



Consumo de GNL en el Sistema Eléctrico Nacional: enero a diciembre de 2021*

Semana 1

Cristián Marcelo Muñoz

Marcos Pourteau

Enero de 2021

*Estudio encargado por Hidromaule, E. Puntilla, Besalco, E. Llaima y GPE.



Resumen

En este estudio se reporta el consumo eficiente de gas natural licuado (GNL) en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y se determinan los excedentes de este combustible para diferentes escenarios hidrológicos. Los resultados se reportan para 2021, y en particular, para el primer trimestre, se determinan los excedentes que podrían ser recolocados en los mercados internacionales.

El consumo de GNL se calcula con los modelos usados por el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador). Las corridas del modelo se inician el 29 de diciembre de 2021 y se extienden hasta marzo de 2022. Las bases no consideran GNL inflexible y limitan la disponibilidad de gas natural de Argentina. En el estudio se reportan los resultados para el horizonte que comprende la ventana de doce meses: enero a diciembre de 2021, y con detalle para los meses de enero a marzo de 2021.

El consumo anual esperado de GNL en los terminales de Quintero y Mejillones para 2021 es de 0,9 MMm³/d. Dependiendo de la hidrología, el consumo promedio anual de GNL podría ir desde un mínimo de 0,4 a un máximo de 1,8 MMm³/d, muy por debajo de la disponibilidad informada por los generadores de 5,1 MMm³/d y generando excedentes de GNL de 4,2 MMm³/d.

Para el primer trimestre, los excedentes de GNL alcanzarían para desviar desde el terminal Mejillones un buque en febrero y otro en marzo. En el terminal de Quintero, el volumen sin ocupar alcanzaría para desviar un primer buque en marzo. Con los actuales precios del GNL la operación implicaría una ganancia cercana a US\$70 millones en conjunto para ambos terminales.

El desvío de buques con excesos de GNL que no se necesitarán en el sistema interconectado, permitiría evitar declaraciones de GNL inflexible en el primer trimestre de este año y su correspondiente impacto a la baja en el costo marginal, estimado en US\$2/MWh, un 6% del precio.

Índice

1. Metodología y bases	4
2. Disponibilidad de gas	4
3. Precios de los combustibles	5
4. Costos marginales de energía	6
5. Estimación del consumo de GNL	6
5.1 Consumo total de GNL del período	7
5.2 Consumo mensual de GNL	8
6. Evaluación del posible retorno de buques de GNL	10
6.1 Índices internacionales de precios del GNL	10
6.2 Estimación de los precios neto de retorno FOB Chile por Terminal	12
6.3 Estimación de volúmenes disponibles para el desvío por Terminal	13
7. Conclusiones	15

Tablas

Tabla 1. Disponibilidad de GNL en la ventana de doce meses (MMm ³ /d).	5
Tabla 2. Costos marginales de energía promedio anual (US\$/MWh).	6
Tabla 3. Consumo promedio de GNL (MMm ³ /d).	7
Tabla 4. Precios futuros del GNL.	12
Tabla 5. Precios netos de retorno en los terminales de Chile (US\$/MMBTU).	13
Tabla 6. Márgenes de desvío desde terminales chilenos (US\$/MMBTU).	13
Tabla 7. Consumo máximo de GNL y volúmenes en exceso.	14
Tabla 8. Ganancias potenciales con desvíos de buques (MMU\$).	15

Figuras

Figura 1. Disponibilidad semanal de gas.	5
Figura 2. Precios del gas informados al Coordinador.	6
Figura 3. Probabilidad acumulada del consumo promedio diario de GNL (en MMm ³ /d).	8
Figura 4. Consumo promedio diario por mes de GNL.	9
Figura 5. Índices de precios del GNL en Japón-Corea y Europa (US\$/MMBTU).	10
Figura 6. Precios futuros del GNL (US\$/MMBTU).	11
Figura 7. Costos de transporte de GNL (US\$/día).	11

1. Metodología y bases

En el estudio se han usado las bases del Coordinador del 29 de diciembre de 2020. Las simulaciones consideran la estadística de caudales afluentes con 59 series históricas, la actual cota de los embalses y una excedencia hidrológica para el período de verano de 69%. En las corridas se usó el modelo “Planificación de Largo Plazo” (PLP), que es usado por el Coordinador al optimizar la operación del sistema eléctrico.

Para determinar el consumo de GNL eficiente del sistema interconectado no se han considerado volúmenes de GNL inflexible. Adicionalmente, se ha considerado un menor volumen disponible de gas natural de Argentina, a fin de representar de mejor modo la incertidumbre respecto de la real disponibilidad de ese combustible.

Se ha mantenido la proyección de consumo de electricidad considerada por el Coordinador, sin embargo, ésta considera un impacto, más bien, moderado del COVID-19.

En cuanto a los precios internacionales de gas natural y GNL, se presentan estimaciones propias basadas en los *settlements* de precios de futuros publicados en la plataforma de CME Group a partir de los cuales se calcularon los costos de transporte de GNL con un modelo propio.

