



Observatorio de servicios públicos

Observatorio de Servicios Públicos
Prosecretaría de Medios y Publicaciones
SECRETARÍA DE
EXTENSIÓN UNIVERSITARIA



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE LA PLATA

DOCUMENTO DE TRABAJO N° 4

www.unlp.edu.ar/observatoriosp

Observatorio de Servicios Públicos de la Universidad Nacional de La Plata

índice

1. Introducción	3
2. Gasoducto Presidente Nestor Kirchner (GPNK)	5
3. Optimización del uso del sistema de transporte	9
4. Sobre el sistema de transporte concesionado	14
5. Anexo.	23

1. Introducción

El escenario en materia energética se presenta en extremo complejo para nuestro país en el corto y mediano plazo. A la baja hidraulicidad registrada durante los últimos años y consecuente mayor dependencia de la generación térmica, en particular durante 2021¹, situación sólo parcialmente revertida en 2022, se ha sumado una declinante producción y disponibilidad de gas de origen boliviano, así como una escalada sin precedentes en el precio del GNL que se requiere importar para cubrir los picos de demanda², todo ello en el marco de un conflicto bélico iniciado en Europa de consecuencias impredecibles.

Esta problemática coyuntura ha puesto en el centro del debate público especializado la necesidad de acelerar el desarrollo de los recursos hidrocarburíferos domésticos, convencionales y no convencionales, en orden a garantizar el abastecimiento interno, sustituyendo importaciones, así como aprovechar una inmejorable oportunidad de colocar excedentes en el mercado externo, con una demanda en aumento y precios históricamente altos, en momentos en los que el país requiere mejorar imperiosamente su balance externo y fiscal.

La infraestructura asociada debe por supuesto acompañar el proceso, de modo de poder evacuar niveles crecientes de producción, particularmente a partir del desarrollo de la formación Vaca Muerta en la cuenca neuquina, que constituye la segunda reserva de gas no convencional del mundo.

El presente informe tiene por objeto explorar estos aspectos críticos de la realidad energética del país y los desafíos que se plantean en el futuro inmediato, haciendo particular foco en el sistema de transporte de gas natural.

Es así que en primer término se bridan precisiones acerca del proyectado "GASODUCTO PRESIDENTE NÉSTOR KIRCHNER" (GPNK), la ampliación más grande del sistema de transporte de los últimos 40 años, que permitirá incrementar su capacidad en 44 millones de metros cúbicos diarios.

Se analiza asimismo cómo, sobre todo para paliar la escasez en el corto plazo hasta tanto pueda contarse con el nuevo gasoducto, cobra enorme relevancia la optimización que se haga en el uso de la red troncal existente. En particular, se presenta el caso del gasoducto

1. Producto de la caída del caudal en todas las cuencas durante 2021 la fuente hidráulica sólo aportó a la oferta total de energía eléctrica un 16,9%, casi la mitad del aporte promedio registrado durante los últimos 15 años. En particular, la bajante histórica en la Cuenca del río Paraná motivó que el Gobierno Nacional declarase el "Estado de Emergencia Hídrica" en territorio de las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes, Santa Fe, Entre Ríos, Misiones y Buenos Aires, sobre las márgenes de los ríos Paraná, Paraguay e Iguazú (Decreto 482/2021). (Fuente: CAMMESA).

2. 27,75 USD/MMBtu resultó ser el precio promedio ponderado de últimas 5 licitaciones de ENARSA durante 2022, comparado con los 8,33 USD/MMBtu de 2021, y con los 2,96 USD/MMBtu 2020. Ver ANEXO I con detalle de los cargamentos de GNL licitados por ENARSA a la fecha del presente informe.

General San Martín, operado por la concesionaria Transportadora de Gas del Sur, que recibe inyección de gas de las cuencas Austral y del Golfo de San Jorge, entregándolo a lo largo de toda la Patagonia hasta la Provincia de Buenos Aires, con capacidad ociosa durante el período invernal de mayor demanda.

Finalmente y en este contexto, se analiza la evolución del sistema de gasoductos. En particular, el estado de las actuales concesiones del servicio público de transporte, otorgadas a partir 1993 en virtud del proceso de privatización de Gas del Estado a las empresas Transportadora de Gas del Sur (TGS) y Transportadora de Gas del Norte (TGN), por el término de 35 años, con vencimiento en 2027.

2. Gasoducto Presidente Nestor Kirchner (GPNK)

De acuerdo a lo anunciado por el Gobierno Nacional la concreción del GPNK permitirá inyectar al sistema de transporte “44 millones de metros cúbicos diarios adicionales y ahorrar unos USD 2.690 millones anuales por disminución de importaciones en combustibles”, mejorando consecuentemente nuestro comprometido balance externo.

El desarrollo del GPNK se realizará en dos etapas sucesivas, permitiendo evacuar la producción incremental de gas natural no convencional de la Cuenca Neuquina.

Durante la primera etapa se extenderá un ducto de 36 pulgadas de diámetro a lo largo de 558 kilómetros, desde Tratayén, Provincia de Neuquén, hasta Saliquelló, Provincia de Buenos Aires, de modo de poder transferir desde allí parte de volumen transportado al gasoducto Neuba II, asegurando el abastecimiento al polo petroquímico de Bahía Blanca y a las grandes centrales termoeléctricas. Asimismo, en esta etapa, se realizará la interconexión de Mercedes con la Planta Compresora de Cardales permitiendo la vinculación de los sistemas de TGS con TGN. La segunda etapa se extenderá en territorio de la provincia de Buenos Aires hasta San Jerónimo, Provincia de Santa Fe, abasteciendo al norte del Gran Buenos Aires y el Litoral.

De acuerdo a lo consignado por las autoridades del Gobierno Nacional, “cuando se finalice la primera etapa de construcción, el nuevo gasoducto incrementará en 19 millones de m³ diarios la capacidad del sistema de transporte de gas natural, aumentando a 24 millones cuando se terminen las obras complementarias. De esta forma nuestro país podría reemplazar importaciones de GNL en las terminales de regasificación de Escobar y Bahía Blanca, lo cual implicaría un importante ahorro en divisas y permitirá sustituir la totalidad del combustible líquido consumido por las Centrales Termoeléctricas.”

Asimismo, “en virtud de los excedentes de producción generados, la Argentina contará con la infraestructura necesaria para realizar con un volumen creciente exportaciones a Chile, Uruguay y Brasil”. Además, “generará regalías adicionales para las provincias productoras por al menos unos USD 139 millones anuales”, una vez completadas ambas etapas.

