



**Proyecto Final de
Ingeniería Industrial**

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE GASODUCTOS
VIRTUALES FRENTE A OTRAS ALTERNATIVAS
DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO**

Autor: Julián Gregorio de las Heras

Tutor: Carlos Casares
Ingeniero Químico

Profesor Titular en la Carrera de Ingeniería en Petróleo

RESUMEN EJECUTIVO

Se ha realizado un estudio comparativo de alternativas de transporte y distribución de combustibles con el fin de encontrar y evaluar soluciones para aquellas zonas que no tienen acceso a la red de Gas Natural dónde existen industrias o centrales para la generación eléctrica.

Se encontró a los sistemas de gasoductos virtuales como alternativas factibles y más económicas que otros combustibles líquidos como el fuel oil y el gas oil, para los casos de industrias de mediana escala y centrales térmicas de generación distribuida.

Dentro de los sistemas de gasoductos virtuales el GNL resultó más económico que el GNC en la mayoría de los casos, y apto para largas distancias. Los sistemas presentan limitaciones en cuánto al tamaño y capacidad de los mismos siendo convenientes dentro de determinados parámetros.

Mediante análisis técnicos, económicos y de mercado se pudo establecer criterios que permitan determinar la mejor alternativa de abastecimiento energético para una industria, central térmica o un centro de consumo.

A comparative study of transport and distribution systems of Natural Gas and Liquid Fuels has been performed in order to find solutions to small areas where no pipelines are available and have industrial activity or electricity generation.

Virtual Pipelines of CNG (Compressed Natural Gas) and LNG (Liquified Natural Gas) have been encountered to be technically possible alternatives and more economical than other kind of fuels like fuel oil and gas oil.

Among the Virtual Pipelines, LNG turned to be more economical than CNG in most of cases, and fitted for long distances. The systems have limitations in relation to the size and capacity configurations in order to be applicable.

Through technical analysis, economic evaluation and market research it has been possible to establish schemes to make the best decision for fuel supply to industries and other kind of consumption centers.

ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN.....	1
	Estado de Situación del Transporte y Abastecimiento Energético en la Argentina	1
	Particularidades de los Combustibles Analizados	3
	Gas Natural	3
	Gas Oil	4
	Fuel Oil	5
	GNL (Gas Natural Licuado).....	5
	GLP (Gas Licuado de Petróleo).....	6
	GNC (Gas Natural Comprimido).....	6
II.	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL.....	8
	Transporte por Gasoductos	8
	Distribución por Redes.....	13
	Distribución del Total del Sistema	21
	Centrales y Mercado Eléctrico	26
	Abastecimiento de Zonas sin Acceso a la Red	34
	OBJETO	37
	MÉTODO DE TRABAJO	39
	ALCANCE	41
III.	ESTUDIO DE MERCADO DE LOS COMBUSTIBLES	42
	Mercado del Gas Natural.....	42
	Mercado del Gas Oil.....	58
	Mercado del Fuel Oil.....	64
	Balance General de los Combustibles en el Mercado	69
IV.	CONSUMOS PARA LA INDUSTRIA Y LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	73
	Consumos en Centrales Térmicas.....	73
	Consumos en Industrias.....	81
V.	ZONAS SIN ACCESO A LA RED	85

VI.	ANÁLISIS TÉCNICO PRELIMINAR DE GASODUCTOS VIRTUALES	90
VII.	TECNOLOGÍA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	94
	Gasoductos Virtuales	94
	GNC	94
	GNL.....	119
	Combustibles Líquidos.....	133
	Gas Oil y Fuel Oil	133
VIII.	FACTIBILIDADES TÉCNICAS DE IMPLEMENTACIÓN Y CONDICIONES AMBIENTALES	
	138	
	GNC	138
	GNL.....	139
	Combustibles Líquidos.....	140
	Gasoducto Físico	140
IX.	DIMENSIONAMIENTO Y LOGÍSTICA DE LOS GASODUCTOS VIRTUALES	142
	GNC	142
	GNL.....	157
X.	ESTIMACIÓN DE LAS INVERSIONES Y COSTOS DE LAS ALTERNATIVAS.....	167
	GNC	167
	GNL.....	170
	Gasoducto Físico	173
XI.	COSTO ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS.....	174
	GNC	176
	GNL.....	182
XII.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	186
XIII.	SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS.....	198
XIV.	CONCLUSIÓN.....	202
XV.	FUENTES.....	203
XVI.	ANEXO.....	203

I. INTRODUCCIÓN

Estado de Situación del Transporte y Abastecimiento Energético en la Argentina

El abastecimiento de energía en Argentina está limitado por la falta de infraestructura e inversión tanto para la producción como para el aumento de reservas de hidrocarburos. A esto le sigue una estructura de transporte del gas y del petróleo con baja inversión como para abastecer el crecimiento de los consumos industriales y de generación eléctrica. En definitiva hay un retroceso en el área de hidrocarburos, fruto de una acelerada descapitalización caracterizada por el agotamiento de las reservas y la insuficiente inversión de riesgo en búsqueda de nuevos horizontes de reservas. Las decisiones políticas del gobierno y el poco incentivo económico a las inversiones de riesgo, han generado en los últimos años deficiencias en la preservación del autoabastecimiento. La producción cae porque se agotan las reservas, y estas caen porque se evapora la inversión en exploración. Desde el punto de vista institucional se ha evidenciado incapacidad para movilizar genuinos capitales de riesgo que expandan la frontera productiva, ya que su objetivo principal fue la “captación de rentas petroleras” y no la creación de nuevas rentas por incremento en las reservas aportadas por el esfuerzo inversor.

Focalizando el estudio al panorama futuro de nuestro abastecimiento de gas, teniendo en cuenta que este hidrocarburo satisface nada menos que la mitad de nuestro consumo total de energía, encontramos que la insuficiencia de gas natural, presiona fuertemente sobre la demanda de combustibles líquidos y en particular sobre el gas oil para la generación de energía eléctrica. Ello genera un efecto en cadena sobre el gas oil, fuel oil, las naftas, y la energía eléctrica.

El gas es muy importante en Argentina, representa más del 50% de la matriz energética, ningún país del mundo tiene, como en Argentina, más de 1,8 millones de vehículos que utilizan GNC (Gas Natural Comprimido), la generación eléctrica de origen térmica depende principalmente del gas, toda la industria petroquímica utiliza el gas como insumo, mientras que las familias y las industrias utilizan principalmente el gas como fuente de combustible y de calor.

El acceso a los recursos de gas natural más cercanos no será suficiente en el mediano plazo, de continuar la tasa de crecimiento de la demanda en los niveles de los últimos años, por lo que será necesario pensar en abastecimientos más lejanos en forma de Gas Natural Licuado (GNL), para los próximos años. Ello implicará de alguna forma un alineamiento de los precios internos con los precios internacionales.

Esta situación amenazante obliga a repensar nuestra matriz energética en el largo plazo, y recurrir masivamente a desarrollos tecnológicos eficientes en energía y a introducir el hábito del ahorro energético en todos los niveles del consumo.

Por otra parte, mientras se revierte la tendencia declinante de reservas, en la medida que se incentive la exploración de riesgo, existe la posibilidad de repensar aprovechamientos de yacimientos alejados de las redes de transporte de gas y/o de muy baja producción, que hasta ahora los hacía inviables económicamente.

El transporte del gas depende de la instalación de gasoductos y del desarrollo de vías de transporte confiables y seguras. Las inversiones asociadas dependen de la perspectiva de crecimiento que tenga este sector. Si la reducción de la producción del gas retrasa las inversiones en gasoductos, es indispensable pensar en alternativas de transporte más flexibles y de menor riesgo que estén habilitadas para poder abastecer la creciente demanda.

Se llama Gasoductos Virtuales a aquellos sistemas de transporte que prescinden de Gasoductos Físicos y de Redes de Distribución que lleguen directamente al cliente. Constituyen el transporte por carretera u otro medio terrestre que reemplace la acción del gasoducto ahorrando la inversión en la construcción de éste. Los Gasoductos Virtuales que están en funcionamiento en la Argentina son el transporte de GNC a granel y el transporte de GLP (Gas Licuado de Petróleo). Sin embargo para el caso del abastecimiento de industrias y centrales eléctricas a gas el sistema de transporte de GNC tiene pocos antecedentes en la Argentina y el GLP tiene un uso más específico que el de generación eléctrica o consumo industrial estándar, que es el de uso residencial, en establecimientos comerciales u hoteleros y para ciertos desarrollos agropecuarios pequeños, donde el gas natural por gasoductos no llega.

El problema coyuntural por el que está pasando la Argentina, de incertidumbre para encarar grandes inversiones tanto en la búsqueda de nuevas reservas de gas y de incrementos en el transporte de gas, hace repensar la posibilidad de utilizar Gasoductos Virtuales como el transporte de GNC a granel, a partir de pequeños yacimiento o yacimientos alejados ya descubiertos, y el transporte de GNL, a partir de las importaciones

de GNL, para sustituir el consumo del Gas Oil y el Fuel Oil en centrales eléctricas alejadas de los centros consumidores y/o redes de transporte y bajo el concepto de Generación Distribuida.

La crisis energética provocada, no sólo por una ineficiente gestión política sino también por la tendencia a nivel internacional a mantener el precio alto de los hidrocarburos motivan éste estudio a encontrar nuevas alternativas de transporte y abastecimiento que optimicen la utilización de los recursos propios y que en consecuencia sean más económicas para el consumidor y más redituables para el vendedor.

Particularidades de los Combustibles Analizados

El uso y la elección de los hidrocarburos para cada función dependen de muchos factores. El Gas Natural es un combustible muy demandado en Argentina en relación a otros países y en contraste con otros combustibles suele ser más económico y menos contaminante.

A continuación se hace una breve descripción de los combustibles involucrados en este trabajo para entender mejor las ventajas, desventajas y el uso que traen asociado. Más adelante se describirán en detalle las características físico-químicas y técnicas de cada uno.

Gas Natural

El Gas Natural está compuesto principalmente por cuatro hidrocarburos que permanecen en la fase gaseosa a temperatura ambiente y presión atmosférica. Los principales componentes de las moléculas de carbono son: el metano (CH_4), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) y butano (C_4H_{10}). Hidrocarburos con más moléculas de carbono son líquidos en condiciones normales, pero pueden existir en fase gaseosa en el yacimiento como el pentano (C_5H_{12}) que comienza la serie que incluye los condensados.

El metano es el componente principal del gas natural, por lo general representa el 70% - 90% del volumen total producido. Si el gas contiene más del 95% de metano se denomina gas seco o pobre y se producen poco o ningún líquido cuando se trae a la superficie. De gases que contienen menos del 95% de metano y más de 5% de las moléculas de hidrocarburos más pesados (propano, etano y butano) a veces se denominan gas rico o gas húmedo. Este gas produce generalmente hidrocarburos líquidos.

El metano es el componente más común de transporte por ductos y es el componente principal del gas natural que las centrales térmicas (a través de turbinas a gas o calderas) y los usuarios industriales y residenciales consumen.

El gas natural también puede contener componentes no-hidrocarburos como el dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S), hidrógeno, nitrógeno, helio y argón. Todas estas impurezas, especialmente los dos primeros, el CO₂ y H₂S, deben ser removidos parcialmente de la corriente del gas natural antes de la venta. Los gases con altos niveles de H₂S también se les llaman gases ácidos, en referencia al olor ácido de azufre. Por el contrario, los gases con niveles bajos de H₂S se denominan gases dulces.

El Gas Natural es prácticamente el combustible más económico y menos contaminante, sus usos tienen destino varios, entre ellos calderas, petroquímica, generación eléctrica, hornos, combustible vehicular, etc.

Gas Oil

El Gas Oil es un combustible líquido de gran calidad obtenido como producto intermedio en la columna de destilación atmosférica del petróleo. Es una mezcla compleja de hidrocarburos compuesta principalmente de parafinas y aromáticos, con un contenido de olefina que alcanza solamente un pequeño porcentaje por volumen. El número de carbonos que lo forman se encuentra entre 10 y 22 aproximadamente.

La cantidad y la calidad de este combustible han hecho que, junto a la gasolina, formen el monopolio de combustibles para utilizar en transporte.

Es un combustible de mayor masa molecular, densidad y menor volatilidad que la gasolina. Teóricamente contamina más que la gasolina, pero como se consume menos por unidad de potencia generada termina siendo un combustible más limpio. En el campo automotriz, se utiliza en motores de encendido por compresión, que siguen el ciclo Diesel, tanto para vehículos ligeros como para vehículos pesados. Suele ser más económico que la nafta.

Es un combustible muy utilizado en industrias y centrales térmicas dentro de los motores Diesel en las plantas y para el calor de las calderas o cámaras de combustión en las centrales.