El arbitraje de precios de GNL se estima a través de la mejor alternativa de valorización de los cargamentos de GNL para cada ventana temporal. Respecto de los desvíos de cargamentos, se asume un volumen de 90 MMm³ necesario para completar un cargamento, y una vez alcanzado este volumen de excedentes se verifica la existencia de una alternativa rentable de desvío.

2. Disponibilidad de gas

Los generadores: Enel, Colbún, Generadora Metropolitana, Tamakaya y Engie, declaran mensualmente su disponibilidad de GNL al Coordinador, con actualizaciones semanales. La tabla 1 resume la disponibilidad por subsistema declarada en las bases del 29 de diciembre. La tabla reporta los promedios de gas disponible para 2021 y para el primer trimestre.

Como se aprecia, la disponibilidad promedio anual del SEN declarada al Coordinador es de 5,1 MMm³/d, y de 4,5 MMm³/d para el primer trimestre. El GNL inflexible anual declarado en ambos subsistemas alcanza a 1,9 MMm³/d, y en el primer trimestre a 1,2 MMm³/d.

	GNL inflexible	GNL flexible	Total GNL
a) Enero a marzo			
SING	1.1	1.8	2.9
SIC	0.1	1.5	1.7
SIC+SING	1.2	3.3	4.5
b) Anual			
SING	1.0	1.7	2.6
SIC	0.9	1.5	2.4
SIC+SING	1.9	3.2	5.1

Tabla 1. Disponibilidad de GNL en la ventana de doce meses (MMm³/d).

Por su parte, la figura 1 muestra el detalle semanal de las declaraciones agregadas de GNL. Se observa que los generadores han declarado importantes volúmenes de GNL inflexible distribuidos en casi todo el año; en particular, Enel (0,91 MMm³/d), Engie (0,03 MMm³/d) y Tamakaya (0,92 MMm³/d).

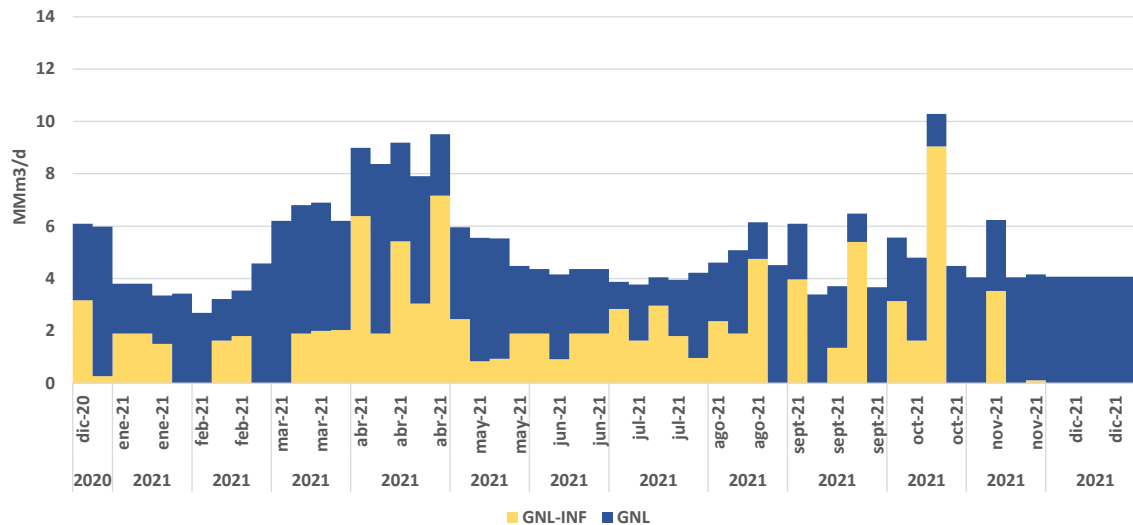


Figura 1. Disponibilidad semanal de gas.

3. Precios de los combustibles

La gráfica de la figura 2 muestra los precios de GNL declarados al Coordinador por las empresas generadoras. Las líneas continuas muestran los precios del GNL en el SIC y las segmentadas corresponden a los precios declarados en el Norte Grande.

Con la excepción de Tamakaya, los precios del GNL fluctúan entre 2,5 y 6 US\$/MMBTU. Los menores precios obtenidos por Colbún, llegan hasta enero de 2021 y luego suben por sobre los 4 dólares.

