

GNL naval en la Argentina

Por Ing. Raúl E. Podetti, con la colaboración del Ing. Carlos Casares

Este artículo es un adelanto del libro *Impacto del GNL NAVAL en la Argentina* (GNL NAVAL ARG, 2020), parte de la *Colección Industria Azul*, disponible en www.industrianaval.com.ar. Se divide en dos partes: GNL Naval en Argentina y un Caso de Estudio: GNL en el NEA.



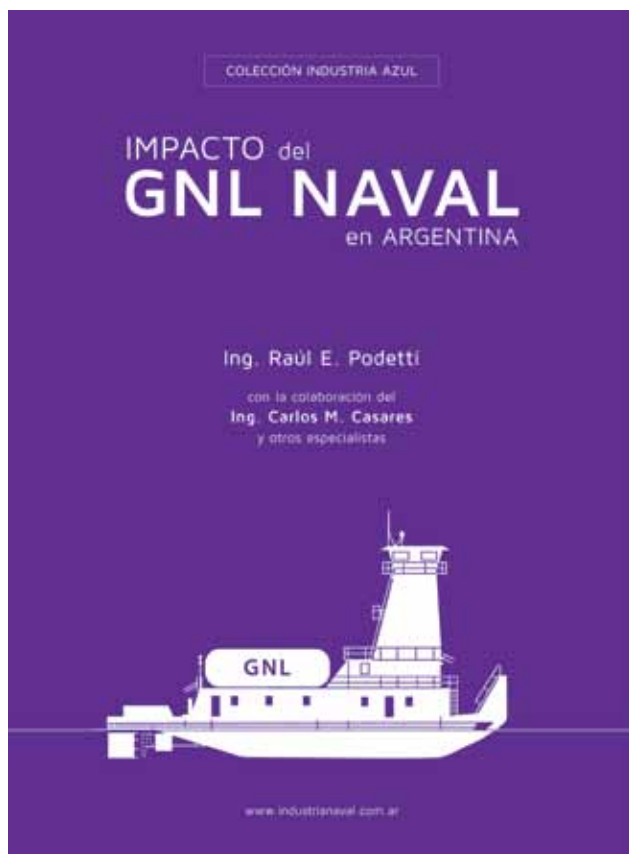
Contexto mundial del GNL Naval

Hace algo más de una década el GNL empezó a cobrar importancia como combustible propulsivo naval a raíz de las reglamentaciones del *International Convention for the Prevention of the Pollution from Ships* (IMO-MARPOL, Anexo VI), principal acuerdo internacional sobre cuestiones ambientales marítimas. Entre otras medidas, planteó la reducción de emisiones de sulfuro (SOx) a niveles máximos de 4,5% para 2012 y 0,5% a partir de 2020. También determinó ciertas áreas geográficas con medidas especiales de protección de polución basadas en el alto tráfico o su condición ecológica. Son llamadas Emission Control Areas (ECAs) e incluyen las costas de los Estados Unidos, el Mar Caribe, el Mar del Norte y el Báltico donde se aplican niveles máximos mucho más exigentes: 1,5% (2010) y 0,1% (2015).

Para dar cumplimiento a estas reglamentaciones, el uso del GNL se presentó como la solución ambiental y económica más conveniente, lo que a su vez implicó inversiones en modificaciones o construcciones de nuevos buques a GNL y en infraestructura portuaria para su suministro. Los casos de éxito fueron los que lograron superar el dilema del “huevo o la gallina” con esfuerzos público-privados que permitieron un desarrollo armónico de infraestructura de *bunkering* que, a su vez, aseguró disponibilidad de GNL en puertos; y reducción del costo de la propulsión naval a GNL, que permitió que los armadores inviertan en buques a GNL.

Cada vez más barcos están adoptando el GNL como combustible propulsivo, se estima que para 2025 podrían alcanzar las 2.000 unidades de gran porte (OECD JAPAN, 2018).

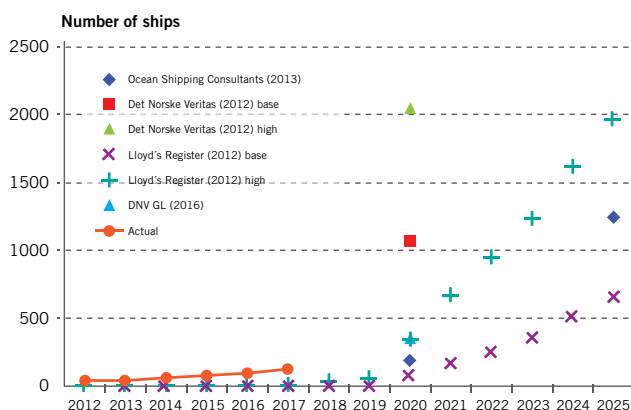
La Argentina no está ausente en este nuevo modo propulsivo: el ferry *Francisco* (BUQUEBUS) fue una de las primeras aplicaciones del mundo del GNL y hoy se desarrollan diseños de remolcadores de empuje (ARPS, CONSULMAR, Tandanor) para la hidrografía y de un buque polar (UTN) de mínimo impacto ambiental.



Demanda GNL Naval

Como la principal fuente de demanda directa será la del reemplazo de los combustibles navales, se analizaron las estadísticas de la Secretaría de Energía (S.ENERGIA DATA, 2019) para conocer su perfil de consumo en los diversos puertos y cuyo resume se presenta en el gráfico.

Claramente, el mayor consumo es para abastecer a los buques graneleros que vienen a cargar a la zona de Rosario (principalmente soja) pero que, debido a las restricciones de calado, deben “hacer” combustible después de completar su carga de granos. Esto lo hacen fuera del puerto, (en rada) donde hay mayor calado, y se los abas-



Antares Naviera
Servicios Offshore
Offshore Services

- Asistencia y Amarre a Buques Tanque
Assistance and Mooring of Tankers
- Operación y Servicios Offshore
Offshore Operations and Services
- Servicios de Mantenimiento en SPM
SPM Maintenance Services
- Servicio de Buceo
Diving Operations

www.antaresnaviera.com

Edificio Torre Bouchard | BOUCHARD #547. PISO 21 | C1106ABG
Tel.Fax: (54-11) 4317-8400 / 4313.8983 | BUENOS AIRES. ARGENTINA



tece de combustible desde el puerto de La Plata. Siguen en volumen los usos en otros buques de carga que operan en los puertos de Zárate-Campana, CABA-Dock Sud y Bahía Blanca. Continúa la demanda de pesqueros en Mar del Plata y Deseado, los de turismo en Ushuaia y los de la Hidrovía Paraná-Paraguay en San Lorenzo. En el futuro se podría sumar la demanda *offshore*.

