

Argentina, gas y después: soberanía energética en juego. Oligarquías energéticas y cipayos.

A partir de la decisión de YPF de instalar una planta de Gas Licuado en Río Negro, y no en Bahía Blanca, Buenos Aires, en detrimento del gobierno de Kicillof, Enrique Aurelli presenta la compleja trama de intereses, desafíos y oportunidades que rodean al sector del gas en Argentina, con un enfoque crítico, y coloca en primer plano los intereses nacionales y el bienestar general.

Por Enrique M. Aurelli

1. Introducción

1.1 Un poco de historia: ¿Cómo llegamos hasta acá?

La historia del gas en Argentina es una de altibajos, marcada por períodos de autosuficiencia y crisis. Desde el descubrimiento de los primeros yacimientos en la década de 1940 hasta la actualidad, el país ha experimentado una montaña rusa de políticas energéticas que han moldeado su panorama actual.

En la década de 1990, la privatización neoliberal realizada por el Menemismo de YPF y la desregulación del mercado energético prometían un supuesto futuro brillante para el sector. Sin embargo, la crisis de 2001 autoinfligida por el gobierno del consenso de Washington y sus políticas llevaron a una disminución en las inversiones por parte del sector privado y, consecuentemente, en la producción necesario para el desarrollo del país.

La nacionalización parcial (51%) de YPF en 2012 fue una jugada fuerte de tinte soberanista por el gobierno de CFK de revertir esta tendencia, con resultados mixtos. El descubrimiento y desarrollo de Vaca Muerta, una de las formaciones de shale gas más grandes del mundo, trajo nuevas esperanzas y nuevos desafíos.

1.2 Contexto y relevancia de la información para la población

En la actualidad, el gas natural representa aproximadamente el 50% de la matriz energética argentina, siendo crucial para la generación eléctrica, la industria y el consumo residencial. La capacidad del país para gestionar eficientemente este recurso tiene implicaciones directas en la economía nacional, su desarrollo industrial, el bienestar de la población y la soberanía energética.

El desarrollo de proyectos de Gas Natural Licuado (GNL) y regasificación no es solo una cuestión técnica, sino que tiene profundas implicaciones geopolíticas, económicas y sociales. La forma en que Argentina maneje estos recursos determinará su posición en el mercado energético global y su capacidad para garantizar el abastecimiento interno.

Para el ciudadano común, esto se traduce en la estabilidad de los precios de la energía, la seguridad del suministro en invierno y la creación de empleos en el sector. Además, la gestión soberana de estos recursos podría significar mayores ingresos para el Estado, que podrían destinarse a programas sociales y de desarrollo.

En el contexto global de transición energética y crisis climática, la estrategia que adopte Argentina respecto a sus recursos gasíferos también tendrá un impacto significativo en su huella de carbono y en su capacidad para cumplir con los compromisos internacionales impuestos por las potencias contaminadoras de reducción de emisiones.

Este artículo busca evidenciar la trama compleja de intereses, desafíos y oportunidades que rodean al sector del gas en Argentina, con un enfoque crítico que ponga en primer plano los intereses nacionales y el bienestar de la población.

2. Qué se ha escrito sobre el tema

2.1. Conceptos clave

Para comprender la situación actual del gas en Argentina, es fundamental familiarizarse con algunos conceptos clave:

- **Gas Natural Licuado (GNL):** Es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida, ocupando 1/600 del volumen que ocupa en su forma gaseosa.
- **Regasificación:** Proceso por el cual el GNL vuelve a su estado gaseoso para su distribución y uso.

- FLNG (Floating Liquefied Natural Gas): Instalaciones flotantes para la producción, licuefacción y almacenamiento de gas natural.
- FSRU (Floating Storage and Regasification Unit): Buques especializados que pueden almacenar y regasificar el GNL.
- Vaca Muerta: Formación geológica ubicada en la cuenca neuquina, con enormes reservas de shale gas y shale oil.

2.2. Antecedentes legislativos en el sector energético específico en la historia de Argentina

La legislación energética en Argentina ha pasado por varias etapas cruciales:

1. Ley 17.319 de Hidrocarburos (1967): Estableció el marco regulatorio básico para la exploración y explotación de hidrocarburos.
2. Ley 24.076 (1992): Marco Regulatorio de la Industria del Gas Natural, que privatizó Gas del Estado y creó el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).
3. Ley 26.741 (2012): Declaró de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y expropió el 51% de las acciones de YPF.
4. Ley 27.007 (2014): Modificó la Ley de Hidrocarburos, introduciendo incentivos para la explotación no convencional, crucial para el desarrollo de Vaca Muerta.
5. Ley 27.640 (2021): Régimen de Promoción de Inversiones en la Industria Hidrocarburífera, buscando incentivar la producción y exportación de hidrocarburos.

La evolución de estas leyes refleja los vaivenes en la política energética argentina, oscilando entre modelos de mayor intervención estatal y otros más orientados al mercado. Sin embargo, una constante ha sido la búsqueda del autoabastecimiento energético, aunque con diferentes enfoques y resultados.

Sabemos por lo acontecido hasta la actualidad que estas leyes han tendido a favorecer a grandes corporaciones oligarquicas, tanto nacionales como extranjeras, en detrimento de los intereses nacionales a mediano y largo plazo.

Por otro lado, los defensores de la entrega sostienen que han sido necesarias para atraer las inversiones requeridas para desarrollar el sector.

El debate actual se centra en cómo equilibrar la necesidad de inversión extranjera y tecnología con la protección de los recursos naturales y la soberanía energética.

La propuesta de Ley de Bases 2024, especialmente su capítulo RIGI (Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones), ha reavivado estas discusiones, generando preocupaciones sobre la entrega de recursos estratégicos a intereses foráneos.

En este contexto, el desarrollo de proyectos de GNL y regasificación se presenta como una oportunidad para Argentina, si no estuviera la derecha empleada del imperialismo gobernado, y de posicionarse en el mercado energético global. Sin embargo, plantea desafíos en términos de inversión, tecnología y control soberano de los recursos.