En Resumen, de acuerdo al anuncio oficial:

GPNK - OBJETIVOS

DESARROLLAR FORMACIÓN “VACA MUERTA” (2DA RESERVA NO CONVENCIONAL) a gran escala.
PONER EN VALOR EL GNEA, AL LLEGAR A SAN JERÓNIMO-SANTA FE CON 20 MMM3/D... lo que permite el abastecimiento del Litoral y el Noreste, históricamente postergado, donde aún no cuentan con acceso a la red de gas o son abastecidas por propano indiluido.
ABASTECER EL MERCADO INTERNO DE FORMA CONFIABLE Y COMPETITIVA... sustituyendo totalmente, en una primera etapa, el GNL importado en Bahía Blanca y el uso de combustibles líquidos, o Escobar, en una etapa final.
REDUCIR EL COSTO DE ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA NACIONAL... con un efecto claro de sustitución de importaciones que repercute favorablemente tanto en la balanza comercial como en los subsidios energéticos.
CONTAR CON UNA TRAZA CENTRAL ESTRATÉGICA... Reforzando el suministro al área GBA y Litoral con gas natural local mediante ampliaciones eficientes, así como el abastecimiento de la Patagonia y Bahía Blanca sin necesidad de obras adicionales.
ABASTECER GRADUALMENTE CON GAS NACIONAL LA TOTALIDAD DE LA DEMANDA ARGENTINA...alcanzando el logro del autoabastecimiento.

GPNK - BENEFICIOS

GENERACIÓN DE PUESTOS DE TRABAJO... Sólo la obra civil demandará 1500 puestos de trabajo directos y 1500 puestos de trabajo indirectos. La nueva producción de gas nacional a transportar demandará, al menos, 6000 puestos de trabajo directos y otros 6000 indirectos.
AUMENTO CAPACIDAD DE TRANSPORTE... Aumentará la capacidad de transporte progresivamente hasta 24 MM m3/d con la Etapa I y hasta 44 MM m3/d con las Etapas I + II (Total Proyecto).
PROMOCIÓN PRODUCCIÓN NACIONAL... reemplazará con gas y trabajo ARGENTINO, GNL y combustibles líquidos importados, al menos, 2400 MM m3 anuales con la Etapa I, y con las Etapas I + II (Total Proyecto) 4400 MM m3 anuales equivalentes.
AHORRO DE DIVISAS... permitirá ahorrar por disminución de importaciones, como mínimo, con la Etapa I u\$s 1.465 MM anuales, con las Etapas I + II (Total Proyecto) u\$s 2.690 MM anuales.
AHORRO DE COSTO FISCAL... disminuirá el costo fiscal con la Etapa I en u\$s 60 MM anuales, y con las Etapas I + II (Total Proyecto) en u\$s 1.946 MM anuales.
AUMENTO DE REGALÍAS... generará regalías adicionales para las provincias productoras, al menos, u\$s 49 MM anuales con la Etapa I y u\$s 90 MM anuales con las Etapas I + II (Total Proyecto).

Fuente: ENARSA - <https://gpnk.energia-argentina.com.ar/>

Cabe consignar que el 16 de junio último ENARSA -empresa del Estado Nacional titular de la concesión del nuevo gasoducto y a cargo de licitar, contratar y planificar su construcción (DNU 76/2022)- y la empresa SIAT S.A. -Grupo Techint- firmaron el contrato para la provisión de 582 km de cañerías de 36 pulgadas de diámetro y de 74 km de cañerías de 30 pulgadas, que serán utilizadas para la primera etapa del GPNK entre Tratayén (Neuquén) y Saliquelló (Buenos Aires) y para sus obras complementarias.³

En lo que respecta al financiamiento, cabe asimismo consignar que las fuentes del financiamiento previstas para el desarrollo de las obras en el marco del programa Transport.Ar -dentro de las cuales se encuentra fundamentalmente el GPNK-, suman hasta el momento un total de \$178.975,9 millones, a saber:

FUENTES DE FINANCIAMIENTO AÑO 2021 - 2022		-en \$-
2021	OBRAS DE TRANSPORTE - DNU 809/21 + DA	59.080.321.152
	APORTE SOLIDARIO - LEY 27.605	60.190.000.000
2022	OBRAS DE TRANSPORTE - DCTO 882/21	59.080.321.152
	APORTE SOLIDARIO - LEY 27.605	625.299.250
TOTAL		178.975.941.554

3. <https://www.energia-argentina.com.ar/index.php/energia-argentina-firmo-el-contrato-para-la-provision-de-cañerías-del-gasoducto-presidente-nessor-kirchner/>

MAPA DEL PROYECTO GPNK



Fuente: <https://gpnk.energia-argentina.com.ar/media/img/HomeMapa.webp>

3. Optimización del uso del sistema de transporte

Hasta tanto pueda contarse con el GPNK para evacuar crecientes volúmenes de gas desde Vaca Muerta, resulta imprescindible optimizar la utilización de la red troncal existente.

El transporte de mayores volúmenes de gas producido en el país permite el doble beneficio de disminuir la carga fiscal de subsidios, así como la salida de divisas sustituyendo importaciones, particularmente de GNL, actualmente con extraordinarios diferenciales de precio dado el contexto internacional.

De allí que sea necesario aprovechar al máximo la capacidad de la infraestructura existente. Donde se combine capacidad ociosa de transporte y factibilidad para generar mayor producción, existe la valiosa oportunidad de sustituir GNL importado por gas nacional.



Fuente: TGS

Del análisis de los datos abiertos del Ente de Control (ENARGAS), surge la existencia de capacidad ociosa en el mismo. Concretamente, de mantenerse la producción actual cercana a los 32 MMm³/d entre Tierra del Fuego, Santa Cruz y Chubut, la ociosidad de transporte medida en el nodo General Cerri (localidad del partido de Bahía Blanca, en el sudoeste de la Provincia de Buenos Aires) alcanzarían los 10/11 MMm³/d.

La capacidad ociosa del gasoducto en cada tramo durante el período invernal más agudo de 2021 (mayo a agosto) queda ilustrada a continuación:



Fuente: ENARGAS

La línea roja indica la capacidad de transporte y las barras verdes el gas efectivamente transportado durante el invierno del año pasado.