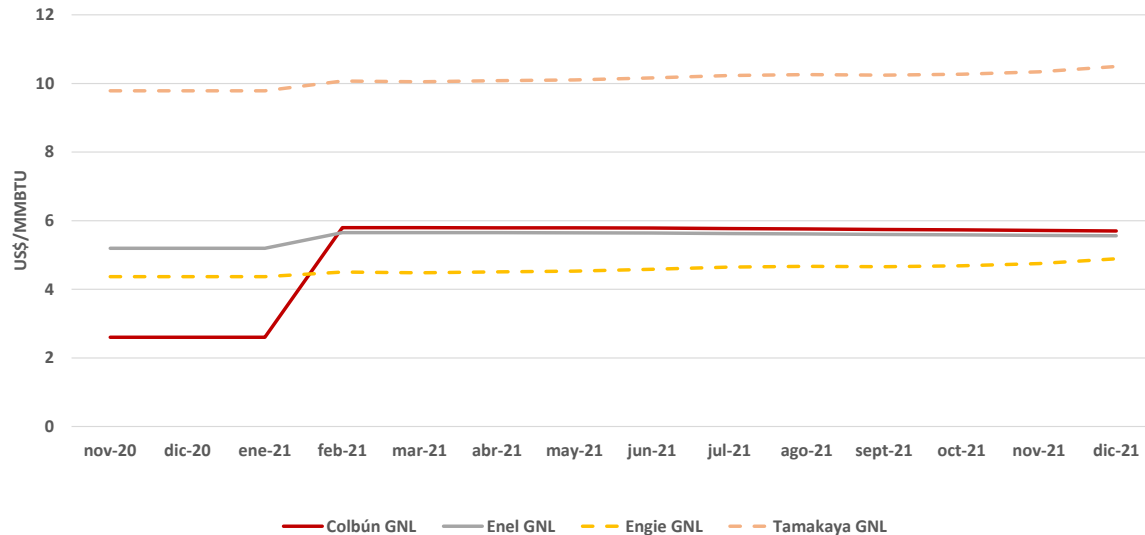


Figura 2. Precios del gas informados al Coordinador.

4. Costos marginales de energía

La tabla siguiente muestra los costos marginales que se obtienen al no considerar volúmenes de GNL inflexible, y los compara con la actual programación del Coordinador que considera los volúmenes reportados en la sección 2. Se aprecia que en promedio el GNL inflexible impacta a la baja el costo marginal en un promedio de US\$2/MWh, 6% de caída. Las caídas pueden ser mayores en hidrologías húmedas alcanzando el 22%.

	Sin GNL inflexible	Con GNL inflexible	Diferencia	%
Promedio	31	29	2	6%
H. Húmeda	29	23	7	22%
H. Seca	37	36	1	2%

Tabla 2. Costos marginales de energía promedio anual (US\$/MWh).

5. Estimación del consumo de GNL

En las siguientes secciones se reporta para el horizonte del estudio, el consumo total de GNL en el sistema interconectado.

5.1 Consumo total de GNL del período

La tabla 3 muestra por subsistema, el valor esperado del consumo de GNL para 2021 y para el primer trimestre de enero a marzo. Si se consideran las hidrologías de la estadística, se espera en el SEN un consumo promedio de 1,2 MMm³/d entre enero y marzo, y de 0,9 MMm³/d como promedio anual.

La misma tabla muestra que para para el primer trimestre el consumo máximo podría alcanzar 1,3 MMm³/d, varias veces por debajo de la disponibilidad informada para esos meses. Por su parte, en términos anuales, el consumo promedio de GNL podría llegar a un máximo de 1,8 MMm³/d, muy por debajo de la disponibilidad informada por los generadores de 5,1 MMm³.

	SING	SIC	SING+SIC
a) Trimestre enero a marzo			
Disponibilidad	2,9	1,7	4,5
Consumo promedio	0,8	0,4	1,2
Consumo mínimo	0,8	0,3	1,0
Consumo máximo	0,9	0,4	1,3
b) Anual			
Disponibilidad	2,6	2,4	5,1
Consumo promedio	0,4	0,5	0,9
Consumo mínimo	0,3	0,1	0,4
Consumo máximo	0,7	1,1	1,8

Tabla 3. Consumo promedio de GNL (MMm³/d).

La figura 3 muestra en detalle la probabilidad acumulada de que el consumo promedio de GNL sea inferior a cierto valor. En el eje de las abscisas, eje horizontal, se muestra el consumo promedio de GNL, mientras que el eje de las ordenadas, eje vertical, reporta la probabilidad de que el consumo esté por debajo de ese valor. Las curvas en color rojo y verde muestran los resultados para el año y para el trimestre que va de enero a marzo, respectivamente. La línea segmentada representa la disponibilidad promedio anual informada por los generadores.

