Gas natural licuado inflexible y su impacto en el Sistema Eléctrico Nacional

BdE Spa*

Cristián Marcelo Muñoz

Agosto de 2020

* Estudio financiado por HidroMaule, GPE, Eléctrica Puntilla, Besalco y Energía Llaima.

Resumen

El gas natural licuado (GNL) es una importante fuente de energía primaria en la producción de electricidad en Chile. De hecho, en 2019 cerca del 8,4% del total de la generación de electricidad provino del uso de este combustible.

Los generadores que operan sus centrales en base a GNL, generadores GNL, a diferencia de los otros combustibles fósiles, tienen asociada una normativa específica que les permite[1], de manera excepcional, declarar una parte de sus compras en calidad de "inflexible", dándoles prioridad, en el despacho programado por el Coordinador respecto del resto del parque generador. En buenas cuentas, estos generadores pueden utilizar su combustible en la operación de sus ciclos combinados declarando un costo variable nulo, abaratando la curva de oferta del parque generador y modificando el orden de mérito de las unidades[2]. La consecuencia práctica es que un ciclo combinado bajo una condición de inflexibilidad tiene la misma prioridad de despacho que una central de energía renovable.

Según se muestra en este estudio, en la práctica, la excepcionalidad en las declaraciones de GNL inflexible contemplada en la norma, no ha sido tal, pues en 2019 más de la mitad del GNL usado en generación fue declarado en modalidad inflexible — en lo que va corrido de 2020 la proporción es del mismo orden—. En términos de potencia generada, las declaraciones de GNL inflexible fueron equivalentes a una central generadora de un tamaño de 500 MW, poco menos de dos ciclos combinados, generando todo el año y con un costo variable nulo.

La norma concede gratuitamente una flexibilidad a los generadores GNL de colocar sus excesos de compra de GNL, los que, en un escenario de despacho eficiente, probablemente no habrían tenido colocación. Esta situación contrasta con la normativa aplicada al resto de las centrales termoeléctricas del sistema, basada en el costo alternativo del combustible. En particular, en el caso de las compras de carbón y petróleo, es el generador quien define sus compras de combustible y por lo tanto, asume el riesgo del costo financiero del combustible que no podrá usar, en caso de que sus centrales no sean despachadas por el Coordinador. Es así que, el generador tiene la señal adecuada para esforzarse en realizar compras eficientes de combustibles[3].

Las declaraciones de GNL bajo una condición de inflexibilidad tienen importantes implicancias en el mercado de corto plazo de la electricidad, mercado spot de transacciones entre generadores. De un lado, modifican la prioridad en el despacho eficiente de las centrales, pudiendo provocar vertimientos de energía renovable. Del otro, reducen los costos marginales de la energía del

---

[1] Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado, publicada por la Comisión Nacional de Energía en junio de 2019.

[2] Por orden de mérito se entiende el listado de las centrales ordenadas de menor a mayor costo variable de operación. En la confección de esta lista, el Coordinador considera los costos de combustible declarados por los propios generadores.

[3] Si bien, existe un mercado de transacciones spot de GNL, éste no presenta un dinamismo similar al carbón y petróleo, creándose una cierta rigidez en su posterior uso, lo que explica por qué las declaraciones de precios y disponibilidades de GNL son algo más complejas que el resto de los combustibles.

sistema e impactan las ventas de energía en el spot del resto de los generadores, en su mayoría generación renovable.

Este estudio se enfoca en los impactos de corto plazo que se derivan de las declaraciones de GNL inflexible en 2019, en particular, en los menores costos marginales del sistema. Para ello, y con el objeto de aislar el efecto del volumen de GNL inflexible, se simuló la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con diferentes grados de inflexibilidad, pero usando las mismas bases y modelos de optimización preparados por el Coordinador en ese año.

Los resultados muestran que, dependiendo del volumen de GNL inflexible que se declare, los costos marginales horarios en la barra Quillota 220 KV, una de las barras principales del sistema, caen en promedio entre 1,6 y 6,2 USD/MWh, 3% a 11% por debajo de los costos marginales que se obtendrían en un escenario sin GNL inflexible. En los casos con GNL inflexible, analizados en este estudio, el costo marginal promedio horario cae principalmente en las horas de punta, entre 5 y 14 por ciento, dependiendo del volumen de GNL inflexible que se declare.

La declaración de GNL inflexible también afecta la operación de los embalses, pues, los volúmenes embalsados aumentan entre 86 y 1.291 GWh, con un valor equivalente que fluctúa entre 3 y 52 millones de dólares.

Por su parte, los balances comerciales de las transferencias valorizadas de energía caen, de manera agregada, entre 16 y 134 millones de dólares, debido a las menores compras spot que realizan los generadores GNL y, en consecuencia, menores ventas que realizan el resto de los generadores conectados al sistema, la mayoría de ellos con generación basada en fuentes de energía renovable.

Con todo, el impacto de las declaraciones de GNL en los precios y en las transacciones spot del mercado de electricidad es significativo, situación que sugiere una revisión de la normativa que las regula. Más aún, si se considera que el fuerte desarrollo de las exportaciones de gas no convencional, en la forma de GNL, por los productores independientes de los Estados Unidos, ha contribuido a traer más flexibilidad a esta industria y con un mercado spot de GNL cada vez más desarrollado. El impacto en los precios también podría acarrear potenciales impactos en la expansión eficiente de largo plazo del sistema, con sus correspondientes implicancias en la entrada al mercado de nuevos generadores, aspectos que también deberían ser analizados con mayor profundidad por las autoridades competentes.

Índice

1. Introducción 5

2. El GNL inflexible bajo la Norma Técnica 5

3. Metodología y bases 6

4. Precios del GNL 8

5. Disponibilidad del GNL 9

6. Resultados de las simulaciones 11

6.1 Volumen flexible e inflexible de GNL 11

6.2 Costos marginales de energía 11

6.2 Energía adicional embalsada 15

6.3 Balances físicos y valorizados de las transacciones spot de energía 16

6.3.1 Balances físicos en el spot 16

6.3.2 Balances comerciales de inyecciones y retiros 19

7. Conclusiones 20

Anexo: Bases Plexos y PLP del Coordinador usadas en el estudio 22

Tablas

Tabla 1. Precios promedio del GNL declarados en 2019 (en US$/MMBTU). 8
Tabla 2. Volumen anual por tipo de GNL (en MMm^3/d). 9
Tabla 3. Volumen diario inflexible en 2019 (en MMm^3/d). 10
Tabla 4. Volumen promedio del GNL usado en generación (en MMm^3/d). 11
Tabla 5. Impacto en el costo marginal horario del sistema en Quillota 220 kV (en US$/MWh). 12
Tabla 6. Volumen adicional físico y valorizado embalsado. 16
Tabla 7. Balance físico anual de los generadores GNL en el spot (en GWh). 18
Tabla 8. Balances comerciales de los generadores GNL y menores. 20

Figuras

Figura 1. Esquema de la metodología empleada. 7
Figura 2. Precios promedio del GNL declarados diariamente al Coordinador (en US$/MMBTU). 8
Figura 3. Volumen diario de GNL inflexible declarado por empresa. 10
Figura 4. Frecuencia acumulada de las caídas del costo marginal horario. 13
Figura 5. Costos marginales horarios (barra Quillota 220 KV). 14
Figura 6. Caídas promedio del costo marginal según la hora del día. 15
Figura 7. Balances físicos mensuales de cada generador GNL (en GWh). 17

1. Introducción

En Chile existen dos Terminales de regasificación. El primero de ellos es GNL Quintero, cuyas operaciones comenzaron en 2009. Está ubicado en la zona central, en la bahía de Quintero, y su propiedad está conformada por Terminal de Valparaíso (40%), ENAP (20%), Endesa Chile, hoy Enel (20%) y Metrogas (20%); su actual capacidad de regasificación es de 14,6 MMm^3/d. Por su parte, desde 2010 opera, en la bahía de Mejillones, Región de Antofagasta, el Terminal de Regasificación GNL Mejillones, de propiedad de GDF Suez (63%) y Ameris IPM SpA, anteriormente Codelco (37%); actualmente tiene una capacidad de regasificación de 5,5 MMm^3/d.