Un tercio es para mercado interno y el total se divide en partes iguales entre gasoil, fueloil y Mezcla "70-30".

Con estos datos se analizan las demandas potenciales de seis regiones de impacto. Dos de ellas son de usos terrestres complementarias al GNL Naval porque este sería una importante fluvial, y porque esa demanda aceleraría la disponibilidad del *bunkering* de GNL en la hidrovía reduciendo su costo.

Las regiones/mercados en consideración son los siguientes:

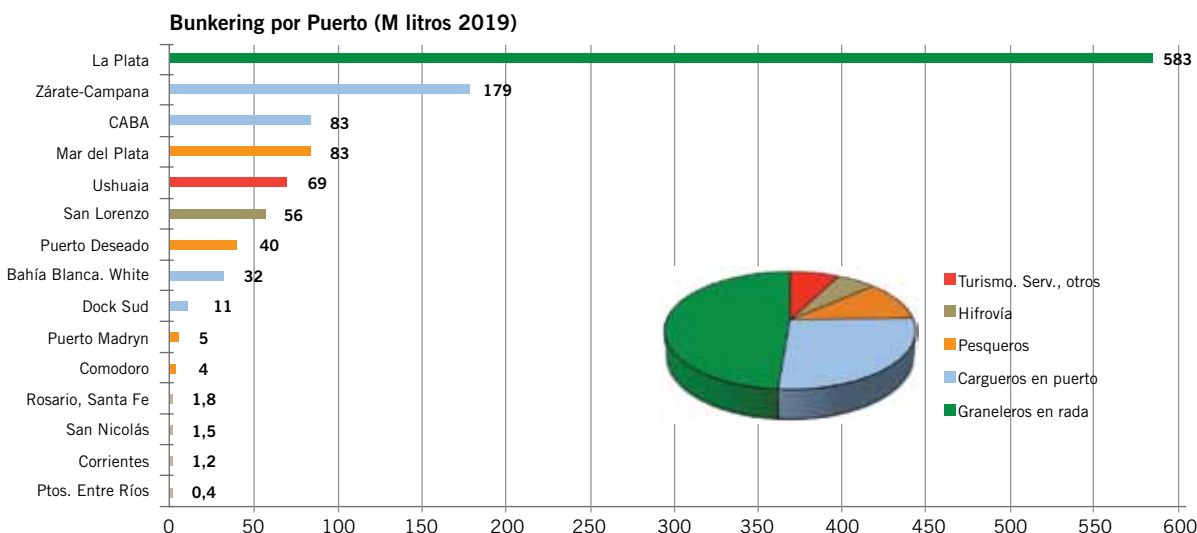
NEA: a cuyo valor de demanda se llega por dos métodos (A: RISUELO, 2010) y (B: GASNEA PLAN 2019).

HIDROVIA: con demanda cierta por reemplazo del combustible propulsivo de los remolcadores de empuje de los convoyes de barcazas que navegan por los ríos Paraná y Paraguay.

GRANELEROS: si bien aún no han reaccionado al cambio a GNL, se estima que lo harán en algunos años más.

PUERTOS DE BUE: se considera la demanda por adopción del GNL de portacontenedores, Ro-Ro, petroleros, pesqueros, cruceros, remolcadores, dragas y otros que operan en la costa bonaerense.

PATAGONIA: esta amplia región demandaría GNL como combustible de propulsión para las flotas de



DEMANDA POTENCIAL GNL NAVAL EN LA ARGENTINA

NEA (TERRESTRE)

	4,7	MM de habitantes viven en NEA (el 30% está en las 6 mayores ciudades con más de 50 mil habs)
40%	1,88	MM de habs excluyendo a Resistencia pues cuenta con gas natural via el nuevo gasoducto (2019)
	537.143	hogares NEA (año 2020)
	121	millones de kg de GLP/año considerando
	1.450.286	millones de kcal/año (12,000 kcal/kg GLP)
	156	MM m ³ de Gas Natural de (9,300Kcal/m ³) uso residencial
	624	MM m ³ de Gas Natural considerando un 25% (Residencial / Total potencial)
A	1.039.631	m ³ GNL/año según metodología adaptada de (RISUELO, 2010)
	572.000	m ³ Gas Natural /d Demanda Pot. Misiones (GASNEA PLAN 2019)
	516.000	m ³ Gas Natural /d Demanda Pot. Corriente (GASNEA PLAN 2019)
	280.000	m ³ Gas Natural /d Demanda Pot. Formosa (GASNEA PLAN 2019)
	550.000	m ³ Gas Natural /d Demanda Pot. Chaco (GASNEA PLAN 2019)
-	150.000	m ³ Gas Natural /d Menos la demanda de Resistencia, que tiene gas por gasoducto
	1.768.000	m ³ Gas Natural /d Demanda Potencial NEA
	2.947	m ³ GNL/día
B	1.075.533	m ³ GNL/año
(*)	250.124	m ³ GNL/año- millón de habitantes total

HIDROVÍA	(remolcadores de empuje)
67.800	m ³ de G.O+F.O (S.ENERGIA DATA 2019)
1,8	m ³ GNL / m ³ G.O+F.O
122.040	m ³ GNL / año

GRANELEROS EN RADA	(S.ENERGIA DATA 2019)
560.000	m ³ G.O+F.O bunker
1,8	m ³ GNL / m ³ G.O+F.O
1.008.000	m ³ GNL / año

PUERTOS BUE	(S.ENERGIA DATA 2019)
389.000	m ³ G.O+F.O en otros puertos PBA
1,8	m ³ GNL / m ³ G.O+F.O
700.200	m ³ GNL / año

PATAGONIA	(S.ENERGIA DATA 2019)
124.000	m ³ GNL / año Ushuaia
72.000	m ³ GNL / año Deseado
16.000	m ³ GNL / año Madryn + Comodoro

PARAGUAY + BRASIL

	7	MM habitantes de Paraguay
	32	MM hab en estados cercanos de Brasil (Mato Grosso, Paraná, Santa Catarina y Río Grande do Sul)
26%	1,82	MM hab de Paraguay sería el mercado objetivo tomando el 26% de la población de Paraguay considerada
13%	4,16	MM hab de la región de Brasil sería el mercado objetivo tomando el 13% de la población de Brasil considerada
(*)	250.124	m ³ GNL /año-millón de habitantes es el parámetro de consumo del NEA arriba obtenido
	455.226	m ³ GNL / año consumo potencial para Paraguay
	1.040.516	m ³ GNL / año consumo potencial para Brasil
C	1.495.742	m ³ GNL / año Total consumo de Paraguay y Brasil
D	1.520.000	m ³ GNL / año Total consumo de Paraguay y Brasil

que es muy similar al obtenido (D) del Plan Estratégico de GASNEA 2019 (GASNEA PLAN 2019)

PARAGUAY + BRASIL:
El proyecto del gasoducto virtual NEA podría abastecer la gran demanda de gas de Paraguay y zona de Brasil cercana a Misiones.