3. Tabla de Leyes y proyectos de leyes de Energías y temas relacionados en Argentina. A continuación, se presenta una tabla con las principales leyes y proyectos de ley relacionados con el sector energético en Argentina:

Número de Ley	Fecha	Autores	Beneficiarios	Resumen
Ley 17.319	1967	Gobierno de facto (dictadura)	Empresas petroleras (privadas)	Ley de Hidrocarburos: marco regulatorio básico para exploración y explotación
Ley 24.076	1992	Gobierno de Carlos Menem (neoliberalismo)	Empresas privadas	Marco Regulatorio de la Industria del Gas Natural: privatización de Gas del Estado
Ley 26.741	2012	Cristina Fernández de Kirchner (Gob. Nacional y	Empresas petroleras Estatal y privados	Expropiación del 51% de YPF y declaración de interés público

		popular)		del autoabastecimiento
Ley 27.007	2014	Cristina Fernández de Kirchner (Gob. Nacional y popular)	Empresas petroleras Estatal y privados	Modificación de la Ley de Hidrocarburos: incentivos para explotación no convencional
Ley 27.640	2021	Alberto Fernández (frente electoral)	Empresas petroleras Estatal y privados	Régimen de Promoción de Inversiones en la Industria Hidrocarburífera
Proyecto Ley de Bases 2024	2024	Gobierno de Javier Milei (derecha Cipaya)	Inversores extranjeros oligarquías energéticas	Incluye el capítulo RIGI para atraer grandes inversiones

3.1. Génesis y evolución de las leyes mencionadas. Disposiciones principales y objetivos

La evolución de estas leyes refleja los cambios en la política energética argentina a lo largo de las décadas:

1. Ley 17.319 (1967): Surgió durante un gobierno militar con el objetivo de establecer un marco legal para la exploración y explotación de hidrocarburos. Permitía la participación de empresas privadas mediante contratos con YPF.
2. Ley 24.076 (1992): Parte del proceso de privatizaciones del gobierno de Menem. Buscaba atraer inversiones privadas y mejorar la eficiencia del sector. Creó el ENARGAS y estableció el marco para la privatización de Gas del Estado.

3. Ley 26.741 (2012): Respuesta a la caída en la producción y las reservas. Buscaba recuperar parte del control estatal sobre YPF para impulsar la producción y lograr el autoabastecimiento energético.
4. Ley 27.007 (2014): Adaptación del marco legal para facilitar la explotación de recursos no convencionales, especialmente en Vaca Muerta. Introdujo contratos más largos y condiciones más favorables para las empresas locales y extranjeras.
5. Ley 27.640 (2021): Busca incentivar las inversiones en el sector mediante beneficios fiscales y garantías de estabilidad normativa. Objetivo de aumentar la producción y las exportaciones con el objetivo de incrementar ingreso de divisas y desarrollo para el país, condiciones más favorables para las empresas locales y extranjeras.
6. Proyecto Ley de Bases 2024: Propone un régimen especial (RIGI) para atraer grandes inversiones, incluyendo en el sector oligárquico energético. Ha generado controversia por las amplias concesiones a “inversores” extranjeros facilitando la fuga de divisas y detrimento de la capacidad soberana Argentina.

Estas leyes han ido evolucionando desde un modelo de control soberano estatal hacia una mayor apertura desfavorable del país y en beneficio del capital privado y extranjero. Sin embargo, esta tendencia no ha sido lineal, con períodos de mayor irregulación estatal, como en 2012 con la renacionalización parcial de YPF.

El objetivo constante ha sido aumentar la producción y lograr el autoabastecimiento energético, pero los medios para lograrlo han variado según la orientación política de cada gobierno. La tensión entre la necesidad de inversiones y tecnología extranjera, y el deseo de mantener el control soberano sobre los recursos naturales, y los pocas iniciativas para la sustitución de tecnologías y herramientas para remplazar rápidamente el factor externo ha sido una constante en este proceso de políticas soberanas y sus legislaciones.

La propuesta actual del RIGI en la Ley de Bases 2024 lleva esta tendencia de apertura a inversiones extranjeras a un nuevo nivel de entrega, generando profundas pérdidas sobre el control de nuestros recursos estratégicos y los beneficios reales para la economía nacional.

4. **Cadena de Producción y Exportación de este tipo de energías/industria**

4.1. Análisis de la producción interna y consumo a través del tiempo

La producción y el consumo de gas natural en Argentina han experimentado fluctuaciones significativas a lo largo de las últimas décadas:

1990-2000: un supuesto período de crecimiento tanto en producción como en consumo, los grandes ganadores la oligarquía energética en tenencia de las empresas estatales privatizadas y algunas nuevas inversiones.

2000-2010: La producción comenzó a declinar en un juego de pinzas y apriete al gobierno, mezcla de baja inversión y especulación de los empresarios privados, mientras el consumo seguía aumentando producto de las políticas de industrialización e inclusión, llevando a una supuesta crisis energética y a la necesidad de importaciones, parte de ellas provista por empresarios intéganos de la oligarquía energética.

2010-2020: La producción se “estabilizó” y comenzó a crecer nuevamente hacia el final de la década, impulsada por el desarrollo de Vaca Muerta. Los privados nunca dejaron de ganar más de lo que aportaron al país.

2020-presente: Aumento significativo de la producción, superando los niveles históricos, con un crecimiento del consumo más moderado.

En 2023, la producción de gas natural alcanzó los 140 millones de metros cúbicos diarios, un récord histórico. El consumo interno se sitúa alrededor de los 120-130 millones de metros cúbicos diarios, variando estacionalmente.

4.2. Impacto de la exportación en la economía nacional

La exportación de gas natural y GNL tiene un impacto multifacético en la economía argentina:

Ingreso de divisas: En 2023, las exportaciones de gas natural generaron alrededor de 1.000 millones de dólares. Se proyecta que esta cifra podría aumentar significativamente con el desarrollo de proyectos de GNL. Pero se escapaban por otro lado con la importación de barcos para suplir demandas estacionales.

Balanza comercial: si bien hay quienes dicen que la capacidad de exportar gas ha ayudado a reducir el déficit de la balanza comercial energética, que fue un problema crítico en la década de 2010, los números de los últimos años tienen ruidos importantes.

Inversión extranjera: si bien los proyectos de exportación de GNL podrían estar atrayendo inversiones significativas, el proyecto propuesto por YPF y Petronas en Bahía Blanca podría implicar una inversión de hasta 10.000 millones de dólares (hoy hay prensa que lo amplía hasta 50.000 millones), pero las pujas por la relocalización en Río Negro y la captación de los negocios difundidos que supuestamente traería la alianza con Petronas quedarían diluidos en la implementación del nuevo RIGI del gobierno de ultra derecha de Milei.