Para efectos de generación de electricidad en sus unidades a gas, Enel, Colbún, Engie, Tamakaya y G. Metropolitana se abastecen de GNL a través de estos terminales. De esta forma, GNL Quintero le vende gas a las unidades de San Isidro y Quintero de Enel, e indirectamente a las unidades de Nehuenco y Candelaria de Colbún y a Nueva Renca de Generadora Metropolitana[4]. En el norte, GNL Mejillones suministra GNL a los dos ciclos combinados de Atacama de Enel, a la unidad N°16 y a la Central Térmica Mejillones de Engie y al ciclo combinado Kelar de Tamakaya. Adicionalmente, a fines de 2018, los generadores que compran GNL en el terminal de Quintero también comenzaron a importar gas natural desde Argentina.

Los generadores GNL declaran el precio del combustible siguiendo las disposiciones de una norma técnica emitida bajo la Resolución Exenta N°376 de 2019 de la Comisión Nacional de Energía. La norma permite excepcionalmente que los generadores GNL puedan declarar una parte de su GNL bajo la condición de inflexibilidad, lo que implica que estas centrales serán despachas de manera prioritaria por el Coordinador. La intención del regulador es que la condición de inflexibilidad sea excepcional, y le entrega al Coordinador la responsabilidad de verificarla, y para ello, establece algunos principios generales.

Este estudio calcula el impacto que tienen las declaraciones de GNL inflexible en el costo marginal de la energía y en las transacciones de energía de los generadores GNL en el mercado spot. También muestra cómo se afecta el margen comercial neto de los generadores GNL y el valor financiero de la flexibilidad que les entrega la opción de poder declarar parte de sus ventas como inflexibles.

2. El GNL inflexible bajo la Norma Técnica

El artículo 3.3 de la NT establece que los generadores GNL deben informar al Coordinador, para una ventana móvil de doce semanas: el volumen disponible de GNL regasificado, el costo variable del combustible y la correspondiente condición del suministro, ya sea flexible o inflexible.

El mismo artículo le da al generador GNL la responsabilidad de calificar un volumen de GNL como inflexible; tomando como criterio que no existan usos alternativos del GNL en la ventana móvil, y que no usarlo le implicaría un perjuicio económico relevante. Además, el mismo artículo agrega

[4] Cualquier interesado puede obtener gas natural a través de los clientes actuales de GNL Chile. Esta es la opción que han usado la distribuidora Gasvalpo, Colbún y Generadora Metropolitana.

que la calificación de inflexibilidad no debe responder al resultado de una optimización de la posición comercial del generador GNL, el cual, debe demostrarle al Coordinador que realizó sus mejores esfuerzos para evitar o minimizar el volumen declarado en condición inflexible. Sin embargo, no ha sido del todo claro qué mecanismo ha usado el Coordinador para verificar que esta condición de GNL inflexible sea realmente efectiva.

3. Metodología y bases

El horizonte del estudio abarca todo el año 2019. Se considera la configuración actual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y las centrales y líneas que se incorporaron o retiran en el período.

En el estudio se han usado directamente las bases elaboradas por el Coordinador en cada semana de 2019, y de este modo, la actualización semanal de 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.

Con el modelo Programación de la Operación de Largo Plazo (PLP)[5], se calcula, en valor esperado, el valor del agua de los embalses y la función de costos futuros al final del horizonte de planificación; los que son incorporados en cada una de las optimizaciones semanales que definen el pre despacho de las unidades.

Para el pre despacho, o programación horaria de las centrales, se usa el módulo de corto plazo del PLEXOS[6]. 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 para cada semana y en términos horarios, la generación de cada central, los requerimientos de operaciones obligadas a mínimo técnico, los costos marginales y la demanda de cada barra.

A cada barra del Plexos se le asoció una barra equivalente de los balances mensuales de inyecciones y retiros confeccionados por el Coordinador en 2019, de este modo, se obtiene la asignación de retiros por barra de cada generador GNL.

Con los datos horarios extraídos del PLEXOS y con la asignación de retiros por barra de cada generador GNL, se obtienen los balances simulados de inyecciones y retiros para cada mes y para cada uno de los generadores GNL.

---

[5] 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).

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

La metodología completa se resume en la figura 1. Las bases PLEXOS y PLP empleadas se especifican en el Anexo.

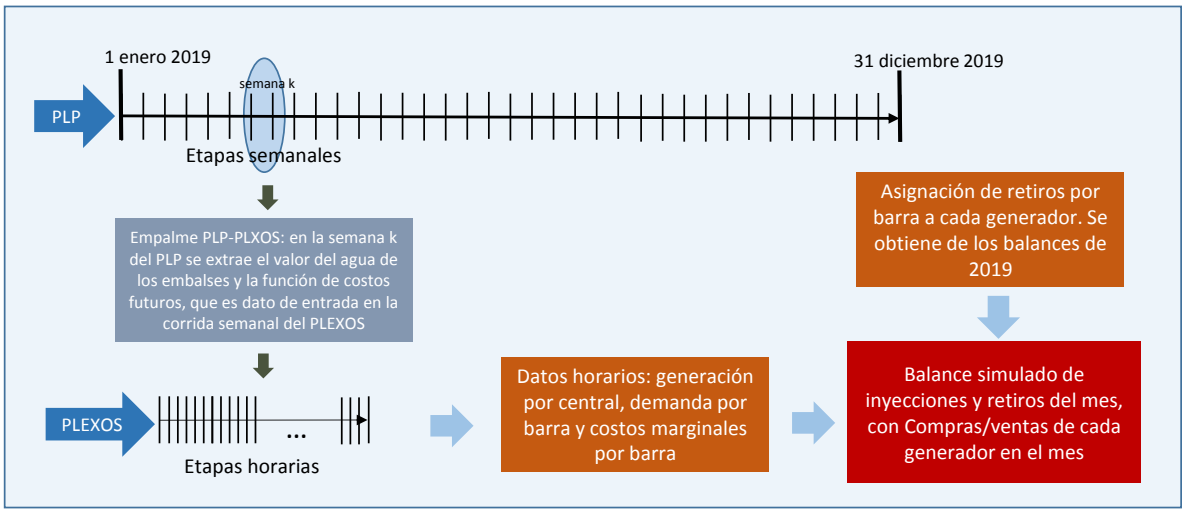

Figura 1. Esquema de la metodología empleada.