NEA :
El proyecto del gasoducto virtual plantea transportar GNL x modo fluvial y/o terrestre trabajando en forma multimodal.

HIDROVIA :
El cambio a GNL por parte de los empujadores responderá al nivel de inversiones necesarias y financiamiento disponible.

GRANELEROS :
El bunker en rada de Zona Común (Km 37 a 57) es abastecido desde La Plata. El GNL empezaría a ser demandado en un futuro menos inmediato.

PUERTOS BUE:
El bunker de GNL en puertos de BUE será un servicio imprescindible pronto.

PATAGONIA:
Curceros, cargueros, pesqueros y otros buques empezarán a demandar GNL Naval en los puertos patagónicos, principalmente en Ushuaia y Deseado



pesqueros, buques antárticos, de cabotaje y especialmente cruceros que ya se están reconvirtiendo a GNL.

PARAGUAY Y BRASIL: hay grandes oportunidades de exportación regional de GNL a las regiones cercanas al NEA, ya que no tienen gas y el transporte multimodal

de barcaza fluvial + camión sería una solución ideal.

En los siguientes gráficos se presentan estimaciones del potencial actual y proyecciones de demanda a diez y veinte años, según los parámetros porcentuales de crecimiento y adopción de GNL (resaltados en amarillo).

EN NUESTRO NOMBRE **HAY UNA X.**
QUE ADEMÁS DE UNA LETRA, **ES UNA MARCA.**
Y ESA **X** PUEDE SER MUCHAS COSAS.
PUEDE DEFINIR LO QUE SOS Y LO QUE NO SOS. O LO QUE FALTA SABER.
PARA NOSOTROS **ES UN PUNTO DE PARTIDA,** NO UN DESTINO.
ES LA BÚSQUEDA QUE EMPIEZA DESPUÉS DE ENCONTRAR ALGO.
CON UNA **X** ESTÁ MARCADO UN TESORO A PUNTO DE SER DESCUBIERTO.
SOMOS UNA **X** EN EL MAPA QUE NUNCA DEJA DE **MOVERSE HACIA ADELANTE.**
X CANTIDAD DE VECES INNOVAMOS E INNOVAREMOS. Y ESA EVOLUCIÓN,
CADA TANTO **SE CONVIERTE EN REVOLUCIÓN.**
ES UN CAMBIO QUE CAMBIA ALGO EN VOS.

POR ESO CUANDO SALGAS
VENÍ A CARGAR LA ÚLTIMA TECNOLOGÍA EN COMBUSTIBLE.
VENÍ ADONDE LE PONEMOS A TU AUTO O A TU MOTO
EL MISMO AMOR QUE VOS.
VENÍ A COMER RICO Y SANO.
VENÍ A PROBAR LO QUE ES SENTIRTE BIENVENIDO SIEMPRE.
VENÍ ADONDE TE CONOCEMOS.
VENÍ ADONDE CUIDAMOS EL CAMIÓN QUE USAS PARA TRABAJAR,
COMO SI FUERA NUESTRO.
VENÍ EN CUALQUIER RINCÓN DEL PAÍS EN DONDE ESTÉS.
VENÍ A LLENARTE DE ENERGÍA.
VENÍ EN AUTO, EN CAMIÓN, EN MOTO, EN BICI, A PIE, O EN MONOPATÍN.
RAZONES NO TE VAN A FALTAR.

**LA X MARCA EL CAMINO A LA MEJOR VERSIÓN
DE TODO ESO QUE TENEMOS PARA VOS. VENÍ.**



VENÍ ADONDE VAMOS

RESUMEN		POTENCIAL 2020			PROYECCIÓN DE DEMANDA			Demanda Real/Potencial		
	%año	M m ³ GNL/año			2020	2030	2040	2020	2030	2040
NEA (TERRESTRE)	2,5	1.076	23%		108	672	1.210	10%	50%	75%
HIDROVÍA	5,0	122	3%		0	73	195		40%	80%
GRANELEROS	5,0	1.008	22%		0	151	806		10%	40%
PUERTOS BUE	3,0	700	15%		0	182	896		20%	80%
PATAGONIA	2,5	212	5%		0	80	223		30%	70%
DEMANDA NACIONAL		3.118	68%		108	1.158	3.330	M m ³ de GNL/año		
PARAGUAY	2,5	455	10%		46	228	410	10%	40%	60%
BRASIL	2,5	1.041	23%		104	520	936	10%	40%	60%
DEMANDA EXTERIOR		1.496	32%		150	748	1.346	M m ³ de GNL/año		
TOTAL REGIONAL		4.614	100%		257	1.906	4.677	M m ³ de GNL/año		
					6%	41%	101%			

La demanda potencial total estimada de 4.6 millones de m³ GNL es casi tres veces la producción de la planta flotante (Tango) de YPF en Bahía Blanca.

Oferta del GNL Naval

Con el uso de gasoductos virtuales y la combinación de transporte terrestre y fluvial de GNL en ISO tanques, se desarrolla el siguiente esquema de suministro para cubrir la demanda antes proyectada.

Se estiman exclusivamente las inversiones en licuefacción y almacenaje en ISO tanques necesarias hasta 2040 por cada sector de demanda. Estas estimaciones se basan en una amplia serie de referencias industriales y académicas consultadas (De Las Heras, 2013; Fraga, 2018; Lang \$Lng, 2009; López Bendezu, 2010; Pluspetrol Perú, 2008; World Bank, 2015; Zhang \$Lng, 2011).

Conclusiones

Respecto a la Demanda, se puede concluir que, para las próximas dos décadas se proyecta que la demanda será del 41% (2030) y del 101% (2040) del potencial actual estimado.