Es decir que, para saturar la capacidad de transporte del gasoducto, debería aumentarse la inyección de fluido en el orden de los 6-7 MMm³/d en Tierra del Fuego; 2-3 MMm³/d en Santa Cruz Sur; y 3-4 MMm³/d en Santa Cruz Norte-Chubut, con gradientes crecientes para amparar la declinación y el aumento de las demandas regionales.⁴

4. El desarrollo exploratorio del yacimiento Campo Indio concesionado a CGC en el on shore de la Cuenca Austral y el Proyecto Fénix del consorcio conformado por Total, Wintershall y PAE de la Cuenca Marina Austral 1 (CMA1) permitirán alcanzar estos valores a partir de 2023 en Santa Cruz Sur y frente a las Costas de Tierra del Fuego.

Consecuentemente, en caso de aumentar la producción entre 10 y 12 MMm³/d, lograría completarse la capacidad ociosa del Gasoducto San Martín. Eso redundaría en una importante disminución en la importación de GNL.

Con relación a esta última cuestión, resulta importante destacar las previsiones que realiza la Secretaría de Energía en el informe presentado en el mes de enero de 2022, previo a la audiencia pública del 31 de enero.

En dicho documento puede leerse: “en la temporada invernal, el Gas Nacional representará 73% con 17.995 MMm³, se importarán 2.142 MMm³ de Bolivia que cubrirá el 9% de la demanda, y se requerirá importar 4.406 MMm³ equivalentes de GNL para cubrir el 18% restante.”

En relación al GNL que debe importarse para cubrir la demanda que no puede satisfacerse con gas local (ni con la importación desde Bolivia), la Secretaría de Energía en el informe previo a la audiencia pública celebrada el 10 de mayo de 2022, indicó: “Finalmente, el precio del GNL importado, por su condición de commodity, es una variable determinada por el mercado internacional, que de acuerdo a lo expuesto se estima en el orden de los U\$S/MMBTU 39 para el periodo mayo a septiembre de 2022..”⁵

Si bien el valor efectivamente contratado resultó ser menor promediando las sucesivas licitaciones de ENARSA en lo que va de 2022 (27,75 USD/MMBtu), no deja de ser exorbitante e incierto el precio del GNL como consecuencia de la escalada bélica en Ucrania y las sanciones económicas impuestas a la Federación Rusa.

De allí que resultaría de suma importancia aprovechar al máximo el gasoducto San Martín, que hoy día se observa con niveles de ociosidad en su capacidad operativa, lo cual permitiría sustituir parcialmente y en el corto plazo la importación de GNL durante el período invernal.

3.1 Doble ahorro

La referida optimización en la utilización de la capacidad de transporte de gas natural y consecuente oportunidad de sustitución de importantes volúmenes de GNL importado por gas natural producido en nuestro país puede generar los siguientes beneficios inmediatos:

4. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_final_audiencia_publica_0.pdf

3.1.1 Diferencial de precio entre gas natural de origen nacional y GNL importado

El precio del gas producido en el país es significativamente más bajo que el GNL importado. Este último con un precio promedio del orden de 27,75 USD/MMBtu⁶, tomando como referencia el resultado de las últimas licitaciones realizadas por ENARSA en lo que va de 2022, mientras la última ronda del Plan Gas.Ar arrojó 3,43/MMBtu para el gas natural de producción nacional.

De este modo, y considerando el diferencial de precios mencionado, por cada MM de m³/diario que se reemplace de GNL por gas local se podría producir un ahorro equivalente aproximadamente a USD 920 mil.

En el extremo, con estos precios de referencia, si se reemplazaran 10 MMm³/día durante 100 días el ahorro en el total abonado equivaldría a USD 921,4 millones, con consiguiente impacto en la cuenta de subsidios.

Se presenta a continuación, un análisis de sensibilidad entre distintas combinaciones de MMm³/d reemplazados y la cantidad de días que dure dicho reemplazo:

Millones de USD Ahorrados		Días de reemplazo de GNL										
		1	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
MMm ³ /d reemplazados	1	0,9	9,2	18,4	27,6	36,9	46,1	55,3	64,5	73,7	82,9	92,1
	2	1,8	18,4	36,9	55,3	73,7	92,1	110,6	129,0	147,4	165,8	184,3
	3	2,8	27,6	55,3	82,9	110,6	138,2	165,8	193,5	221,1	248,8	276,4
	4	3,7	36,9	73,7	110,6	147,4	184,3	221,1	258,0	294,8	331,7	368,6
	5	4,6	46,1	92,1	138,2	184,3	230,3	276,4	322,5	368,6	414,6	460,7
	6	5,5	55,3	110,6	165,8	221,1	276,4	331,7	387,0	442,3	497,5	552,8
	7	6,4	64,5	129,0	193,5	258,0	322,5	387,0	451,5	516,0	580,5	645,0
	8	7,4	73,7	147,4	221,1	294,8	368,6	442,3	516,0	589,7	663,4	737,1
	9	8,3	82,9	165,8	248,8	331,7	414,6	497,5	580,5	663,4	746,3	829,2
	10	9,2	92,1	184,3	276,4	368,6	460,7	552,8	645,0	737,1	829,2	921,4

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación y ENARSA.

3.1.2 Menor necesidad de divisas

Una mayor utilización de gas de origen nacional genera un menor requerimiento de divisas para afrontar importaciones, mejorando nuestro balance externo.

6. Debe considerarse adicionalmente un costo fijo y variable de la regasificación, que se estima entre 1 y 1,3 USD/MMBtu. Ver ANEXO I con detalle de los cargamentos de GNL licitados por ENARSA.

En efecto, por cada 1 millón de m³/diario de GNL reemplazado dejarían de salir unos USD 1,045 millones de las reservas. Se exhibe a continuación otro análisis de sensibilidad sobre el ahorro de divisas resultante de distintas combinaciones de MMm³/día reemplazados y días reemplazo:

6

Millones de USD Ahorrados		Días de reemplazo de GNL										
		1	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
MMm ³ /d reemplazados	1	1,0	10,4	20,9	31,3	41,8	52,2	62,7	73,1	83,6	94,0	104,5
	2	2,1	20,9	41,8	62,7	83,6	104,5	125,4	146,3	167,2	188,1	209,0
	3	3,1	31,3	62,7	94,0	125,4	156,7	188,1	219,4	250,7	282,1	313,4
	4	4,2	41,8	83,6	125,4	167,2	209,0	250,7	292,5	334,3	376,1	417,9
	5	5,2	52,2	104,5	156,7	209,0	261,2	313,4	365,7	417,9	470,1	522,4
	6	6,3	62,7	125,4	188,1	250,7	313,4	376,1	438,8	501,5	564,2	626,9
	7	7,3	73,1	146,3	219,4	292,5	365,7	438,8	511,9	585,1	658,2	731,3
	8	8,4	83,6	167,2	250,7	334,3	417,9	501,5	585,1	668,7	752,2	835,8
	9	9,4	94,0	188,1	282,1	376,1	470,1	564,2	658,2	752,2	846,3	940,3
	10	10,4	104,5	209,0	313,4	417,9	522,4	626,9	731,3	835,8	940,3	1.044,8

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación y ENARSA.

