bar{g}_j generación máxima de la planta j

d_t demanda en la hora t

τ duración temporal de la etapa

N número de plantas

Vol es el volumen de GNL-X al inicio de la etapa 1

El modelo tiene como variables de decisión la energía horaria despachada por cada central j . En la función objetivo en (1) los costos variables de operación de las centrales se representan por la expresión

$$c_j \times g_{t,j}. \quad (10)$$

El abastecimiento de la demanda se representa según la expresión

$$\sum_j g_{t,j} = d_t \quad (11)$$

El volumen de GNL-X usado en cada etapa y la correspondiente reducción del volumen embalsado se representa como

$$Q_{t,G} \times \tau = V_{t,G} - V_{t-1,G} \quad (12)$$



En cada etapa, la generación equivalente de la planta G que usa un volumen de GNL-X es

$$g_{t,G} = Q_{t,G} \cdot \tau \cdot \frac{1}{\eta} \quad (13)$$

El Coordinador define como nulo el costo de oportunidad del GNL-X para la semana, según

$$c_G = 0 \quad (14)$$

El volumen de GNL-X en la etapa inicial queda definido como

$$V_{1,g} = Vol \quad (15)$$

Adicionalmente, el Coordinador establece como condición de borde que todo el GNL -X sea usado al final de la semana

$$V_{T,g} = 0 \quad (16)$$

2.2 Variables duales o precios sombra

En el problema de optimización planteado en la sección anterior, el precio pagado por la energía es igual al aumento en el valor optimizado de la función objetivo planteada en (1) y asociada con el aumento en una unidad en la demanda. De este modo, el precio spot de energía corresponde a la variable dual λ_t de la restricción de demanda $\sum_j g_{t,j} = d_t$ planteada en (2).

Por su parte, el costo (ahorro) del sistema de incrementar el volumen de GNL-X al inicio de la semana, Vol , es igual al aumento (reducción) en el valor optimizado de la función objetivo. Entonces, la variable dual λ_G , asociada a la restricción de volumen inicial de GNL-X, planteada en (7), entrega el precio sombra o costo marginal de la restricción de volumen de GNL-X.

Debido a que, exógenamente al modelo, el Coordinador define que el volumen semanal de GNL-X, Vol , tiene un costo de oportunidad, o “valor del agua nulo”, $c_g = 0$, planteada en (9), resulta un valor no positivo para λ_G . Es decir, en el margen, al aumentar el volumen inicial de GNL-X, se produce un beneficio para el sistema, el cual proviene de desplazar la generación de centrales con costos variables no nulos. Cabe indicar que el λ_G podría llegar a ser nulo, en el caso de desplazar generación de centrales renovables.

3. Deficiencias de la metodología el Coordinador

3.1 Costo de oportunidad nulo del GNL

El Coordinador en su metodología calcula el GNL que a su juicio no tendrá colocación en una ventana de 6 semanas. Para ello, realiza un simple balance que considera el stock inicial de GNL en los terminales, el tren de buques próximos a arribar, y las expectativas de despacho de las unidades a gas.

En general, el Coordinador no ha entregado mayores antecedentes que permitan replicar su cálculo. Por ejemplo, en su minuta no se mencionan los supuestos de la planificación, como, por ejemplo, la incertidumbre hidrológica considerada, o bien, la mantención de reservas adicionales en los embalses, según el decreto supremo preventivo de racionamiento. El Coordinador tampoco ha considerado otras opciones para los nuevos volúmenes de GNL, entre ellas: la activación de



cláusulas de *make-up LNG* presente en los contratos de suministro; el desvío de buques con GNL y su venta en otros mercados internacionales; o bien, la postergación en la llegada de los buques, opción conocida como “*demurrage*”.

Es así que, en la práctica, el volumen de GNL-X se convierte en un volumen inflexible, con un costo de oportunidad, o valor del agua, nulo, cuya única posibilidad de gestión, es su asignación en las horas de la semana. En consecuencia, la metodología aplicada por el Coordinador no reconoce la existencia de opciones reales en la gestión del GNL, que es el fondo en la problemática del GNL.

3.2 Conectividad de los embalses ficticios de GNL

Un barco de GNL puede derivarse desde un terminal hacia otro, lo que implica una suerte de conectividad entre los embalses ficticios de GNL, sin embargo, esta opción de gestión tampoco es modelada por el Coordinador. Tampoco se ha modelado la opción de distribuir la descarga del buque entre el terminal Quintero y Mejillones, o bien de recolocar el gas ya regasificado en un mercado secundario local.

3.3 Flujo de gas para generación

El gas se extrae desde el embalse de GNL-X según un consumo específico de calor, el cual depende de las centrales que se le conectan y de sus diferentes configuraciones. La minuta del Coordinador, sin embargo, no es clara en explicar cómo la modelación escoge la unidad y configuración que minimizan los costos de operación del sistema.

3.4 Incentivos a declarar un mayor volumen de GNL disponible

Debido a que el GNL-X es el GNL disponible que no tendría colocación en un despacho económico, en la práctica, actúa como un incentivo a declarar mayores volúmenes de gas disponibles, lo que redundaría en mayores volúmenes de GNL-X. Una situación que es exacerbada, pues, las declaraciones de disponibilidad de los combustibles en el sistema interconectado no son vinculantes.

3.5 Desacople de los precios internacionales

Si bien, no es una deficiencia de la metodología propiamente tal, produce efectos adversos al desacoplar los precios locales de los internacionales. En efecto, debido a que el volumen de GNL-X es en la práctica un volumen que debe ser colocado a todo evento en el horizonte semanal, impactando los precios spot de la energía a la baja. La gráfica siguiente muestra el precio spot del sistema interconectado, costo marginal de la energía, antes y luego de aplicar la metodología del GNL-X. En septiembre, luego del inicio de la aplicación del GNL-X, el precio spot en la barra de Quillota 220 kV, una de las principales barras del sistema, cayó en promedio US\$56/MWh, equivalente a US\$8/MMBTU, una caída de 52% respecto del promedio de agosto¹¹.