El mayor potencial (un 32%) se identifica en la exportación regional del GNL para el uso residencial e industrial en Paraguay y la zona de Brasil más cercana a Misiones y Corrientes. En segundo orden de importancia potencial está el consumo terrestre del NEA (un 23%) y el de los buques graneleros (un 22%), cuando este tipo de barcos también se convierten a GNL en el futuro como ya lo están haciendo otros buques mayores. Los cruceros, buques portacontenedores y de servicios que ya están empezando a convertirse a GNL son el siguiente sector de demanda (el 15%) y finalmente los buques de pesca y otros usos patagónicos (el 5%) y los remolcadores de empuje en la Hidrovía (un 3%).

Desde el punto de vista de la Oferta, el esquema planeado divide el suministro en varios Nodos que permiten mantener escalas medias-bajas de operación y trans-

portes de distancia relativamente corta. Este esquema, a su vez, posibilita dar respuesta escalada a las demandas y distribuir las inversiones en cada región en la medida que vayan confirmándose las tendencias de la demanda.

Considerando solamente las microplantas de licuefacción y almacenaje en ISO tanques, los niveles de inversión obtenidos son muy bajos en relación al impacto que el GNL Naval tiene en la economía, el desarrollo y el medio ambiente.

Para atender a las necesidades nacionales se estimaron niveles de inversión (licuefacción y almacenaje) que van desde 124 MMUSD para la proyección de 2030 hasta 291 MMUSD para la de 2040.

Para cubrir las demandas de exportación regional, estas inversiones serían del orden de 87 MMUSD para la proyección de 2030 y de 127 MMUSD para la de 2040.

Caso de estudio: GNL en el NEA

Este caso de estudio trata sobre el suministro de gas a las provincias argentinas de Corrientes y Misiones, comparando la clásica solución del gasoducto físico con la del gasoducto virtual de GNL, en un sistema multimodal de barcaza y camión. Tras la presentación de los volúmenes de demanda de gas natural, se avanza en la estimación de las inversiones necesarias y los costos operativos de las distintas alternativas. Luego se realiza la comparativa económica del gasoducto físico versus el gasoducto virtual de GNL, mediante el desarrollo de los flujos de egresos necesarios y también con el empleo de curvas de isocostos que marcan regiones de conveniencia. Finalmente se ofrece una serie de conclusiones y recomendaciones.

Volumen de demanda

El consumo actual de estas provincias está basado en GLP abastecido por camión desde Salta y/o sur de Santa Fe. Este ineficiente sistema está fuertemente subsidiado



SOLUCIONES PARA EL FUTURO

**MÁS DE 30 AÑOS BRINDANDO SOLUCIONES INNOVADORAS
EN GENERACIÓN DE ENERGÍA Y COMPRESIÓN DE GAS.**

Estamos preparados para nuevos desafíos.

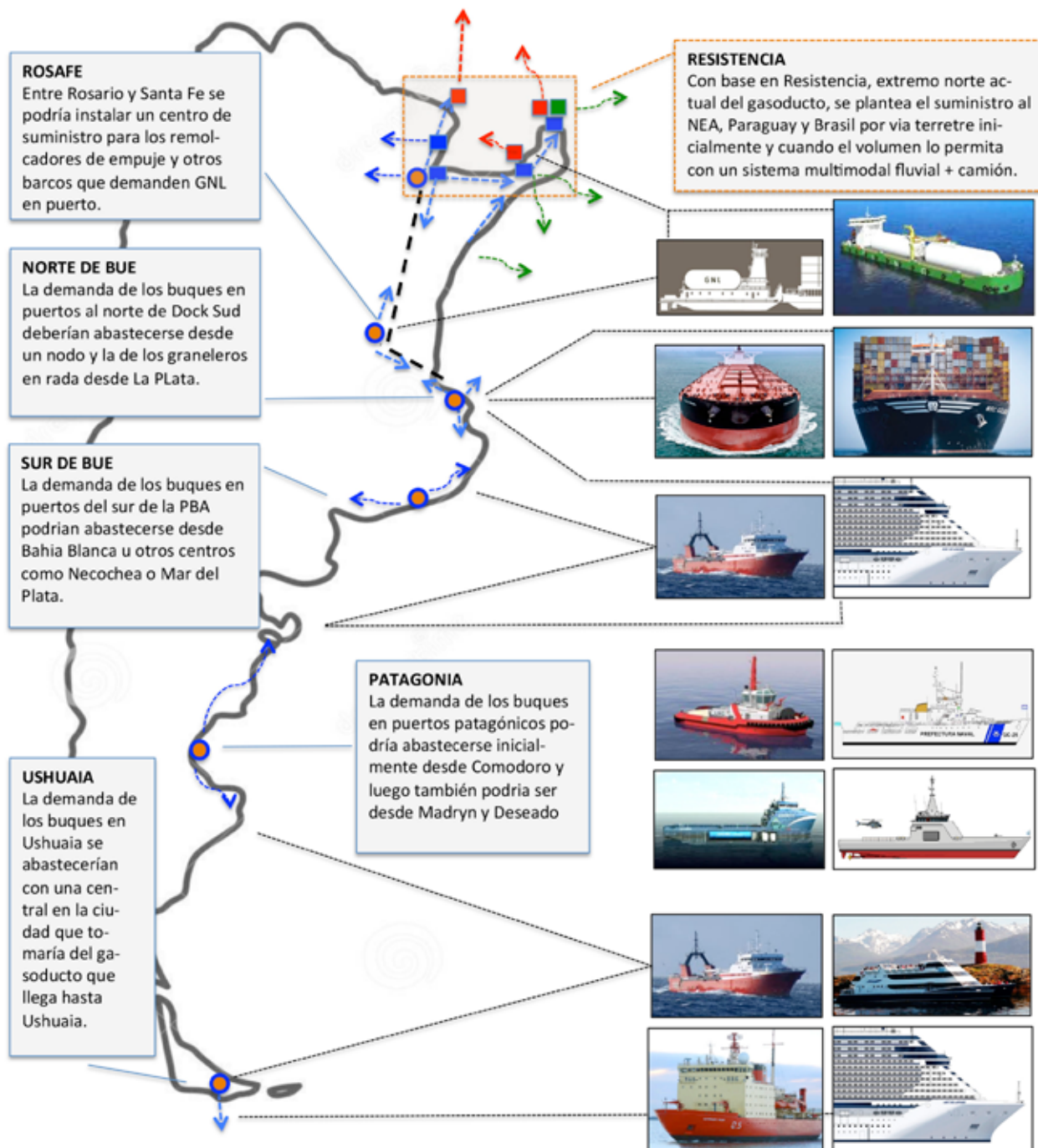


SECCO

www.secco.com.ar

OFERTA GNL NAVAL EN LA ARGENTINA

En el mapa se distinguen los principales Nodos de Licuefacción (NL) de la red de suministro del GNL Naval, planteados en puertos con suministro de gas vía gasoducto que abastecen plantas de GNL modulares de capacidad escalable x demanda. También se indica el tipo de buques involucrados en el proyecto de GNL Naval.