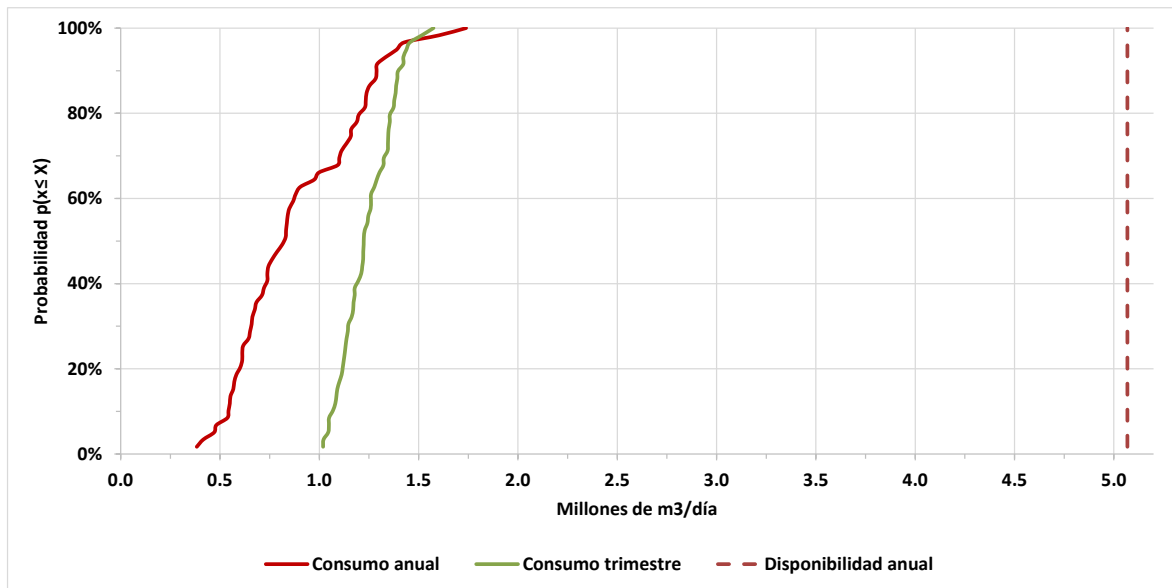


Figura 3. Probabilidad acumulada del consumo promedio diario de GNL (en MMm³/d).

5.2 Consumo mensual de GNL

La figura 4 muestra la gráfica con el consumo promedio de GNL para cada mes de 2021. Los paneles a) y b) reportan los resultados del SING y SIC, y el panel c) muestra el consumo agregado. El resultado se reporta por mes y para tres hidrologías: húmeda, media y seca. En la figura, los colores naranja, azul y gris, muestran los resultados para una hidrología húmeda, media y seca, respectivamente. Según se muestra en las gráficas, en los escenarios hidrológicos extremos el consumo de GNL estará por debajo de la disponibilidad informada por los generadores.

Hasta marzo del próximo año no hay una gran diferencia del consumo de GNL entre las hidrologías, lo que se explica por la llegada del deshielo, que, en Chile, comprende desde octubre hasta marzo del año siguiente — en la actual corrida y sólo para el período de deshielo, el Coordinador considera hidrologías con una probabilidad de excedencia de 69% —. Se aprecia un consumo importante de GNL sólo en la condición seca, pero mucho menor a la disponibilidad declarada por los generadores.