Como resultado, el precio spot del sistema interconectado y el valor del agua de los embalses se desacoplaron de los precios internacionales de los combustibles fósiles, los que se encuentran en

¹¹ El precio spot de electricidad y el valor del agua se muestra en términos del precio equivalente del gas quemado en una central de ciclo combinado.

sus máximos históricos a causa de la rápida recuperación de las economías mundiales. En efecto, en septiembre, el GNL spot rondaba un precio de US\$30/MMBTU y el precio del carbón alcanzaba los US\$8/MMBTU.

Los embalses también se desacoplaron de la sequía imperante, pues el valor económico de su agua cayó bruscamente luego de aplicada la metodología del GNL-X. Una situación que contraviene las disposiciones del decreto preventivo de racionamiento, entre cuyos principales objetivos está el de recuperar los principales embalses del sistema. En la figura se muestra el valor del agua del lago Laja, el más importante del sistema interconectado, cuyo valor del agua en septiembre cayó a poco menos de la mitad.

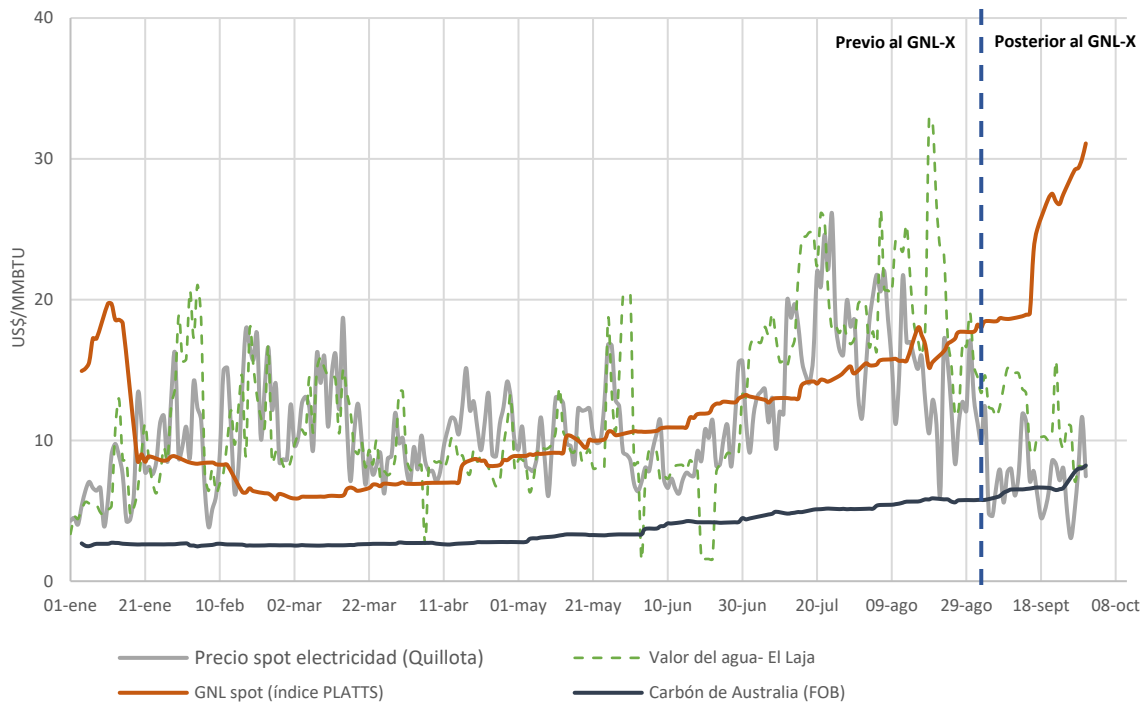


Figura 2. Precios spot e internacionales.

4. Casos estudiados y metodología del estudio

En el estudio se han usado directamente las bases elaboradas por el Coordinador entre el 4 y 30 de septiembre. De este modo, se actualiza toda la información entregada por los generadores respecto de la disponibilidad y precios de los combustibles, y en particular del GNL y su condición de suministro. Se considera la configuración actual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y las centrales y líneas que se incorporaron o retiran en el período.

Para el pre despacho, o programación horaria de las centrales, se usa el módulo de corto plazo de Plexos¹². Este modelo resuelve el problema de optimización, a través del planteamiento de una

¹² Plexos es el modelo utilizado por el Coordinador Eléctrico Nacional para la optimización horaria del despacho de las unidades del sistema.



programación mixta que combina variables continuas y enteras —en inglés *Mixed Integer Programming, mip*—. La modelación incluye la definición de embalses ficticios de GNL-X para las centrales a gas de Enel, Colbún, Engie y Tamakaya.

Para el período en estudio, se definen tres casos. En el caso “GNL-X con costo de oportunidad” no se acepta la condición de inflexibilidad definida por el Coordinador, de modo que se asume que todo el volumen de GNL-X declarado en esa condición tiene un costo de oportunidad, el cual, es igual al precio spot internacional del GNL; vale decir, el GNL es completamente flexible y la decisión de regasificarlo dependerá sólo de las necesidades del sistema interconectado.

El caso “GNL-X sin costo de oportunidad” considera la operación que resultaría de mantener los mismos volúmenes de GNL-X que fueron definidos con un costo de oportunidad semanal nulo por el Coordinador, es decir, el volumen debe ocuparse completamente durante la semana, y es el modelo el que optimiza su despacho horario. Este es el caso modelado y reportado por el Coordinador.

Un tercer caso muestra cómo habría sido la operación al programar el mismo volumen de GNL-X del caso anterior, pero, esta vez, definiendo exógenamente el volumen horario que se despachará, en base a un criterio de asignación pareja. En este caso, el volumen horario despachado es inflexible. Este caso se denomina “GNL-INF”¹³.

En los tres casos se asume que no hay cambios en el valor del agua de los embalses, de hecho, se toman los mismos valores reportados por el Coordinador (Caso “GNL-X sin costo de oportunidad”), calculados con el con el modelo de Programación de la Operación de Largo Plazo (PLP)¹⁴. Este es un supuesto conservador, pues, al no considerar la restricción de colocación obligada de los volúmenes de GNL-X, programados por el Coordinador durante septiembre y octubre, es probable que los valores del agua sean superiores y en consecuencia los nuevos precios spot del sistema interconectado.