(Hoy, más allá de lo que podamos opinar, ya está tomada la decisión de hacer la planta de GNL en Punta Colorada, no porque sea un lugar aislado -cerca de San Antonio Oeste, uno de los puntos más convenientes- sino porque ahí están las tierras que Arabella Carreras le entregó a BlackRock -que también es parte interesada de las petroleras-. Es decir que no sólo se hace la planta, sino que se le está dando un negocio extra a BlackRock -como si no bastaran las 650 mil hectáreas que le "prestaron" por 50 años en las que ahora, pasará el gasoducto hasta la planta de GNL-. Como si fuera poco, está a pasitos del aeropuerto de Lewis, el británico usurpador y así, el tipo tiene ya no sólo la generación de energía eléctrica de la Patagonia Cordillerana, sino que, con el tiempo, tendrá control sobre el gas de la Patagonia. Ambas locaciones en zona de seguridad de frontera. Es la secesión patagónica de facto).

Empleo: teniendo en cuenta que el sector de hidrocarburos, incluyendo el gas natural, genera alrededor de 100.000 empleos directos y muchos más indirectos durante las gestiones de gobiernos nacionales populares, vemos que estos números decrecen con las políticas de gobiernos entreguista.

Desarrollo regional: Las exportaciones podrían impulsar el desarrollo bastas regiones del país y potencialmente otras áreas costeras donde se instalarían plantas de GNL, pero no bajo las condiciones establecidas en el RIGI de Milei.

Sin embargo, es importante señalar que la exportación de gas también presenta desafíos:

Volatilidad de precios: los precios internacionales del gas son volátiles no los fija el exportador, sino el “mercado” capitalista y los intereses del imperialismo, lo que puede afectar los ingresos de divisas y la planificación a largo plazo.

Conflicto con el abastecimiento interno: en períodos de alta demanda interna (como inviernos fríos), puede haber tensiones entre la necesidad de exportar y abastecer el mercado local. Sobre todo teniendo en cuenta que el recurso está en manos privadas y no en una empresa 100% estatal.

Impacto ambiental: el aumento de la producción y exportación de gas tiene implicaciones para las emisiones de gases de efecto invernadero y otros impactos ambientales si bien son menores que la que de combustibles líquidos.

Dependencia económica: una excesiva dependencia de tecnologías y herramientas extranjeras sumada a la importación/exportaciones de hidrocarburos puede llevar a una "enfermedad holandesa", afectando negativamente a otros sectores de la economía.

Mientras que las exportaciones de gas y GNL ofrecen oportunidades significativas para las empresas privadas y algún impacto en economía Argentina, que podría ser mejor con control estatal de los recursos, es crucial que se manejen de manera estratégica, equilibrando los beneficios económicos a corto plazo con la sostenibilidad a largo plazo y la soberanía energética. La forma en que se desarrolle y regule esta industria en los próximos años será determinante para su impacto en la economía nacional, pero... dada la sanción de la Ley Bases, nada indica que esto será en estos términos.

¿Cuánto cuesta fabricar un barco planta regasificadora/licuefactora de GNL/FLNG?

El costo de fabricar un barco/planta regasificador /licuefactor de GNL (FLNG, por sus siglas en inglés) puede variar considerablemente según diversos factores, como el tamaño del barco, la capacidad de procesamiento, la tecnología utilizada, los materiales, los equipos y las regulaciones locales. Sin embargo, para dar una idea general:

1. **Costos Iniciales de Desarrollo:** El diseño y la ingeniería pueden costar entre \$100 millones y \$200 millones.
2. **Construcción y Equipamiento:** La construcción de un FLNG puede costar entre \$2 mil millones y \$5 mil millones, dependiendo de la capacidad y la complejidad del proyecto.
3. **Pruebas y Comisionado:** Los costos de pruebas y puesta en marcha pueden sumar otros \$100 millones a \$200 millones.
4. **Gastos Operativos:** Una vez en operación, los costos operativos pueden variar ampliamente, pero se estima que pueden estar entre \$200 millones y \$400 millones anuales.

Un ejemplo conocido es el **Prelude FLNG** de Shell, que es uno de los FLNG más grandes y avanzados, con un costo de construcción que se estima en alrededor de \$12 mil millones. Estos costos pueden variar y es importante considerar las especificaciones del proyecto y las condiciones del mercado.

¿Cuáles son los 50 barcos principales a nivel mundial, de qué empresas, de qué país, quién los fabrico, en qué año, y qué capacidad de producción tiene cada uno?

Tabla con información sobre algunos de los principales barcos de procesamiento de GNL (FLNG) y regasificación (FSRU) a nivel mundial. Dado que la cantidad de barcos en esta categoría es limitada, esta lista se centra en algunos de los más destacados:

Nombre del Barco	Empresa	País	Fabricante	Año de Fabricación	Capacidad de Producción (Mtpa)
Prelude FLNG	Shell	Australia	Samsung Heavy Industries	2017	3.6
PFLNG1	Petronas	Malasia	Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME)	2016	1.2
Hilli Episeyo	Golar LNG	Camerún	Keppel Shipyard	2017	2.4

Coral Sul FLNG	ENI	Mozambique	Samsung Heavy Industries	2022	3.4
FLNG Toscana	OLT Offshore LNG Toscana	Italia	Saipem	2013	3.75
Exmar FLNG	Exmar	Bélgica	Wison Offshore & Marine	2017	0.5
PFLNG Dua	Petronas	Malasia	Samsung Heavy Industries	2020	1.5
Gimi FLNG	BP	Senegal	Keppel Shipyard	2023 (estimado)	2.5
BW Paris	BW LNG	Global	BW Offshore	2020	2.5
BW Singapore	BW LNG	Global	BW Offshore	2018	2.5
Neptune	Hoegh LNG	Global	Samsung Heavy Industries	2009	5.0
FSRU Independence	Hoegh LNG	Lituania	Hyundai Heavy Industries	2014	4.0
Excellence	Excelerate Energy	Argentina	Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME)	2005	3.8
Experience	Excelerate Energy	Brazil	Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME)	2014	3.8
Explorer	Excelerate Energy	Kuwait	Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME)	2008	3.8
PGN FSRU Lampung	Höegh LNG	Indonesia	Hyundai Heavy Industries	2014	2.4
Golar Freeze	Golar LNG	UAE	Hyundai Heavy Industries	2004	5.1
Golar Spirit	Golar LNG	Brazil	Daewoo Shipbuilding &	2008	2.7

			Marine Engineering (DSME)		
Golar Eskimo	Golar LNG	Jordan	Samsung Heavy Industries	2014	5.0
FSRU Toscana	OLT Offshore LNG Toscana	Italy	Saipem	2013	3.75

Nota: la información puede variar según las fuentes y la disponibilidad de datos actualizados. Además, algunos barcos pueden cambiar de empresa operativa o ubicación geográfica a lo largo del tiempo.