Nótese que en el extremo, con estos precios de referencia, reemplazando 10 MMm³ durante 100 días el ahorro de divisas llegaría a USD 1.044,8 millones, cifra nada despreciable en orden a mitigar la restricción externa -crónica- que afronta el país.

4. Sobre el sistema de transporte concesionado

Luego de haber analizado las implicancias y consecuencias que generará la concreción del GPNK, en cuanto podrá transportar el gas existente en Vaca Muerta, con la posibilidad de sustituir importaciones y generar importantes saldos exportables, con la consecuente entrada de divisas al país, así como luego de haber puesto el foco en la capacidad ociosa del Gasoducto San Martín y la oportunidad que ello implica en el corto plazo para paliar la escasez, resulta ahora importante adentrarnos en el servicio público de transporte de gas, a cargo de las dos concesionarias que operan el sistema nacional de gasoductos⁷: Transportadora Gas del Norte (TGN) y Transportadora Gas del Sur (TGS).

La infraestructura de transporte debe acompañar el potencial de desarrollo de nuestros recursos hidrocarburíferos. Resulta por tanto crítica. De acuerdo con nuestra legislación tanto el transporte como la distribución de gas natural constituyen servicios públicos de jurisdicción nacional.

Se considera transportista a toda persona jurídica que es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores.

En 1993, punto de partida de las estadísticas oficiales del ENARGAS, el Sistema Licenciado de Transporte (SLT) contaba con una longitud de 10.766 km a nivel nacional. Al concluir 2020 (ultimo registro), en el SLT contaba con unos 5270 kilómetros adicionales, representando un crecimiento del 49% punta a punta.⁸ Un total de 16.037 km, 58% operado por TGS, 42% operado por TGN.

La evolución de la expansión del sistema licenciado de transporte en kilómetros de gasoductos desde el inicio de las actuales concesiones hasta la actualidad no ha sido lineal. Dentro de las obras de mayor magnitud cabe mencionar la expansión del Gasoducto San Martín por un total de 359 km (entre 2009 y 2011), así como los 555 km sobre el Gasoducto Norte (entre 2010 y 2014). Durante los últimos años no ha habido ampliaciones. Entre los años 2016 y 2018 no se realizaron ampliaciones sobre el SLT, siendo la primera vez desde 1993 que se verificaron tres años seguidos sin expansiones.⁹

7. Mapa del sistema concesionado: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/informacion-geografica/Mapas/SistTranspDistrib/Transporte.pdf>

8. Mapa sobre la evolución histórica: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/informacion-geografica/Mapas/Historico/2020.pdf>

9. Fuente: ENARGAS. Información más detallada en:

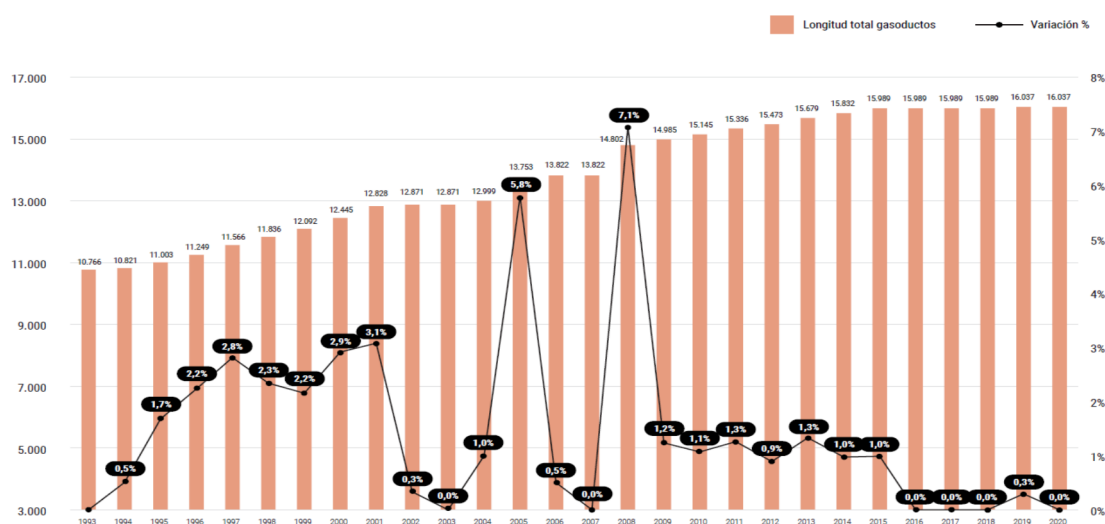
https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/informes-graficos/pdf/GT_IG_10.pdf

https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/informes-graficos/pdf/informe_528.pdf

https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/informes-graficos/pdf/informe_490.pdf

A continuación, se exhibe gráfico ilustrativo provisto por el ENARGAS:

EXPANSIÓN DEL SISTEMA LICENCIADO DE TRANSPORTE EN KILÓMETROS DE GASODUCTO 1993-2020 – TOTAL PAÍS



Fuente: La información expuesta se obtuvo de los datos de los informes anuales del ENARGAS; la declaración jurada semestral de las Transportistas; y otros registros de Operación y Mantenimiento.

4.1 Las transportistas

4.1.1 Accionistas

El servicio público de transporte de gas natural se encuentra concesionado a dos grupos empresarios, hoy con la siguiente integración accionaria:

TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.

CÍA DE INVERSIONES DE ENERGÍA SA (CIESA)	51,00%
PAMPA ENERGÍA	50%
GRUPO INVERSOR PEPCA	50%
FGS-ANSES	24%
FLOTANTE – COTIZACIÓN EN BOLSA BA Y NY	25%

Flia Sielecki / PCT LLC (subsidiaria fondo de inversión)

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

GASINVEST SA	56%
TECPETROL INTERNACIONAL SL (Techint)	50%
CIA GRAL DE COMBUSTIBLES SA (Corporación América)	50%
SOUTHERN CONE ENERGY HOLDING COMPANY INC	24%
FLOTANTE – COTIZACIÓN EN BOLSA BA	20%

4.1.2 Objeto social

Ambas firmas modificaron su objeto social en el año 2017 (TGS en abril y TGN en septiembre), ampliándolo a actividades no comprendidas en el objeto social original, según Decreto 1189/92, ANEXO IV, MODELO DE ESTATUTO PARA LAS SOCIEDADES PRESTADORAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSPORTE.