Fuel Oil

El Fuel Oil se obtiene a partir del petróleo como residuo en la destilación fraccionada. Es el combustible líquido más pesado de los que se puede destilar a presión atmosférica. Está compuesto por moléculas con más de 20 átomos de carbono y la mezcla de hidrocarburos puede representar hasta el 50% del petróleo original. Es denso, viscoso y su color es negro. El fuel oil se usa principalmente como combustible para centrales térmicas (en general de turbo vapor), calderas y hornos. Es uno de los combustibles más económicos después de gas natural, pero tiene un alto grado de contaminación.

GNL (Gas Natural Licuado)

Es el Gas Natural transformado en líquido a -162.2°C y constituido casi totalmente por metano. Cuando se lo calienta a -106°C o a mayor temperatura, se hace más liviano que el aire, sube y se dispersa. En fase vapor, aparece como una nube blanca visible porque su baja temperatura condensa la humedad del aire circundante y cuando se lo expone a la temperatura ambiente se vaporiza rápidamente. En estado líquido, el GNL es 1,4 veces más pesado que el aire, pero a medida de que se calienta su densidad se reduce, alcanzando 0,55 veces la del aire a temperatura ambiente. Debe estar en estado gaseoso para ser consumido.

Cuando el transporte tiene que hacerse por mar y no es posible construir gasoductos submarinos, el gas es llevado a plantas de licuefacción, donde mediante la técnica criogénica se reduce su temperatura y se licua el gas, a fin de poder disminuir su volumen 600 veces y luego cargarlo en buques metaneros. En el puerto receptor, el GNL se descarga en las plantas o terminales de almacenamiento y regasificación. Esta modalidad de transporte permite poner en producción grandes yacimientos aislados de los centros consumidores o situados en el mar o en islas y donde las distancias permiten competir en esta técnica contra la construcción de gasoductos. En general el GNL se utiliza para abastecer centrales térmicas e industrias por su alto contenido en metano que le provee alto poder calorífico por unidad de masa. El GNL presenta baja densidad y esto le confiere un menor poder calorífico por unidad de volumen que el de la gasolina, el gas oil o fue oil.

GLP (Gas Licuado de Petróleo)

A menudo al GNL se lo confunde con el GLP, aunque sus componentes difieren bastante. El GLP está compuesto principalmente por moléculas de propano y butano en distintas proporciones, más pesadas que las del metano, extraídas de la corriente de gas húmedo y almacenado en recipientes aptos (cilindros o garrafas) para su transporte y posterior utilización comercial.

El GLP en forma líquida es 250 veces más denso que en la forma gaseosa. El valor calorífico del GLP por unidad de masa es menor que el del GNL pero más alto que el de la gasolina o el gasoil. Sin embargo, al igual que el GNL, debido a su baja densidad en base a volumen tiene un valor calorífico menor, lo cual es una desventaja.

El GLP se deriva principalmente del gas natural o de los gases de la refinación de petróleo y tiene un valor comercial más alto que el gas natural regular.

Como combustible para los automóviles, el GLP es una alternativa versus gasolina y gasoil, utilizada mundialmente, aunque aún en pequeña escala. Para el uso automotriz su octanaje se compara bien con el de la calidad de la gasolina *premium*. La combustión del GLP es casi libre de contaminación y por esto se ha preferido, sobre todo en ciudades muy habitadas para reducir la cantidad de contaminación del aire localizada.

El GLP es un combustible muy versátil así como la materia prima para productos químicos y petroquímicos. Además de su uso doméstico y automotriz, también se utiliza como solvente, como propelente, para acondicionadores de aire, secado, refrigeración y como materia prima petroquímica para la fabricación de plásticos. También es utilizado como combustible para aplicaciones industriales que requieren buen control y regulación en la combustión, en reemplazo del fuel oil y/o el gas oil.

Se suele almacenar en garrafas, cilindros o tanques a granel para consumo residencial, comercial e incluso industrial.

GNC (Gas Natural Comprimido)

El GNC es el Gas Natural que se comprime en estado gaseoso y está compuesto principalmente por metano. El GNC es almacenado en cilindros a alta presión (entre 200 y 250 bar) y puede usarse como combustible alternativo en cualquier vehículo alimentado a nafta o gas oil con sistema a carburador o sistema de inyección. El gas es comprimido en

las estaciones de carga y los cilindros se incorporan a los vehículos con la instalación de un dispositivo de descompresión y regulación del gas. El GNC es menos contaminante y más seguro que la nafta porque al haber un accidente éste se disipa y no genera el riesgo de incendio como el caso de la nafta derramada.

El GNC ofrece más rentabilidad de consumo que otros combustibles a nivel vehicular pero tiene las desventajas de que la instalación y adaptación del sistema de alimentación sea defectuosa porque ésta se hace sobre sistemas preexistentes en autos nafteros o gasoleros. La correcta instalación depende de cada auto y para los que tienen sistema de inyección es más riesgosa la adaptación.

Su uso está centrado en el consumo de vehículos y todavía no tiene grandes usos a nivel industrial, pero existen empresas que han avanzado en el tema para poder transportar largas distancias el GNC a granel dentro de módulos de carga en camiones aptos para soportar el peso.

II. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

El capítulo siguiente tiene el fin de informar y adentrar al lector en el sistema de transporte local para entender el contexto en el cual se desenvuelve el presente estudio. En general, el sistema de transporte de Gas Natural está configurado por gasoductos y redes de distribución, para aquellas necesidades de grandes caudales. Las centrales termoeléctricas más eficientes tienen prioridad, por ley, para recibir la mayor cantidad de gas natural, dejando a muchas otras centrales con la única opción del gas-oil o fuel-oil como combustible principal, por la escasez del gas. El análisis comparativo de alternativas de transporte de gas natural contra el gas-oil o fuel-oil no es abordado ni considerado muchas veces debido a ésta crisis energética. El abastecimiento por red de gasoductos es siempre mejor si el consumo es grande como en las centrales de gran potencia que abastecen consumos de una o varias ciudades de alta densidad poblacional y/o gran cantidad de industrias, pero la alternativa de transporte de GNC a granel o GNL mediante el Gasoducto Virtual es una opción a considerar para las centrales de menor potencia y de localización distribuida, donde la inversión o capacidad de suministro de un gasoducto no es económicamente viable.

A continuación se describirán las características principales del sistema de transporte actual del gas en la Argentina:

Transporte por Gasoductos

Las transportistas reciben el gas de las empresas productoras a lo largo de las diferentes cuencas hidrocarburíferas del país, para luego entregarlo a las distribuidoras o grandes usuarios a través de gasoductos troncales, derivaciones y redes de distribución, con sus correspondientes extensiones.

Las transportadoras reciben el gas natural en el punto de inyección al sistema de transporte para transportarlo hasta el *citygate* de la ciudad, donde será recibido por la empresa distribuidora; o bien, tratándose de una industria o usina que opera con *by-pass* físico (unión propia al gasoducto troncal), se transporta el gas hasta el punto de entrega correspondiente. El gas pasa por plantas compresoras durante el transporte y luego llega a las estaciones reductoras de presión para su entrega al cliente. Naturalmente, cuanto

menor sea la distancia, menos tiempo demorará el gas en llegar, más barata será la tarifa y menores serán las pérdidas por consumos de combustible para compresión y mermas.

La extensión del sistema de gasoductos troncales es de 14 000km y hay 50 plantas compresoras instaladas en distintos puntos del país.

El sistema descrito se encuentra en manos de dos compañías concesionarias:

- TGN (Transportadora de Gas del Norte), que opera los gasoductos Norte y Centro Oeste
- TGS (Transportadora de Gas del Sur), que hace lo propio con los gasoductos Neuba I, Neuba II y San Martín.

TGN

El sistema de transporte de gas natural de TGN está compuesto por dos gasoductos troncales que conforman una red que abastece a 14 provincias argentinas y a Chile, Brasil y Uruguay a través de sus gasoductos vinculados.

- **Gasoducto Norte** une las cuencas del NOA con Buenos Aires y el Litoral y recorre 1.454 km entre Campo Durán (provincia de Salta) y la planta compresora San Jerónimo (provincia de Santa Fe).
- **Gasoducto Centro Oeste** une la región cuyana con el Litoral y recorre 1.121 km conectando el yacimiento de Loma La Lata (provincia del Neuquén) con San Jerónimo.

Estos reciben gas de las cuencas Noroeste y Neuquina, que tienen el 60% de las reservas totales probadas de la Argentina a fines de 2009. La Tabla II-1 muestra las características de los Gasoductos de TGN.

TGN	Gasoducto Norte	Gasoducto Centro Oeste	Total
Km	4.005	2.190	6.195
Plantas Compresoras	12	8	20
Potencia instalada (HP)	195110	169400	364510
Cap. de transporte MMm3/d	22,57	31,87	54,44

Tabla II-1. Características de Gasoductos Norte y Centro Oeste. Fuente: TGN (Transportadora Gas del Norte S.A.)

TGS

El sistema de transporte de TGS comprende en sus gasoductos, 8.627 km de extensión total que conectan las cuencas de gas Neuquina, San Jorge y Austral con los puntos de consumo del sur argentino, incluidos Capital Federal y el Gran Buenos Aires. Es la mayor transportista de gas de América Latina y abastece con el 60 % del gas consumido en la Argentina.

- **Gasoductos "Neuba I y II"** unen el Este y Noreste de Neuquén con Buenos Aires.
- **Gasoducto San Martín** une el extremo sur del País en Tierra del Fuego con Buenos Aires.

La Tabla II-2 muestra las características de los Gasoductos de TGS.

TGS	Gasoducto Neuba I	Gasoducto Neuba II	Gasoducto San Martín	Total
Km	1.971	2.201	3.756	7.928
Plantas Compresoras	8	6	16	30
Potencia instalada (HP)	68310	145980	364800	579090
Cap. de transporte MMm3/d	14,1	28,9	28,2	71,2

Tabla II-2. Características de los Gasoductos Neuba I y Neuba II. Fuente: TGS (Transportadora Gas del Sur S.A.)

En los contratos de venta que celebran los productores con las distribuidoras, grandes usuarios o comercializadores, se fija el volumen de entrega, el precio por m³, la duración del suministro y de más condiciones, entre las que se destaca la cláusula *Take or Pay*, mediante la cual el comprador se obliga a tomar el Volumen Diario Programado (VDP) y si no lo hace se compromete a pagar un X% del VDP.

A su vez se le aplica al vendedor una cláusula *Delivery or Pay* donde se le obliga a entregar el X% del Volumen Diario Programado (VDP), o bien compensar los costos incrementales de abastecimiento que se le generen al comprador para reponer el faltante entre lo realmente entregado y el X% comprometido.

Luego existe el *Make-Up* donde el comprador tiene derecho a recuperar los volúmenes pagados y no tomados de acuerdo al *Take or Pay*, dentro de los X días posteriores a cada período de evaluación.

En cuanto al riesgo precio, dependerá de si las ventas se realizan en el mercado *spot* o por contratos a plazo. En el primer caso el riesgo estará dado por una baja en el precio *spot* y en el segundo, por una suba en el precio *spot* que supere al precio contratado.

También pueden resultar de utilidad las operaciones de cobertura a fin de reducir su costo de endeudamiento. La forma de conseguirlo consistiría en ofrecer parte de sus reservas de gas como garantía, cubriendo las mismas con posiciones cortas en el mercado de futuros.

Las empresas transportistas celebran contratos de capacidad de transporte, los cuales pueden incluir las siguientes modalidades:

- en firme: El transportador le reserva al cargador un espacio en el gasoducto troncal y se obliga a mantenerlo aún en los días picos de demanda en los meses de invierno. Bajo esta modalidad contratan las distribuidoras y algunas industrias
- interrumpible: Las usinas suelen contratar de esta manera debido a su menor costo (aproximadamente la mitad) y a la fácil sustitución del gas natural por fuel-oil (un poco más caro) ante un corte súbito en el suministro.

Luego, si por alguna circunstancia, el cargador que contrató en firme (principalmente distribuidora) no hace uso de la capacidad de transporte adquirida, puede revenderla total o parcialmente a otro cargador. De manera similar, si el contrato reviste el carácter de interrumpible y el cargador no utiliza el servicio, el transportador puede, a fin de reducir la capacidad ociosa, cedérselo transitoriamente a otro cargador, otorgándole prioridad al primero.

Dada la prohibición impuesta a estas empresas de comprar y vender gas, su rentabilidad no se ve afectada por las fluctuaciones de precio de este producto.

El sistema de transporte ofrece actualmente los siguientes contratos:

Transporte en firme (TF)

Consiste en la reserva de capacidad del sistema de transporte por un volumen contratado determinado, con un mínimo de 5.000 m³/día. Debe ser abonada por el cliente independientemente del uso real que se haga de la misma ("take or pay"). Este servicio no prevé interrupciones, salvo en casos de emergencia o de fuerza mayor.