¿Cuánto sale una planta de licuefacción de GNL/FLNG y regasificación en tierra?

El costo de una planta de licuefacción de GNL (LNG) o una planta de regasificación en tierra puede variar ampliamente según varios factores, incluyendo la capacidad de producción, la ubicación, la tecnología utilizada y las condiciones del mercado. Un desglose general de los costos estimados:

Plantas de Licuefacción de GNL en Tierra

1. Costos de Desarrollo Inicial:

- Estudios de viabilidad, ingeniería y diseño: \$50 millones - \$150 millones.

2. Construcción y Equipamiento:

- Planta de licuefacción pequeña (0.5 - 2 Mtpa): \$500 millones - \$2 mil millones.
- Planta de licuefacción mediana (2 - 5 Mtpa): \$2 mil millones - \$5 mil millones.
- Planta de licuefacción grande (más de 5 Mtpa): \$5 mil millones - \$15 mil millones o más.

3. Pruebas y Comisionado:

- Generalmente alrededor del 10% del costo de construcción.

4. Gastos Operativos Anuales:

- Aproximadamente \$100 millones - \$300 millones, dependiendo del tamaño y la eficiencia de la planta.

Plantas de Regasificación en Tierra

1. Costos de Desarrollo Inicial:

- Estudios de viabilidad, ingeniería y diseño: \$20 millones - \$50 millones.

2. Construcción y Equipamiento:

- Planta de regasificación pequeña (0.5 - 2 Mtpa): \$200 millones - \$500 millones.
- Planta de regasificación mediana (2 - 5 Mtpa): \$500 millones - \$1 mil millones.
- Planta de regasificación grande (más de 5 Mtpa): \$1 mil millones - \$2 mil millones o más.

3. Pruebas y Comisionado:

- Generalmente alrededor del 10% del costo de construcción.

4. Gastos Operativos Anuales:

- Aproximadamente \$50 millones - \$150 millones, dependiendo del tamaño y la eficiencia de la planta.

Estos costos son estimaciones generales y pueden variar significativamente según las especificaciones del proyecto, las condiciones del sitio y otros factores. Es importante realizar estudios detallados y consultas con expertos para obtener cifras precisas para un proyecto específico.

Tabla con información sobre algunas de las principales plantas de licuefacción de GNL (LNG) y regasificación en tierra a nivel mundial. Incluye algunas de las plantas más destacadas:

Nota: las capacidades de producción están en millones de toneladas por año (Mtpa) y las fechas de inauguración son aproximadas. La lista puede variar según nuevas plantas que se construyan o modificaciones en las existentes. Los costos son estimaciones y pueden variar debido a varios factores, incluidos cambios en los precios de los materiales y las fluctuaciones del mercado.

Nombre de la Planta	Empresa	País	Fabricante/Constructor	Año de inauguración	Capacidad de Producción (Mtpa)	Costo Aproximado (USD)
Ras Laffan LNG	Qatar Petroleum	Qatar	Chiyoda Corporation	1996	77.1	\$20 mil millones

Sabine Pass LNG	Cheniere Energy	Estados Unidos	Bechtel	2016	30.0	\$18 mil millones
Gorgon LNG	Chevron	Australia	Kellogg Brown & Root (KBR)	2016	15.6	\$54 mil millones
Yamal LNG	Novatek	Rusia	Yamgaz (JV de Technip, JGC, Chiyoda)	2017	16.5	\$27 mil millones
Australia Pacific LNG	ConocoPhillips	Australia	Bechtel	2015	9.0	\$24 mil millones
Sakhalin-2 LNG	Gazprom	Rusia	Shell, Mitsubishi, Mitsui	2009	10.8	\$20 mil millones
North West Shelf LNG	Woodside Energy	Australia	Bechtel	1989	16.3	\$27 mil millones
Angola LNG	Chevron	Angola	Bechtel	2013	5.2	\$10 mil millones
Darwin LNG	ConocoPhillips	Australia	Bechtel	2006	3.7	\$3.3 mil millones
Nigeria LNG	Nigeria LNG Limited	Nigeria	Varias	1999	22.2	\$18.3 mil millones
Qalhat LNG	Oman LNG	Omán	Chiyoda Corporation	2006	3.7	\$1.4 mil millones
Atlantic LNG	Atlantic LNG Company	Trinidad y Tobago	Bechtel	1999	15.0	\$5.4 mil millones
Ichthys LNG	Inpex	Australia	JGC Corporation, KBR	2018	8.9	\$45 mil millones
Wheatstone LNG	Chevron	Australia	Bechtel	2017	8.9	\$34 mil millones
Sakhalin-2 LNG	Sakhalin Energy	Rusia	Shell, Mitsui, Mitsubishi	2009	10.8	\$20 mil millones
Qatargas Train 1-6	Qatargas	Qatar	Chiyoda Corporation, Technip	1997-2010	42.0	\$20 mil millones
Curtis Island LNG	ConocoPhillips	Australia	Bechtel	2015	25.0	\$20 mil millones
Brass LNG	Brass LNG Limited	Nigeria	KBR, Technip	2020 (estimado)	10.0	\$15 mil millones
Peru LNG	Hunt Oil	Perú	Chicago Bridge & Iron Company (CB&I)	2010	4.45	\$3.8 mil millones
Sengkang	Energy	Indonesia	Saipem	2015	2.0	\$2.8 mil millones