El caso “GNL-X con costo de oportunidad”, que es equivalente a no considerar colocaciones obligadas de GNL-X, es el caso base y respecto de este caso se reportan los cambios en la operación, precios y balances comerciales. Los resultados se reportan para el período que va desde el 4 al 30 de septiembre.

¹³ En la práctica el Coordinador suele asignar horariamente los volúmenes de GNL inflexible, tratando de optimizar el volumen disponible.

¹⁴ El PLP es un modelo de despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión y utilizado en los estudios operativos de corto y mediano plazo. El modelo resuelve el problema y calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico llevando en cuenta los siguientes aspectos. La solución usa la técnica de programación dual estocástica (SDDP).

5. Verificación de los efectos económicos

5.1. Operación

La tabla 1 muestra la generación por tipo de tecnología para los tres casos y para el periodo que va del 4 al 30 de septiembre. El panel a) muestra la generación del periodo estudiado para cada tecnología, mientras que el panel b) reporta su correspondiente participación porcentual. El panel c) reporta las emisiones de CO₂ de cada caso.

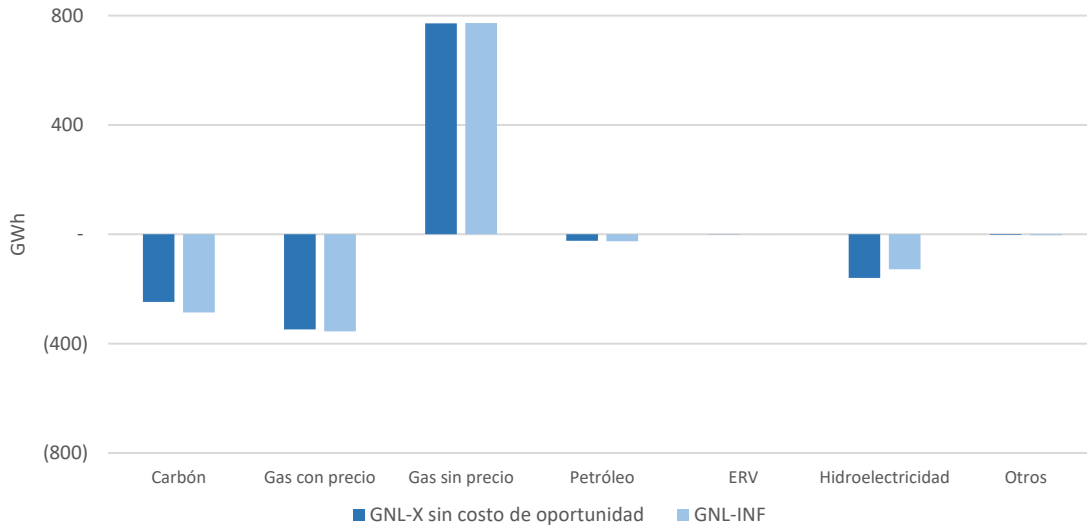
	GNL-X con costo de oportunidad	GNL-X sin costo de oportunidad	GNL-INF
a) Generación (GWh)			
Carbón	2.124	1.877	1.838
Gas con precio	535	187	180
Gas sin precio	----	772	773
Petróleo	40	16	14
ERV	1.651	1.651	1.651
Hidroelectricidad	1.215	1.056	1.087
Otros	198	196	195
Gas en exceso usado (GWh)		424	418
b) Participación (%)			
Carbón	37%	33%	32%
Gas con precio	9%	3%	3%
Gas sin precio	----	13%	13%
Petróleo	1%	0%	0%
ERV	29%	29%	29%
Hidroelectricidad	21%	18%	19%
Otros	3%	3%	3%
Combustibles	47%	50%	49%
Energía renovable	53%	50%	51%
c) Emisiones de CO₂ (MMtCO₂)			
Δ emisiones	2.7	2.8 ¹	2,8 ¹
		0,073	0,073

Notas:

¹Incluye el efecto de las menores emisiones debido al agua adicional embalsada.

Tabla 1. Composición de la generación por tecnología del 4 al 30 de septiembre.

La gráfica de la figura 3 muestra los cambios en la generación respecto del caso “GNL-X con costo de oportunidad”. Valores positivos indican un aumento en la generación, mientras que valores negativos indican lo contrario. La programación de GNL-X en el caso “GNL-X sin costo de oportunidad” permitió almacenar agua en los embalses y reducir la generación en base a carbón y GNL con precio. En efecto, la programación forzada de volúmenes de GNL-X, implicó una mayor colocación promedio de cerca de 772 GWh adicionales de gas forzado, equivalentes a un consumo de 5,7 MMm³/d. El gas forzado reemplazó 247 GWh de generación a carbón, 348 GWh de generación con GNL con precio, equivalentes a un consumo de 2,6 MMm³/d, y 159 GWh de generación hidroeléctrica. Los cambios no son muy diferentes al simular el caso “con GNL-INF”.



Nota: cambios en la generación respecto del caso "GNL-X con costo de oportunidad"

Figura 3. Cambios en la generación respecto del caso "GNL-X con costo de oportunidad".

5.2. Costos de la operación

El panel a) de la tabla 2 reporta los costos operaciones evitables, que se derivan del uso de combustibles, costos variables no combustibles, costos de partida y detención, y los costos relacionados con las emisiones de carbono. El panel b) representa beneficio adicional que se habría obtenido al poner el exceso de compras de GNL no regasificadas en el mercado spot internacional. El panel c) reporta el costo neto total.

	GNL-X con costo de oportunidad	GNL-X sin costo de oportunidad	GNL-INF
a) Costos evitables			
Costos variables	151,3	108,8	109,3
Costos de partida y detención	2,3	1,9	2,1
Costos por emisiones ¹	80,9	83,1	82,9
Total	234,6	193,9	194,3
b) Costo de oportunidad de las compras en exceso de GNL ²	-50,0	----	----
c) Total	184,5	193,9	194,3
Δ costos		9,3	9,8

Notas:

¹Las emisiones de CO₂ se valorizan a US\$30/tCO₂ según su costo social.