Tarifa: cargo mensual fijo por reserva de capacidad (\$/m³ por día) + valor de gas retenido para el transporte (%)

Transporte interrumpible (TI)

El servicio de transporte interrumpible, que también exige un contrato por un volumen máximo -diario o anual-, se presta sólo en caso de que se verifique la disponibilidad de capacidad en el sistema. Dicho servicio es pasible de interrupciones y sólo debe abonarse en proporción al uso real que se le dé. El volumen mínimo a contratar es 1.500.000 m³/año.

Tarifa: cargo variable (\$/1000m³) + valor de gas retenido para el transporte (%)

Intercambio y desplazamiento (ED)

Es interrumpible de acuerdo con el tipo de servicio. Se utiliza para poder hacer llegar gas a un consumidor desde un punto de inyección que no necesariamente está vinculado a la línea que lo abastece.

Tarifa: cargo variable (\$/1000m³) y se define por zona atravesada.

Todos los transportes tienen una tarifa especificada dependiendo del lugar de recepción y despacho.

Distribución por Redes

Las distribuidoras reciben el gas de las transportistas y entregan el gas directamente a los usuarios residenciales, comerciales, industriales y de centrales eléctricas. Llevan el gas natural por sus redes de distribución al domicilio de cada uno de sus clientes y tienen el contacto directo con ellos.

Las empresas distribuidoras fueron creadas a partir de la privatización de Gas del Estado en 1993. Estas empresas licenciadas son 9 y reciben el gas de TGN y TGS:

- Gas Nor S.A.
- Distribuidora del Centro (Ecogas)
- Distribuidora Cuyana (Ecogas)
- Camuzzi Gas Pampeana
- Camuzzi Gas del Sur
- Litoral Gas
- Gas Natural BAN (Gas Natural Fenosa)
- Metrogas,
- Gas Nea

Las áreas de licencia de las distribuidoras y su conexión con los gasoductos de transporte se muestran en la Figura II-1.

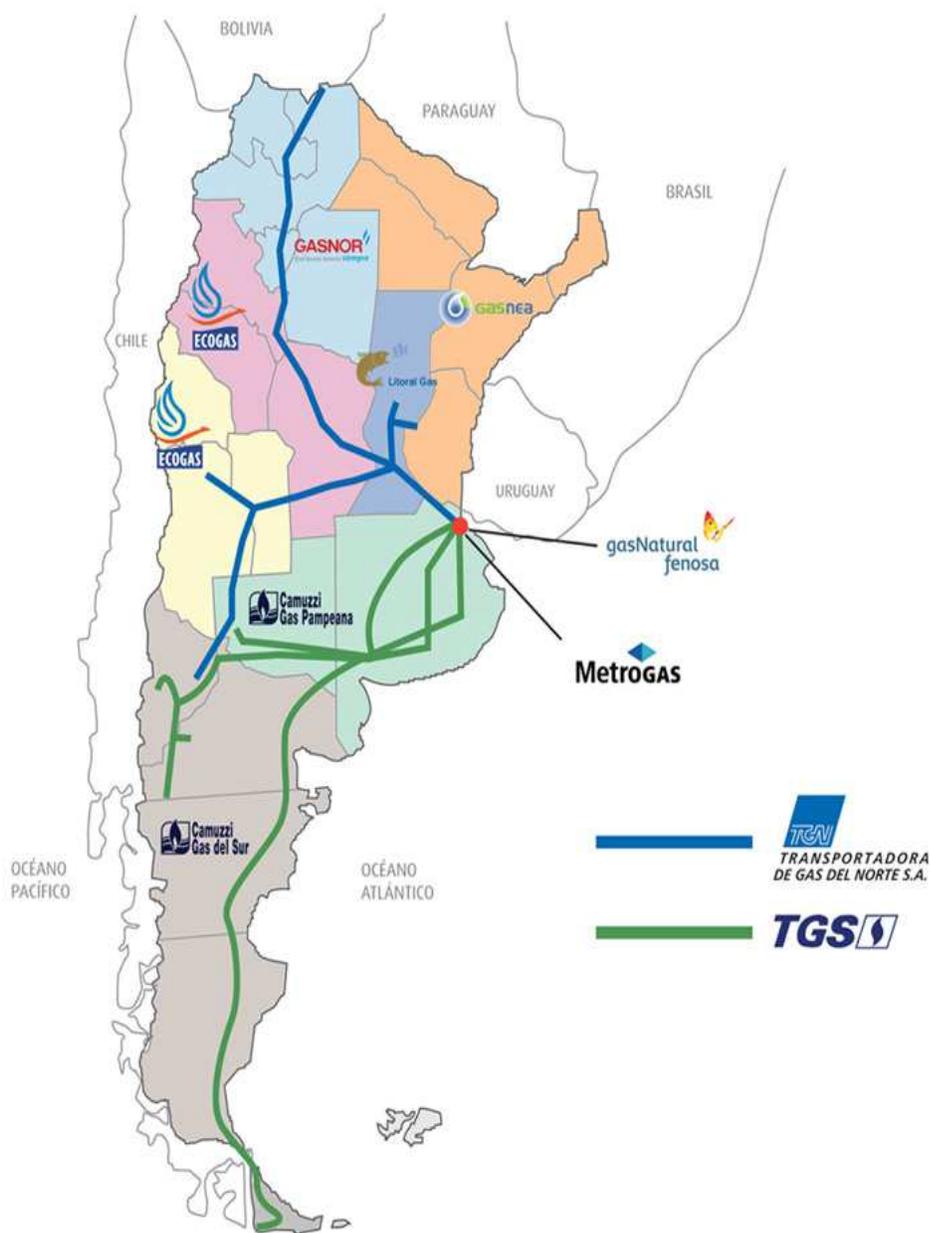


Figura II-1. Áreas de Cobertura de las Distribuidoras. Fuente: ADIGAS

Las distribuidoras ofrecen la venta del gas y el servicio de distribución en la mayoría de los casos para los usuarios de bajo y medio consumo. Para el caso de los grandes usuarios puede suceder que solo operen el servicio de distribución.

Las distribuidoras tienen un conjunto de normativas y contratos para cada tipo de cliente según sea el grado de consumo. En el caso de los grandes usuarios el esquema es el siguiente:

Gran Usuario «ID»: Servicio para un cliente que no utiliza el gas para usos domésticos y que no es una estación GNC, ni un Subdistribuidor, siempre que haya celebrado un contrato de servicio de gas que incluya una cantidad mínima anual de 3.000.000 m³, y un plazo contractual no menor a doce meses en todos los casos. El servicio prestado es interrumpible.

Tarifa: Cargo por m³ de consumo

Gran Usuario «FD»: Servicio para un cliente que no utiliza el gas para usos domésticos y que no es una estación GNC, ni un Subdistribuidor, siempre que haya celebrado un contrato de servicio de gas que incluya una cantidad mínima diaria contractual de 10.000 m³ y un plazo contractual no menor a doce meses en todos los casos. El servicio prestado se realiza sobre una base firme.

Tarifa: Cargo mensual por m³ diario de capacidad de transporte reservada + Cargo por m³ de consumo

Gran Usuario «FT»: Servicio que presta una Distribuidora a un cliente que no utiliza el gas para usos domésticos y que no es una estación GNC, ni un subdistribuidor, siempre que haya celebrado un contrato que incluya una cantidad mínima diaria de 10.000m³. Este servicio, que está disponible para cualquier cliente dentro de su área de distribución con conexión directa al Sistema de Transporte de una Transportista, se presta por contrato y se realiza sobre una base firme.

Tarifa: Cargo mensual por m³ diario de capacidad de transporte reservada + Cargo por m³ de consumo (reducido).

Gran Usuario «IT»: Servicio disponible para cualquier cliente de la Distribuidora con conexión directa al Sistema de Transporte. El cliente no debe utilizar el gas para usos domésticos ni ser una estación GNC, ni un Subdistribuidor, y comprar una cantidad mínima contractual de 3.000.000 de m³/año (y un plazo contractual no menor a doce meses). Como su nombre lo indica, el servicio se presta en condiciones de

interrumpibilidad, es decir, que está sujeto a cortes y/o restricciones en situaciones de escasez o emergencia.

Tarifa: Cargo por m³ de consumo (reducido).

En este sistema se puede encontrar que los usuarios FD-FT tienen tarifas más costosas que los ID-IT correspondientes y que los usuarios IT-FT tienen tarifas más económicas que los ID-FD correspondientes. Para grandes volúmenes es más conveniente el sistema FD-FT que el sistema ID-IT. La elección entre FD-ID o FT-IT depende de la inversión asociada a la conexión con el gasoducto.

Si se compara el sistema tarifario de transporte con el de distribución, las tarifas TI-TF son más económicas que las tarifas IT-FT correspondientes, siempre que la brecha entre la recepción y el despacho de las transportistas no sea grande.

La mayoría de los grandes usuarios ya no compran el gas a las distribuidoras, sólo contratan el servicio y existe una cantidad no despreciable de grandes industrias y centrales térmicas que contratan el servicio de transporte directamente a las transportistas.

El gas entregado a las centrales eléctricas y a las industrias está limitado por las normativas, pues existen restricciones para la entrega, que priorizan a los clientes residenciales, comerciales y del GNC para vehículos. Es decir que en situación de faltante o escasez del gas las industrias y centrales eléctricas no pueden recibir todo el volumen estipulado. Esto obliga a estos agentes a repensar su dependencia del gas natural como principal fuente de combustible, optando por otros combustibles como el gas oil o fuel oil, ya sea como sustituto permanente, o parcial en situación de escasez. Sin embargo la infraestructura y la tecnología asociada al costo económico no permiten que se pueda usar gas natural en combinación con otros combustibles en todo los casos.

En la Tabla II-3 se introduce la distribución del gas, incluido el gas comprado a terceros, en el 2011 y su aumento proporcional desde el origen de la desregulación del mercado de gas.

Se puede apreciar que han aumentado el número de centrales desde 1993 sólo en un 3%, mientras que el aumento de volumen de gas entregado a las centrales por distribuidoras ronda el 34 %, eso demuestra que el consumo de cada central sufrió un incremento promedio de un orden similar, el cual está atribuido en parte al incremento de potencia

de las mismas por la introducción de turbinas a gas. A esto hay que considerar que hay incorporaciones de centrales no contabilizadas que son el reemplazo de instalaciones de ciclo abierto por maquinaria e instalaciones de ciclo combinado, dejando a las de ciclo abierto como adicionales pero de bajo consumo y en algunos casos trabajando a fuel oil. También se debe tener en cuenta que no se contemplan las centrales que reciben el gas directo de las transportistas, pero es un indicador que muestra el crecimiento medio del consumo. Las mejoras y los avances en el aprovechamiento de la energía por parte de las centrales suele estabilizar el consumo por central sin embargo el incremento de la demanda de uso eléctrico a nivel residencial e industrial presiona para que no sea así.

Se ha producido desde 1993 un vuelco de la totalidad de las centrales e industrias de alto consumo a comprar el gas directamente a productores o a través de terceros por, normativas y/o disposiciones del ENARGAS. La crisis energética que comenzó en el 2004 llevó al Gobierno, a través de nuevas normativas, a obligar a los grandes usuarios a tener que comprar el gas a productores y comercializadores, a un precio que resultaba mayor que el que ofrecían las distribuidoras, por no tener aquel el subsidio del Estado que si tenían las tarifas de distribuidoras. El objetivo fue segmentar la industria por precio según las prioridades de consumo y asegurar el abastecimiento a los pequeños usuarios, especialmente los residenciales. Finalmente, las grandes industrias y centrales abastecidas por red dejaron de comprar el gas a las distribuidoras, porque este ya no estaba subsidiado para los grandes usuarios. En este momento el gas entregado por las distribuidoras a grandes usuarios es el gas de terceros con el servicio de entrega, control y mantenimiento a cargo de la distribuidora.

Descripción	Unidad	ENARGAS 2011	Aumentos desde 1993
Cantidad de Clientes	nr.	7.815.944	65%
Residenciales	nr.	7.452.935	64%
Comerciales y Entes Oficiales	nr.	334.964	74%
Total Industriales	nr.	25.991	-6%
Grandes Usuarios Industriales	nr.	1.648	281%
Usuarios Industriales PYMES	nr.	24.343	-11%
GNC	nr.	1.885	335%
Centrales	nr.	56	3%
Subdistribuidores	nr.	94	95%
Volumenes de Gas Entregado	MMm³	32.397	60%
Residenciales	MMm ³	9.556	70%
Comerciales y Entes Oficiales	MMm ³	1.681	44%
Total Industriales	MMm ³	10.132	50%
Grandes Usuarios Industriales	MMm ³	9.322	92%
Usuarios Industriales PYMES	MMm ³	810	-9%
GNC	MMm ³	2.760	261%
Centrales	MMm ³	7.602	34%
Subdistribuidores	MMm ³	666	134%

Tabla II-3. Cantidad de Clientes y Volumen de Gas Entregado. Fuente: ENARGAS

Teniendo en cuenta que el aumento del volumen entregado a las centrales es el más bajo de todos los clientes (salvando las PYMES) que al menos reciben el servicio de la distribuidora, se confirman las siguientes premisas:

- i) Las restricciones de disponibilidad y entrega del gas dejan a muchas centrales con un funcionamiento muy por debajo de su capacidad máxima de consumo de gas no pudiendo aprovechar en su totalidad el acceso a red.
- ii) Hay centrales que trabajan con más de un tipo de combustible y buscan reemplazo para la distribución en red del gas natural cuando éste no está disponible.

iii) La instalación de centrales a gas está desalentada por la falta de disponibilidad del gas de red, siendo este uno de los combustibles más eficientes, económicos y menos contaminantes.