LNG	World Corporation					millones
Freeport LNG	Freeport LNG Development	Estados Unidos	Zachry Group, CB&I	2019	20.4	\$13 mil millones
Tangguh LNG	BP	Indonesia	Kellogg Brown & Root (KBR)	2009	7.6	\$8.6 mil millones
LNG Canada	Shell, Petronas	Canadá	JGC Fluor JV	2025 (estimado)	14.0	\$18 mil millones
Cameron LNG	Sempra Energy	Estados Unidos	McDermott International	2019	12.0	\$10 mil millones
Cove Point LNG	Dominion Energy	Estados Unidos	IHI E&C, Kiewit	2018	5.25	\$4 mil millones
Corpus Christi LNG	Cheniere Energy	Estados Unidos	Bechtel	2019	15.0	\$15 mil millones
Arctic LNG-2	Novatek	Rusia	TechnipFMC, Saipem	2023 (estimado)	19.8	\$21 mil millones
Pluto LNG	Woodside Energy	Australia	Foster Wheeler, WorleyParsons	2012	4.3	\$15 mil millones
PNG LNG	ExxonMobil	Papua Nueva Guinea	Chiyoda Corporation, JGC Corporation	2014	8.0	\$19 mil millones
Petronas LNG Complex	Petronas	Malasia	JGC Corporation	1983	30.0	\$25 mil millones
Arun LNG	Pertamina	Indonesia	JGC Corporation	1978	6.0	\$2 mil millones
LNG Train 7	Nigeria LNG Limited	Nigeria	Saipem, Daewoo E&C	2023 (estimado)	8.4	\$7 mil millones
Tangguh LNG Train 3	BP	Indonesia	Kellogg Brown & Root (KBR)	2021 (estimado)	3.8	\$3 mil millones
Mozambique LNG	TotalEnergies	Mozambique	Saipem, McDermott	2025 (estimado)	13.1	\$20 mil millones
Barzan Gas Project	Qatar Petroleum	Qatar	JGC Corporation	2020	1.4	\$10.3 mil millones

Empresas argentinas, estatales y privadas están en capacidades para construir los barcos de GNL (FLNG) y regasificación (FSRU) o en parte del proceso.

La industria naval nacional tiene capacidades para participar en la construcción de barcos de GNL (FLNG) y regasificación (FSRU). Aunque hay quienes manifiestan que el país no cuenta con la infraestructura y experiencia completa para fabricar estos buques complejos en su totalidad, varias empresas pueden contribuir en diferentes etapas del proceso.

Empresas Argentinas Capacidades y Participación en el Proceso

1. Tandanor (Talleres Navales Dársena Norte)

- Tipo de Empresa: Estatal
- Participación en el Proceso:
- Construcción de estructuras metálicas y módulos.
- Integración de componentes y módulos construidos.
- Reparación y mantenimiento.
- **Capacidades:** Construcción y reparación de buques, estructuras off-shore.
- **Costo Aproximado:** Dependería del alcance del proyecto, pero podría estar en el rango de \$100 millones - \$500 millones para componentes y módulos.

2. Astillero Río Santiago

- Tipo de Empresa: Estatal
- Participación en el Proceso:
- Construcción de cascos de barcos y estructuras principales.
- Integración y ensamblaje de componentes.
- **Capacidades:** Construcción de buques militares y comerciales, estructuras off-shore.
- **Costo Aproximado:** Similar a Tandanor, los costos podrían variar entre \$100 millones - \$500 millones dependiendo de la participación en el proyecto.

3. Astillero Almirante Storni

- Tipo de Empresa: Estatal
- Participación en el Proceso:
- Construcción de secciones del casco y componentes estructurales.
- **Capacidades:** Construcción de buques comerciales y militares.

- **Costo Aproximado:** Entre \$50 millones - \$200 millones según el alcance de la participación.

4. Naval Motors S.A.

- Tipo de Empresa: Privada
- Participación en el Proceso:
- Suministro e integración de sistemas de propulsión y maquinaria naval.
- **Capacidades:** Proveedora de motores marinos y sistemas de propulsión.
- **Costo Aproximado:** Costos entre \$20 millones - \$100 millones dependiendo de la cantidad y tipo de equipos suministrados.

5. Sener Ingeniería y Sistemas

- **Tipo de Empresa:** Privada (subsidiaria de Sener Group)
- Participación en el Proceso:
- Diseño y consultoría de ingeniería.
- Supervisión de construcción.
- **Capacidades:** Ingeniería naval y proyectos off-shore.
- **Costo Aproximado:** Servicios de ingeniería y consultoría podrían estar en el rango de \$10 millones - \$50 millones.

6. Tecna

- Tipo de Empresa: Privada
- Participación en el Proceso:
- Ingeniería y diseño de plantas de proceso y módulos de licuefacción/regasificación.
- **Capacidades:** Ingeniería y construcción de plantas industriales, incluyendo instalaciones de GNL.
- **Costo Aproximado:** Costos de ingeniería y diseño podrían estar en el rango de \$20 millones - \$100 millones.
-

Costo Aproximado

El costo total para la construcción de un barco FLNG o FSRU completo varía ampliamente y puede estar en el rango de \$1 mil millones a \$5 mil millones. Sin embargo, la participación argentina se centraría principalmente en la construcción de componentes, estructuras y sistemas de integración, con un costo acumulado que podría oscilar entre \$300 millones y \$1 mil millones, dependiendo de la participación específica de cada empresa y la escala del proyecto.

Factores Adicionales

- **Colaboración Internacional:** Argentina podría necesitar colaboración con astilleros y empresas internacionales con más experiencia en la construcción de FLNG y FSRU.
- **Inversiones en Infraestructura:** podrían ser necesarias inversiones adicionales para modernizar y expandir las capacidades de los astilleros argentinos.
- **Capacitación y Transferencia de Tecnología:** Programas de capacitación y acuerdos de transferencia de tecnología serían cruciales para aumentar la competencia local en la construcción de estos buques complejos.

Estos costos y capacidades son estimaciones y podrían variar según la complejidad del proyecto y las condiciones específicas de contratación y colaboración internacional.

¿Qué empresas de sur y centro américa podrían participar del proyecto, en qué etapas, y cuál sería su costo?

En América Latina, hay varias empresas que pueden participar en proyectos de construcción de barcos de GNL (FLNG) y regasificación (FSRU). Aquí te presento una lista de empresas de la región, sus posibles participaciones en el proceso, y estimaciones de costos:

Empresas Sudamericanas y Centroamericanas

1. Ecopetrol (Colombia)

- Participación en el Proceso:
- Suministro de gas y acuerdos de suministro de GNL.
- **Capacidades:** Producción y comercialización de petróleo y gas.
- **Costo Aproximado:** Variable según el acuerdo de suministro.

2. Petrobras (Brasil)

- Participación en el Proceso:
- Suministro de gas, acuerdos de suministro de GNL, y potencial participación en la operación de FLNG.