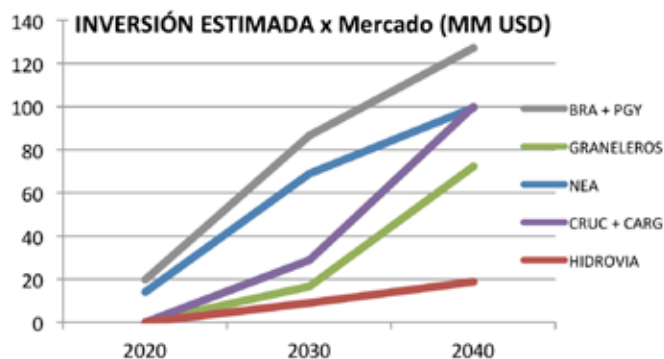


para que llegue al consumidor a un precio razonable. El volumen de consumo actual es del orden de 30.000 toneladas de GLP anuales para cada provincia. La proyección de consumo se basa en información del Plan Estratégico de GASNEA (GASNEA PLAN, 2019), que indica que la demanda potencial para Misiones y Corrientes es

de 1.100.00 m³/día de Gas Natural en conjunto.

El potencial de crecimiento proyectado es de cinco veces, lo cual demuestra la importancia de encontrar una solución adecuada a la brevedad, ya que la disponibilidad de Gas Natural no solo ayudará a mejorar la ecuación financiera de las economías regionales, sino

INVERSIONES			
Millones Usd	2020	2030	2040
NEA	14	69	99
HIDROVIA	0	9	19
GRANELEROS	0	17	72
CRUC + CARG	0	29	100
NACIONAL	14	124	291
BRA + PGY	20	87	127
TOTAL	34	210	418



que generará mejoras ambientales y permitirá el reemplazo del GLP que es más peligroso y requiere un costoso subsidio.

Inversiones y costos operativos

Se analizará primero el más común de los esquemas de suministro, vía el tendido de un gasoducto físico. Luego la alternativa de los gasoductos virtuales de GNL.

Gasoductos físicos

La inversión estimada por GASNEA, hace unos pocos meses atrás para las obras estructurales, está detallada en la referencia (GASNEA PLAN, 2019) y resumida en la tabla donde se indican las tres obras necesarias. Estos proyectos tienen un costo anual del orden del 5 % de la inversión y se debe considerar el costo financiero de la inversión, que se calcula entre el 10% y el 15% anual en dólares.

Gasoductos virtuales

Se trata de un esquema de solución con tres etapas básicas: la licuefacción, que consiste en tomar gas natural de un gasoducto y reducir el volumen 600 veces para facilitar su almacenaje; el transporte (camión o barcaza) hasta el punto de destino, que se realiza en equipos criogénicos especiales; y la regasificación, que consiste en volver el gas natural a estado gaseoso y así inyectarlo en redes domiciliarias o darle usos industriales. Esto se explica en el esquema presentado de la empresa Galileo.

Las inversiones iniciales son muy inferiores a las de los gasoductos físicos, pero los costos

TUBERÍAS FLEXIBLES PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS Y AGUA

¡ AHORRE HASTA UN 40 % DE COSTOS EN TODO EL PROYECTO !

- FÁCIL Y RÁPIDA INSTALACIÓN
- INMEDIATAMENTE OPERATIVA
- RESISTENTE A LA CORROSIÓN

¡ UNA SOLUCIÓN EFECTIVA PARA MÚLTIPLES APLICACIONES !

- Diámetros de 2", 3", 4" y 6" pulgadas.
- Temperaturas de operación de 60 °C a 82 °C.
- Presiones de operación: 300 psi, 750 psi, 1500 psi y 2250 psi.
- Disponible para instalaciones offshore y onshore.

Bolívar 382 - 2º Piso - (C1066AAH) - Buenos Aires - Argentina
Tel: (5411) 4343-7576 - info@morkengroup.com - www.morkengroup.com

operativos son mayores. Una de las principales ventajas del GNL es que permite soluciones modulares, que son escalables según crezca el nivel de demanda. Otra ventaja es que son fácilmente relocizables.

En la siguiente tabla se muestra la estimación de las inversiones necesarias para el rango de volúmenes en consideración. Se basa en 17 casos analizados, provenientes de seis fuentes de referencias académicas e industriales independientes.

El resultado es que se requiere de una inversión del orden de 6,2 USD/MMBTU-año para la licuefacción, y que un valor similar adicional se requiere para las inversiones en transporte, almacenaje, regasificación y otros costos.

Según este análisis, la inversión (CAPEX) en licuefacción (MMUSD) para estos rangos puede estimarse con la fórmula: $3 + 3 \times \text{millones de MMBTU-a}$, que representa adecuadamente los casos graficados ($R^2=0,9$).

Respecto de los costos operativos (OPEX), se concluye que el parámetro más adecuado es de 1,53 USD/MMBTU para el proceso de licuefacción, al que se debe adicionar un 65% más para cubrir los gastos de transporte (200 km), regasificación y otros.

Los parámetros obtenidos del análisis previo nos permiten generar una primera estimación de la tarifa mínima de servicio de un gasoducto virtual para GNL, para esta combinación de distancia y volumen de consumo.

En la tabla se indica que el límite inferior de tarifa con la tecnología actual estaría en el orden de los 4,31 USD/MMBTU, el cual coincide con ofertas comerciales de los últimos años.

Comparativa económica

Para realizar el análisis comparativo entre gasoducto físico y gasoducto virtual se considera que el volumen de consumo se incrementa al ritmo constante de un millón de MMBTU-año y que la inversión del gasoducto físico se realiza a largo de los primeros tres años.