²Considera que el GNL comprado, pero no regasificado, se puede recolocar en el mercado spot a un precio neto de US\$16/MMBTU. Es importante señalar que este es un valor conservador, pues, durante septiembre el precio spot del GNL sobrepasó los US\$30/MMBTU.

Tabla 2. Costos de la operación del 4 al 30 de septiembre (en MMUS\$).

5.3. Precio spot de la electricidad

En la gráfica de la figura 4 se reportan los costos marginales de los tres casos, y en el eje secundario se incluye la generación diaria de GNL-X. Si se compara con el precio spot que habría resultado de no aplicar la metodología del GNL-X, en septiembre, la generación obligada de GNL-X provocó una caída promedio del precio spot de US\$31/MWh, un 33% por debajo del precio que se habría tenido sin la programación de estos volúmenes.

Al repartir horariamente el volumen semanal de GNL-X e imponer su consumo a través de un costo variable nulo, caso GNL-INF, la caída del precio spot es bastante similar a la metodología GNL-X del Coordinador, unos US\$26/MWh, 29%.

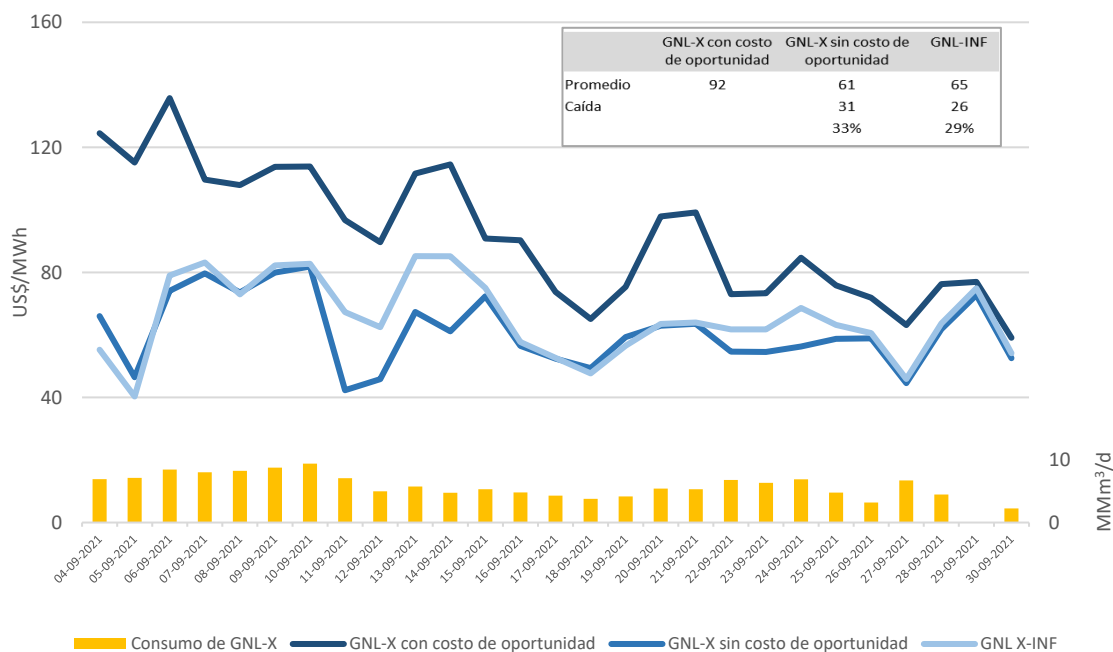


Figura 4. Costos marginales y generación en base a GNL-X.

5.4. Balances físicos y valorizados de las transacciones spot de energía

El balance comercial de inyecciones y retiros de cada generador en el spot, se obtiene de valorar las inyecciones de sus centrales generadoras y los retiros de sus clientes, al costo marginal de energía de la correspondiente barra del sistema. De este modo, si el valor neto es positivo, significa que el generador inyecta más energía al sistema de la que retira, por el contrario, si es negativo, retira más energía de la que inyecta con sus centrales. Es así que, para cada generador, el balance comercial de las compras o ventas de energía en el mercado spot se obtiene como,

$$\sum_i I_i \times cmg_i - \sum_j R_j \times cmg_j, \quad (17)$$

con I_i las inyecciones del generador en la barra i , R_j los retiros del generador en la barra j , cmg_i y cmg_j , los costos marginales en las barras i y j , respectivamente. El balance se calcula

mensualmente y se hace considerando todas las horas del mes. Cabe señalar que la expresión (17) no considera las ventas a clientes por contratos de suministro de energía. Tampoco se han considerado los contratos de suministro entre generadores¹⁵.

La figura 5 muestra los balances de energía de los generadores a las que el Coordinador les asignó volúmenes de GNL-X durante septiembre; estas empresas concentran el mayor volumen de contratos de suministro, y en consecuencia, son los principales compradores de energía en el mercado spot. Las compras están representadas con valores positivos, de modo que valores negativos indican ventas en el spot. Colbún, Enel y Engie reducen sus compras en el spot en un total de 402 GWh, mientras que Tamakaya es la única empresa que las aumenta en 59 GWh, quedando un total neto de menores compras de 343 GWh. La situación de Tamakaya se explica, pues, Kelar fue asignada con GNL-X sólo el 27 de septiembre, mientras que en el resto del mes parte de su generación fue reemplazada por las unidades asignadas con GNL-X; al desaparecer el GNL-X, Kelar aumenta su despacho y por ende se reducen las compras de Tamakaya.