En los residenciales hay un aumento del 70 % en el gas entregado respecto del 64 % de aumento de clientes. En general el consumo promedio por cliente no sufre grandes aumentos y se mantiene estable. En el caso de las industrias el aumento del consumo de los grandes usuarios no es superior al aumento de las incorporaciones industriales. Los usuarios industriales PYMES sufrieron una reducción en número pero como su consumo es relativamente bajo sólo inciden significativamente en él la disminución total de los clientes industriales ya que componen la mayoría de las industrias.

La reducción de las industrias PYMES se debe en parte a una desaceleración del crecimiento económico y en parte a la alteración de los datos por el cambio de categorización de las industrias entre los años 2004 y 2007, que traslada las medianas empresas a la categoría de las grandes industrias, dejando a estas últimas en una cantidad más grande que la esperada. Sin embargo cabe aclarar primero que hubo un fuerte aumento de las PYMES del 1992 al 1994 por la fuerte inversión de la convertibilidad que luego comenzó a decrecer hasta el año 2005 dónde hubo una recuperación y también otro incremento en el año 2008. Actualmente la cantidad de industrias se encuentra estable.

Los subdistribuidores han aumentado su actividad en forma sostenida tanto en número como en volumen, lo que refleja una fuerte inclinación hacia la distribución del gas para instalaciones fuera del alcance de las distribuidoras principales. Y también muestra la instalación de industrias alejadas de la red principal.

El GNC distribuido ha sido el que ha tenido los aumentos más grandes tanto en número como en volumen de gas entregado. Esto se debe al gran mercado desarrollado de GNC en la Argentina para uso vehicular sostenido por las políticas de bajo precio respecto del combustible que reemplaza (nafta y gasoil).

Las estaciones de servicio luego de comprimir el gas natural adquirido, a un precio regulado, lo expenden para su utilización como combustible en vehículos habilitados.

En general al igual que los subdistribuidores, se abastecen de gas a través de los distribuidores, con un medidor individual separado, de la misma forma que los usuarios

residenciales. Luego, el precio de venta a los automovilistas lo determinan libremente, partiendo de un precio sugerido.

En las estadísticas del ENARGAS los transportes por gasoductos virtuales que abastecen a los clientes sin acceso a red mediante módulos transportables de GNC a granel, como se explicará más adelante en este trabajo, no están individualizados por el gas que compran a productores. Están incluidos para el caso del servicio de transporte que se presta a distribuidoras o subdistribuidoras, dentro de lo que las transportistas entregan a las distribuidoras, y estas últimas a subdistribuidoras. También prestan servicios a algunas industrias y su actividad de entrega y transporte es parte del consumo de las mismas.

Pero en todos los casos los volúmenes no son significativos respecto del total del gas entregado en cada área por ser un sistema de transporte aún en vías de desarrollo.

Distribución del Total del Sistema

En general cuando se habla de distribución total se incluye:

- a) Venta del gas y contratación del servicio a cargo de la distribuidora
- b) by pass comercial (comprar el gas a empresas comercializadoras/terceros)
- c) by pass físico: (interconectar al gasoducto troncal de la transportista con su propio ramal)
- d) directo de boca de pozo (comprar el gas directo a las empresas productoras (d.1) o consumo en boca de pozo (d.2))

En los casos b) y d.1) el gas es transportado y distribuido por las transportistas y distribuidoras respectivamente, la diferencia está en que el gas consumido por los usuarios es comprado a las empresas comercializadoras o productoras. El transporte y distribución es un cargo separado atribuido a las respectivas transportista y distribuidora. Para el caso c) el usuario compra el servicio a la transportista y el gas a la productora, y para el caso d.2) el consumo es a través de la boca de pozo. El by pass físico se aplica para los usuarios IT-FT; TI-TF; ED.

Las empresas comercializadoras compran el gas a las productoras y/o el servicio a las transportistas. Actúan como intermediarias que compran y venden gas para ser finalmente consumido por terceros, y de esa manera proveen liquidez al mercado. Su participación puede revestir diversas formas: actuar como simples *brokers*, adquirir gas a productores y luego buscar usuarios finales, comprometer ventas y luego buscar a quién comprarle, o bien reunir usuarios finales para que a mayor volumen se puedan negociar precios más bajos con los productores. Asimismo, también intermedian en las contrataciones sobre capacidad de transporte.

La propuesta de valor de las comercializadoras consiste en ofrecer herramientas innovadoras de *risk management* para sus clientes en situaciones cambiantes y de precios volátiles. Por este motivo, son éstas las empresas a las que más debiera interesarles los futuros y opciones de gas natural.

Los contratos que celebran los grandes usuarios que acceden al mercado mayorista como industrias y centrales, consisten principalmente en las cláusulas relativas al suministro

(*Delivery or Pay, Take or Pay y Make-Up*). De esta manera, tratándose de contratos *forward*, el principal riesgo del adquirente puede no estar en el precio, sino en un súbito corte en el suministro, o bien en una eventual paralización de la planta fabril. En este caso puede ocurrir que, aunque no lo necesite, tenga que seguir comprando el gas y luego tratar de revenderlo, aún a precios irrisorios (dada la enorme dificultad de almacenamiento).

De todos modos, y en forma similar a lo que ocurre con cualquier otro insumo o materia prima, la situación normal para una industria es que, ante una repentina suba de precio, se perjudique si está comprando en el *spot* o se beneficie si ya cuenta con contratos de suministro a un precio pactado.

En el caso del volumen entregado del gas en la distribución total del sistema para centrales e industrias, este se incrementa marcadamente respecto del volumen entregado por distribuidoras, porque muchas centrales e industrias se vieron forzadas a captar el gas directo de las transportistas, salteando no solo la compra del gas sino también el servicio de las distribuidoras, con contratos más convenientes para grandes usuarios.

A continuación se muestran dos cuadros del 2011 en la Tabla II-4 con el volumen entregado total para las centrales y las grandes industrias expresado por área de licencia. Aquí se incluye como se mencionó anteriormente usuarios de distribución, by pass comercial, by pass físico y usuarios de boca de pozo, pero la diferencia con el anterior cuadro de las distribuidoras está en el by pass físico de TF, TI, ED y el consumo de gas en boca de pozo (usuarios off system). Se encuentra un aumento del volumen total del 70% para el caso de las centrales y un aumento del 24 % para las industrias. Eso pone en evidencia una fuerte inclinación de las centrales a establecer contratos de abastecimiento más seguros y más económicos independientes de las distribuidoras que suelen poner el riesgo en la entrega del gas en el caso de contratos de servicios interrumpibles. Incluso cuando las distribuidoras ofrecen contratos a base firme y con un mínimo de entrega mayor, existe el riesgo de no poder cumplir con la entrega en épocas de escasez como en el invierno dónde la demanda aumenta y el consumo residencial es prioritario.

Hay una fuerte centralización de la demanda energética en el área metropolitana y capital federal (Metrogas), le siguen GasNor en el noroeste y Camuzzi en Sur.

En el caso de las industrias el consumo es elevado para el área pampeana, litoral y especialmente provincia de buenos aires (BAN y Camuzzi Gas Pampeana), la zona Sur de

Camuzzi presenta también gran consumo porque el área es grande. En definitiva el sistema responde al gran consumo centralizado de Buenos Aires y alrededores.

Es marcada la falta de infraestructura industrial y energética que demande gas natural en la zona noreste de Gasnea, ya que la red no está desarrollada.

Gas Entregado, por área de Licencia a Centrales Eléctricas ENARGAS 2011			Gas Entregado, por área de Licencia a Industrias ENARGAS 2011		
Área de Licencia		Miles de m3 de 9300 kcal	Área de Licencia		Miles de m3 de 9300 kcal
Metrogas	Vol.	4591927	Ban	Vol.	1640446
	%	35.4		%	13.1
Ban	Vol.	601141	Metrogas	Vol.	930296
	%	4.6		%	7.4
Centro	Vol.	956140	Centro	Vol.	581941
	%	7.4		%	4.7
Cuyana	Vol.	732368	Cuyana	Vol.	691620
	%	5.7		%	5.5
Litoral	Vol.	1251594	Litoral	Vol.	2319435
	%	9.7		%	18.5
Gasnor	Vol.	2091870	Gasnea	Vol.	121004
	%	16.1		%	1.0
Pampeana	Vol.	969032	Gasnor	Vol.	851279
	%	7.5		%	6.8
Sur	Vol.	1754153	Pampeana	Vol.	3557431
	%	13.5		%	28.4
Gasnea	Vol.	12398	Sur	Vol.	1821028
	%	0.1		%	14.6
Total		12956894	Total		12514480

Tabla II-4. Gas Entregado a Industrias y Centrales Eléctricas por distribuidora. Fuente: ENARGAS

En los siguientes gráficos, Figura II-2 y Figura II-3, se puede apreciar una tendencia en aumento desde 1993 hacia la implementación del by pass físico para recibir el gas directo de las transportistas en el caso de las centrales eléctricas. Esto aumenta la brecha del volumen total respecto de aquel distribuido por red y aumenta el volumen de gas

entregado a las centrales en un 118% desde 1993. Es una opción que permite a las centrales generadoras poder establecer mejores y más seguros contratos de abastecimiento a precios más bajos mientras las empresas productoras y transportistas pueden hacer una mejor previsión de la demanda estacional. Las bajas considerables se producen por la crisis argentina del 2001 y afectó por igual a las alternativas de captación del gas.

Volumen de Gas Entregado a Centrales Eléctricas

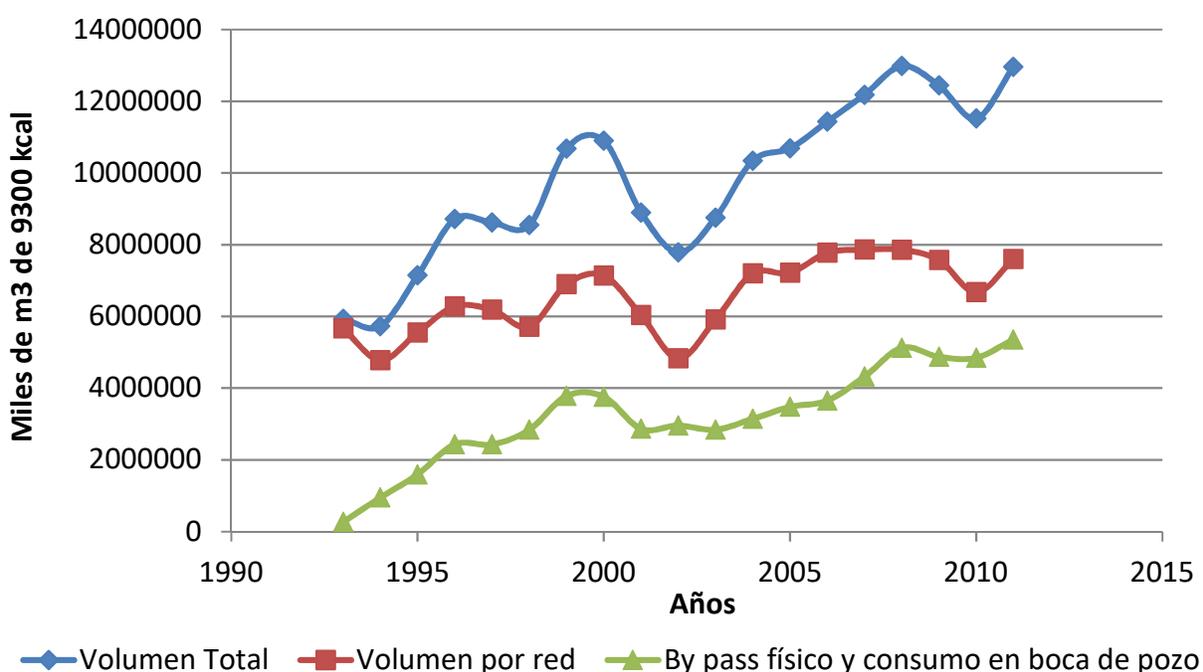


Figura II-2. Volumen de Gas Entregado a Centrales Eléctricas. Fuente: ENARGAS

Lo anterior no tiene tal magnitud para el caso de las industrias, porque no hay grandes incrementos de las conexiones propias a los gasoductos troncales de transporte. Esto se deba a que el consumo de las industrias individualmente es menor y más variado que el de las centrales. Con lo cual optan por un plan más conservador de abastecimiento que cierre con sus cuentas y que además les dé mayor libertad para sustituir el gas por otros combustibles. Las grandes centrales son las que reúnen las suficientes economías de escala como para afrontar la inversión de una conexión al gasoducto.