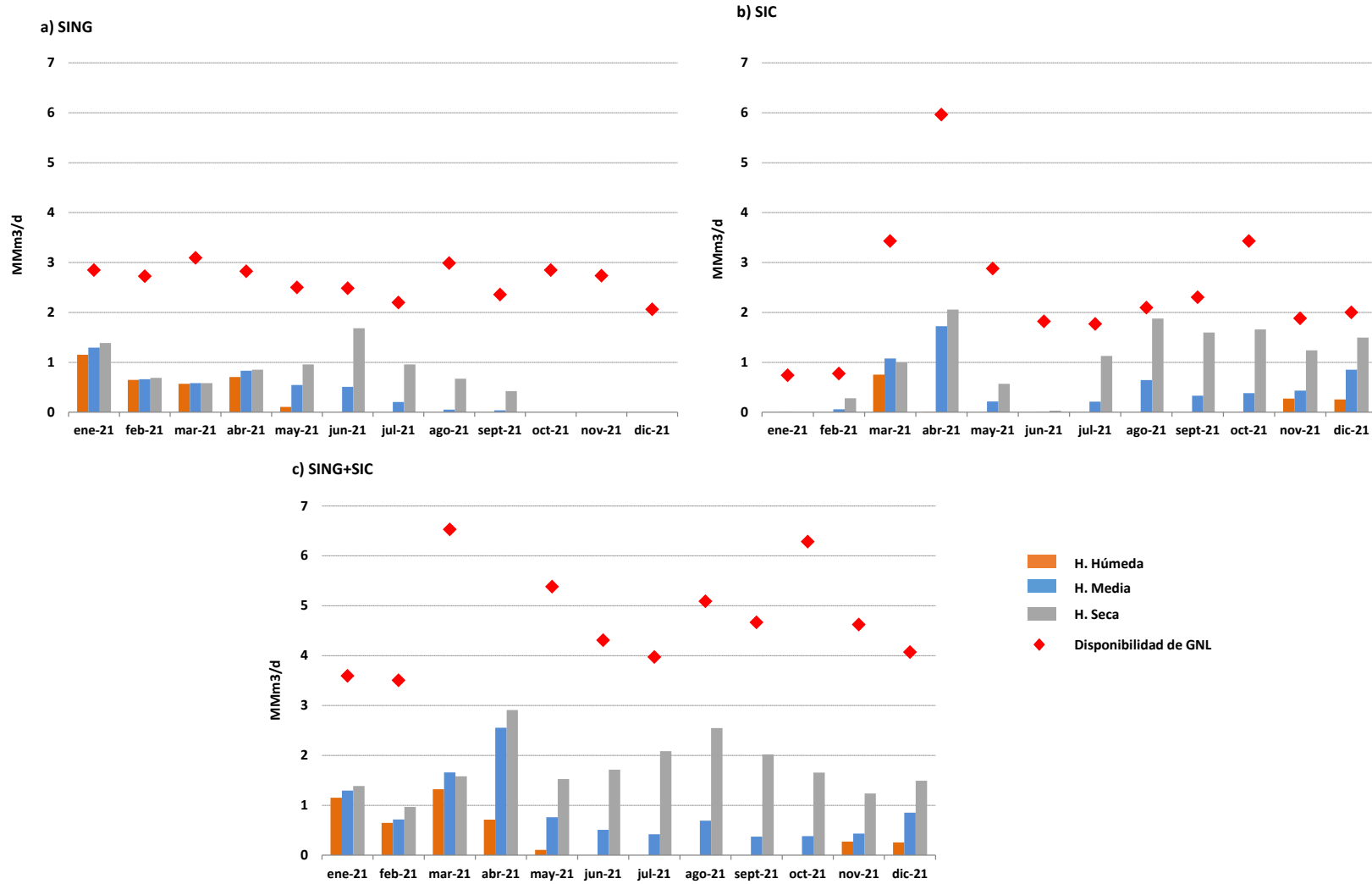


Figura 4. Consumo promedio diario por mes de GNL.

6. Evaluación del posible retorno de buques de GNL

6.1 Índices internacionales de precios del GNL

Los precios de futuros de GNL en JKM, el *marker* de Japón y Corea, comenzaron a subir a principios de diciembre, pero fue en la última semana que se aceleró esta subida, registrándose un pico de precios que aún está desarrollándose, según se aprecia en el gráfico de la figura 5 (línea azul), en donde la evolución de los contratos para entregas en febrero de 2021 alcanzó 17.25 US\$/MMBTU.

La subida en los precios también arrastró al mercado europeo de gas natural, como puede verse también en el mismo gráfico (línea naranja), donde el contrato TTF (Países Bajos) para entregas en febrero de 2021, alcanzó 7.1 US\$/MMBTU.

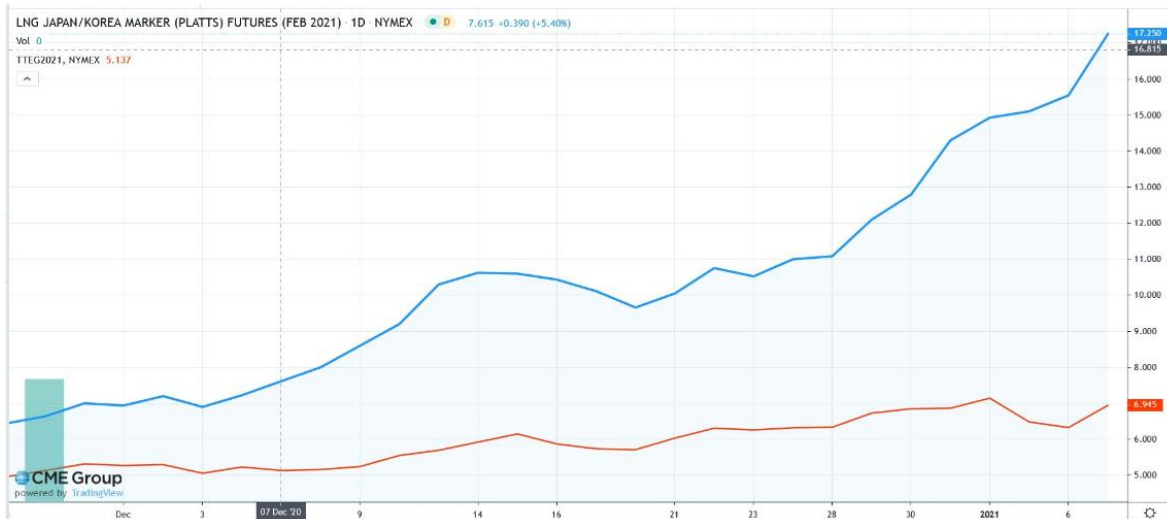


Figura 5. Índices de precios del GNL en Japón-Corea y Europa (US\$/MMBTU).

La figura 6 muestra una visión más amplia de la evolución de las curvas de futuros de GNL en JKM. Se puede observar el movimiento de la curva de futuros, donde el año 2021 (lado izquierdo de la figura) se incrementó en los últimos meses, pero particularmente entre enero y marzo, impulsados por una ola de frío en el hemisferio norte y la tensión en el mercado de transporte de GNL reflejada en el incremento de los *charter rates*.