Para identificar el impacto en el costo marginal y en las transacciones de energía de los generadores, usando las mismas bases programadas por el Coordinador en 2019, se evalúan cuatro casos, los que sólo difieren en el volumen de GNL declarado como inflexible durante ese año[7]. En efecto, los casos GNL1, GNL2, GNL3 y GNL4, reflejan una disponibilidad creciente de GNL inflexible en los ciclos combinados operativos en el Sistema Eléctrico Nacional. En GNL1 no se acepta la condición de inflexibilidad, es decir, las centrales termoeléctricas a gas son despachadas según sus costos variables, de este modo el volumen de GNL inflexible es nulo. En GNL2, principalmente las unidades de Nehuenco tienen una disponibilidad de GNL inflexible, en promedio en el año el volumen de GNL inflexible es de 1,1 MMm^3/d. La disponibilidad de GNL inflexible tal como fue programada en las bases del Coordinador se recoge en el caso GNL3, la cual alcanzó a un promedio anual de 2,3 MMm^3/d. El caso GNL4 considera que todo el GNL programado como disponible en las bases del Coordinador tiene la condición de inflexibilidad, es decir, un promedio anual de 5,3 MMm^3/d. Para el resto del horizonte, 2020 en adelante, en los cuatro casos se toman los mismos supuestos del Coordinador, en particular, los precios y disponibilidad de los combustibles y del GNL inflexible.

[7]La evaluación también se puede realizar para un horizonte futuro, para ello se define una política óptima de operación en valor esperado y luego, se definen escenarios con diferentes volúmenes de GNL inflexible, sin embargo, el impacto de las declaraciones de inflexibilidad dependerá de los supuestos que se tomen en relación con la demanda, plan de obras y disponibilidades y precios de combustibles. Para evitarlo, se decidió realizar una evaluación con la información existente ya preparada por el Coordinador. La elección del año 2019, obedece, más bien, a que fue el primer año en que operaron interconectados el SIC y el SING. Las simulaciones se hicieron sólo hasta diciembre de 2019, pues, a partir de enero de 2020 comenzaron las subastas de servicios complementarios que introducen una dificultad adicional en la programación de la operación.

De este modo, el estudio contempló 67 corridas PLEXOS y 3 corridas PLP por caso. Asimismo, para cada caso, y para cada generador GNL se confeccionaron 12 balances mensuales de inyecciones y retiros.

4. Precios del GNL

Los precios promedio del GNL incluidos por el Coordinador en sus programas de la operación de 2019 se muestran en la tabla 1. Los menores valores fueron los declarados por Engie, en promedio US$5,9/MMBTU, seguidos por Enel: 7,0 y 7,5 dólares, y Colbún con un promedio de US$8,1/MMBTU. Tamakaya declaró un promedio cercano a US$10/MMBTU.

	Colbún	Enel-SIC	Enel-SING	Engie	Tamakaya	G. Met.
Promedio	8,1	7,0	7,5	5,9	10,1	7,3
Percentil 10%	7,6	6,2	6,4	5,3	9,8	6,4
Mediana	8,0	7,1	7,4	5,9	10,0	7,3
Percentil 90%	8,8	7,4	9,0	6,6	10,7	8,0

Tabla 1. Precios promedio del GNL declarados en 2019 (en US$/MMBTU).

La evolución temporal de los precios de GNL declarado en el Coordinador se grafica en la figura 2.

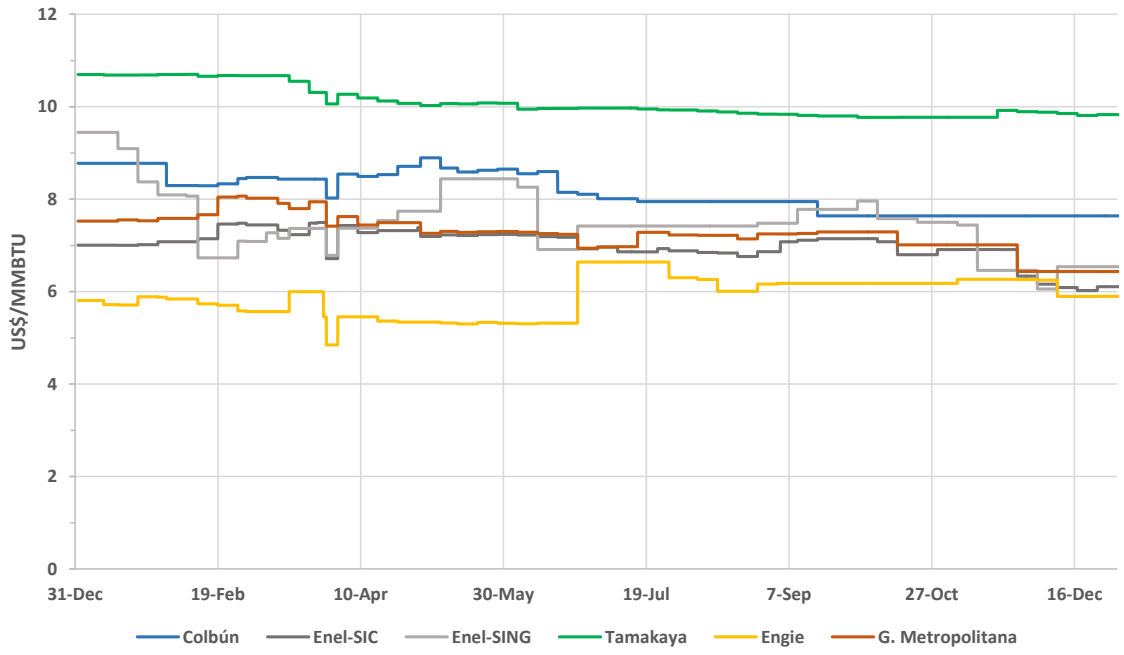

Figura 2. Precios promedio del GNL declarados diariamente al Coordinador (en US$/MMBTU).

5. Disponibilidad del GNL

La tabla 2 reporta el volumen de GNL inflexible programado por el Coordinador en la generación de los ciclos combinados del SEN en 2019, en promedio fue de 2,3 MMm^3/d, 59% del total de GNL usado en generación, el equivalente al consumo diario de 1,4 ciclos combinados. Los principales generadores GNL que declararon inflexibilidad fueron Colbún, Tamakaya, Engie y Enel, con un 53, 20, 18 y 9 por ciento, respectivamente. Cabe señalar que la disponibilidad programada de GNL, no necesariamente coincidirá con el volumen de GNL que resulte de la operación óptima programada por el Coordinador.

En términos de una equivalencia con la generación anual del sistema interconectado, la generación programada en base a GNL inflexible de 4.203 GWh, fue equivalente al 5% de la generación anual del sistema Interconectado, o bien, una potencia promedio de 480 MW en el año.

	Colbún	Enel	Tamakaya	Engie	G. Met.	Total
GNL Inflexible	1.2	0.2	0.5	0.4	0.0	2.3
	53%	9%	20%	18%	0%	
GWh equivalente						4.203
MW equivalente						480
% del total de generación del SEN						5%
% total de GNL generado						59%

Tabla 2. Volumen anual por tipo de GNL (en MMm^3/d).

La disponibilidad diaria de GNL inflexible informada por los generadores GNL y utilizada en la programación de las centrales del sistema, se muestra en la figura 3. Colbún declaró un volumen inflexible casi constante durante el primer semestre y equivalente a poco menos de dos ciclos combinados. Por su parte los volúmenes del resto de las empresas se encuentran más distribuidos durante el año. Destaca el 9 de julio en donde el volumen inflexible alcanzó a poco menos de 10 MMm^3/d, prácticamente el consumo de todos los ciclos combinados del sistema interconectado de ese día.