USD de Inversión p/Gasoducto (GasNea 2019)	
39.000.000	Resist > Ctes (cruce Paraná con D 24")
31.000.000	PdLib > Virasoro (72 Km con D 12")
95.000.000	Virasoro > Posada (260 Km con D 12")
165.000.000 USD	

Por su lado, la tarifa inicial del servicio del GNL sería de 6 USD/MMBTU, que es la tarifa comercial de mercado para un nivel muy bajo de demanda, y 200 km de distancia media, coincidente también con la referencia (WORLD BANK, 2015). Esta tarifa se reduce al mínimo de 4.31 USD/MMBTU en el máximo volumen de 14,3 millones de MMBTU-año.

En la figura se muestran los costos totales acumulados de ambas alternativas. La línea punteada negra es el costo de la construcción de los gasoductos físicos acumulando sus costos financieros desde el principio, y los costos operativos a partir de la conclusión de la obra. Las líneas negras continuas son las del gasoducto físico durante su operación, considerando una tasa del 15% anual (línea superior más gruesa) y 10% anual (línea ne-

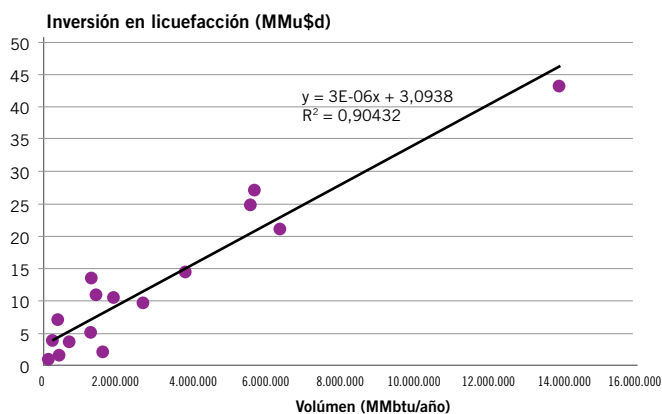
gra inferior más fina). La línea roja es la del costo acumulado del servicio de GNL vía el gasoducto virtual. El valor de esta línea se equipara con la del gasoducto físico (línea negra) en el año 14 o 17 según el costo financiero considerado. En el eje horizontal se muestran (en coincidencia) los años transcurridos y el volumen de consumo de gas en millones de MMBTU-a, ya que se definió como hipótesis simplificada de crecimiento de consumo un ratio de 1 millón de MMBTU-a.

Las dos situaciones límites de consumo se analizan e indican en la figura:

Consumo actual. El nivel de consumo actual (vía GLP) para ambas provincias se indica en varias unidades y, para el caso de Misiones, se calcula que esa baja demanda se cubriría con 4,9 camiones diarios de GNL, o un convoy de 16 barcasas jumbo cada 1,6 meses (0,61 convoyes fluviales mensuales).

Máximo consumo potencial. Según lo proyecta-

ESTIMACIÓN CAPEX EN PLANTA DE LICUEFACCIÓN						
FUENTE DE REFERENCIA	PAIS	INVERSIÓN USD	m3GNL / año	USD/m3 GNL-a	MMBTU-año	USD/MMBTU-a
LOPEZ BENDERU 2010		10.800.000	66.557	162	1.397.689	7,7
LOPEZ BENDERU 2010		24.800.000	266.226	93	5.590.756	4,4
LOPEZ BENDERU 2010		43.000.000	665.569	65	13.976.942	3,1
FRAGA 2018	BRASIL	27.000.000	271.700	99	5.705.700	4,7
DE LAS HERAS, 2013	ARGENTINA	900.000	6.083	148	127.750	7,0
DE LAS HERAS, 2013	ARGENTINA	14.580.000	182.500	80	3.832.500	3,8
DE LAS HERAS, 2013	ARGENTINA	5.250.000	60.833	86	1.277.500	4,1
ZHANG SLNG, 2019		1.220.000	20.000	61	420.000	2,9
ZHANG SLNG, 2019		3.751.000	31.000	121	651.000	5,8
ZHANG SLNG, 2019		1.228.500	19.500	63	409.500	3,0
PLUSPETROL PERU, 2008	PERU	13.400.000	61.905	216	1.300.000	10,3
WORLD BANK, 2015		3.800.000	10.952	347	230.000	16,5
WORLD BANK, 2015		7.000.000	18.095	387	380.000	18,4
WORLD BANK, 2015		2.300.000	76.190	30	1.600.000	1,4
WORLD BANK, 2015		10.500.000	90.476	116	1.900.000	5,5
WORLD BANK, 2015		9.900.000	128.571	77	2.700.000	3,7
WORLD BANK, 2015		21.000.000	304.762	69	6.400.000	3,3
				131		6,2
OTRAS INVERSIONES (ALMACENAJE, TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN Y OTROS)						
LAS INVERSIONES (CAPEX) PARA ALMACENAJE, TRANSPORTE, REGASIFICACIÓN, Y OTROS, SON SIMILARES AL CAPEX INVERTIDO EN LICUEFACCIÓN (WORLD BANK 2015, PLUSPETROL PERU 2008)						



ESTIMACIÓN OPEX EN LICUEFACCIÓN						
FUENTE DE REFERENCIA	PAIS	COSTO ANUAL USD/AÑO	m3GNL / año	USD/m3 GNL-a	MMBTU-año	USD/MMBTU
LOPEZ BENDERU 2010		2.900.000	66.557	44	1.397.689	2,1
LOPEZ BENDERU 2010		10.900.000	266.226	41	5.590.756	1,9
LOPEZ BENDERU 2010		26.700.000	665.569	40	13.976.942	1,9
FRAGA 2018		3.300.000	100.000	33	2.100.000	1,6
DE LAS HERAS, 2013	ARGENTINA	170.000	6.083	28	127.750	1,3
DE LAS HERAS, 2013	ARGENTINA	3.230.000	182.500	18	3.832.500	0,8
PLUSPETROL PERU, 2008	PERU	775.000	61.905	13	1.300.000	0,6
WORLD BANK, 2015		7.600.000	180.952	42	3.800.000	2,0
				32		1,53
OTROS COSTOS OPERATIVOS (TRANSPORTE Y REGASIFICACIÓN)						
LOS COSTOS OPERATIVOS (OPEX) DEL TRANSPORTE Y REGASIFICACIÓN PARA LAS DISTANCIAS CONSIDERADAS (200 KM) SON SIMILARES AL COSTO DE LICUEFACCIÓN (WORLD BANK, 2018 Y PLUSPETROL PERU, 2008)						

do, este es cinco veces mayor que el actual y, para el caso de Misiones, demandaría 25 camiones diarios o un convoy de barcazas cada 10 días (3,1 convoyes mensuales).