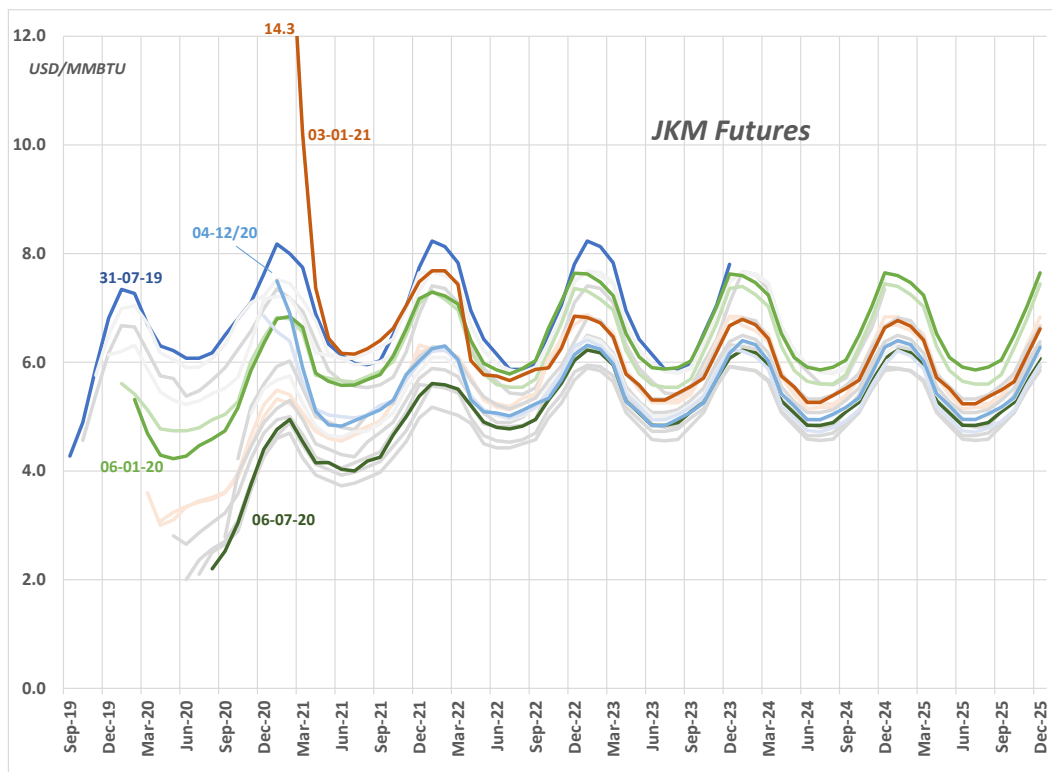


Figura 6. Precios futuros del GNL (US\$/MMBTU).

Al mismo tiempo los costos de transporte de GNL (futuro de transporte para enero de 2021) mostraron lo ajustado del mercado con un crecimiento extraordinario durante el mes de diciembre, triplicando los valores vistos durante los últimos días de noviembre, y alcanzando los 200.000 US\$/día, según puede verse en el gráfico de la figura 7 (línea azul).



Figura 7. Costos de transporte de GNL (US\$/día).

Por su parte, la tabla 4 muestra un resumen con los precios futuros del GNL que serán utilizados para el cálculo de los arbitrajes y los potenciales desvíos de buques desde terminales chilenas. La tabla muestra los precios del petróleo crudo Brent; el precio de GNL en el denominado *Japan/Korea Marker* que refleja el precio de mercado del GNL en Asia; el precio del gas natural en los Países Bajos, el cual cotiza en el *hub* denominado TTF; el precio de gas natural en los Estados Unidos en el Henry Hub (HH); y el costo de transporte de GNL promedio de las tres rutas cuyos futuros transaccionan en el *exchange CME* y que refleja el *charter rate* para buques de GNL.

AI 07 ENE 21**		BRENT	JKM	TTF	HH	Bulk LNG
		USD/bbl	USD/MMBTU	USD/MMBTU	USD/MMBTU	USD/día
Front Month	FEB21*	54,48	17,25	6,94	2,73	170.336
Next Month	MAR21	54,38	10,78	6,70	2,69	84.583
Next Summer	ABR21-OCT21	53,56	6,50	5,98	2,79	40.470
Next Winter	NOV21-MAR22	52,00	7,57	6,55	3,01	61.267

* excepto Bulk LNG que es para el mes de ENE21

** estimados en base a los settlements de futuros publicados por CME

Tabla 4. Precios futuros del GNL.

6.2 Estimación de los precios neto de retorno FOB Chile por Terminal

Con un modelo propio y la información anterior se puede estimar el precio neto de retorno (precio *netback*) que enfrentaría cada terminal. Los *netbacks* de la tabla 5 reflejan el precio alternativo del gas natural en cada una de las terminales en Chile, para luego seleccionar los arbitrajes más relevantes dentro del conjunto de posibles orígenes y destinos que podría tener el GNL.

En primer lugar, los arbitrajes HH reflejan el costo entregado de GNL en las terminales a partir del gas natural adquirido en HH, licuado en el Golfo, y transportado a las terminales. La variante *full cost* refleja el costo del GNL incorporando el estimado de costo de licuefacción fijo en el Golfo, mientras que la variante *marginal cost* no incorpora el costo de licuefacción fijo, marcando lo que sería el piso de precios a los que podría obtenerse GNL de los Estados Unidos.