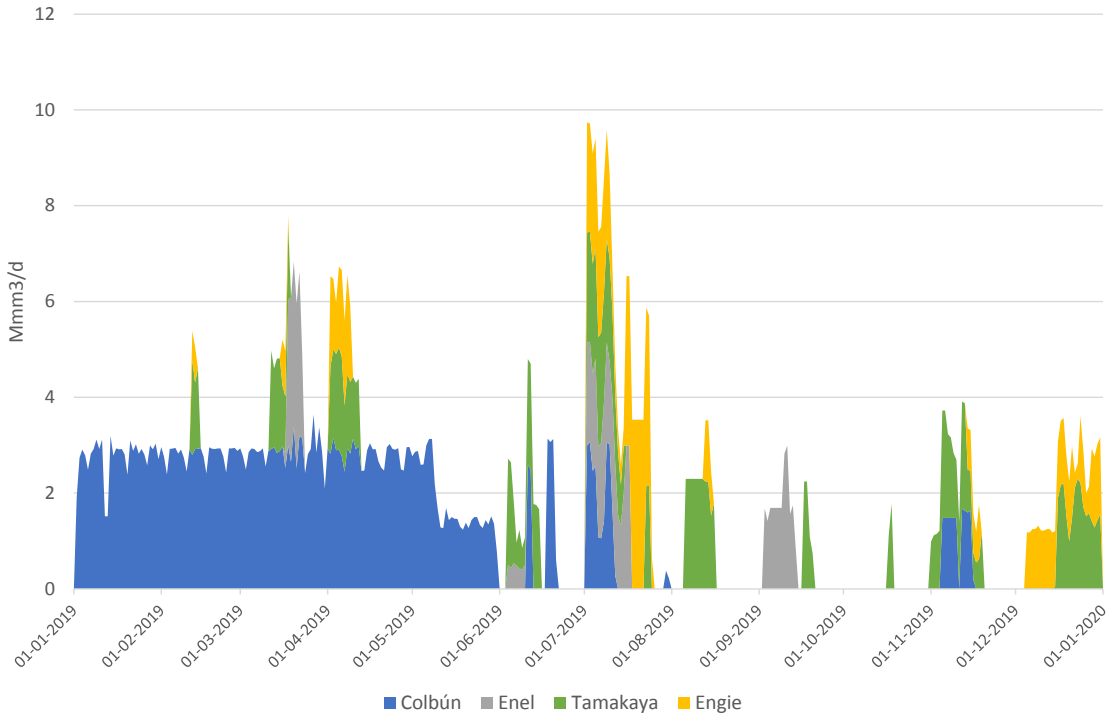

Figura 3. Volumen diario de GNL inflexible declarado por empresa.

La tabla 3 reporta el volumen de GNL inflexible declarado por los generadores GNL en 2019, según diferentes percentiles. Para los percentiles 10 y 90 por ciento, la inflexibilidad fue de 0 y 6,5 MMm^3 por día, respectivamente. Por su parte, la mediana (probabilidad de 50% fue de 2,3 MMm^3/d.

	Volumen diario MMm^3/d	**Equivalente en ciclos combinados**
Percentil 10%	0,0	0,0
Mediana	2,3	1,4
Percentil 90%	6,5	3,8

Tabla 3. Volumen diario inflexible en 2019 (en MMm^3/d).

6. Resultados de las simulaciones

6.1 Volumen flexible e inflexible de GNL

El volumen promedio de GNL generado en los ciclos combinados para cada caso se muestra en la tabla 4. En GNL1 el volumen total es 2,6 MMm^3/d, en GNL2 es 3,0 MMm^3/d, mientras que en GNL3 y GNL4 es 3,9 y 5,3 MMm^3/d, respectivamente.

En GNL1 no hay GNL inflexible. En GNL2 el volumen de GNL declarado como inflexible es de 1,1 MMm^3/d y en GNL3 es 2,3 MMm^3/d, que corresponden al 36% y 59% del GNL generado, según corresponda. En GNL4 el total de 5,3 MMm^3/d de GNL disponible es inflexible

	GNL1	GNL2	GNL3	GNL4
GNL flexible	2,6	1,9	1,6	-----
GNL inflexible	-----	1,1	2,3	5,3
Total GNL	2,6	3,0	3,9	5,3
GNL inflexible como porcentaje del GNL usado en generación	0%	36%	59%	100%

Tabla 4. Volumen promedio del GNL usado en generación (en MMm^3/d).

6.2 Costos marginales de energía

La tabla 5, sección a), reporta el promedio del costo marginal horario de 2019 en la barra Quillota 220 kV para cada caso simulado y en la fila a continuación, se muestra la caída respecto del caso sin inflexibilidad. El costo marginal promedio en el caso GNL1 es US$55,3/MWh, mientras que en los casos GNL2, GNL3 y GNL4, el valor promedio cae en 1,6, 4,4 y 6,2 dólares por cada MWh, equivalente a una caída de 3, 8 y 11 por ciento, respectivamente. Al ordenar de menor a mayor los costos marginales, se puede reportar el promedio de los percentiles. En particular, en el percentil del 1% de los menores costos marginales, el precio llega a caer 13%, mientras que en el percentil 99%, que considera el 1% de los mayores precios, la caída puede llegar a 30%.

La sección b) de la misma tabla muestra las diferencias horarias del costo marginal, medidas respecto del caso GNL1, y ordenadas de menor a mayor. Valores negativos, indican caídas respecto de GNL1. En el 1% de los peores casos, el costo marginal promedio puede llegar a caer entre 53 y 60 dólares. Con una probabilidad de 50% (mediana) la caída del precio llega a

US$3,5/MWh. Los valores positivos indican que el precio sube, situación que ocurre sólo en un porcentaje menor de las horas[8].

	GNL1	GNL2	GNL3	GNL4
a) Costo marginal (US$/MWh)				
Promedio	55,3	53,7	50,9	49,1
Caída c.r a GNL1 (US$/MWh)		-1,6	-4,4	-6,2
		-3%	-8%	-11%
Percentil 1%	31,1	31,1	31,1	27,0
		0%	0%	-13%
Percentil 10%	35,2	35,3	34,9	34,3
		0%	-1%	-3%
Mediana	53,8	53,6	52,0	49,7
		0%	-3%	-8%
Percentil 90%	92,1	87,3	75,2	69,5
		-5%	-18%	-25%
Percentil 99%	118,7	118,1	101,5	82,9
		-1%	-14%	-30%
b) Diferencias horarias c.r a GNL1 (US$/MWh)				
Percentil 1%		-53,5	-57,7	-60,4
Percentil 10%		-19,8	-26,0	-28,7
Mediana		0,0	-1,4	-3,5
Percentil 90%		11,1	3,4	2,0
Percentil 99%		54,0	15,6	9,3

Tabla 5. Impacto en el costo marginal horario del sistema en Quillota 220 kV (en US$/MWh).

La figura 4 siguiente, muestra la frecuencia acumulada de las diferencias del costo marginal horario de los casos con inflexibilidad, medidas respecto de GNL1 y ordenadas de menor a mayor. Se aprecia que en los casos GNL2, GNL3 y GNL4 las diferencias son negativas, es decir, los costos marginales caen en el 62, 81 y 85 por ciento de las horas del año, respectivamente.

[8] Puede resultar contra intuitivo que en algunas horas los precios suban al existir una mayor declaración de GNL inflexible con un costo variable nulo, sin embargo, esto se explica, pues, la operación de los ciclos combinados en la base modifica el despacho de las unidades de base y de las que operan en su mínimo técnico, pudiendo resultar más económico para el sistema sacar unidades que operan en su mínimo técnico, reemplazándolas por unidades máscaras en algunas horas, provocando una leve alza en el costo marginal de la energía.