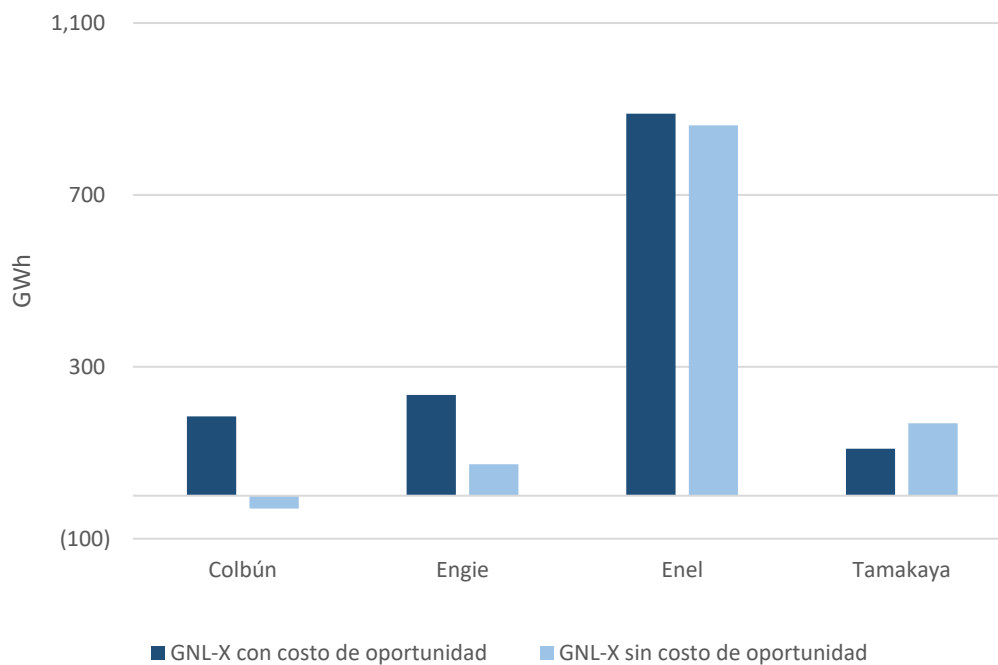


Figura 5. Balance físico de inyecciones y retiros en el spot del 4 al 30 de septiembre.

Por su parte, la figura 6, reporta las menores compras en el spot de los generadores asignados con GNL-X por el Coordinador durante septiembre. Las menores compras están representadas con valores positivos, de modo que valores negativos indican un aumento de ellas. Se aprecia que Colbún, Enel y Engie redujeron sus compras en un total 36 MMUS\$, mientras que Tamakaya las aumentó en 7 MMUS\$, resultando un total neto de menores compras de 29 MMUS\$, un 42% menos respecto de las compras que habrían resultado de no existir la programación de volúmenes de GNL-

¹⁵ Los contratos de suministro que podrían existir entre generadores, corresponden a acuerdos privados con condiciones contractuales que no son de conocimiento público.

X. Estas menores compras de energía se reflejan como menores ventas de los generadores excedentarios, en su mayoría centrales de energía renovable.

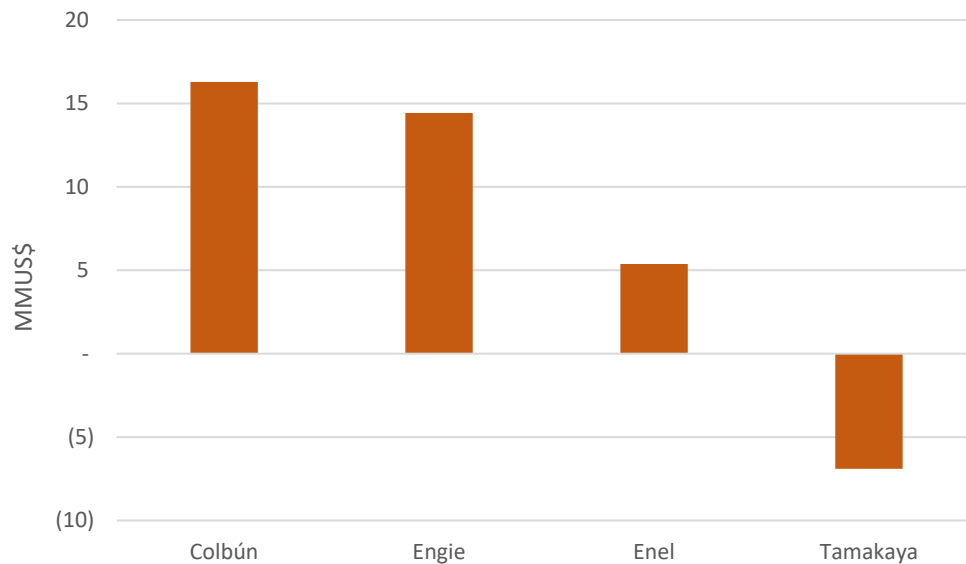


Figura 6. Menores compras en el spot del 4 al 30 de septiembre.

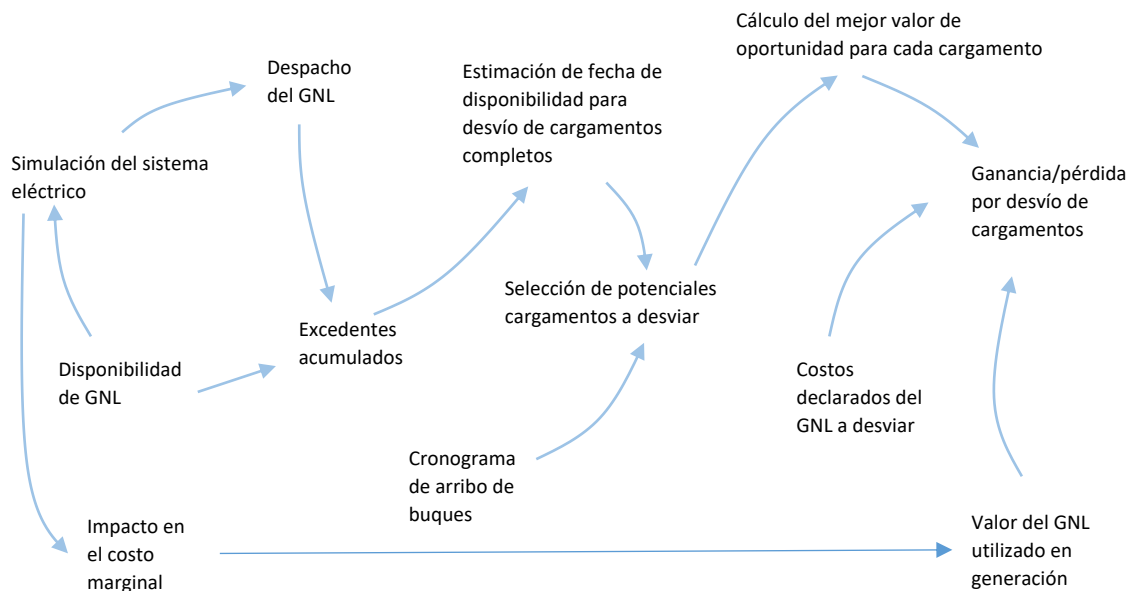
6. Discusión sobre la programación de volúmenes de GNL