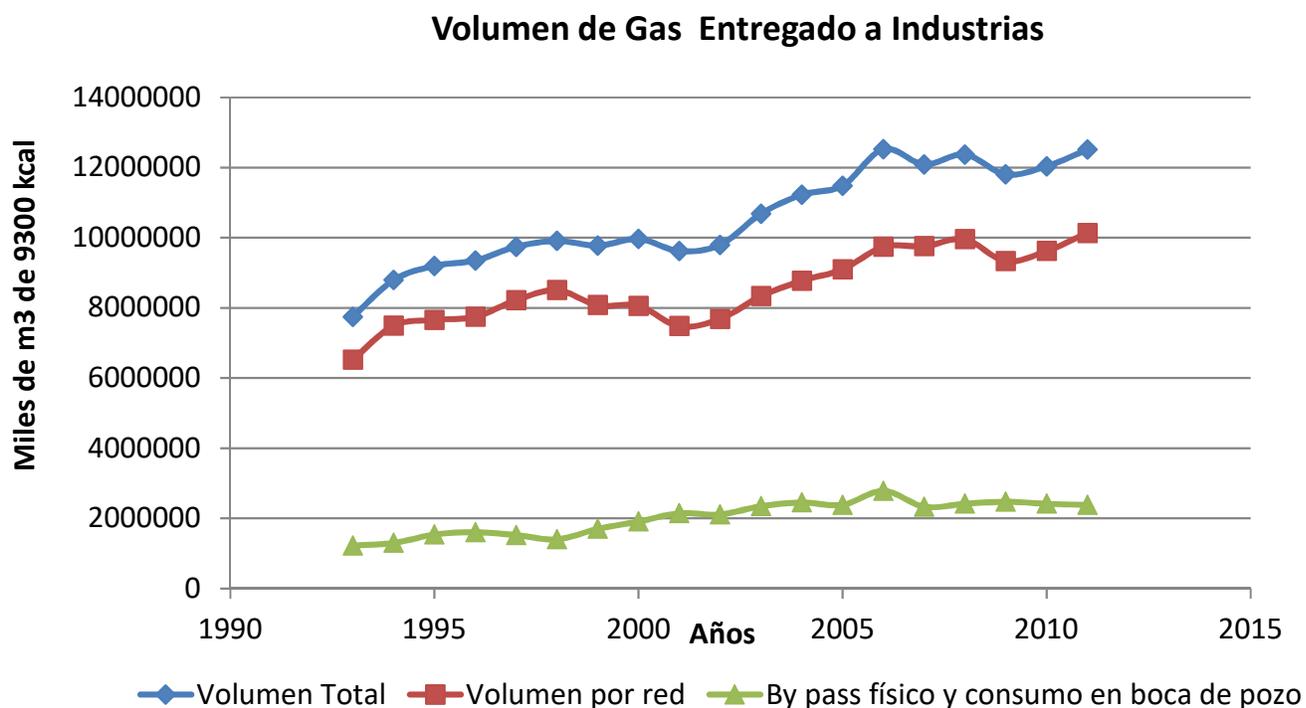


Figura II-3. Volumen de Gas Entregado a Industrias. Fuente: ENARGAS

La Tabla II-5 del gas entregado en el total del sistema por tipo de usuario muestra la gran importancia del consumo de las centrales y de las industrias.

Gas Entregado Total del Sistema ENARGAS 2011		
Usuario	Miles de m3 de 9300 kcal	%
Residencial	9552089	24%
Comercial	1255001	3%
Entes Oficiales	425574	1%
Industrias	12511707	31%
Centrales Eléctricas	12951424	32%
Subdistribuidores	879374	2%
GNC	2761088	7%
Total	40336257	100%

Tabla II-5. Volumen de Gas Entregado al Total del Sistema. Fuente: ENARGAS

Centrales y Mercado Eléctrico

El escenario que se les plantea a las centrales eléctricas se repite en varios aspectos al de los complejos fabriles, con la particularidad que las primeras suelen mostrar al gas natural como uno de sus principales ítems de egresos en los estados de resultados. Consecuentemente, en principio, las centrales deberían estar más interesadas en oportunidades de cobertura.

Las centrales eléctricas comercializan su "producto" en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el cual se compone de:

- Mercado a Término (MAT): con contratos de cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre compradores y vendedores
- Mercado *Spot*: con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo en el Centro de Cargas del Sistema y elaborado en base a las declaraciones de costos marginales de corto plazo de los generadores
- Un sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado *Spot*, destinado a la compra de las distribuidoras eléctricas.

El MEM es operado por Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico

S.A. (CAMMESA), cuyas funciones son la coordinación de las operaciones de despacho, la fijación de los precios mayoristas y la administración de las transacciones que se realizan en los mercados *spot* y a término, a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Para un generador de electricidad vinculado al MEM su costo unitario de producción está dado por el costo de operación y mantenimiento más el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el mercado. Cuanto más alejado del centro de carga y cuanto menos confiable es el vínculo de transporte, más cara se vuelve la energía exportada desde ese nodo.

El generador también recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema, ya sea operable o reserva fría. Esta remuneración tiene un componente variable que aumenta cuando mayor es el riesgo que la demanda no sea abastecida dentro del sistema. Para garantizar la operabilidad técnica del sistema se remuneran también servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión.

Las usinas eléctricas venden su producción al mercado *spot* recibiendo por la misma los precios que rijan en él hora a hora o pueden poseer contratos de abastecimiento con una distribuidora eléctrica o con un gran usuario, cobrando en cada hora por su producción de la siguiente forma:

- hasta el nivel de su contrato de generación será considerada en el Mercado a Término
- cuando su nivel de generación está sobre o bajo los valores del contrato, las diferencias se comercializan en el mercado *spot* como excedentes o faltantes de contrato a los valores vigentes en dicha hora en ese mercado.

En el caso que un generador de electricidad tenga que cumplir con obligaciones contractuales y no pueda despachar por costo, restricciones propias o de transporte, el generador tiene que comprar al mercado *spot* a precios de mercado. En general, las usinas que prevén restricciones de transporte pueden haber incluido cláusulas contractuales en donde pasan este riesgo al comprador.

Asimismo, pueden estas empresas asegurarse un margen bruto a través de un *spreads inter-commodity* (gas - electricidad), de la misma manera que el molinero o aceitero puede hacerlo a través de un *crush spread* o la refinería de petróleo mediante *crack spread*.

Esta cobertura consistiría en la compra de contratos de gas y venta simultánea de contratos de electricidad. Por lo que habrá que considerar, entre otros, el hecho de que las usinas, aún las más eficientes, desaprovechan aproximadamente el 45% del gas y además pierden entre el 5% y 10% de la corriente eléctrica en la transmisión.

La cantidad y potencia de las centrales, mostradas en la Tabla II-6, funcionando en el 2011 son las siguientes:

CENTRAL TIPO	TV	TG	CC	DI	TER	NU	FT	EO	HID	TOTAL
Cantidad de centrales	12	47	18	56	121	2	1	5	51	192
Potencia Instalada (MW)	4445	3097	9189,4	845,6	17576,9	1005	1,2	85,8	11063,6	29732.6

Tabla II-6. Centrales Instaladas por Tipo. Fuente Cammesa

Las centrales que pueden necesitar gas están dentro de todas las centrales térmicas, TG (de turbo gas) en su mayoría que también pueden usar gas oil como combustible, CC (de ciclo combinado) lo mismo, TV (turbo vapor) con fuel oil como gran competidor y algunas de las DI (de generación distribuida) que en general usan gas oil. Estos grupos suman un total de 121 que representan el 63% de la totalidad de las centrales eléctricas. La potencia instalada de las centrales térmicas es casi un 60 % de la potencia instalada total.

Sin embargo no todas tienen al gas natural como principal fuente de combustible, aproximadamente son 66 las que funcionan a gas y representan un 34 % de la totalidad de las centrales y un 55 % de las centrales térmicas. En estas están incluidas las centrales que tienen conexión con los gasoductos troncales de las transportistas y contratan el servicio con ellas.

Las centrales sin acceso a red ni conexión al gasoducto de transporte no están contempladas por las estadísticas de CAMMESA y serían centrales DI. Este tipo de centrales de generación distribuida o bajo consumo han sido las principales protagonistas de las nuevas instalaciones generadoras en los 4 últimos años. Han pasado de ser una sola instalación de 4 MW conectada al S.I.N. desde el año 1995 hasta el 2007 a sumar 845,6 MW entre 56 centrales. Las centrales térmicas DI son por lo general TG de ciclo abierto con un consumo no mayor a 30 MW. Estas serán analizadas más adelante en este trabajo.

A continuación se muestra un gráfico de evolución de las potencias instaladas desde 1992, (Figura II-4), el incremento más importante de potencia de las centrales térmicas se debe al reemplazo de viejas usinas funcionando a fuel oil y otras a gas oil por nuevas instalaciones de ciclo combinado como se mencionó anteriormente.

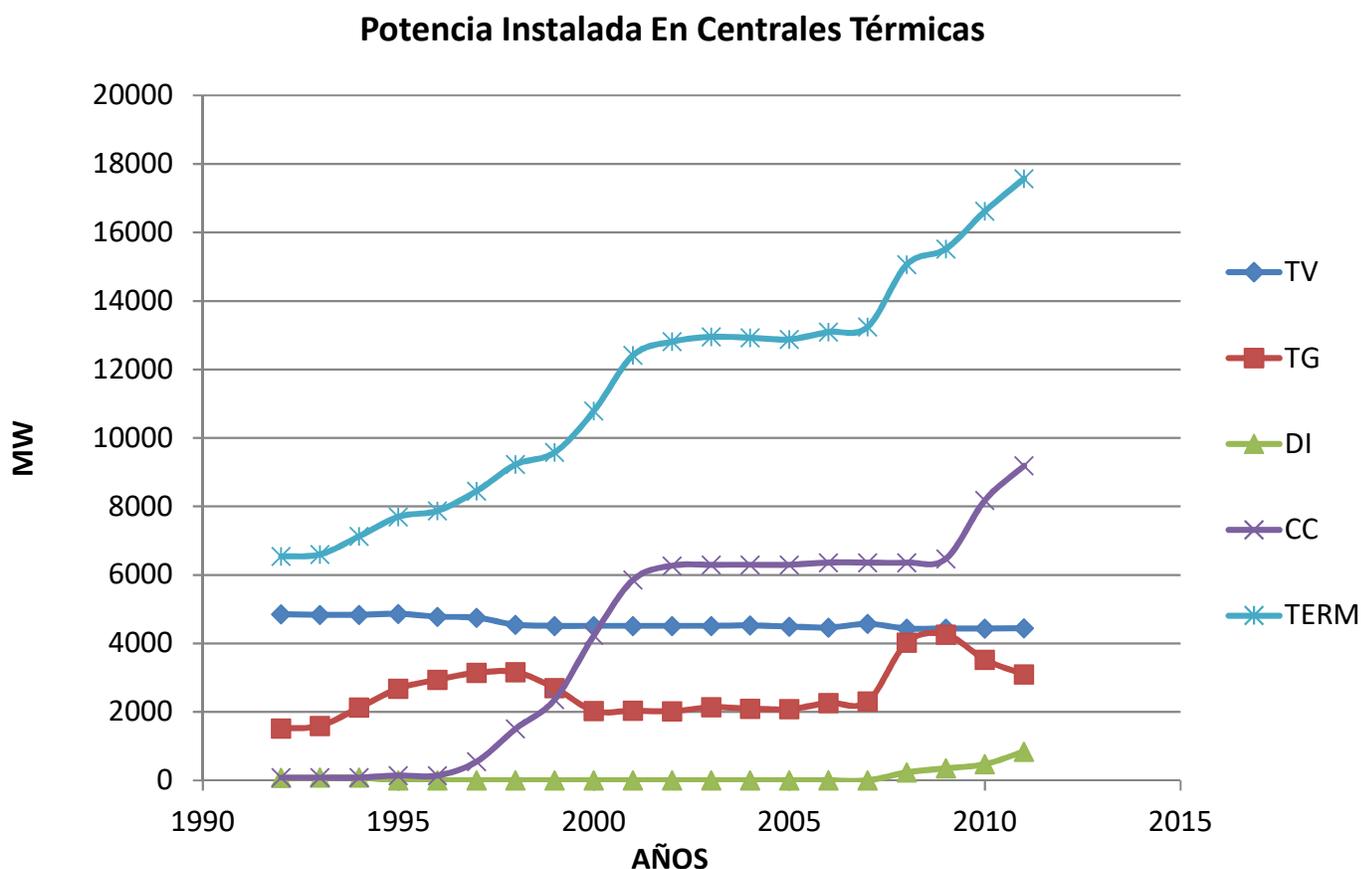


Figura II-4. Potencia Instalada en Centrales Térmicas. Fuente: Cammesa

El gas natural es elegido por las centrales principalmente por ser más económico y menos contaminante. El mayor consumo de combustibles de las centrales térmicas siempre estuvo atribuido al Gas Natural pero en los dos últimos años ha sufrido una baja debido a la escasez, limitación de entrega y el incremento de la demanda atribuida principalmente a los clientes residenciales e industriales por las bajas temperaturas en el invierno como en el 2010 que se muestra a continuación. La caída que sufrió el consumo de gas en el