En concreto, ampliaron actividades al sector eléctrico (generación y comercialización) y a otros servicios de la industria hidrocarburífera.

En caso de TGS, de acuerdo con la Memoria que acompaña su propuesta de readecuación tarifaria presentada con fecha 3 de enero de 2022 ante el ENARGAS, *“la Sociedad comenzó sus operaciones comerciales el 28 de diciembre de 1992 y **se dedica principalmente a la prestación del servicio público de Transporte de Gas Natural y la Producción y Comercialización de Líquidos y derivados del gas natural.**”*¹⁰

Asimismo se señala que *“junto con los activos esenciales requeridos para la prestación del Servicio de Transporte, el texto señala que la Sociedad recibió el Complejo de Procesamiento de Gas Natural General Cerri (“Complejo Cerri”), en el cual se efectúa el procesamiento de gas natural para la obtención de líquidos; y que TGS presta además servicios de “midstream”, los cuales consisten, principalmente, en el tratamiento, separación de impurezas y compresión de gas natural, pudiendo abarcar la captación y el transporte de gas natural en yacimientos, así como también servicios de construcción, operación y mantenimiento de gasoductos; así como servicios de telecomunicaciones y transmisión de datos, a través de su controlada Telcosur S.A.”*

Según lo previsto en el Decreto 2255/92 que integra el Marco Regulatorio, nada impide a TGS prestar los servicios no regulados antes mencionados habilitados en su objeto social, sin brindar por ello contraprestación alguna al otorgante de la concesión.

En efecto, el contrato de licencia oportunamente suscripto al momento de privatizar el servicio público de transporte estableció como objeto del mismo el otorgamiento de la licencia de habilitación exclusiva para la explotación del ‘servicio licenciado’, individualizando para ello los activos esenciales; es decir aquellos indispensables para prestar el servicio de transporte de gas, con exclusión de la planta de General Cerri¹¹ (Puntos 1 y 2 del Contrato de licencia).

10. https://www.enargas.gov.ar/secciones/audiencias-publicas/102/archivos/IF-2022-00491232-APN-SD_ENARGAS.pdf

11. General Cerri es una localidad del partido de Bahía Blanca, en el sudoeste de la Provincia de Buenos Aires.

Sin embargo, la prestataria puede usufructuar el resto de los activos no esenciales, pudiendo disponer libremente de ellos (punto 5.7 del Contrato de licencia)

De la lectura de este, queda claro que la actividad principal concesionada era el servicio público de transporte de gas, pudiendo existir otro tipo de explotaciones anexas y accesorias al mismo (denominados en la jerga servicios no regulados), por los cuales la licenciataria no debía pagar contraprestación alguna. Podía 'disponer libremente de los bienes', al decir del contrato.

Durante estos treinta años que lleva la concesión se pueden advertir en los balances algunas particularidades referidas a dichos servicios, tanto el regulado como los no regulados, a saber.

4.1.3 Estados contables

Del análisis de los balances 2015-2021 surge que los ingresos de la empresa TGS derivados de actividades no reguladas significaron en promedio casi dos terceras partes del total. En el ejercicio 2021 recientemente finalizado más del 70%.

TGS

EJERCICIO	INGRESO TOTAL (IT)		INGRESO REGULADO (IR)		INGRESO NO REGULADO (INR)		INR / IT	RESULTADO NETO		
	Miles \$	Var. i.a.	Miles \$	Var. i.a.	Miles \$	Var. i.a.		Miles \$	Miles USD	Miles USD acum
2015	4.226.569		1.013.998		3.212.571		76,0%	-172.109	-18.568	-18.568
2016	7.402.172	75%	2.087.191	106%	5.314.981	65%	71,8%	930.675	62.971	44.403
2017	12.246.664	65%	4.559.739	118%	7.686.925	45%	62,8%	2.793.266	168.609	213.011
2018	34.062.670	178%	15.462.061	239%	18.600.609	142%	54,6%	11.415.836	406.348	619.360
2019	48.561.494	43%	22.620.423	46%	25.941.071	39%	53,4%	12.805.118	265.433	884.793
2020	55.871.438	15%	23.501.610	4%	32.369.828	25%	57,9%	3.286.199	46.551	931.344
2021	88.976.328	59%	24.502.882	4%	64.473.446	99%	72,5%	20.931.077	219.953	1.151.297
2021 vs. 2015		2.005%		2.316%		1.907%				

promedio 2015-2021 64,1%

Fuente: CNV

Como puede apreciarse en las últimas tres columnas a la derecha del cuadro, **esto ha permitido a la empresa consolidar extraordinarias ganancias netas (USD 1.151,29 millones acumulados entre 2015 y 2021), posibilitando entre 2018 y 2020 la distribución de dividendos por USD 365 millones y recompra de acciones por USD 142 millones.**

10. https://www.enargas.gov.ar/secciones/audiencias-publicas/102/archivos/IF-2022-00491232-APN-SD_ENARGAS.pdf

11. General Cerri es una localidad del partido de Bahía Blanca, en el sudoeste de la Provincia de Buenos Aires.

TGN

EJERCICIO	INGRESOS TOTALES (IT)		INGRESOS REGULADOS (IR)		INGRESOS NO REGULADOS (INR)		INR / IT	RESULTADO NETO		
	Miles \$	Var. i.a.	Miles \$	Var. i.a.	Miles \$	Var. i.a.		Miles \$	Miles USD	Miles USD acum
2015	750.828		643.280		107.548		14,3%	-517.663	-55.849	-55.849
2016	1.835.265	144%	1.677.000	161%	158.265	47%	8,6%	-256.055	-17.325	-73.174
2017	3.875.276	111%	3.594.446	114%	280.830	77%	7,2%	14.979.575	904.206	831.032
2018	11.862.051	206%	11.476.063	219%	385.988	37%	3,3%	5.576.218	198.486	1.029.518
2019	17.791.538	50%	17.139.598	49%	651.940	69%	3,7%	2.070.281	42.914	1.072.432
2020	18.906.429	6%	17.970.738	5%	935.691	44%	4,9%	-3.459.922	-49.011	1.023.421
2021	20.040.806	6%	18.795.931	5%	1.244.875	33%	6,2%	-13.835.592	-145.391	878.030
2021 vs. 2015		2.569%		2.822%		1.058%				

promedio 2015-2021 6,9%

Fuente: CNV

TGS cabe aclarar es un caso particular de desarrollo de servicios no regulados, y difiere su situación significativamente respecto de la otra licenciataria de transporte, TGN, que como se puede apreciar en el cuadro, sus ingresos derivados de actividades no reguladas han significado en promedio durante 2015-2021 apenas un 6,9% del total. **Ello no fue impedimento para que TGN consolide -al igual que TGS- extraordinarias ganancias netas (USD 878 millones acumulados entre 2015 y 2021), con reparto de dividendos por USD 114 millones entre 2018 y 2019.**