6.1 Las flexibilidades del GNL

Pourteau (2021a) afirma que el mercado del GNL es relevante, con transacciones de más 360 millones de toneladas por año (mtpa), casi similar en tamaño al del acero con 436 millones de toneladas comercializadas internacionalmente en 2020. La capacidad global de licuefacción es de 454 mtpa, y la de regasificación es de 947 mtpa y con una flota global de más de 640 buques con una capacidad total de carga de 95 millones de toneladas. En 2020, prácticamente un 40% del volumen fue transado en el spot o en contratos de corto plazo. Esto es posible gracias a un número de factores.

Según Pourteau, el mercado del GNL es cada vez más dinámico y flexible. Se ha aumentado la capacidad de exportación de GNL y los Estados Unidos han aparecido con un novedoso modelo de negocios de *tolling*. Aumentó la capacidad de regasificación y aparecieron importantes volúmenes de capacidad ociosa, lo que permite que cada vez más países, entre ellos Argentina y Brasil, estén comprando GNL en una modalidad spot. Las cláusulas que fijan un destino, están siendo reemplazadas por una destinación flexible, junto con la aparición del *reloading*, que permite volver a cargar el gas en un terminal de regasificación, o bien, la opción de retrasar buques. Por otra parte, Singapur, Japón y China se están consolidando como nuevos *hubs* de gas natural y GNL, facilitando las transacciones y compitiendo entre ellos. La flota de buques dedicados al transporte de GNL y que no está asociada a contratos de largo plazo ha crecido significativamente. Finalmente, ya han aparecido *Portfolio Players* y han ingresado las grandes casas de trading de *commodities* en las transacciones del GNL.

La figura 7 esquematiza el flujo de decisiones involucradas con la decisión final de un generador de traer un buque de GNL ya comprado. El buque puede ser retrasado, o bien, desviado a otro mercado internacional. En su decisión el generador optimizará su posición comercial según el criterio que mejor represente cuán averso es al riesgo.



Fuente: Pourteau (2021b).

Figura 7. Flujo de decisiones involucradas al regasificar GNL.

6.2 El efecto de la posición comercial de un generador en su decisión de regasificar GNL

Según se ha mostrado, la metodología del Coordinador abarata artificialmente la curva de oferta del sistema interconectado, deprimiendo los precios spot de la electricidad. En efecto, en septiembre, luego de aplicada la metodología los precios se deprimieron a un promedio de 9 US\$/MMBTU¹⁶, sin embargo, la respuesta de un generador con centrales a gas dependerá de su posición comercial.

Si el generador en base a gas no tiene compromisos comerciales, preferirá revender su gas en el mercado spot internacional, actualmente con precios mucho mayores a US\$9/MMBTU, o bien, podría contraer su oferta de modo de aumentar sus ingresos en el spot. Por el contrario, si el generador tiene importantes compromisos comerciales que exceden la oferta de su energía con su propia generación, su decisión de compra de GNL o de regasificación del GNL ya comprado, dependerá de cómo se vea afectado su margen comercial, o bien, de cuán probable vea la falla del

¹⁶ Es el precio equivalente del gas quemado en un ciclo combinado.



sistema, equivalente a un valor económico de US\$115/MMBTU¹⁷. De este modo, si el generador es averso al riesgo y sus expectativas de una falla en el sistema son altas, preferirá comprar GNL en el mercado spot aun cuando su precio supere el precio spot de la electricidad, limitando con ello su exposición al riesgo de falla.

6.3 Planteamiento del problema de optimización de corto plazo

Según el esquema presentado en la figura 7, ya comprado el buque de GNL, el generador optimizará sus beneficios comerciales, tomando en cuenta las opciones permitidas por su contrato de compra de GNL y el impacto en su margen comercial al regasificarlo y usarlo obligadamente en el sistema interconectado.

El planteamiento del problema de corto plazo que enfrenta el generador se puede esquematizar según la figura 8 siguiente. Una vez comprado el barco con un volumen Vol de GNL, las firmas que compran gas optimizarán individualmente su margen comercial en el spot, z^G , según algún criterio que dé cuenta de sus preferencias de riesgo, como, por ejemplo, algún criterio de riesgo extremo de cola del tipo $CVaR$. De este modo, las firmas escogen el volumen de gas $\alpha \cdot Vol$ que recolocarán, ya sea, en algún otro período, según sus cláusulas *make-up LNG*, o bien, en el mercado internacional.

Es así que, $(1 - \alpha) \cdot Vol$, será el volumen regasificado de gas que se usará en el mercado local y que el Coordinador optimizará se modo de minimizar los costos evitables del sistema interconectado, z^{CEN} , pero sujeto a la restricción de ocupar todo el volumen regasificado. Al simular la operación, se obtiene un nuevo perfil de generación de la central a gas, $g_{t,G}$, y un nuevo perfil de costos marginales cmg_t que retroalimentarán la evaluación privada de la firma, con lo cual, la firma llega a una nueva decisión respecto del volumen de gas $(1-\alpha) \cdot Vol$ que se regasificará. La firma realizará este ejercicio hasta llegar a la decisión que optimiza su posición comercial z^G .