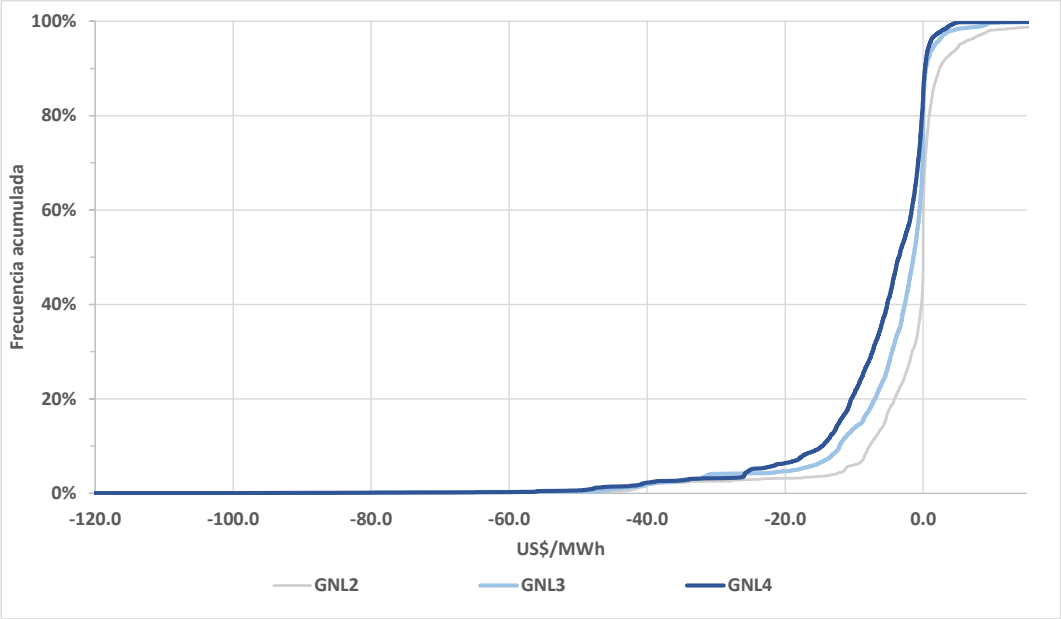

Figura 4. Frecuencia acumulada de las caídas del costo marginal horario.

Por su parte, la figura 5 grafica los costos marginales horarios del sistema interconectado en Quillota 220 KV. La línea en color azul más oscuro muestra los precios para el caso sin inflexibilidad, es decir, GNL1; los colores más claros, en gris y celeste, muestran los valores para los casos con algún grado de inflexibilidad: GNL2, GNL3 y GNL4. Se logra apreciar que las declaraciones de inflexibilidad, logran reducir de manera importante los episodios de mayores precios.

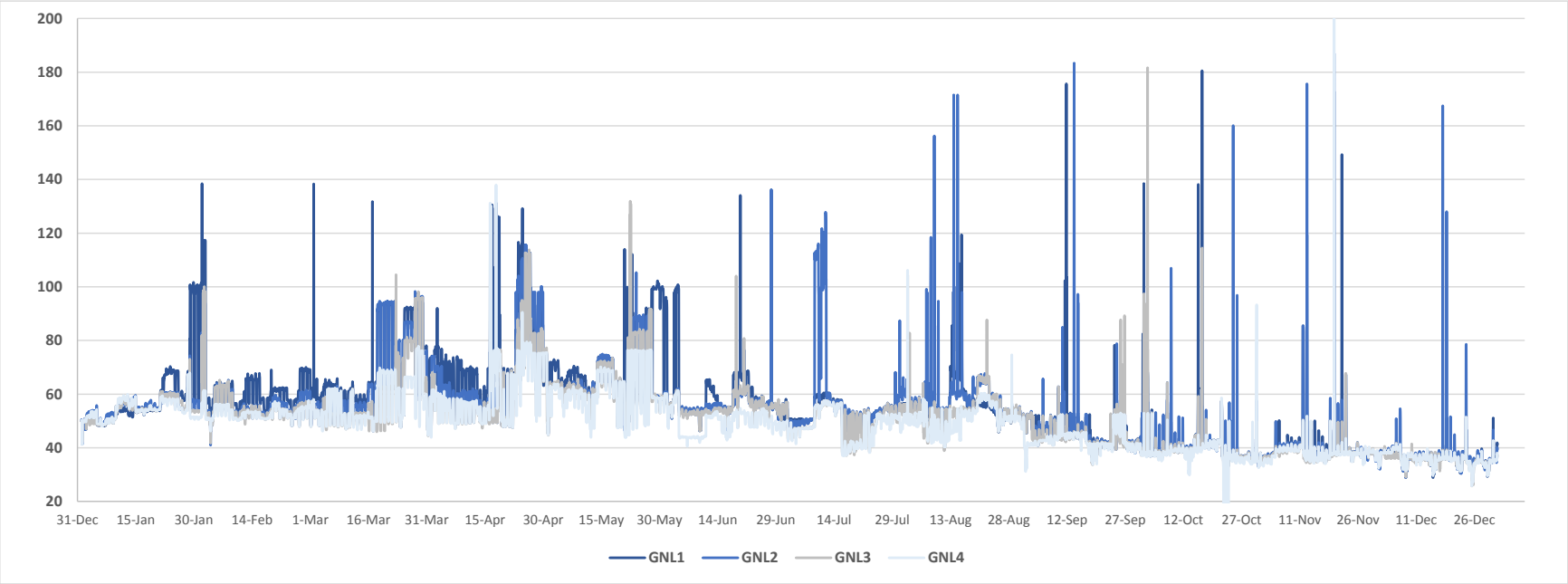

Figura 5. Costos marginales horarios (barra Quillota 220 KV).

La gráfica de la figura 6, muestra la caída promedio del costo marginal según la hora del día. En gris se muestra el caso GNL2, en celeste el caso GNL3 y en azul el caso GNL4. Las mayores caídas en el costo marginal se encuentran en las horas de punta, a partir de las 19:00 horas, las que llegan a 5, 10 y 14 por ciento en los casos GNL2, GNL3 y GNL4, respectivamente.

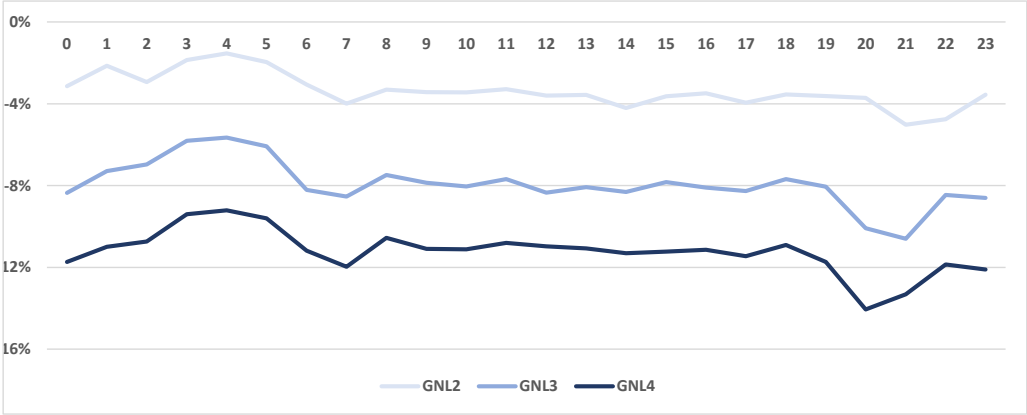

Figura 6. Caídas promedio del costo marginal según la hora del día.

6.2 Energía adicional embalsada

El mayor despacho de los ciclos combinados provocado por las declaraciones de GNL inflexible, también disminuye en parte la generación de los embalses; energía que queda embalsada y disponible para ser usada en los años siguientes[9].

La tabla 6, sección a), muestra que a fines de 2019 y según sea la declaración de GNL inflexible, la energía extra que quedaría en los embalses fluctuaría entre 86 y 1.291 GWh; equivalente a una central con capacidad de generación promedio de 10 a 150 MW.