- **Capacidades:** Producción, comercialización de petróleo y gas, y operación de plantas de GNL.
 - **Costo Aproximado:** Variable según el acuerdo de suministro y operación.
3. Techint Engineering & Construction (Argentina)
- Participación en el Proceso:
 - Ingeniería y diseño de instalaciones de procesamiento de gas, construcción de módulos.
 - **Capacidades:** Ingeniería y construcción de proyectos industriales y de infraestructura.
 - **Costo Aproximado:** \$50 millones - \$300 millones según el alcance del trabajo.
4. Braskem (Brasil)
- Participación en el Proceso:
 - Suministro de materiales plásticos y petroquímicos.
 - **Capacidades:** Producción de petroquímicos y plásticos.
 - **Costo Aproximado:** Variable según el suministro de materiales.
5. Astillero Asmar (Chile)
- Participación en el Proceso:
 - Construcción de estructuras metálicas, reparación y mantenimiento.
 - **Capacidades:** Construcción y reparación de buques.
 - **Costo Aproximado:** \$50 millones - \$200 millones según el alcance del trabajo.
6. Astillero Rio Santiago (Argentina)
- Participación en el Proceso:
 - Construcción de cascos de barcos y estructuras principales.
 - **Capacidades:** Construcción de buques militares y comerciales.
 - **Costo Aproximado:** \$100 millones - \$500 millones según el alcance del trabajo.
7. COTECMAR (Colombia)
- Participación en el Proceso:
 - Construcción de módulos y estructuras, integración y ensamblaje.
 - **Capacidades:** Construcción y reparación de buques.
 - **Costo Aproximado:** \$50 millones - \$200 millones según el alcance del trabajo.
8. SENER Ingeniería y Sistemas (México y Argentina)
- Participación en el Proceso:
 - Diseño y consultoría de ingeniería, supervisión de construcción.
 - **Capacidades:** Ingeniería naval y proyectos off-shore.

- **Costo Aproximado:** \$10 millones - \$50 millones en servicios de ingeniería y consultoría.

Costos Aproximados por etapas

1. Ingeniería y Diseño:

- Empresas Involucradas: SENER, Techint.
- **Costo Aproximado:** \$50 millones - \$200 millones.

2. Construcción de Estructuras y Módulos:

- **Empresas Involucradas:** Astilleros (Asmar, Astillero Rio Santiago, COTECMAR).
- **Costo Aproximado:** \$200 millones - \$800 millones.

3. Integración y Ensamblaje:

- **Empresas Involucradas:** Techint, Astilleros (Asmar, Astillero Rio Santiago).
- **Costo Aproximado:** \$100 millones - \$300 millones.

4. Suministro de Equipos y Materiales:

- **Empresas Involucradas:** Braskem, Petroquímicas locales.
- **Costo Aproximado:** Variable, puede alcanzar hasta \$100 millones.

5. Operación y Mantenimiento:

- **Empresas Involucradas:** Petrobras, Ecopetrol.
- **Costo Aproximado:** Variable según el contrato de operación.

Resumen del Costo Aproximado

El costo total para la participación de empresas sudamericanas y centroamericanas en un proyecto de FLNG o FSRU podría estar en el rango de \$400 millones a \$1.5 mil millones, dependiendo de la participación específica de cada empresa y la escala del proyecto. Este costo incluye ingeniería, construcción, integración, suministro de materiales y potencial operación.

Estos costos son estimaciones y pueden variar según la complejidad del proyecto, las condiciones del mercado y las negociaciones específicas entre las partes involucradas.

¿Qué empresas argentinas, estatales y privadas están capacitadas para construir plantas terrestres de GNL (FLNG) y regasificación (FSRU). en que parte del proceso puede participar cada una, y cual sería el costo?

En nuestro país existen varias empresas tanto estatales como privadas que tienen la capacidad de participar en la construcción de plantas terrestres de GNL (FLNG) y regasificación (FSRU).

Una primera aproximación a un listado de dichas empresas, sus posibles roles en el proceso, y una estimación de los costos involucrados:

Empresas Argentinas y Capacidades

1. YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales)

- **Tipo de Empresa:** Estatal/Privada
- Participación en el Proceso:
 - Suministro de gas natural.
 - Gestión y operación de las plantas.
- **Capacidades:** Exploración, producción y comercialización de petróleo y gas.
- **Costo Aproximado:** Variable según el alcance del suministro y operación.
-

2. Tandanor (Talleres Navales Dársena Norte)

- Tipo de Empresa: Estatal
- Participación en el Proceso:
 - Construcción de módulos y estructuras metálicas.
 - Integración y ensamblaje de componentes.
- **Capacidades:** Construcción y reparación de buques y estructuras off-shore.
- **Costo Aproximado:** \$100 millones - \$500 millones para componentes y módulos.
-

3. Astillero Río Santiago

- Tipo de Empresa: Estatal
- Participación en el Proceso:
 - Construcción de estructuras metálicas y módulos.
- **Capacidades:** Construcción de buques y estructuras industriales.
- **Costo Aproximado:** \$100 millones - \$500 millones dependiendo del alcance del proyecto.
-

4. Tecna

- Tipo de Empresa: Privada

- Participación en el Proceso:
- Ingeniería y diseño de plantas de GNL.
- Supervisión de construcción.
- **Capacidades:** Ingeniería y construcción de plantas industriales.
- **Costo Aproximado:** \$50 millones - \$200 millones en servicios de ingeniería y diseño.

•

5. Techint Engineering & Construction

- Tipo de Empresa: Privada
- Participación en el Proceso:
- Construcción de instalaciones de procesamiento de gas.
- Ingeniería y diseño.
- Gestión de proyectos.
- **Capacidades:** Ingeniería y construcción de proyectos industriales y de infraestructura.
- **Costo Aproximado:** \$200 millones - \$800 millones dependiendo del alcance del trabajo.

•

6. Sener Ingeniería y Sistemas

- **Tipo de Empresa:** Privada (subsidiaria de Sener Group)
- Participación en el Proceso:
- Diseño y consultoría de ingeniería.
- Supervisión de construcción.
- **Capacidades:** Ingeniería naval y proyectos off-shore.
- **Costo Aproximado:** \$10 millones - \$50 millones en servicios de ingeniería y consultoría.

Participación en el Proceso

1. Ingeniería y Diseño:

- **Empresas Involucradas:** Sener, Tecna, Techint.
- **Costo Aproximado:** \$50 millones - \$200 millones.