Este tipo de equilibrio, en donde los mercados de electricidad presentan condiciones de competencia imperfecta han sido abordados desde hace un par de décadas mediante la aplicación de juegos oligopólicos de Nash-Cournot¹⁸. En particular, el reciente trabajo de Fernández, Muñoz y Moreno (2020) aborda el problema de las compras de GNL en el sistema interconectado de Chile. Los autores al plantear un equilibrio de Nash-Cournot, muestran que cuando las firmas que toman las decisiones de compras de gas no tienen contratos de suministro, un caso particular de una posición excedentaria en el spot, al maximizar sus utilidades tienen incentivos para ejercer poder de mercado y restringir las compras de gas. Si bien, el trabajo de los autores aborda sólo un caso particular de una posición excedentaria en el spot, en una situación deficitaria, y dependiendo del volumen de sus déficits, precios del gas e hidrología imperante, esas mismas firmas al maximizar sus utilidades podrían tener incentivos a comprar más gas que el óptimo, o bien, a comprar gas más caro que el precio spot equivalente del sistema interconectado.

¹⁷ El valor del primer tramo del costo de falla es de US\$850/MWh. Para efectos de comparación, se ha considerado el precio equivalente del gas en un ciclo combinado.

¹⁸ Véase la aplicación de Ventosa, Denis y Redondo (2002) en la expansión de sistemas de eléctricos de potencia.

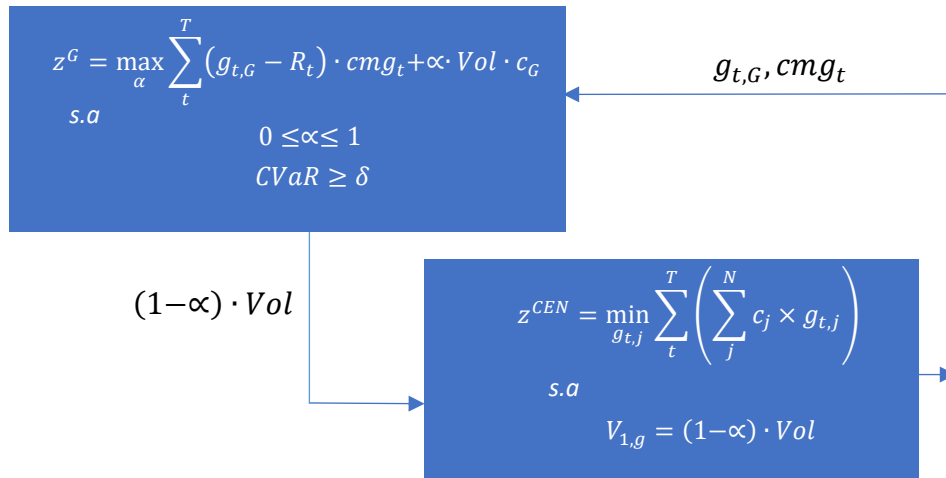


Figura 8. Planteamiento del problema de optimización de corto plazo.

6.4 El GNL-X como un costo no convexo

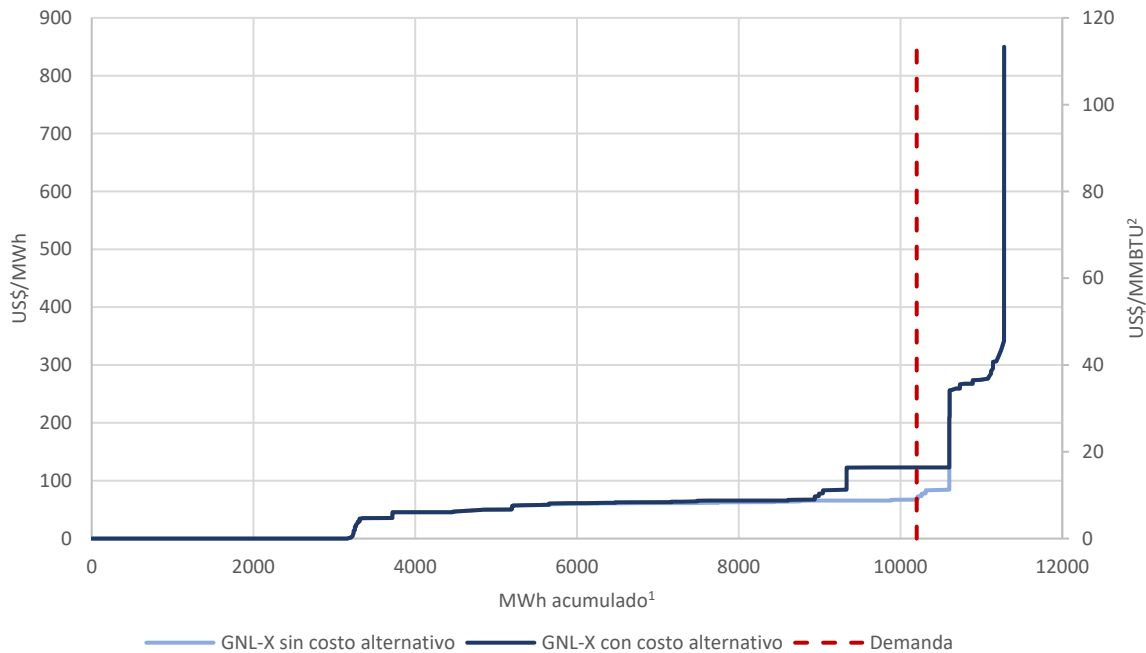
La decisión de usar un volumen inflexible de GNL es discreta y no una variable continua. La planta con un volumen inflexible de GNL regasificado, puede estar apagada o despachada, es decir, una opción cero-uno que no puede expresarse por unidad de energía. En buenas cuentas, se trata de un problema de optimización no convexo y según se muestra en PRI, Inostroza, Wolak y BdE (2018), los costos que se les asocian no son recogidos en el costo marginal de la energía, deprimiendo los precios spot de energía.

De este modo, la decisión de declarar volúmenes de GNL-X, o inflexibles, tiene efectos similares a las restricciones asociadas a la generación obligada de las termoeléctricas en sus niveles mínimos de operación; mientras mayor sea la generación que se le asocie, mayor será la reducción en los precios spot. En términos simples, cuando los generadores toman la decisión de declarar volúmenes de GNL inflexible en el corto plazo, la oferta de energía de las centrales termoeléctricas del sistema se abarata provocando una caída artificial en el precio spot.