En segundo lugar, los arbitrajes JKM indican el precio de indiferencia que enfrenta un vendedor de GNL al colocar el volumen en las terminales de Chile o en Asia, considerando los diferenciales de transporte y tiempos de navegación entre los mercados. Aquí la variante *Imp ARB* se calcula considerando las eficiencias de transporte, en el caso de que los cargamentos se redireccionen al momento de la carga del buque; mientras que la variante *Arr ARB*, no incluye esta eficiencia de transporte, pues considera el arbitraje, una vez que el cargamento arribo a las terminales y debe ser redireccionado al nuevo mercado.

Finalmente, el arbitraje *EU Imp ARB* calcula el valor de indiferencia de colocar el cargamento en la Unión Europea considerando las eficiencias de transporte, si éste se redirecciona al momento de la carga.

a) Terminal Quintero al 07 ENE 21		HH Full Cost US\$/MMBTU	HH Marginal US\$/MMBTU	JKM Imp ARB US\$/MMBTU	JKM Arr ARB US\$/MMBTU	EU Imp ARB US\$/MMBTU
Front Month	FEB21	7.55	4.55	15.90	14.56	6.46
Next Month	MAR21	7.02	4.02	10.00	9.17	6.36
Next Summer	ABR21-OCT21	6.94	3.94	5.96	5.47	5.87
Next Winter	NOV21-MAR22	7.32	4.32	6.88	6.25	6.43

b) Terminal Mejillones al 07 ENE 21		HH Full Cost US\$/MMBTU	HH Marginal US\$/MMBTU	JKM Imp ARB US\$/MMBTU	JKM Arr ARB US\$/MMBTU	EU Imp ARB US\$/MMBTU
Front Month	FEB21	7.43	4.43	15.78	14.54	6.34
Next Month	MAR21	6.95	3.95	9.93	9.16	6.30
Next Summer	ABR21-OCT21	6.89	3.89	5.92	5.46	5.82
Next Winter	NOV21-MAR22	7.26	4.26	6.82	6.24	6.37

Tabla 5. Precios netos de retorno en los terminales de Chile (US\$/MMBTU).

De este modo, los márgenes de desvío de los buques arribando en Chile se pueden calcular como la diferencia entre el precio netback en cada terminal y el precio local del GNL en dicha terminal. Esto refleja el valor de la opción de colocar el GNL en el mercado chileno como estaría programado, o desviar el cargamento hacia un mercado alternativo.

La tabla 6 reporta el precio local en los terminales chilenos y los respectivos márgenes de desvío de buques arribando a dichos terminales. El panel a) reporta los valores para el terminal de Quintero, mientras que el panel b) lo hace para el de Mejillones.

a) Terminal Quintero al 07 ENE 21		Precio Local USD/MMBTU	JKM Imp ARB USD/MMBTU	JKM Arr ARB USD/MMBTU	EU Imp ARB USD/MMBTU
Front Month	FEB21	5.70	10.20	8.86	0.76
Next Month	MAR21	5.70	4.30	3.47	0.66
Next Summer	ABR21-OCT21	5.70	0.26	-0.23	0.17
Next Winter	NOV21-MAR22	5.60	1.28	0.65	0.83

b) Terminal Mejillones al 07 ENE 21		Precio Local USD/MMBTU	JKM Imp ARB USD/MMBTU	JKM Arr ARB USD/MMBTU	EU Imp ARB USD/MMBTU
Front Month	FEB21	4.50	11.28	10.04	1.84
Next Month	MAR21	4.50	5.43	4.66	1.80
Next Summer	ABR21-OCT21	4.60	1.32	0.86	1.22
Next Winter	NOV21-MAR22	4.90	1.92	1.34	1.47

Tabla 6. Márgenes de desvío desde terminales chilenos (US\$/MMBTU).

6.3 Estimación de volúmenes disponibles para el desvío por Terminal

El cálculo de los volúmenes disponibles para desvío de cargamentos depende de la programación de cada terminal. La operación de las terminales puede asimilarse a un reservorio cuyos aportes son el arribo de cargamentos y sus efluentes son las ventas de GNL regasificado de la terminal. En

esta sección consideramos que los aportes están vinculados con la disponibilidad declarada de GNL de cada terminal, mientras que los efluentes son los consumos máximos efectivos calculados en la sección 5. Si bien, ésta es una simplificación de la operación de las terminales, indicaría el límite inferior de las posibilidades de flexibilidad de las terminales pudiendo existir oportunidades adicionales.

De este modo, se calcula el momento de la disponibilidad de un cargamento para desvío una vez que se alcanza un excedente, calculado como la disponibilidad acumulada menos los consumos máximos estimados y acumulados en totales de 90 MMm³, valor que refleja el volumen de un cargamento completo. Existen buques de diferentes volúmenes, típicamente entre 135.000 y 185.000 m³ de capacidad de GNL en estado líquido, el volumen previsto de 90MMm³ está en el límite superior de este rango, por lo cual, podrían realizarse desvíos con volúmenes inferiores.