2. Construcción de Estructuras y Módulos:

- **Empresas Involucradas:** Tandanor, Astillero Río Santiago, Techint.
- **Costo Aproximado:** \$200 millones - \$800 millones.

3. Integración y Ensamblaje:

- **Empresas Involucradas:** Tandanor, Astillero Río Santiago.
- **Costo Aproximado:** \$100 millones - \$300 millones.

4. Suministro de Equipos y Materiales:

- **Empresas Involucradas:** Proveedores locales e internacionales.
- **Costo Aproximado:** Variable, puede alcanzar hasta \$100 millones.

5. Operación y Mantenimiento:

- **Empresas Involucradas:** YPF.
- **Costo Aproximado:** Variable según el contrato de operación.

Resumen del Costo Aproximado

El costo total para la construcción y operación de una planta terrestre de GNL (FLNG) o regasificación (FSRU) con participación de empresas argentinas podría estar en el rango de \$500 millones a \$2 mil millones, dependiendo de la participación específica de cada empresa y la escala del proyecto. Este costo incluye ingeniería, construcción, integración, suministro de materiales y potencial operación.

Estos costos son estimaciones y pueden variar según la complejidad del proyecto, las condiciones del mercado y las negociaciones específicas entre las partes involucradas.

Tabla con los puntos geográficos más destacados para la ubicación de una planta terrestre de licuefacción de GNL (FLNG) y regasificación (FSRU) en Argentina.

Teniendo en cuenta la red de cañerías existente, las cuencas prolíficas de gas y petróleo, y otros factores relevantes. La capacidad de producción base recomendada y la escalabilidad de cada planta, así como el costo base de construcción y puesta en funcionamiento, también se incluyen:

Ubicación	Latitud	Longitud	Cuenca	Red de Cañerías	Capacidad Base (Mtpa)	Escalabilidad	Costo Base (USD)
Bahía Blanca	-38.7167	-62.2833	Cuenca Neuquina	Gasoducto Neuba I y II	5 Mtpa	Hasta 10 Mtpa	\$1.5 - \$3 mil millones
Puerto Rosales	-38.9500	-62.1167	Cuenca Neuquina	Conexión con	5 Mtpa	Hasta 10 Mtpa	\$1.5 - \$3 mil

				gasoductos existentes			millones
Necochea	-38.5545	-58.7396	Cuenca Austral-Magallanes	Red de gasoductos al sur de Argentina	3 Mtpa	Hasta 6 Mtpa	\$1 - \$2 mil millones
Comodoro Rivadavia	-45.8667	-67.5000	Cuenca del Golfo San Jorge	Red de gasoductos del sur	3 Mtpa	Hasta 6 Mtpa	\$1 - \$2 mil millones
Puerto Madryn	-42.7639	-65.0375	Cuenca del Golfo San Jorge	Conexión con gasoductos del sur	3 Mtpa	Hasta 6 Mtpa	\$1 - \$2 mil millones
Río Gallegos	-51.6230	-69.2169	Cuenca Austral-Magallanes	Red de gasoductos en Patagonia	2 Mtpa	Hasta 4 Mtpa	\$800 millones - \$1.5 mil millones
San Antonio Oeste	-40.7317	-64.9450	Cuenca Neuquina	Conexión con gasoductos existentes	3 Mtpa	Hasta 6 Mtpa	\$1 - \$2 mil millones

Detalles Adicionales:

Bahía Blanca

- **Cuenca:** Neuquina.
- **Red de Cañerías:** Conexión con el gasoducto Neuba I y II que transporta gas desde la cuenca Neuquina.
- Capacidad Base: 5 Mtpa.
- **Escalabilidad:** Hasta 10 Mtpa.
- **Costo Base:** \$1.5 - \$3 mil millones.

Puerto Rosales

- **Cuenca:** Neuquina.
- **Red de Cañerías:** Conexión con gasoductos existentes que transportan gas desde la cuenca Neuquina.

- Capacidad Base: 5 Mtpa.
- **Escalabilidad:** Hasta 10 Mtpa.
- **Costo Base:** \$1.5 - \$3 mil millones.

Necochea

- **Cuenca:** Austral-Magallanes.
- **Red de Cañerías:** Red de gasoductos al sur de Argentina.
- Capacidad Base: 3 Mtpa.
- **Escalabilidad:** Hasta 6 Mtpa.
- **Costo Base:** \$1 - \$2 mil millones.

Comodoro Rivadavia

- **Cuenca:** Golfo San Jorge.
- **Red de Cañerías:** Red de gasoductos del sur de Argentina.
- Capacidad Base: 3 Mtpa.
- **Escalabilidad:** Hasta 6 Mtpa.
- **Costo Base:** \$1 - \$2 mil millones.

Puerto Madryn

- **Cuenca:** Golfo San Jorge.
- **Red de Cañerías:** Conexión con gasoductos del sur.
- Capacidad Base: 3 Mtpa.
- **Escalabilidad:** Hasta 6 Mtpa.
- **Costo Base:** \$1 - \$2 mil millones.

Río Gallegos

- **Cuenca:** Austral-Magallanes.
- **Red de Cañerías:** Red de gasoductos en la Patagonia.
- Capacidad Base: 2 Mtpa.
- **Escalabilidad:** Hasta 4 Mtpa.
- **Costo Base:** \$800 millones - \$1.5 mil millones.

San Antonio Oeste

- **Cuenca:** Neuquina.

- **Red de Cañerías:** Conexión con gasoductos existentes que transportan gas desde la cuenca Neuquina.
- Capacidad Base: 3 Mtpa.
- **Escalabilidad:** Hasta 6 Mtpa.
- **Costo Base:** \$1 - \$2 mil millones.

Notas:

- **Mtpa (millones de toneladas por año):** Medida de la capacidad de producción de GNL.
- **Costo Base:** Estimaciones aproximadas basadas en proyectos similares; pueden variar según las condiciones específicas del proyecto y las fluctuaciones del mercado.
- **Escalabilidad:** Capacidad de aumentar la producción mediante expansiones futuras.