USD/MMBTU		
36%	1,53	licuefacción
36%	1,53	transporte y regasificación
29%	1,24	costo financ. (CAPEX @10%)
4,31		Tarifa de Servicio Mínima

Curvas de isocostos

Para completar el análisis y verificar los resultados anteriores, es interesante considerar y adecuar a nuestro caso la metodología de “curvas de isocosto”, que se propone en las referencias (López Bendezu, 2010 y De Las Heras, 2013), que definen cuatro zonas de conveniencia económica para las soluciones de provisión de gas en regiones de consumo medio/ bajo, como es el caso de Misiones y Corrientes.

Las áreas de conveniencia son las siguientes:

- GLP para muy cortas distancias (<80 km) y muy bajos consumos (<30.000 m³/día).
- GNC para cortas distancias (< 250 km) y bajos consumos (<200.000 m³/día).
- GNL o gasoductos físicos para combinaciones de mayores consumos y distancias, según sea su relación, favoreciendo al primero para volúmenes medio-bajos y mayores distancias.

En la figura se muestra el Consumo versus la Distancia al punto de provisión, y se indican las cuatro zonas de la “solución más conveniente” (GLP, GNC, GNL o Gasoducto).

En azul se indican los niveles de Demanda actual (218.000 m³/día) y Máxima (1.100.000 m³/día) para Misiones + Corrientes. En rojo se indican los niveles de Demanda actual (60.000 m³/día) y Máxima (300.000 m³/día) para Posadas, distante 340 km del punto de suministro más cercano. De aquí surge que en ambos casos la solución del GNL es la más conveniente.

Para el caso de la demanda Máxima proyectada para toda la provincia de Misiones, (línea verdes) también el GNL es la mejor solución.

Otro análisis similar de curvas de isocostos es el que se presenta en la figura (Iglesias, 2016) en el que se indican también las zonas de soluciones ideales según el consumo y distancia.

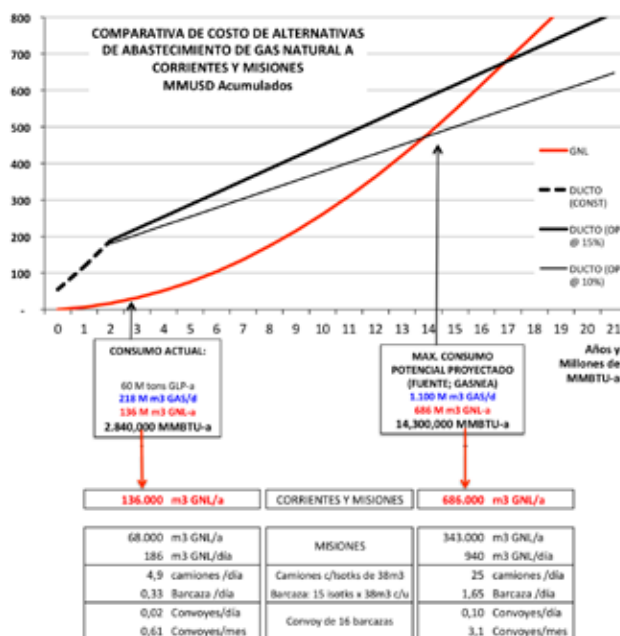
Aplicándolo al caso del NEA, resulta claramente que la solución óptima es la del GNL, sobretodo para el caso de Misiones.

Conclusiones y recomendaciones

Se concluye que el suministro vía GLP es la solución menos adecuada, ya que requiere costos subsidios para compensar la ineficiencia del sistema que, además, suministra un gas más peligroso.

Por la demanda y las distancias, la mejor forma de suministro de gas a Misiones y Corrientes (como un conjunto) sería con GNL vía gasoductos virtuales desde Resistencia y/o Paso de los Libres. Además, es una solución casi inmediata y financieramente más razonable para abastecer al NEA del gas natural que vaya necesitando.

Todo indica que es imprescindible sumar las deman-

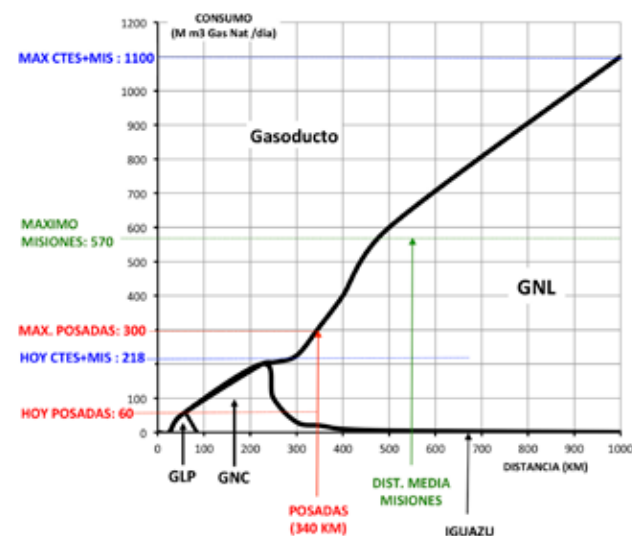


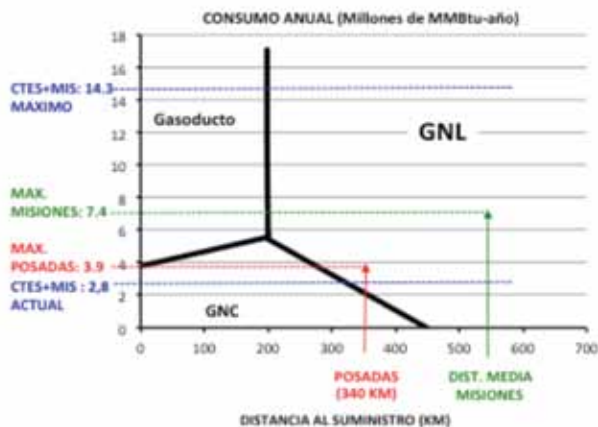
das potenciales de las zonas de Paraguay y Brasil más cercanas a Misiones, para justificar la realización de algún gasoducto físico a futuro.