Otro indicador acerca de la extraordinaria performance financiera de ambas licenciatarias puede apreciarse analizando la valorización de sus acciones, en línea con el fenomenal ajuste tarifario resultante del proceso de RTI iniciado abril de 2016 y concluido en marzo 2018,¹² que determinó que **entre diciembre de 2015 y abril de 2019 la tarifa plena de transporte trasladada al segmento residencial promedio en el AMBA se incrementará un 5.700%. En efecto, los papeles de TGS y TGN llegaron a multiplicar su cotización en la Bolsa de Buenos Aires 4 y 8 veces respectivamente, en dólares, entre la fecha de inicio del proceso de RTI y el 15/01/2018.**

12. Sendas Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral fueron ratificadas por el Poder Ejecutivo Nacional a través del Decreto 250/2018, en el caso de TGS, y del Decreto 251/2018, en el caso de TGN, dando por finalizado el proceso de RTI iniciado en el mes de abril de 2016, en virtud de la Resolución 31/2016. La RTI contempló un mecanismo no automático de ajuste semestral de la tarifa sujeta al Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicado por el INDEC. Mediante la Res. ENARGAS N° 192/19 se determinó el último ajuste por esta RTI, un incremento tarifario por variación de costos del 26,0% con vigencia desde abril de 2019.

ACCIONES DE TGS y TGN

Cotización Bolsa de Buenos Aires (expresadas en USD)



Fuente: BYMA

4.1.3 Última Audiencia Pública

El 19 de enero del corriente se llevó a cabo la audiencia pública donde se analizaron las solicitudes de las licenciatarias de distribución y transporte de gas. En el caso de TGS, ésta solicitó un incremento tarifario total del orden del 105%. Mientras que TGN solicitó una recomposición del orden del 87,4%.

Como resultado, el ENARGAS junto al Ministerio de Economía suscriben el 18 de febrero Acuerdos Transitorios de Renegociación con TGS y TGN, ratificados por Decreto N°91/2022, publicado el 23 de febrero de 2022.

Ambas compañías acordaron un incremento tarifario del 60% a partir del mes de marzo de 2022, cuyo impacto promedio en las facturas finales resulta del orden del 8%, impuestos incluidos.

4.1.3 Sobre el plazo de las licencias¹³

Las licencias de transporte (y distribución) de gas adjudicadas luego de la privatización de Gas del Estado en diciembre de 1992 tienen una vigencia de 35 años; esto es con vencimiento en el año 2027. A la finalización de dicho plazo pueden tener una prórroga de 10 años.

La Licencia establece que el pedido de prórroga puede ser formulado en un plazo no inferior a 18 meses ni superior a 54 meses. Es decir que a partir de fines de junio de 2023 las licenciatarias están en condiciones de solicitar esta prórroga, para lo cual el “otorgante” deberá evaluar si corresponde autorizarla o no, previo análisis de la autoridad regulatoria y realización de Audiencia Pública.

La Autoridad Regulatoria tiene, per se, la mayoría de los datos necesarios para realizar esta evaluación que abarca lo relativo al estado de las redes, la atención del servicio, las deudas de las diferentes empresas, servidumbres, facturación, inversiones en la expansión de redes, inversiones en eficiencia, captación de nuevos usuarios, renovación de redes existentes, inversiones en nuevas tecnologías, redes de comunicación y de datos, inversiones en plantas compresoras, cumplimiento de las inversiones obligatorias y de las normas de seguridad, etc.

Las prestatarias han invocado reiteradamente una supuesta “insuficiencia tarifaria” para no realizar inversiones para la expansión de la red. Es así como se constituyó el Programa de Fideicomisos de Gas, con el objeto de financiar obras de infraestructura de transporte y distribución de gas natural. El caso del transporte es el más claro, ya que no han construido nuevos gasoductos o *loops* en base a las tarifas, sino por los aportes de estos fideicomisos. Los grandes usuarios, comercializadores y CAMMESA han sido beneficiarios y aportantes financieros para las expansiones de TGN y TGS.

La falta de inversiones por parte de las licenciatarias se mantuvo de hecho aún tras el descomunal ajuste tarifario entre diciembre de 2015 y abril de 2019 resultante del referido proceso de RTI. Las empresas concesionarias no obstante registraron extraordinarias ganancias netas en sus balances, efectuaron reparto de cuantiosos dividendos, gestionaron sus pasivos y hasta recompras de acciones, formando asimismo activos en plazas financieras del exterior del país, particularmente durante los ejercicios 2017, 2018 y 2019.

13. <http://mepriv.mecon.gov.ar/gas/Licencias.htm>

En el caso de TGS, resultan especialmente llamativos los extraordinarios ingresos no regulados (72,5% del total de ingresos en 2021), derivados de una amplia gama de servicios desarrollados necesariamente al amparo de la concesión, a partir de la disposición de una serie de activos de enorme potencial comercial y logístico, excluidos del conjunto de activos denominados “esenciales”, en particular, el Complejo de Procesamiento de Gas General Cerri (“Complejo Cerri”), en el cual se efectúa el procesamiento de gas natural para la obtención de líquidos.

Estos activos y todos los privilegios en el uso y ocupación del dominio público, servidumbres, etc., han generado a la licenciataria cuantiosas ganancias no atribuibles al servicio público concesionado, sin el pago de ningún canon o contraprestación alguna.

Es de tal magnitud el negocio para la concesionaria, que al momento de presentar su propuesta de adecuación tarifaria al Enargas en enero de este año, debió indicar expresamente que: “El alcance de la presente Audiencia se limita a las actividades reguladas asociadas al servicio de Transporte. Por los fundamentos expuestos, no deberán ser consideradas ni incluidas las condiciones económicas, financieras y/o cualquier otro aspecto que esté asociado a las actividades no reguladas que desarrolla TGS y que, conforme el marco regulatorio, obliga a darles un tratamiento separado y diferencial.”