Como se aprecia en la tabla 7, panel a), para el terminal de Quintero, para marzo de 2021 ya habría disponible suficiente volumen excedente para realizar el desvío de un buque, con la posibilidad de un segundo desvío en abril. En el panel b) de la misma tabla, para el terminal de Mejillones, para febrero de 2021 ya habría disponible suficiente volumen excedente para realizar el desvío de un buque, con la posibilidad de un segundo desvío en marzo.

a) Terminal Quintero al 07 ENE 21		Consumo Máximo MMm ³ /d	Disponibilidad Declarada MMm ³ /d	Diferencia Disp-Cons MMm ³ /d	Diferencia Mensual MMm ³ /d	Diferencia Acumulada MMm ³
ENE21	31	0,0	0,7	0,7	23	23
FEB21	28	0,3	0,8	0,5	14	37
MAR21	31	1,0	3,4	2,4	75	113
ABR21	30	2,1	6,0	3,9	117	230
MAY21	31	0,6	2,9	2,3	72	302
JUN21	30	0,0	1,8	1,8	54	355
JUL21	31	1,1	1,8	0,6	20	375
AGO21	31	1,9	2,1	0,2	7	382
SEP21	30	1,6	2,3	0,7	21	403
OCT21	31	1,7	3,4	1,8	55	458
NOV21	30	1,2	1,9	0,6	19	478
DIC21	31	1,5	2,0	0,5	16	494

b) Terminal Mejillones al 07 ENE 21		Consumo Máximo MMm ³ /d	Disponibilidad Declarada MMm ³ /d	Diferencia Disp-Cons MMm ³ /d	Diferencia Mensual MMm ³ /d	Diferencia Acumulada MMm ³
ENE21	31	1,4	2,9	1,5	45	45
FEB21	28	0,7	2,7	2,0	57	103
MAR21	31	0,6	3,1	2,5	78	180
ABR21	30	0,9	2,8	2,0	59	240
MAY21	31	1,0	2,5	1,5	48	288
JUN21	30	1,7	2,5	0,8	24	312
JUL21	31	1,0	2,2	1,2	39	350
AGO21	31	0,7	3,0	2,3	72	422
SEP21	30	0,4	2,4	1,9	58	480
OCT21	31	0,0	2,9	2,9	88	569
NOV21	30	0,0	2,7	2,7	82	651
DIC21	31	0,0	2,1	2-1	64	715

Tabla 7. Consumo máximo de GNL y volúmenes en exceso.

De este modo, en función de las estimaciones realizadas, sería posible realizar el desvío de tres buques según se muestra en la tabla 8. Para calcular el destino de los desvíos, se utiliza el margen unitario de la mejor opción disponible, es decir el de mayor margen unitario, es así que la mejor opción resulta en desviar los embarques hacia el mercado asiático. De este modo, todos los desvíos tienen una ganancia positiva directa en la transacción de GNL en buque, totalizando un beneficio agregado de US\$70 millones para ambos terminales entre febrero y marzo.

AI 07 ENE 21		Volumen MMm ³	Margen Unitario USD/MMBTU	Margen Total MMUSD
Quintero	MAR21	90	4.30	14.28
Mejillones	FEB21	90	11.28	37.46
Mejillones	MAR21	90	5.43	18.04
Ganancia Potencial Total				69.8

Tabla 8. Ganancias potenciales con desvíos de buques (MMU\$).

7. Conclusiones

El consumo anual esperado de GNL en los terminales de Quintero y Mejillones para 2021 es de 0,9 MMm³/d. Dependiendo de la hidrología, el consumo promedio anual de GNL podría ir desde un mínimo de 0,4 a un máximo de 1,8 MMm³/d, muy por debajo de la disponibilidad informada por los generadores de 5,1 MMm³/d.

El gran volumen de GNL disponible implica que en el terminal Mejillones existirá un excedente acumulado de 103 MMm³ en febrero, es decir, un volumen suficiente para evaluar el desvío de un buque en ese mes. En marzo se produciría un excedente adicional que permitiría evaluar el desvío de otro buque. Por su parte, en el terminal Quintero se acumulará un volumen excedente de GNL de 113 MMm³ en marzo, suficiente para desviar otro buque en ese mes.

La situación de tensión en el mercado de GNL en el corto plazo permite prever márgenes importantes para el desvío de cargamentos en los próximos meses. En forma agregada, estas operaciones podrían implicar un beneficio de US\$70 millones para ambos terminales. El desvío de buques con excesos de GNL que no se necesitarán en el sistema interconectado, permitiría evitar declaraciones de GNL inflexible en el primer trimestre de este año y su correspondiente impacto a la baja en el costo marginal, estimado en US\$2/MWh, un 6% del precio.

La programación y ajustes de las terminales de GNL por la limitada capacidad de almacenamiento y la relación entre el tamaño de los cargamentos y dicha capacidad, requiere de una dinámica activa que este analizando el balance de los meses siguientes. El tiempo necesario para el transporte de GNL y la negociación de cargamentos hace necesario que las decisiones se tomen sobre los cargamentos con una anticipación de al menos 30 días, esto no significa que no existan oportunidades cuando los cargamentos están arribando, o aun hayan arribado, pero si limita significativamente las opciones y el valor de los desvíos.