2009 fue del 8%, y en parte, por sustitución, produjo la suba del gas oil que subió en un 71%, el fuel oil en un 41% y el carbón en un 10%. Esto se muestra en la

**Consumo de Combustibles de Centrales Térmicas 2010
(proporción en unidades energéticas equivalentes de m³ y ton)**

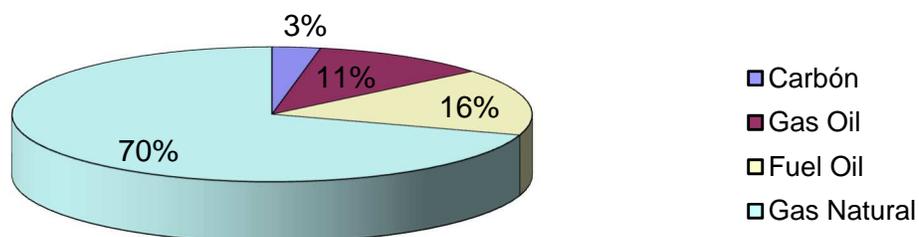


Figura II-5. Consumo de Combustibles de Centrales Térmicas. Fuente: ENRE.

La siguiente es una tabla que muestra los consumos mensuales de combustibles de las centrales conectadas al S.I.N y se puede ver cuáles son las que pueden trabajar con gas natural en combinación con otros combustibles, hay centrales que no están incluidas en esta tabla por no tener un control del consumo especificado. La tabla muestra siempre la primera opción de cada central y la segunda alternativa de combustible que en algunos casos no es necesaria cuando el abastecimiento del primero es suficiente. Es marcada la elección del gas como combustible principal en la mayoría de los casos.

Análisis Comparativo de Gasoductos Virtuales Frente a Otras Alternativas de Abastecimiento Energético

2013

MARZO 2012 (FUENTE: CAMMESA)

Carbon (CM) y Fuel Oil (FO) en toneladas
 Gas natural (GN) en DM3
 Gas Oil (GO) en (M3)

El consumo de combustibles se calcula en base a la generación, tipo de combustible utilizado y consumo específico. Se informan solo las centrales que es posible calcular por este método.

CENTRAL	TIPO COMBUSTIBLE	CONSUMO
A.D.VALL.ENARSA	GO	2044
A.P. PTO PIRAY	FO	1599
ACEROS PARANA	GN	40
AES-PARANA	GN	69345
AES-PARANA	GO	798
AG. LOMITAS	GN	2514
AGUA DEL CAJON	GN	44451
ALTO VALLE	GN	12690
AÑATUYA	GO	919
ARRECIFES ENARS	GO	91
BAHIA BLANCA	FO	22106
BAHIA BLANCA	GN	14990
BELL VILLE	GO	909
BRAGADO	GN	2706
BUENOS AIRES	GN	3439
C.T. GENELBA	GN	85801
C.T. PATAGONIA	GN	19496
C.T. TUCUMAN	GN	49408
CAPEX AUTOPROD.	GN	35687
CAPITAN SARMIEN	GO	459
CASTELLI	GO	1240
CATAMARC DELIV	GO	884
CATAMARCA	GO	830
CAVIAHUE	GO	8
CDRO RIVADAVIA	GN	916
CERES ENARSA	GO	253
CHARATA ENARSA	GO	445
CHILECITO ENARS	GO	250
CIPOLLETI (ENAR	GO	105
CO. ARGENER	GN	21603
CO. ENSENADA	GN	18117
COLON BSAS	GO	10

CONCEP. URUGUAY	GN	1736
CONCEP. URUGUAY	GO	0
CORRIENTES	GO	1266
COSTANERA	FO	35927
COSTANERA	GN	133190
CT GOYA ENARSA	GO	652
CT NEUQUEN	GN	69477
CT TIMBUES(GSMA	GN	90781
CT TIMBUES(GSMA	GO	1
DEAN FUNES	GN	720
DIQUE	GN	866
DIQUE	GO	3
DOCK SUD	GN	90154
ELECTROPAT.	GN	746
ENSE. BARRAGAN	GO	2577
ENTRE LOMAS	GN	422
ESQUINA ENARSA	GO	428
FORMOSA DELIVER	GO	1681
GRAL BELGRANO	GN	94327
GUEMES	GN	32077
INDEPENDENCIA	GN	7815
INTA CATAM ENAR	GO	140
ISLA VERDE	GO	371
JUAREZ	GO	393
JUNIN	GO	652
L N ALEM ENARSA	GO	1656
L.PALMAS ENARSA	GO	249
L.RIOJA SUR ENA	GO	163
LA BANDA	GN	2720
LA BANDA	GO	63
LA RIOJA	GN	386
LA RIOJA	GO	2
LAG. BLANCA	GO	580
LAS ARMAS	GN	2442
LAS ARMAS	GO	0
LEDESMA	GN	49
LEVALLE	GN	3182
LEVALLE	GO	0
LIB. SAN MARTIN	GO	5
LINCOLN	GO	150
LOBOS ENARSA	GO	386
LUJAN DE CUYO	FO	5264
LUJAN DE CUYO	GN	44341
MAR DE AJO	GN	413
MAR DEL PLATA	FO	1794

MAR DEL PLATA	GN	13777
MAR DEL PLATA	GO	8
MARANZANA	GN	18712
MARIO SEVESO	GN	4239
MATHEU	GN	1664
MATHEU	GO	0
MOLINOS AUTOG.	FO	51
MOLINOS AUTOG.	GN	8338
NECOCHEA	FO	8855
NECOCHEA	GN	10522
NIDERA JUNIN	GN	1
NUEVO PUERTO	FO	30504
NUEVO PUERTO	GN	99462
OBERA	GO	1029
OLAVARR DELIVER	GN	1614
OLAVARR DELIVER	GO	0
ORAN ENARSA	GO	31
P.HERNANDEZ YPF	GN	907
PARANA DELIVERY	GN	1736
PARANA DELIVERY	GO	0
PASO DE LA PATR	GO	251
PEHUAJO	GO	901
PICO TRUNCADO 1	GN	278
PILAR	FO	4948
PILAR	GN	67910
PINAMAR	GN	2929
PINAMAR	GO	0
PIQUIRENDIA	GN	2201
PIRANE	GO	228
PLAZA HUINCUL	GN	6256
PLUSPETROL NORT	GN	4879
PUERTO NUEVO	FO	36905
PUERTO NUEVO	GN	16041
RAFAELA	GO	170
REALICO	GO	47
RINCON SAUCES	GN	4937
RIO CUARTO	GN	367
RIO TERCERO	GN	1015
S.FRANC.2 EPEC	GO	50
S.M. DE TUCUMAN	GN	48675
SAENZ PEÑA	GO	350
SAENZ PEÑA II	GO	236
SALTO BSAS	GO	648
SAN FRANCISCO	GN	2796
SAN NICOLAS	CM	81034

SAN NICOLAS	FO	7013
SAN NICOLAS	GN	6577
SARMIENTO SJ	GN	1371
SHELL D.SUD	GN	688
SOLALBAN	GN	6670
SORRENTO	FO	1901
SORRENTO	GN	1767
STA ROSA CORR	GO	480
TARTAGAL ENARSA	GO	201
TEREVINTOS ENARS	GO	361
TERMOANDES	GN	74459
TINOGASTA ENARSA	GO	160
V. TUERTO DELIV	GO	183
V.ANGELA ENARSA	GO	434
VIALE E. RÍOS	GO	18
VILLA GESELL	GN	8611
VILLA GESELL	GO	0
VILLA MARIA	GN	1130
VILLA MARIA	GO	0
VILLA REGINA	GO	48
VILLEGAS ENARSA	GO	276
YPF LOS PERALES	GN	9462

Abastecimiento de Zonas sin Acceso a la Red

Las zonas que no tienen acceso al gasoducto o la red de distribución son abastecidas por servicios a cargo de subdistribuidoras o empresas que compran el gas a productores y lo reciben a través de las distribuidoras o transportistas. Estas pueden entregar GLP vaporizado, GNC o GNP a través de módulos o contenedores por camiones equipados especialmente para soportar el peso del gas comprimido o licuado.

Por medio de una planta de almacenamiento y vaporización de Gas Licuado de Petróleo (GLP), se vaporiza el gas licuado y se lo regula a una presión de distribución domiciliaria para su inyección a la red independiente.

A través de tubos cilíndricos de Gas Natural Comprimido (GNC) a alta presión (200 kg/cm²) se transporta gas natural hasta una planta de descarga emplazada en las inmediaciones de la localidad en donde el combustible se lo reduce a la presión de distribución domiciliaria para su inyección a la red independiente de la zona.

El GNP o Gas Natural a Presión es similar al GNC, pero toma el gas a presión de 40-60 kg/cm² directamente del gasoducto prescindiendo por lo tanto de la etapa de compresión previa.

El abastecimiento tiene destinos para consumo residencial, comercial, industrial o de generación distribuida.

Las zonas principales que no tienen acceso a la red o gasoducto se encuentran en diferentes puntos del país, hay localidades al sur de Córdoba, en el centro Norte de La Pampa, Noroeste y centro de Buenos Aires, complejos mineros en Mendoza, Catamarca y Santa Cruz por citar ejemplos.

Algunas subdistribuidoras conocidas en esta actividad son Transgas, Bagsa y Distrigas.

La empresa Galileo es la principal proveedora de los equipos de compresión, carga, almacenaje, transporte, descarga y regulación de GNC. También puede actuar como transportista independiente, comprando el gas a productores y abasteciendo pequeñas industrias o complejos mineros.

Las aplicaciones que tiene la actividad de la empresa actualmente en Argentina en gasoductos virtuales con GNC se resumen en el abastecimiento para:

- Redes independientes de distribución de Gas Natural
- Consumos industriales de baja escala
- Plantas de Generación Distribuida
- Comercios y Hoteles
- Estaciones remotas de GNC
- Sistema de riego
- Secadores
- Criaderos
- Calderas

En la actualidad no existe un transporte terrestre del GNL (gas natural licuado) en la Argentina, ya que este permite trasladar mayor cantidad de gas natural por unidad de transporte y sería más adecuado para el consumo elevado de una central DI.

Las condiciones de seguridad y disposiciones legales locales hacen que todavía no se haya desarrollado un sistema de transporte en el país. Por lo tanto, la alternativa de GNL por camión no está disponible porque aún no existe reglamentación al respecto (normas de construcción, operación y mantenimiento), actualmente el Enargas está trabajando para

desarrollar dichas normativas. Sin embargo en Quinteros (Chile) que tienen GNL en tanques de almacenaje dentro del territorio han implementado un sistema de transporte para abastecer algunas localidades o industrias y la refinería de la empresa ENAP. Otros países de latinoamérica también están avanzando en el inicio del desarrollo de este transporte. Por su parte la empresa Galileo está desarrollando el proyecto de abastecer un buque de pasajeros con GNL a través de un gasoducto virtual para el año 2014, cuando la normativa local esté aprobada.

Los Gasoductos Virtuales se configuran, convenientemente, a partir de contratos a largo plazo dónde se establece un precio del gas en boca de pozo o tomado de gasoducto. El cliente paga la inversión por el sistema y el operador gestiona el funcionamiento del mismo cobrando una cuota mensual o anual por el servicio otorgado.

El GLP no entraría en el análisis exhaustivo de los gasoductos virtuales de éste estudio porque no se utiliza para consumos industriales y de generación eléctrica estándar, y tampoco compite con el uso del Gas Natural (GNL o GNC en este caso) porque está destinado a bajos consumos. Hay un porcentaje importante del GLP que se destina a la petroquímica pero el principal destino es el gas de garrafa residencial (precio subsidiado). El GLP por su composición y procesamiento es más caro el gas natural en todas sus formas (Gasoducto, GNC o GNL) e incluso más caro que el fuel oil. El gas oil es más caro que el GLP sin embargo sigue siendo más conveniente en la combustión industrial por la facilidad de transporte, uso y almacenamiento.