Esto da cuenta que la realidad ha invertido los términos del contrato original dado que la magnitud económica de los servicios no regulados, otrora ‘otros bienes’ se encuentra muy por encima del servicio público de transporte de gas, objeto principalísimo del instrumento suscripto en 1992.

En el caso de TGN, como ya se dijo más arriba, la incidencia de los ingresos por servicios no regulados es mucho menor que en el caso de TGS. Sin embargo, ello no ha sido escollo para tener balances con ganancias extraordinarias durante todo el período analizado.

4.1.4 Desafío por delante

Si bien la responsabilidad de evaluar la evolución del servicio público del gas en Argentina le corresponde al ENARGAS como entidad de control de las licenciatarias, la propia autoridad regulatoria se ha encontrado imbricada en múltiples ocasiones con las empresas a las cuales debía controlar, y sus directivos fueron empleados por las empresas en lapsos cercanos a su actuación como reguladores, por lo que la actividad del organismo podría ser considerada como de “juez y parte” al mismo tiempo.

Para realizar esta tarea con el auxilio de la autoridad regulatoria, resultará imprescindible contar con el respaldo de un equipo propio interdisciplinario absolutamente consustanciado y comprometido con los objetivos políticos y técnicos perseguidos, en capacidad de realizar las tareas de evaluación técnica, jurídica, económica, contable y financiera para poder determinar si las empresas han cumplido con las obligaciones exigibles en las licencias y otras obligaciones adicionales dispuestas por la Autoridad Regulatoria, a lo largo de las tres décadas y media transcurridas.

Entendemos que entre las instituciones que pueden llevar adelante dichas evaluaciones independientes, se encuentran las Universidades Públicas. Existe un buen número de ellas altamente capacitadas en el territorio nacional.

Otro ámbito de análisis, seguimiento y evaluación técnico-política debería ser por supuesto el Congreso Nacional, sea en el marco de la Comisión Bicameral de Reforma del Estado y Seguimiento de las Privatizaciones, o bien otra creada a tal efecto.

5. Anexo

DETALLE DE CARGAMENTOS GNL IMPORTADO 2022

Fuente: ENARSA al 14/06/2022

LICITACIÓN 1 GNL ESCOBAR 2022 - 04/02/2022										
Nr	FECHA DE AMARRE	PUERTO	EMPRESA	BUQUE	ORIGEN	PRECIO Referencia	PRECIO estimado (usd/mmbtu)	Volúmen (1.000m3)	MMBTU	TOTAL (USD)
1	20-03	ESCOBAR	VITOL	VIVIT AMERICAS LNG	Punta Europa, Equatorial Guinea	Fijo	27,744	56.902	2.100.000	58.262.400,00
							27,744	56.902	2.100.000	58.262.400

LICITACIÓN 2 GNL ESCOBAR - BAHÍA BLANCA 2022 - 29/03/2022										
Nr	FECHA DE AMARRE	PUERTO	EMPRESA	BUQUE	ORIGEN	PRECIO Referencia	PRECIO estimado (usd/mmbtu)	Volúmen (1.000m3)	MMBTU	TOTAL (USD)
1	02-05	ESCOBAR	TOTAL	BW BRUSSELS	Damietta, Egypt	Fijo	38,770	56.902	2.100.000	81.417.000,00
2	15-05	ESCOBAR	TOTAL	STENA CLEAR SKY	Idku, Egypt	Fijo	38,770	56.902	2.100.000	81.417.000,00
3	16-05	BAHIA BLANCA	GUNVOR	GASLOG SALEM	Sabine Pass, USA	HH + 30,04	37,307	83.999	3.100.000	115.651.700,00
4	20-05	ESCOBAR	VITOL	VIVIT AMERICAS LNG	Sabine Pass, USA	Fijo	45,150	56.902	2.100.000	94.815.000,00
5	25-05	ESCOBAR	VITOL	VIVIRT CITY LNG	Cameron, Louisiana USA	Fijo	45,640	56.902	2.100.000	95.844.000,00
6	30-05	ESCOBAR	TOTAL	MERIDIAN SPIRIT	Ras Laffan, Qatar	Brent * 33,46%	35,845	56.902	2.100.000	75.274.500,00
7	30-05	BAHIA BLANCA	TRAFIGURA	HELLAS DIANA	Freeport, USA	Fijo	39,977	83.999	3.100.000	123.928.700,00
8	07-06	BAHIA BLANCA	NATURGY	CASTILLO DE CALDELAS	Corpus Christi, USA	HH + 30,7	39,608	83.999	3.100.000	122.784.800,00
							39,956	536.507	19.800.000	791.132.700

LICITACIÓN 4 GNL ESCOBAR - BAHIA BLANCA 2022 - 23/05/2022										
Nr	FECHA DE AMARRE	PUERTO	EMPRESA	BUQUE (**)	ORIGEN	PRECIO Referencia (*)	PRECIO estimado (usd/mmbtu)	Volúmen (1.000m3)	MMBTU	TOTAL (USD)
1	05-07	ESCOBAR	TOTAL	SEAPEAK MAGELLAN	Calcasieu Pass, USA	Fijo	25,140	56.902	2.100.000	52.794.000,00
2	08-07	ESCOBAR	BP	TRISTAR RUBY	Calcasieu Pass, USA	HH + 16,28	24,887	56.902	2.100.000	52.262.700,00
3	09-07	BAHIA BLANCA	VITOL	BW PARIS	Punta Europa, Equatorial Guinea	Fijo	26,460	83.999	3.100.000	82.026.000,00
4	11-07	ESCOBAR	VITOL	VIVIRT CITY LNG	Sabine Pass, USA	Fijo	26,610	56.902	2.100.000	55.881.000,00
5	14-07	ESCOBAR	TOTAL	METHANE HEATHER SALLY	Calcasieu Pass, USA	HH + 15,67	24,279	56.902	2.100.000	50.985.900,00
6	15-07	BAHIA BLANCA	VITOL	GOLAR GLACIER	Sabine Pass, USA	Fijo	26,000	83.999	3.100.000	80.600.000,00
7	17-07	ESCOBAR	TRAFIGURA	HELLAS ATHINA	Calcasieu Pass, USA	HH + 15,94	24,553	56.902	2.100.000	51.561.300,00
8	21-07	BAHIA BLANCA	TOTAL	LNG ENDEAVOUR	Hammerfest, Norway	Fijo	24,970	83.999	3.100.000	77.407.000,00
9	23-07	ESCOBAR	BP	FLEX COURAGEOUS	Cove Point, USA	HH + 16,18	24,785	56.902	2.100.000	52.048.500,00
10	26-07	ESCOBAR	TOTAL	POINT FORTIN	Calcasieu Pass, USA	HH + 15,77	24,379	56.902	2.100.000	51.195.900,00
11	27-07	BAHIA BLANCA	NATURGY	RIBERA DEL DUERO KNUITSEN	Sabine Pass, USA	HH + 15,66	24,269	83.999	3.100.000	75.233.900,00
12	29-07	ESCOBAR	TOTAL	TRANSGAS POWER	Calcasieu Pass, USA	HH + 15,76	24,369	56.902	2.100.000	51.174.900,00
							25,109	791.212	29.200.000	733.171.100