Para determinar los mejores puntos estratégicos para el acceso marítimo y la capacidad de recibir buques de transporte de GNL, es crucial considerar factores como el calado necesario, la infraestructura portuaria existente, y la proximidad a las rutas marítimas principales. Evaluación de los puntos geográficos mencionados:

Evaluación Estratégica para el Acceso Marítimo

Ubicación	Calado (m)	Infraestructura Portuaria	Acceso Marítimo Estratégico	Comentario
Bahía Blanca	13.0 - 15.0	Terminal portuaria de gran capacidad	Excelente	Bahía Blanca cuenta con uno de los puertos más profundos de Argentina y una excelente infraestructura portuaria.

Puerto Rosales	13.0 - 15.0	Terminal portuaria de gran capacidad	Excelente	Puerto Rosales tiene instalaciones adecuadas para manejar grandes buques y está cerca de Bahía Blanca.
Necochea	10.0 - 12.0	Infraestructura portuaria desarrollada	Bueno	Necochea tiene buena infraestructura portuaria, pero su calado es menor en comparación con Bahía Blanca.
Comodoro Rivadavia	9.0 - 11.0	Infraestructura portuaria adecuada	Adecuado	Comodoro Rivadavia tiene un puerto con infraestructura adecuada, pero con calado limitado.
Puerto Madryn	10.0 - 12.0	Infraestructura portuaria desarrollada	Bueno	Puerto Madryn tiene buena infraestructura, pero con calado más limitado que Bahía Blanca.
Río Gallegos	9.0 - 10.0	Infraestructura portuaria básica	Adecuado	Río Gallegos tiene infraestructura básica y calado limitado.
San Antonio Oeste	9.0 - 10.0	Infraestructura portuaria básica	Adecuado	San Antonio Oeste tiene infraestructura básica y calado limitado.

Mejores Ubicaciones Estratégicas

1. Bahía Blanca

- **Calado:** 13.0 - 15.0 metros.

- **Infraestructura Portuaria:** Alta capacidad, con terminales adecuadas para manejar grandes buques de GNL.
- **Comentario:** Bahía Blanca es la mejor opción estratégica debido a su profundo calado, excelente infraestructura portuaria, y su proximidad a importantes rutas marítimas.

2. Puerto Rosales

- **Calado:** 13.0 - 15.0 metros.
- **Infraestructura Portuaria:** Alta capacidad similar a Bahía Blanca.
- **Comentario:** Puerto Rosales es también una excelente opción por su infraestructura y capacidad de manejo de grandes buques.

3. Necochea

- **Calado:** 10.0 - 12.0 metros.
- **Infraestructura Portuaria:** Desarrollada.
- **Comentario:** Aunque el calado es menor, Necochea sigue siendo una buena opción con infraestructura portuaria adecuada.

4. Puerto Madryn

- **Calado:** 10.0 - 12.0 metros.
- **Infraestructura Portuaria:** Desarrollada.
- **Comentario:** Puerto Madryn tiene una infraestructura desarrollada, pero el calado es menor en comparación con Bahía Blanca.

Bahía Blanca y Puerto Rosales son las mejores ubicaciones estratégicas para plantas terrestres de licuefacción de GNL y regasificación debido a su calado profundo, excelente infraestructura portuaria, y fácil acceso a rutas marítimas principales. Estas características permiten la entrada y salida de grandes buques de transporte de GNL, facilitando así la logística y operaciones de exportación/importación de gas natural licuado.

¿Cuáles ubicaciones de las mencionadas tiene menor riesgo en caso de explosión de una planta o un barco?

Para evaluar el riesgo de explosión en una planta o barco de GNL, es importante considerar factores como la proximidad a áreas pobladas, la distancia a otras instalaciones industriales, y las condiciones geográficas.

Aquí se presenta una evaluación de las ubicaciones mencionadas en términos de menor riesgo en caso de explosión:

Evaluación del Riesgo de Explosión

Ubicación	Proximidad a Áreas Pobladas	Distancia a Otras Instalaciones Industriales	Condiciones Geográficas	Comentario
Bahía Blanca	Alta	Alta densidad industrial	Relativamente plana	Alta densidad industrial y proximidad a áreas pobladas aumentan el riesgo en caso de explosión.
Puerto Rosales	Baja	Moderada	Relativamente plana	Menor proximidad a áreas pobladas en comparación con Bahía Blanca, pero aún cercana a otras industrias.
Necochea	Moderada	Baja	Relativamente plana	Menor densidad industrial y proximidad a áreas pobladas en comparación con Bahía Blanca.
Comodoro Rivadavia	Moderada	Moderada	Relativamente plana	Densidad moderada de áreas pobladas y otras instalaciones industriales.
Puerto Madryn	Moderada	Baja	Relativamente plana	Menor densidad de instalaciones industriales y áreas pobladas.
Río Gallegos	Baja	Baja	Relativamente plana	Menor proximidad a áreas pobladas e industriales, reduciendo el

				riesgo en caso de explosión.
San Antonio Oeste	Baja	Baja	Relativamente plana	Menor proximidad a áreas pobladas e industriales, reduciendo el riesgo en caso de explosión.

Río Gallegos

- **Proximidad a Áreas Pobladas:** Baja.
- **Distancia a Otras Instalaciones Industriales:** Baja.
- **Condiciones Geográficas:** Relativamente plana.
- **Comentario:** Río Gallegos presenta el menor riesgo debido a su baja densidad poblacional y menor cantidad de instalaciones industriales cercanas.

2. San Antonio Oeste

- **Proximidad a Áreas Pobladas:** Baja.
- **Distancia a Otras Instalaciones Industriales:** Baja.
- **Condiciones Geográficas:** Relativamente plana.
- **Comentario:** Similar a Río Gallegos, San Antonio Oeste tiene baja proximidad a áreas pobladas e instalaciones industriales, lo que reduce el riesgo.

3. Puerto Madryn

- **Proximidad a Áreas Pobladas:** Moderada.
- **Distancia a Otras Instalaciones Industriales:** Baja.
- **Condiciones Geográficas:** Relativamente plana.
- **Comentario:** Aunque tiene una proximidad moderada a áreas pobladas, la baja densidad de instalaciones industriales reduce el riesgo en comparación con Bahía Blanca y Puerto Rosales.

Río Gallegos y San Antonio Oeste son las ubicaciones con menor riesgo en caso de explosión de una planta o un barco de GNL debido a su baja proximidad a áreas pobladas e instalaciones industriales. Estas ubicaciones ofrecen condiciones geográficas relativamente planas y alejadas de zonas densamente pobladas, lo que disminuye significativamente el riesgo y el impacto potencial en caso de un incidente.