Para explicarlo, en la figura 9 se muestra la curva de oferta del sistema interconectado del jueves 9 de septiembre a las 20:00 hrs. La curva en azul oscuro es la oferta sin la metodología del Coordinador, mientras que la curva celeste considera que las centrales a GNL-X son despachadas según la metodología implementadas por el Coordinador, es decir, en base al precio sombra de la optimización¹⁹. Para efectos de comparación con los precios del gas, en el eje izquierdo se ha puesto el precio equivalente del gas quemado en una central de ciclo combinado. La línea segmentada en color rojo muestra la demanda del sistema interconectado en esa hora.

¹⁹ En el caso de las centrales con GNL-X, el Coordinador calcula un nuevo costo variable, descontando al costo variable declarado el precio sombra obtenido de la optimización.

De la curva se puede apreciar que como consecuencia de la metodología del Coordinador, el precio spot cae casi a mitad en la zona de la demanda, unos 10.400 MWh en esa hora. También se puede notar lo riesgosamente apretado que estuvo el abastecimiento en esa hora, con casi todo el parque termoeléctrico disponible operando a plena carga. La reducida holgura en la oferta de centrales termoeléctricas se debe la programación de mantenimientos y desconexiones de las unidades termoeléctricas, y además, de la indisponibilidad por falta de combustible de una buena parte de las unidades a petróleo.



¹ Curva de oferta a las 20:00 hrs del 9 de septiembre.

² Precio equivalente del gas quemado en un ciclo combinado.

Figura 9. Curva de oferta del sistema interconectado.

7. Conclusiones

El volumen de GNL-X con restricciones de almacenamiento debe ser colocado a todo evento en un horizonte semanal, lo que deriva en impactos similares a los asociados a la programación de volúmenes inflexibles de GNL. Sin embargo, a diferencia del volumen inflexible definido en la norma técnica, es el Coordinador el que define el GNL-X semanal y su colocación horaria obedece a la resolución de un problema básico de planificación central que minimiza costos, dado un volumen de gas con costo de oportunidad nulo, el cual, debe ser usado a todo evento en un horizonte semanal.

La metodología implementada por el Coordinador reduce el riesgo de descalce que podrían existir entre las compras de volúmenes de GNL y el despacho de las unidades a gas, sin embargo, entrega señales erradas al mercado. De un lado, entrega una injustificada señal de abundancia de energía, pues, desacopla el precio spot de energía de los precios internacionales de los combustibles; implicando importantes transferencias de riquezas entre los generadores. Del otro, trae



consecuencias no buscadas en el largo plazo, pues actúa como una suerte de límite superior en el precio spot de la energía en condiciones de escasez; implicando atrasos en las decisiones de inversión en nuevas centrales y en sistema de almacenamiento.

Pueden existir aspectos de la operación que contribuyan a agravar el impacto de la programación de volúmenes de GNL con restricciones de almacenamiento. Por ejemplo, el impacto será diferente si la programación de estos volúmenes se hace en la madrugada o en las horas de punta del sistema, o bien, si esta operación obligada despeja la congestión en algunas líneas. Una situación que sólo confirma que la magnitud del impacto de las restricciones de almacenamiento, evidentemente reflejará el estrés del sistema.

Anteriormente, y con el fin de reducir los impactos que causan los volúmenes de GNL con restricciones de almacenamiento, se ha sugerido la ampliación del sistema de transmisión, sin embargo, no se ha mostrado la costo-eficiencia de esta solución. Además, hay otras soluciones que parecieran ser más simples y económicas, por ejemplo, comprar suministros de GNL con opciones de flexibilidad, usar las opciones *make-up* existentes en los actuales contratos *take or pay*, negociar con los actuales proveedores el desvío de cargamentos de GNL, aumentar la proporción de compras en el spot, invertir en una mayor capacidad de almacenamiento de gas, o bien, comprar la opción de flexibilidad al mismo sistema.

Las compras de volúmenes de GNL y la modelación de sus potenciales flexibilidades, que, en buenas cuentas, es la problemática de fondo que se ha discutido en el sector, no fue abordada por el Coordinador en su metodología. Al no evaluar los potenciales usos alternativos de los volúmenes de GNL, la aplicación de la metodología del Coordinador no es una garantía de que el suministro del sistema interconectado no esté incurriendo en costos innecesarios; más bien, concede a los compradores de GNL opciones gratuitas para poner su gas en el sistema interconectado, financiadas en buena parte por el resto de los generadores.

Referencias

- [1] CNE, 2021, Norma Técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen gas natural licuado regasificado, octubre de 2021.
- [2] DS-51, 2021, Decreto de Medidas Preventivas, Decreto Supremo N°51 del Ministerio de Energía, Diario Oficial, agosto de 2021.
- [3] Fernández M, F. Muñoz y R. Moreno, 2020, Analysis of imperfect competition in natural gas supply contracts for electric power generation: A closed-loop approach, *Energy Economics* 87 (2020) 104717.
- [4] Galetovic, 2021, Una nota aclaratoria sobre el significado de la cláusula *take-or-pay* en contratos de abastecimiento de GNL, enero.
- [5] GNL-X, 2021, Gestión de GNL con restricciones de almacenamiento a través de costos de oportunidad, Coordinador Eléctrico Nacional, septiembre de 2021.



[6] Pourteau M., 2021a, Desmitificando las inflexibilidades del mercado del GNL, Breves de Energía, julio de 2021.

[7] Pourteau M., 2021b, Oportunidades de flexibilidad en el mercado internacional de GNL, webinar organizado por la Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas (APEMEC) agosto de 2021.

[8] PRI, Inostroza, Wolak y BdE, 2018, Identificación y propuestas de mecanismos para recuperación de costos fijos de operación, estudio elaborado para la Asociación Gremial de Generadores (AGG), julio de 2020.

[9] RME-376, 2019, Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado, Resolución Exenta N°376, Comisión Nacional de Energía, junio, disponible en el sitio web de la CNE.

[10] Ventosa M., R. Denis, C. Redondo, 2002, Expansion Planning in electricity markets. Two different approaches, U. Pontificia de Comillas.

[11] Wood and Wollenberg, 2014, Power generation, operation, and control, tercera edición.