(*) Los precios de cargamentos todavía no descargados corresponden a aquellos ya fijos en su contratación o conforme los valores futuros disponibles a la fecha. Datos al cierre del 13/06/2021.-

(**) Buques sujeto a aprobación definitiva

LICITACIÓN 4 GNL ESCOBAR - BAHIA BLANCA 2022 - 23/05/2022										
Nr	FECHA DE AMARRE	PUERTO	EMPRESA	BUQUE (**)	ORIGEN	PRECIO Referencia (*)	PRECIO estimado (usd/mmbtu)	Volúmen (1.000m3)	MMBTU	TOTAL (USD)
1	05-07	ESCOBAR	TOTAL	SEAPEAK MAGELLAN	Calcasieu Pass, USA	Fijo	25,140	56.902	2.100.000	52.794.000,00
2	08-07	ESCOBAR	BP	TRISTAR RUBY	Calcasieu Pass, USA	HH + 16,28	24,887	56.902	2.100.000	52.262.700,00
3	09-07	BAHIA BLANCA	VITOL	BW PARIS	Punta Europa, Equatorial Guinea	Fijo	26,460	83.999	3.100.000	82.026.000,00
4	11-07	ESCOBAR	VITOL	VIVIRT CITY LNG	Sabine Pass, USA	Fijo	26,610	56.902	2.100.000	55.881.000,00
5	14-07	ESCOBAR	TOTAL	METHANE HEATHER SALLY	Calcasieu Pass, USA	HH + 15,67	24,279	56.902	2.100.000	50.985.900,00
6	15-07	BAHIA BLANCA	VITOL	GOLAR GLACIER	Sabine Pass, USA	Fijo	26,000	83.999	3.100.000	80.600.000,00
7	17-07	ESCOBAR	TRAFIGURA	HELLAS ATHINA	Calcasieu Pass, USA	HH + 15,94	24,553	56.902	2.100.000	51.561.300,00
8	21-07	BAHIA BLANCA	TOTAL	LNG ENDEAVOUR	Hammerfest, Norway	Fijo	24,970	83.999	3.100.000	77.407.000,00
9	23-07	ESCOBAR	BP	FLEX COURAGEOUS	Cove Point, USA	HH + 16,18	24,785	56.902	2.100.000	52.048.500,00
10	26-07	ESCOBAR	TOTAL	POINT FORTIN	Calcasieu Pass, USA	HH + 15,77	24,379	56.902	2.100.000	51.195.900,00
11	27-07	BAHIA BLANCA	NATURGY	RIBERA DEL DUERO KNUITSEN	Sabine Pass, USA	HH + 15,66	24,269	83.999	3.100.000	75.233.900,00
12	29-07	ESCOBAR	TOTAL	TRANSGAS POWER	Calcasieu Pass, USA	HH + 15,76	24,369	56.902	2.100.000	51.174.900,00
							25,109	791.212	29.200.000	733.171.100

(*) Los precios de cargamentos todavía no descargados corresponden a aquellos ya fijos en su contratación o conforme los valores futuros disponibles a la fecha. Datos al cierre del 13/06/2021.-

(**) Buques sujeto a aprobación definitiva

LICITACIÓN 5 GNL ESCOBAR - BAHIA BLANCA 2022 - 08/06/2022										
Nr	FECHA DE AMARRE	PUERTO	EMPRESA	BUQUE	ORIGEN	PRECIO Referencia (*)	PRECIO estimado (usd/mmbtu)	Volúmen (1.000m3)	MMBTU	TOTAL (USD)
1	20-07	ESCOBAR	GUNVOR	NEO ENERGY (**)	Punta Europa, Equatorial Guinea	Fijo	24,970	56.902	2.100.000	52.437.000,00
2	01-08	ESCOBAR	BP	TBC	TBC	HH + 15,84	24,460	56.902	2.100.000	51.366.000,00
3	02-08	BAHIA BLANCA	GUNVOR	TBC	TBC	Fijo	25,400	83.999	3.100.000	78.740.000,00
4	04-08	ESCOBAR	TOTAL	TBC	TBC	Fijo	26,860	56.902	2.100.000	56.406.000,00
5	07-08	ESCOBAR	TOTAL	TBC	TBC	HH + 14,77	23,389	56.902	2.100.000	49.116.900,00
6	10-08	ESCOBAR	BP	TBC	TBC	HH + 15,85	24,465	56.902	2.100.000	51.376.500,00
7	15-08	BAHIA BLANCA	GUNVOR	TBC	TBC	Fijo	23,420	83.999	3.100.000	72.602.000,00
8	16-08	ESCOBAR	TOTAL	TBC	TBC	HH + 14,37	22,989	56.902	2.100.000	48.276.900,00
9	19-08	ESCOBAR	TOTAL	TBC	TBC	HH + 14,33	22,949	56.902	2.100.000	48.192.900,00
10	22-08	BAHIA BLANCA	TOTAL	TBC	TBC	Fijo	25,360	83.999	3.100.000	78.616.000,00
11	25-08	ESCOBAR	SHELL	TBC	TBC	HH + 14,78	23,399	56.902	2.100.000	49.137.900,00
							24,378	707.213	26.100.000	636.268.100

(*) Los precios de cargamentos todavía no descargados corresponden a aquellos ya fijos en su contratación o conforme los valores futuros disponibles a la fecha. Datos al cierre del 13/06/2021.

(**) Buques sujeto a aprobación definitiva

EVOLUCIÓN PRECIO GNL IMPORTADO 2018-2021

Fuente: ENARSA