Por su parte, la sección b) de la misma tabla, valoriza esta agua extra embalsada al costo marginal promedio de 2020, US$40/MWh[10], la cual queda para ser generada en el año siguiente, según sea la programación del Coordinador. Es así que, el valor del agua extra que queda embalsada, resulta en un equivalente que va de 3 a 52 millones de dólares, dependiendo del GNL inflexible que se declare.

[9] Los modelos de planificación determinan la política de operación de los embalses en valor esperado, de modo de minimizar los costos evitables del parque generador en un horizonte que puede incluir varios años. Al programar un volumen de GNL inflexible sólo en el primer año de evaluación, tal como lo considera el Coordinador en sus bases, la decisión óptima es postergar generación de los embalses para los períodos futuros. Esto explica que el modelo prefiera postergar parte del uso del agua de los embalses, principalmente, en la laguna La Invernada y en El Laja.

[10] Se obtiene de las corridas PLP, según las bases programadas por el Coordinador en 2019.

	GNL1	GNL2	GNL3	GNL4
a) Energía adicional embalsada (GWh)				
Colbún	-----	74	194	349
Enel	-----	12	583	942
Total GWh	**-----**	**86**	**778**	**1.291**
Equivalencia en MW	**-----**	**10**	**88**	**150**
c) Energía adicional embalsada (MMUS$)				
Colbún		3	8	14
Enel		0,5	23	38
Total (MMUS)		**3**	**31**	**52**

Tabla 6. Volumen adicional físico y valorizado embalsado.

6.3 Balances físicos y valorizados de las transacciones spot de energía

6.3.1 Balances físicos en el spot

El balance físico, BF, de inyecciones y retiros de cada generador en el spot, se obtiene de restar a las inyecciones de cada generador, los retiros asociados a sus contratos de suministro con clientes finales, según la expresión

$$BF = \sum_i I_i - \sum_j R_j \; ; \qquad (1)$$

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.

La figura 7 muestra cómo quedan los balances físicos mensuales de cada generador GNL, cuando se definen diferentes volúmenes de GNL inflexible. Se puede apreciar que Enel, Tamakaya y Engie son claramente deficitarios de energía en todos los meses de 2019 y en los cuatro casos. Sin embargo, la posición de Colbún es algo más complicada, ya que, sin declaración de GNL inflexible, caso GNL1, esta empresa prácticamente es deficitaria en buena parte del año, sin embargo, las declaraciones de GNL inflexible durante el primer semestre, simuladas en los casos GNL2 a GNL4, le permiten, incluso, tener excedentes netos de energía durante ese período. Por su parte G. Metropolitana es excedentaria de energía en todos los casos, lo que se explica porque no tiene contratos de suministros[11].

[11] En el caso de G. Metropolitana se ha supuesto que no consolida con otros generadores relacionados.

Conforme aumenta el GNL inflexible, Colbún, Tamakaya y Engie disminuyen sus déficits físicos de energía. Sin embargo, Enel aumenta sus déficits, en buena parte, por la menor generación de sus embalses. G. Metropolitana, por su parte, disminuye sus excedentes conforme aumenta la declaración de GNL inflexible.

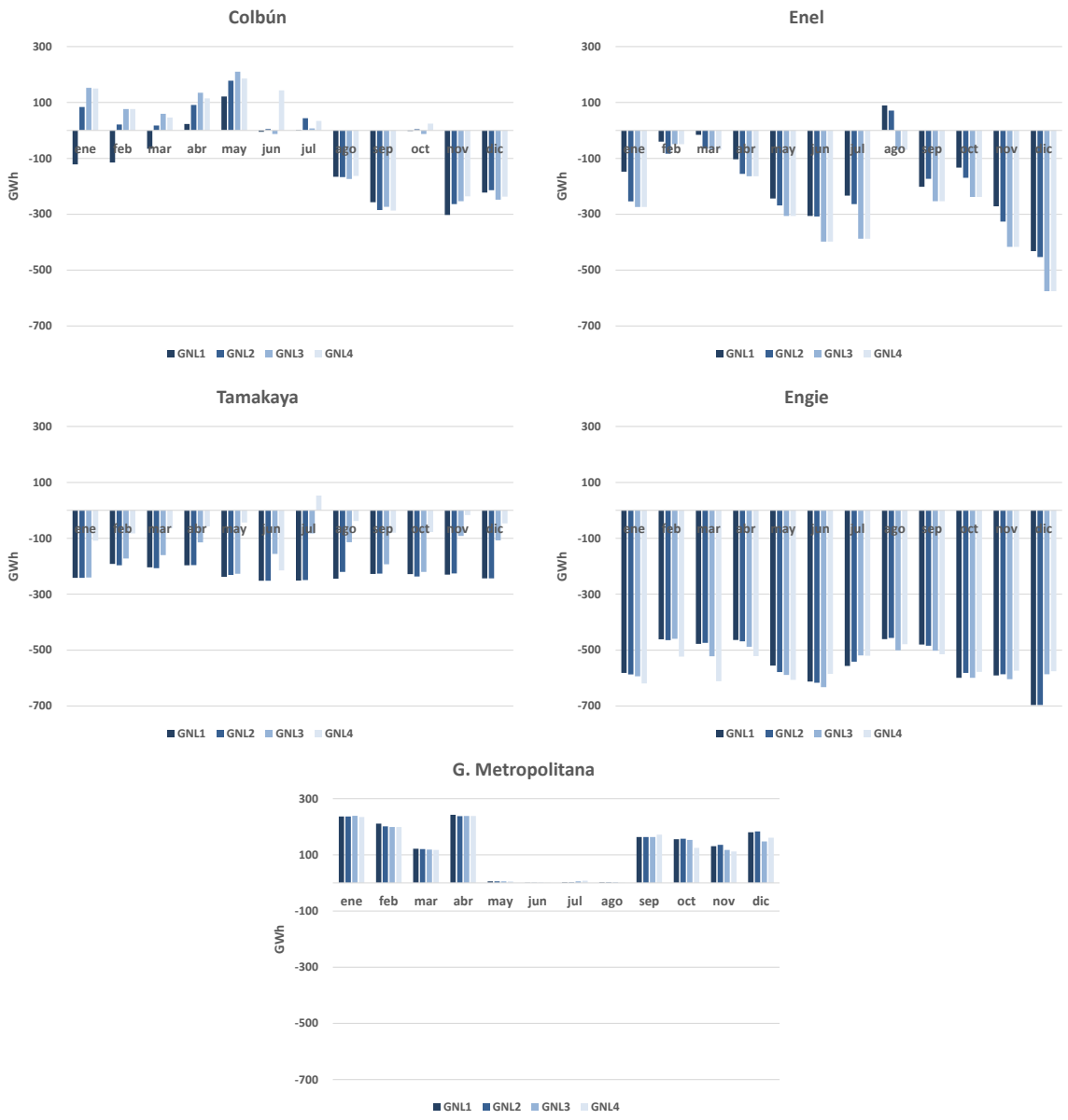

Figura 7. Balances físicos mensuales de cada generador GNL (en GWh).

La sección a) de la tabla 7, muestra cómo habrían sido los balances físicos anuales de 2019 de cada uno de los generadores GNL, con distintos montos de GNL inflexible. Los balances se obtienen como la diferencia entre las inyecciones de las centrales asociadas al generador, y sus correspondientes retiros de energía del sistema, con los cuales el generador puede abastecer sus

contratos de suministro. El signo negativo indica que el generador es deficitario, es decir, necesita comprar energía para abastecer los retiros asociados a sus clientes, mientras que si su balance es positivo, indica que el generador tiene excesos de energía que vende en el spot. Con la excepción de G. Metropolitana el resto de los generadores GNL son deficitarios de energía, es decir, compran energía en el spot.