OBJETO

Los motivos fundamentales del presente estudio se centran en las oportunidades y ventajas de la implementación y desarrollo del transporte de Gas Natural por Gasoductos Virtuales a través del transporte de GNL o GNC a granel en sustitución del consumo de Gas Oil y Fuel Oil para pequeñas industrias y centrales térmicas de bajo consumo o generación distribuida sin acceso a la red o gasoducto.

Motivos Principales

- El Gas Natural es un combustible adoptado por las industrias y centrales térmicas en la mayoría de los casos, por ser más eficiente, menos contaminante y más económico que el Gas Oil o el Fuel Oil.
- La Argentina es uno de los países con mayor demanda de gas y tiene un gran mercado desarrollado de GNC.
- En algunos países ya se ha implementado sistemas de transporte interno de GNL para abastecer consumos a gran escala.
- La mayoría de las centrales térmicas son TG de ciclo abierto
- Algunas centrales no pueden aprovechar en su totalidad el acceso a red y recurren al uso alternativo de otros combustibles.
- Hay una tendencia de crecimiento hacia los contratos directos con las productoras para el abastecimiento del gas en el caso de las industrias y las centrales térmicas.
- Los sistemas de transporte de gas flexibles a través de gasoductos virtuales son más convenientes cuando las bajas inversiones en el sector productivo retrasan las obras en gasoductos o redes de distribución y cuando la variabilidad del precio internacional de hidrocarburos es amplia.
- En los últimos años hubo un gran crecimiento en las instalaciones de generación distribuida de bajo consumo para abastecer pequeñas industrias de las cuales hay casos en dónde éstas no tienen acceso a la red ni al gasoducto.

- Existen industrias de pequeña o mediana escala de diferentes sectores de la minería que son abastecidas por una empresa dedicada al transporte de GNC a granel.
- Existen yacimientos pequeños y alejados de los sistemas de gasoductos, que requieren de opciones más flexibles y económicas que la construcción de un ducto dedicado.
- En la Argentina se ha producido un crecimiento del transporte y de las tecnologías del GNC modular a granel.

El estudio presenta los siguientes objetivos con el fin de encontrar una solución para las zonas que demandan el gas para uso industrial o de generación eléctrica sin acceso a la red o al gasoducto y para las demás industrias y centrales que recurren al uso alternativo de combustibles para suplir la escasez del gas de red o gasoducto.

Objetivos Principales

1. Establecer diferencias, ventajas y desventajas entre los sistemas de Gasoductos Virtuales contra el uso del Gas Oil y Fuel Oil para las industrias y centrales térmicas sin acceso a red o gasoducto.
2. Establecer la factibilidad técnica y económica de implementación y desarrollo del transporte de Gas Natural por Gasoductos Virtuales para industrias y centrales sin acceso a red o gasoducto.
3. Determinar la factibilidad técnica y económica de implementación de los sistemas de Gasoductos Virtuales como complemento y reserva al Gas Natural entregado en industrias y centrales térmicas por red o gasoducto.
4. Seleccionar la mejor alternativa de transporte por Gasoducto Virtuales para el abastecimiento de industrias y centrales térmicas con o sin acceso a red o gasoducto en la Argentina.

MÉTODO DE TRABAJO

El presente trabajo parte del marco general del sistema de abastecimiento del gas y se focaliza en el análisis comparativo de los transportes por gasoductos virtuales para evaluar la sustitución de otros combustibles.

Pasos y Métodos

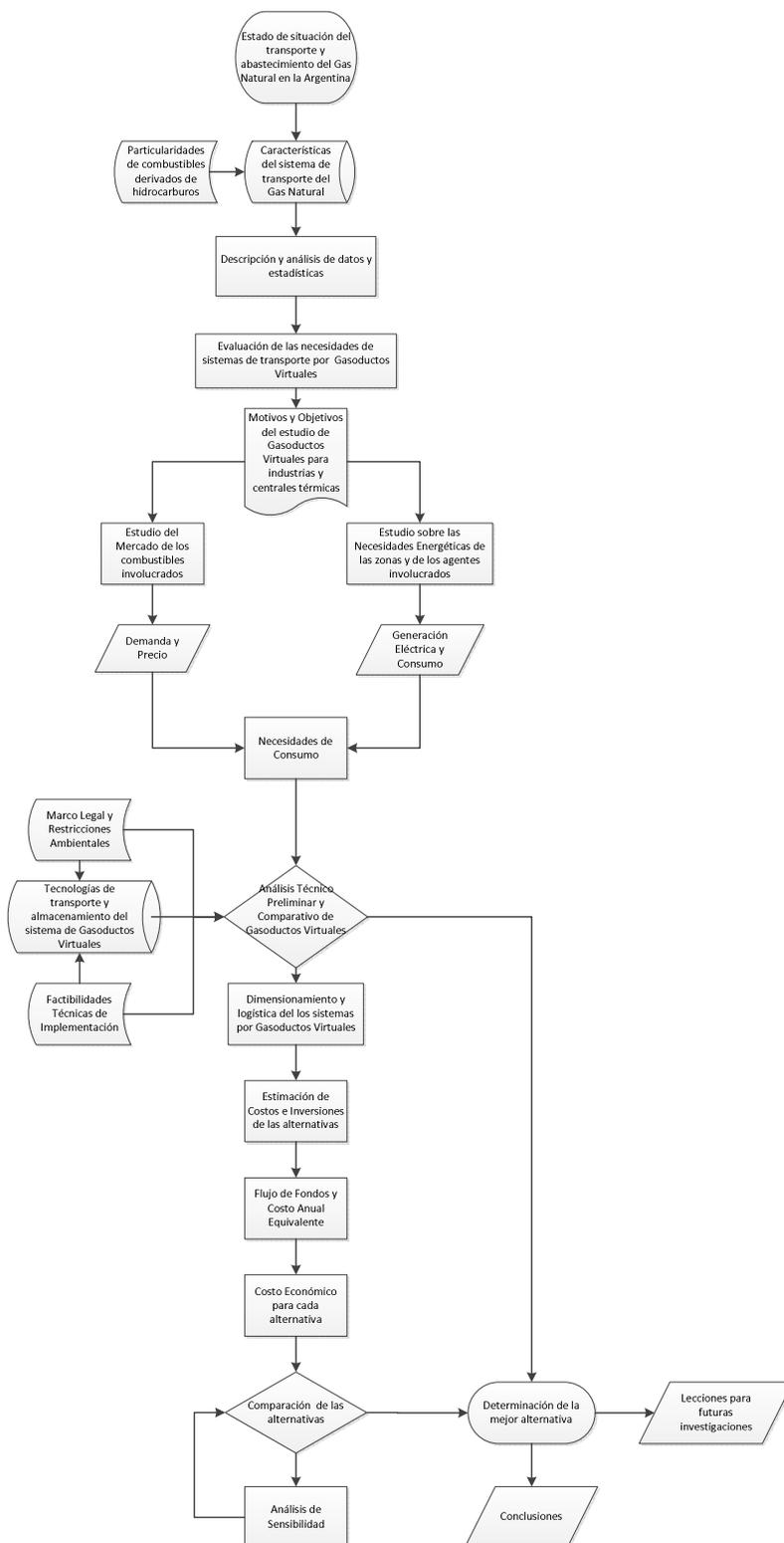
El método de trabajo comienza con el análisis del sistema de abastecimiento y transporte del gas en la Argentina para explicar las necesidades de la implementación de los gasoductos virtuales en sustitución de otros combustibles.

El siguiente paso consiste en estudiar el mercado de los combustibles involucrados en conjunto con las necesidades energéticas de los agentes que demandan el gas natural o sus sustitutos para establecer las necesidades de carga y transporte.

A esto le sigue el análisis técnico preliminar y comparativo a través de la tecnología empleada para determinar la factibilidad de cada sistema de gasoducto virtual.

De ser aprobadas las opciones de gasoductos virtuales se realiza el desarrollo del sistema de transporte adaptado para la Argentina con los costos estimados. Con la estructura de costos y un flujo de fondos para cada alternativa se evalúa la conveniencia de cada una. Luego se hace un estudio de sensibilidad complementario sobre las proyecciones y riesgos asociados de ser necesario. Finalmente se selecciona la mejor alternativa y se hacen conclusiones y recomendaciones para futuras investigaciones.

El trabajo tiene una instancia dónde se evalúan factibilidades técnicas y otra dónde se evalúa la rentabilidad económica. La primera califica y condiciona la continuación del estudio, luego se decide por la opción que reúne el mejor resultado global.



ALCANCE

El estudio busca alcanzar los valores económicos necesarios para poder tomar una decisión de inversión y para entender los motivos que llevan a diferenciar una alternativa de otra.

Los atributos técnicos de cada opción son tomados en cuenta para la factibilidad de implementación y para evaluar posibles mejoras en el sistema de transporte. Analizar y desarrollar las posibilidades que tiene la Argentina a modo de ejemplo pero llevar el análisis al nivel general de los costos y la logística de las alternativas, válidas para cualquier país que cuente una infraestructura y mercado del Gas Natural.

El nivel del análisis supondrá escenarios predecibles sin considerar cambios sistemáticos complejos atribuidos a modelos económicos internacionales. Presentar alternativas con cifras y resultados prácticos que inclinen la decisión de tomar una, varias o ninguna opción.

El estudio analizará la perspectiva del vendedor del gas y su servicio como así también la del consumidor del gas. Encontrar un balance a nivel macroeconómico entre rentabilidad y abastecimiento accesible será tenido en cuenta como objetivo conjunto de opciones rentables y económicas.

III. ESTUDIO DE MERCADO DE LOS COMBUSTIBLES

Actualmente el mercado de gas en la Argentina está en una etapa dónde la producción local es insuficiente para abastecer la demanda, las importaciones crecieron en los últimos años y no existieron políticas de estado que pudieran programar la producción con inversiones de riesgo adecuadas. Las retenciones en la exportación, los precios locales del gas restringidos por el estado y la tendencia a la suba de los precios internacionales marcaron un límite en el desarrollo de las empresas, lo que llevó a la disminución de la actividad productiva y a la especulación financiera.

En este contexto hay una alta demanda de gas sin abastecer, y en el caso de las industrias y las centrales térmicas, muchas tienen que utilizar sustitutos del gas natural como el gas oil y el fuel oil porque la distribución es prioritaria en los segmentos residenciales.

Las importaciones de gas son cada vez más grandes e incluso el horizonte de producción del gas natural se proyecta con bajas cantidades en comparación a la demanda y a los años de mayor actividad. La escasez del gas y la baja proyectada es atribuida a la falta de exploración y a los cada vez más altos costos de explotación de yacimientos.

Mercado del Gas Natural

Para estimar la demanda de Gas Natural a nivel general se la considera en el análisis como infinita dadas las circunstancias del mercado local. Los datos de consumo de años anteriores no son válidos dado que en los últimos años siempre fueron necesarios buscar sustitutos en otros combustibles menos económicos por la escasez del gas.

Las cantidades demandadas de los agentes para la elaboración de un análisis comparativo surgen en este estudio de las necesidades de una industria o una central térmica sin acceso a la red. Este tema será tratado más adelante.

En esta etapa se analizará la oferta disponible y la proyección del precio, necesaria para la evaluación del estudio.