En pocos meses y, con inversiones escalables y muy inferiores a las de un gasoducto, se podría instalar un centro de licuefacción de gas modular en Resistencia que abastezca por camión las demandas de GNL en Corrientes, Misiones, y quizás Paraguay y Brasil, y así empezar a confirmar el real potencial.

A medida que el volumen y la infraestructura lo permitan, se podrían utilizar barcazas fluviales para un transporte más económico y ecológico desde Barranqueiras a Posadas/Encarnación y a Iguazú/Foz/Ciudad del Este (para este último caso, primero se deberían solucionar las limitaciones de infraestructura portuaria).

Si se empezara con el abastecimiento de GNL desde Resistencia y, en el futuro se confirmara que el gasoducto tiene sentido, una vez que se completara la obra, los módulos de licuefacción redundantes de Resistencia se podrían mudar a Corrientes o Posadas para hacer la licuefacción del gas en esos puntos y abastecer de GNL otras demandas de localidades más alejadas por medio del camión.





La flexibilidad de transporte de GNL en camión permite acceder a ciudades, pueblos o industrias fuera de la línea del gasoducto y descargar en tanques criogénicos para su regasificación según la demanda requerida.

Sería oportuno considerar también un nodo de licuefacción en Paso de los Libres para tener otro punto de suministro complementario al de Resistencia y, de esta manera, aumentar la eficiencia y la confiabilidad global del sistema. Por la misma razón es ideal que el modo de transporte se plantee tanto en camión como en barcaza fluvial para evitar la dependencia de un solo sistema y poder avanzar en la complementación multimodal.

Desde el punto de vista de la inversión y la velocidad de implementación, el gasoducto virtual requiere un costo inicial muy inferior (menos del 7%) que la del gasoducto físico y es de muy rápida implementación.

El gasoducto virtual permite tener el gas natural que se vaya requiriendo efectivamente, con la posibilidad de planificar aumentos escalonados de capacidad (inversión) según la demanda lo justifique.

Si se confirma la tendencia de la demanda potencial proyectada y se decide construir el gasoducto físico en algún momento, las inversiones realizadas en el gasoducto virtual (planta(s) de licuefacción, camiones y planta(s) de regasificación) pueden ser relocalizadas con relativo bajo costo. Así, por ejemplo, si el gasoducto físico llega alguna vez a Posadas, la planta de licuefacción de Resistencia o Paso de los Libres (o algunos módulos de ellas) podrían relocalizarse para suministrar, vía gasoductos virtuales, al resto de la provincia y ofrecer el GNL para exportación.

Para el abastecimiento de la ciudad de Corrientes habría que indagar más en la alternativa de un gasoducto físico desde Resistencia que, si bien es de corta distancia, se requiere solucionar el cruce del Paraná con importante impacto económico y ambiental. De todas formas, mientras tanto podría ser abastecido con un gasoducto virtual sin problema.

Desde el punto de vista político, se podrían hacer las siguientes consideraciones:

- **Reparación histórica:** es uno de los argumentos políticos habituales para exigir, desde las provincias al gobierno nacional, la construcción del gasoducto a Corrientes y Misiones. Pero a medida que la situación financiera general nacional empeora, este cumplimiento se aleja aún más del horizonte, sobre todo cuando aparecen nuevas tecnologías superadoras del gasoducto físico reclamado.

- **Reorientación eficiente de recursos:** la inversión que requeriría la “reparación histórica” podría reorientarse a aplicaciones más eficientes, como acelerar las inversiones en redes de distribución o de financiamiento blando para que las industrias se adapten más rápidamente a gas. Además, habrá otra fuente de recursos por reorientar: la de los grandes subsidios al ineficiente sistema de suministro de GLP que podría empezar a reducirse sensiblemente.
- **Solución democrática y federal:** por su misma esencia, la solución del gasoducto virtual es más “democrática y federal”, porque, a diferencia del gasoducto físico, permite que cualquier localidad de la provincia tenga gas al mismo tiempo que la capital provincial. Esto es muy importante, ya que uno de los mayores impactos del GNL será en las economías regionales que justamente no generan el valor en la capital, sino en forma atomizada a lo largo y ancho del territorio provincial.

Referencias

- BUQUEBUS, www.buquebus.com.
 CONSULMAR, www.consulmar.com.ar.
 De Las Heras, 2013. Julián G. de Las Heras, “Análisis Comparativo de Gasoductos Virtuales frente a otras Alternativas de Abastecimiento Energético”, Proyecto Final de Ingeniería, ITBA, 2013.
 Fraga, 2018. Denis Martins Fraga, “A movimentacao de GNC e GNL em pequena escala”, Universidade de San Pablo, Instituto de Energía e Ambiente, Programa de Pos-Grado em Energía, San Pablo, 2018.
 Gasnea Plan, 2019. “Plan Estratégico (2019-2023) Desarrollo del Gas en el NEA”, Presentación oficial de GASNEA, 2019.
 GNL NAVAL ARG, 2020. Raúl Podetti, Carlos Casares, “Impacto del GNL Naval en Argentina (Avances parciales)”; Colección Industria Naval, www.industrianaaval.com.ar.
 IMO. MARPOL: <http://www.imo.org>.
 LANG \$LNG, 2009. Marcul Lang, Marc Schler, “Consider Mid Scale LNG to monetize Natural Gas” –Linde Engineering Division, Linde AG, www.igu.org, 2009.
 López Bendezu, 2010. Marko Antonio López Bendezu, “Evaluación Técnico-Económica de las Alternativas de Transporte de Gas Natural”, Segundo Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, Chile, marzo 2009 y GN La Revista del Gas Natural, 2010.
 OECD JAPAN, 2018. “Fuelling Maritime Shipping with LNG- The Case of Japan”; International Transport Forum, 2018.
 Pluspetrol Perú, 2008. “Micro LNG Project en Cerro Azul, Cañete, Lima, Perú”, 2008.
 Risuelo, 2010. Fernando Risuelo, “Análisis de la Infraestructura de Gas Natural en la República Argentina”, Área de Pensamiento Estratégico - Cámara Argentina de la Construcción, 2010.
 S.ENERGIA DATA, 2019. Estadísticas 2019 de Volúmenes de Hidrocarburos de la Sec. de Energía de la Nación.
 World Bank, 2015. “Mini/Micro LNG for commercialization of small volumes of associated gas”, World Bank Group, Energy & Extractives, 2015.
 ZHANG \$LNG, 2011. Jinrui Zhang, Hans Meerman, André Faaij, René Benders, “Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance”, Applied Thermal Engineering Journal, 2011.