Según muestra la tabla, al aumentar el volumen de GNL inflexible, Colbún y Tamakaya disminuyen sus compras de energía, lo que es de esperar debido al aumento del despacho de sus ciclos combinados. Sin embargo, la situación es algo más compleja para Enel y Engie. De un lado el mayor volumen de GNL inflexible les permite incrementar el despacho de sus ciclos combinados, pero, del otro, también disminuye el despacho de sus centrales a carbón, implicando que las compras netas al sistema de estas empresas aumentan, levemente en el caso de Engie, pero mucho más significativo en Enel, empresa que agrega el efecto de que parte de su agua queda embalsada. Por su parte, G. Metropolitana en todos los casos disminuye sus ventas de energía al sistema.

La sección b) de la misma tabla muestra cómo disminuyen de manera agregada las compras que realizan los generadores GNL que declararon inflexibilidad en 2019, en el balance de inyecciones y retiros. Conforme aumenta el volumen de GNL inflexible el conjunto de los generadores que declararon GNL inflexible reducen sus compras anuales entre 239 y 1.603 GWh, 2 a 13 por ciento de las compras agregadas de estos generadores. Estas menores compras físicas implicarán menores ventas del resto del sistema, en particular de las centrales de energía renovable, lo cuales en su mayoría no disponen de contratos de suministro de energía a clientes finales.

	GNL1	GNL2	GNL3	GNL4
a) Balance físico anual (GWh)				
Colbún	-1.109	-485	-333	-148
Enel	-2.039	-2.449	-2.877	-3.200
Tamakaya	-2.749	-2.725	-1.879	-776
Engie	-6.538	-6.537	-6.597	-6.709
G. Met.	1.449	1.443	1.387	1.372
Total sin incluir a G. Met.	**-12.435**	**-12,196**	**-11.686**	**-10.833**
b) Menores compras en el spot (GWh)		**-239**	**-750**	**-1.603**
		-2%	-6%	-13%

Tabla 7. Balance físico anual de los generadores GNL en el spot (en GWh).

6.3.2 Balances comerciales de inyecciones y retiros

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 BC de las compras o ventas de energía en el mercado spot se obtiene como,

$$BC = \sum_{i} I_i \times cmg_i - \sum_{j} R_j \times cmg_j; \qquad (2)$$

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 (2) no considera las ventas a clientes por contratos de suministro de energía. Tampoco se han considerado los contratos de suministro entre generadores[12].

La sección a) de la tabla 8, reporta las compras — con signo negativo — que los generadores GNL habrían hecho en el spot en cada uno de los casos analizados. G. Metropolitana aparece con signo positivo pues vende sus excedentes de energía en el spot.

En tanto, la sección b) de la misma tabla muestra que, conforme aumenta el volumen de GNL inflexible, Colbún, Tamakaya y Engie disminuyen sus compras de energía en el spot, respecto del caso GNL1 — valores positivos, implican menores compras—. La excepción es Enel, empresa que, respecto al caso GNL1, aumenta sus compras de energía en el spot, pues, disminuye la energía generada por sus centrales de embalse. Por su parte, G. Metropolitana, al ser excedentaria, disminuye sus ventas conforme aumenta la colocación del GNL inflexible en los ciclos del resto de las empresas. Si se considera sólo a los generadores GNL que declararon GNL inflexible en 2019, la declaración de GNL inflexible le significa a estas empresas menores compras en el spot de 16, 63 y 134 millones de dólares, en los casos GNL2, GNL3 y GNL4, respectivamente.

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

	GNL1	GNL2	GNL3	GNL4
a) Balance comercial (MMUS)				
Colbún	-63	-29	-18	-11
Enel	-158	-183	-198	-203
Tamakaya	-144	-142	-100	-37
Engie	-353	-347	-338	-334
G. Met	81	76	71	69
b) Menores compras respecto de GNL1 (MMUS$)				
Colbún		34	44	52
Enel		-25	-40	-44
Tamakaya		1	44	107
Engie		6	15	19
G. Metropolitana		-5	-10	-12
c) Menores compras agregadas[1] (MMUS)		**16**	**63**	**134**

[1] Sólo considera a los generadores GNL que declaran GNL inflexible

Tabla 8. Balances comerciales de los generadores GNL y menores.

7. Conclusiones

Las declaraciones de volúmenes inflexibles de GNL tienen impactos importantes en la operación de corto plazo del sistema y en las transacciones financieras de energía entre los generadores que operan interconectados. De un lado, modifica la prioridad en el despacho eficiente de las centrales, modificando la consigna operación de los embalses y pudiendo provocar vertimientos de energía renovable. Del otro, deprime el costo marginal de la energía e impacta las ventas de energía en el mercado spot del resto de los generadores, en su mayoría de generación renovable.

El volumen de GNL declarado como inflexible en 2019 fue significativo. En efecto, en ese año, el equivalente a poco más de 4.200 GWh fue declarado en la condición de inflexible por Enel, Colbún, Engie y Tamakaya, en perspectiva, el 59% de todo el GNL ocupado para efectos de generación, o bien, 5% de la generación total del sistema. El GNL inflexible fue equivalente a tener una central generadora de casi 500 MW; algo menos de dos ciclos combinados, generando todo el año y con un costo variable nulo.

El costo marginal de la energía en la barra Quillota 220 KW se deprime en los tres casos que disponen de volumen de GNL inflexible. Cuando el volumen inflexible es 1,1 MMm^3/d, el precio cae en promedio US$1,6 por cada MWh, 3%, y en el 10% de las horas, la caída promedio es de poco menos de 20 dólares. Al considerar la misma inflexibilidad programada por el Coordinador en 2019, 2,3 MMm^3/d, el precio cae en promedio US$4,4/MWh, 8%, y 26 dólares en el 10% de las horas del año. Si el GNL inflexible llega a 5,3 MMm^3/d, la caída promedio es de US$6,2/MWh y llega a casi 30 dólares en el percentil del 10%. En los tres casos con GNL inflexible, el costo marginal promedio horario cae principalmente en las horas de punta, entre 5 y 14 por ciento dependiendo del volumen de GNL inflexible que se declare.

La operación de los embalses también se ve afectada, pues, los volúmenes embalsados aumentan entre 86 y 1.291 GWh, con un valor que fluctúa entre 3 y 52 millones de dólares. Esta situación ocurre, pues, el GNL declarado a costo variable nulo baja el costo de suministro del primer año del horizonte de evaluación, es decir, 2019, de modo que en la optimización resulta mejor guardar agua para el futuro.

En los casos simulados, las empresas que declaran GNL inflexible son compradores de energía en el spot, es decir, son generadores deficitarios de energía. Las declaraciones de GNL inflexible reducen las compras de energía de estos generadores en un total que fluctúa entre 239 y 1.603 GWh, 2 a 13 por ciento del total de sus compras. En consecuencia, las compras de estos generadores caen de manera agregada en 16, 63 y 134 millones de dólares, para los casos en que el GNL inflexible es 1,1, 2,3 y 5,3 MMm^3/d, respectivamente. La excepción es G. Metropolitana, que vende sus excedentes de energía en el mercado spot y según sea el volumen de GNL inflexible deja de ganar entre 5 y 12 millones de dólares.

En conclusión, el impacto de las declaraciones de GNL puede llegar a ser significativo, en los precios y en las transacciones spot del mercado de electricidad, situación que sugiere una revisión de las normativas que la regulan.

Anexo: Bases Plexos y PLP del Coordinador usadas en el estudio

Año	Mes	Semana de Simulación	Fecha Inicio	Fecha Fin	Archivo Bases Plexos
2019	Enero	Semana 1	01-01-2019	04-01-2019	PLEXOS20181229.zip
2019	Enero	Semana 2	05-01-2019	09-01-2019	PLEXOS20190103.zip
2019	Enero	Semana 3	10-01-2019	14-01-2019	PLEXOS20190108.zip
2019	Enero	Semana 4	15-01-2019	21-01-2019	PLEXOS20190115.zip
2019	Enero	Semana 5	22-01-2019	28-01-2019	PLEXOS20190122.zip
2019	Enero	Semana 6	29-01-2019	31-01-2019	PLEXOS20190126.zip
2019	Febrero	Semana 1	01-02-2019	07-02-2019	PLEXOS20190201.zip
2019	Febrero	Semana 2	08-02-2019	11-02-2019	PLEXOS20190205.zip
2019	Febrero	Semana 3	12-02-2019	18-02-2019	PLEXOS20190212.zip
2019	Febrero	Semana 4	19-02-2019	25-02-2019	PLEXOS20190219.zip
2019	Febrero	Semana 5	26-02-2019	28-02-2019	PLEXOS20190226.zip
2019	Marzo	Semana 1	01-03-2019	07-03-2019	PLEXOS20190301.zip
2019	Marzo	Semana 2	08-03-2019	11-03-2019	PLEXOS20190305.zip
2019	Mazro	Semana 3	12-03-2019	15-03-2019	PLEXOS20190309.zip
2019	Marzo	Semana 4	16-03-2019	22-03-2019	PLEXOS20190316.zip
2019	Marzo	Semana 5	23-03-2019	27-03-2019	PLEXOS20190321.zip
2019	Marzo	Semana 6	28-03-2019	31-03-2019	PLEXOS20190326.zip
2019	Abril	Semana 1	01-04-2019	01-04-2019	PLEXOS20190326.zip
2019	Abril	Semana 2	02-04-2019	08-04-2019	PLEXOS20190402.zip
2019	Abril	Semana 3	09-04-2019	15-04-2019	PLEXOS20190409.zip
2019	Abril	Semana 4	16-04-2019	22-04-2019	PLEXOS20190416.zip
2019	Abril	Semana 5	23-04-2019	29-04-2019	PLEXOS20190423.zip
2019	Abril	Semana 6	30-04-2019	30-04-2019	PLEXOS20190425.zip
2019	Mayo	Semana 1	01-05-2019	07-05-2019	PLEXOS20190501.zip
2019	Mayo	Semana 2	08-05-2019	13-05-2019	PLEXOS20190507.zip
2019	Mayo	Semana 3	14-05-2019	20-05-2019	PLEXOS20190514.zip
2019	Mayo	Semana 4	21-05-2019	27-05-2019	PLEXOS20190521.zip
2019	Mayo	Semana 5	28-05-2019	31-05-2019	PLEXOS20190528.zip
2019	Junio	Semana 1	01-06-2019	03-06-2019	PLEXOS20190528.zip
2019	Junio	Semana 2	04-06-2019	10-06-2019	PLEXOS20190604.zip
2019	Junio	Semana 3	11-06-2019	17-06-2019	PLEXOS20190611.zip
2019	Junio	Semana 4	18-06-2019	24-06-2019	PLEXOS20190618.zip
2019	Junio	Semana 5	25-06-2019	30-06-2019	PLEXOS20190625.zip
2019	Julio	Semana 1	01-07-2019	01-07-2019	PLEXOS20190625.zip
2019	Julio	Semana 2	02-07-2019	08-07-2019	PLEXOS20190702.zip
2019	Julio	Semana 3	09-07-2019	15-07-2019	PLEXOS20190709.zip
2019	Julio	Semana 4	16-07-2019	22-07-2019	PLEXOS20190716.zip
2019	Julio	Semana 5	23-07-2019	29-07-2019	PLEXOS20190723.zip
2019	Julio	Semana 6	30-07-2019	31-07-2019	PLEXOS20190730.zip
2019	Agosto	Semana 1	01-08-2019	05-08-2019	PLEXOS20190730.zip
2019	Agosto	Semana 2	06-08-2019	12-08-2019	PLEXOS20190806.zip
2019	Agosto	Semana 3	13-08-2019	19-08-2019	PLEXOS20190813.zip
2019	Agosto	Semana 4	20-08-2019	26-08-2019	PLEXOS20190820.zip
2019	Agosto	Semana 5	27-08-2019	31-08-2019	PLEXOS20190827.zip
2019	Septiembre	Semana 1	01-09-2019	02-09-2019	PLEXOS20190827.zip
2019	Septiembre	Semana 2	03-09-2019	09-09-2019	PLEXOS20190903.zip
2019	Septiembre	Semana 3	10-09-2019	16-09-2019	PLEXOS20190910.zip
2019	Septiembre	Semana 4	17-09-2019	23-09-2019	PLEXOS20190917.zip
2019	Septiembre	Semana 5	24-09-2019	30-09-2019	PLEXOS20190924.zip
2019	Octubre	Semana 1	01-10-2019	07-10-2019	PLEXOS20191001.zip
2019	Octubre	Semana 2	08-10-2019	14-10-2019	PLEXOS20191008.zip
2019	Octubre	Semana 3	15-10-2019	21-10-2019	PLEXOS20191015.zip
2019	Octubre	Semana 4	22-10-2019	28-10-2019	PLEXOS20191022.zip
2019	Octubre	Semana 5	29-10-2019	31-10-2019	PLEXOS20191029.zip
2019	Noviembre	Semana 1	01-11-2019	04-11-2019	PLEXOS20191029.zip
2019	Noviembre	Semana 2	05-11-2019	11-11-2019	PLEXOS20191105.zip
2019	Noviembre	Semana 3	12-11-2019	18-11-2019	PLEXOS20191112.zip
2019	Noviembre	Semana 4	19-11-2019	25-11-2019	PLEXOS20191119.zip
2019	Noviembre	Semana 5	26-11-2019	30-11-2019	PLEXOS20191126.zip
2019	Diciembre	Semana 1	01-12-2019	04-12-2019	PLEXOS20191128.zip
2019	Diciembre	Semana 2	05-12-2019	06-12-2019	PLEXOS20191130.zip
2019	Diciembre	Semana 3	07-12-2019	13-12-2019	PLEXOS20191207.zip
2019	Diciembre	Semana 4	14-12-2019	20-12-2019	PLEXOS20191214.zip
2019	Diciembre	Semana 5	21-12-2019	23-12-2019	PLEXOS20191217.zip
2019	Diciembre	Semana 6	24-12-2019	27-12-2019	PLEXOS20191221.zip
2019	Diciembre	Semana 7	28-12-2019	31-12-2019	PLEXOS20191225.zip

Mes	Base PLP	Archivo
1	26-01-2019	PLP20190126.zip
2	28-02-2019	PLP20190228.zip
3	30-03-2019	PLP20190330.zip
4	30-04-2019	PLP20190430.zip
5	31-05-2019	PLP20190531.zip
6	29-06-2019	PLP20190629.zip
7	31-07-2019	PLP20190731.zip
8	31-08-2019	PLP20190831.zip
9	28-09-2019	PLP20190928.zip
10	31-10-2019	PLP20191031.zip
11	30-11-2019	PLP20191130.zip
12	31-12-2019	PLP20191231.zip