Producción de Gas

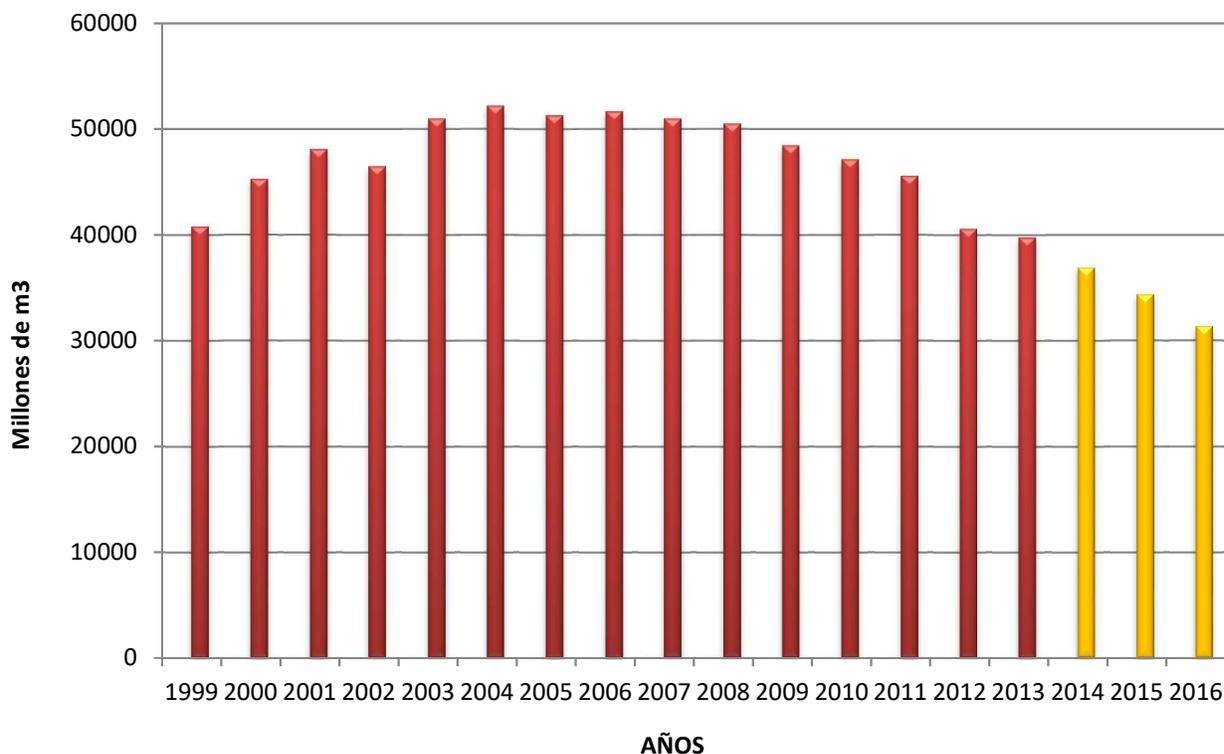


Figura III-1. Producción de Gas. Fuente: IAPG

La producción, mostrada en la Figura III-1, fue relativamente alta desde el 2003 hasta el 2008 por la situación favorable en los mercados internacionales y porque las exportaciones no tenían tantas retenciones ya que era necesario salir de la crisis del 2001 generando divisas, pero luego el país pasó de ser exportador a ser importador neto de gas como se muestra en el siguiente gráfico de comercio exterior. La crisis del 2008 no fue el factor determinante de la baja productividad sino la falta de prevención y control en materia energética por parte del estado, que llevaron al país a una situación difícil de recuperar. La producción proyectada del 2013 al 2016 se calcula a partir de las reservas disponibles y es cada vez menor. La caída de la oferta probablemente traiga aumentos en el precio promedio del gas en boca de pozo.

En el gráfico de comercio exterior, Figura III-2, se nota la fuerte caída de las exportaciones y el crecimiento de las importaciones que son aún mayores en el 2012 que en 1996, año dónde la convertibilidad de la moneda favorecía las importaciones.

La importación del gas está fijada en contratos desfavorables a causa de la falta de planeamiento del abastecimiento y esto lleva al país a generar déficit en su balanza comercial. Este se paga aún más caro que el valor medio internacional de GNL y se destina principalmente a las centrales térmicas que optan por mantener el gas frente al uso de gas oil o fuel oil.

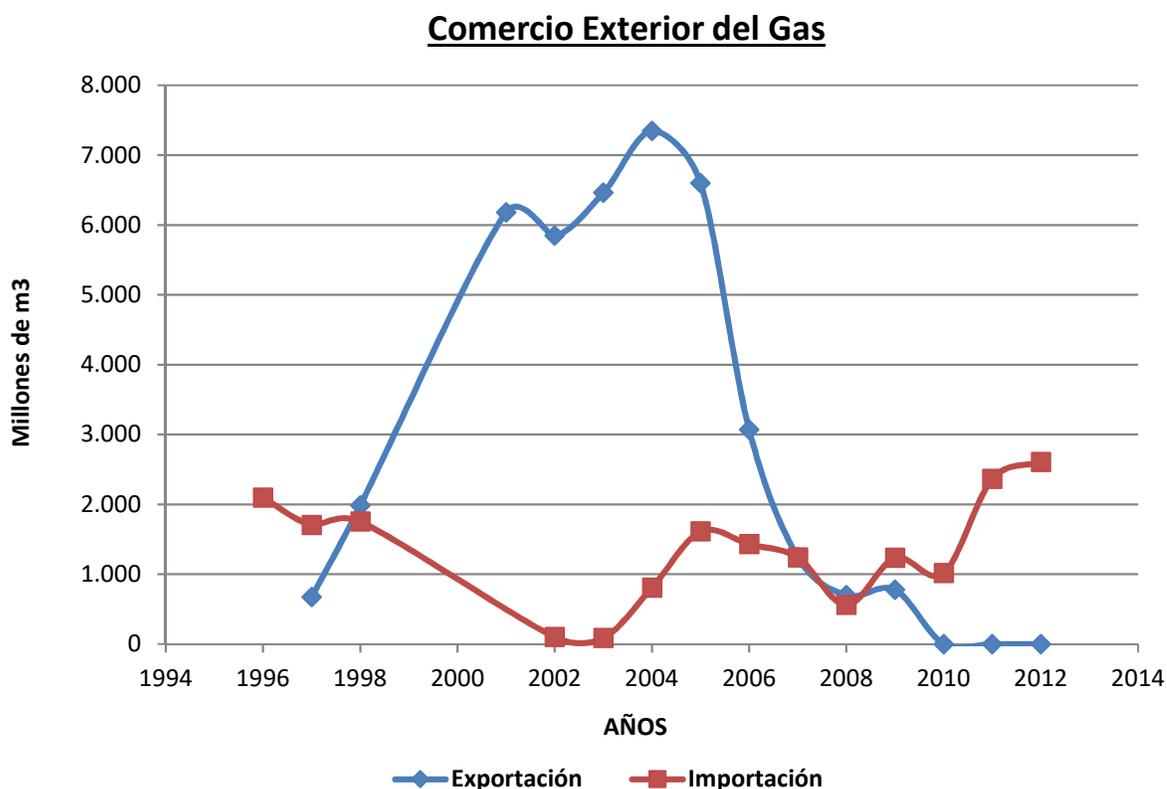


Figura III-2. Comercio Exterior del Gas. Fuente: datos elaborados a partir de la Secretaría de Energía

La caída de la oferta genera un aumento de los precios, y los más influenciados son los del segmento industrial y de generación eléctrica. Este era el estado de precios a mediados del 2012 (Tabla III-1), para fines de ese año se fijó un aumento del 60 % en el segmento industrial. En el caso de los precios promedios dentro de un rango esperado se toma la situación más desfavorable de mayor precio.

Cuadro de Precios Promedios del Gas Natural por Segmento	Ago-12
Segmento	Precio (usd/mmbtu)
Usuarios Residenciales	0,5
Gas natural vehicular	0,7
Para Industrias	Entre 2,5 y 3,5
Para Usinas Térmicas	Entre 2,45 y 5,2
Gas Importado de Bolivia	11
Precio Máximo del Gas licuado en barcos (puesto en Gto.)	18

Tabla III-1. Precios Promedios del Gas Natural en la Argentina por Segmento. Fuente: La Nación

El precio del gas para todos los segmentos y en particular el industrial será proyectado en función de los precios internacionales a través el método de Mean Reversion que capta las fluctuaciones de múltiples factores por medio de una función dependiente de los valores históricos con una aproximación hacia la media. El método es válido para determinar precios en el largo plazo teniendo en cuenta las fluctuaciones del mercado en general para commodities.

Para analizar la proyección del precio primero se obtuvieron los registros internacionales del precio del gas y se realizó la proyección por Mean Reversion para los próximos 10 años o 15 años.

La fórmula utilizada de Mean Reversion es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 & - E [y (t)] = M + (y (0) - M) e^{-\eta t} \\
 & - \text{Var} [y (t)] = (\sigma^2 / 2\eta) * (1 - e^{-2\eta t})
 \end{aligned}$$

Dónde $y (t)$ sería el precio, M la media, E la proyección o esperanza de $y (t)$ y Var la varianza. Por otra parte η es el coeficiente de aproximación hacia la media por medio de una función exponencial. Éste se obtiene con la siguiente recta de regresión:

$$\begin{aligned}
 & - \text{recta de regresión: } Y_t - Y_{t-1} = a + b * Y_{t-1} + \epsilon_t \\
 & \bullet \eta = - \ln (1 + b) \\
 & \bullet \sigma = \sigma_\epsilon \text{ (Desvío std. del error)}
 \end{aligned}$$

- $M \pm \sigma$
- $M \pm 2\sigma$
- $M \pm 3\sigma$

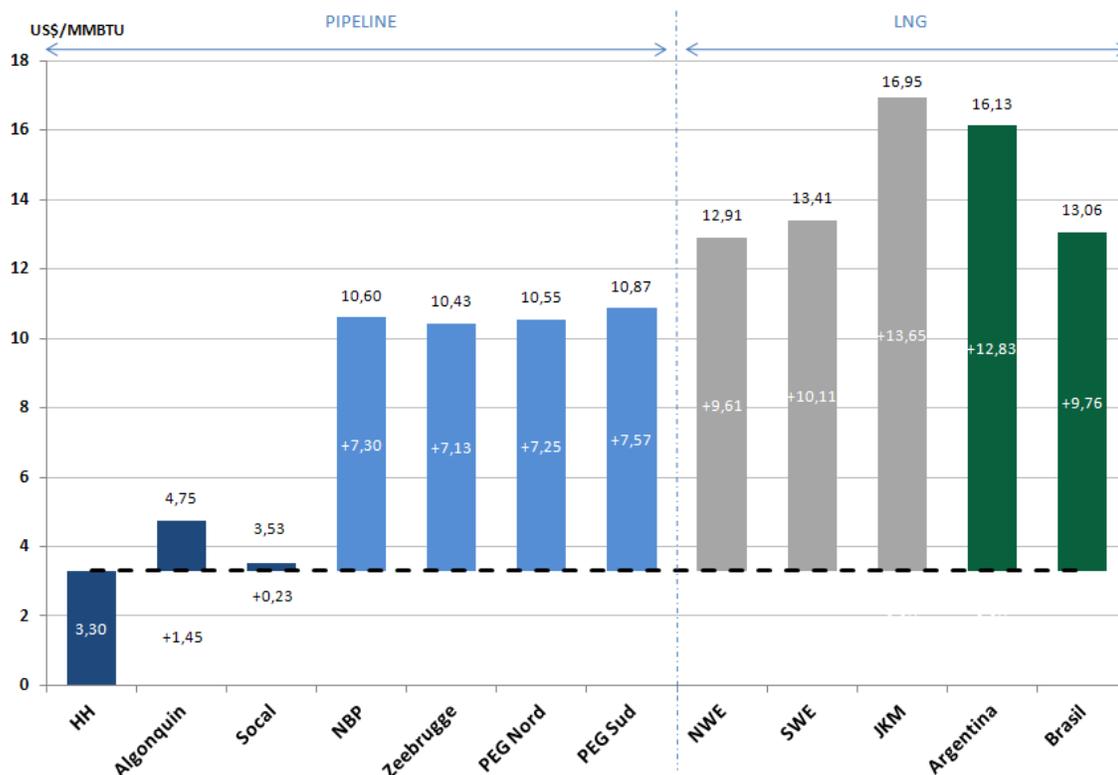
Es necesario que no exista correlación entre los valores históricos para validar la proyección y enfocar el análisis en múltiples factores aleatorios que determinan el precio.

Los gráficos mostrados a continuación son el precio promedio internacional y local del gas en boca de pozo proyectados en 10 o 15 años. En los últimos años, producto de la crisis energética, se ha alineado un poco el precio local con el internacional, antes éste era inferior. Para proyectar el precio local se utilizó el mismo coeficiente de aceleración de la regresión (b) del precio internacional pero 10 veces menor en escala logarítmica para acomodar la aproximación hacia la media acorde a los valores locales que en general estaban muy por debajo del precio internacional en los primeros años. Hay una diferencia en los datos históricos internacionales y locales, por eso la extrapolación de los datos consiste en utilizar un coeficiente inferior pero manteniendo los precios históricos locales. La medida de ajuste en la fórmula tiene por objetivo captar el comportamiento hacia el equilibrio en la media internacional y a partir de los datos históricos locales realizar una proyección.

Analizar al precio del gas como un commodity puede conllevar errores, ya que hoy en día el gas natural ha dejado de ser un commodity y contempla variaciones en todas sus formas de transporte y distribución. El índice de Henry Hub es sólo un parámetro que capta factores macroeconómicos muy generales pero existen factores locales que modifican la expectativa del precio del gas en boca de pozo como puede ser la capacidad del desarrollo de gasoductos de transporte, la cantidad de reservas probadas en una determinada región, la disponibilidad de buques metaneros para transportar gas licuado según un ruta determinada, regulación estatal, etc. Hoy en día el Henry Hub está dejando de ser un marcador de precio de gas internacional, solo queda en contratos viejos o si se incluye en nuevos con un premium muy grande. Inclusive se utiliza un % del Petróleo Brent.

A continuación en la Figura III-3 se muestra las diferencias del precio del gas por gasoducto o GNL con el índice Henry Hub que solía ser el más utilizado:

Diferencias vs. Henry Hub - 17-Dic al 21-Dic



Referencias :

Significado	Ubicación	Fuente
Hub	Louisiana, USA	Bloomberg
	Connecticut/Rhode Island/Massachusetts, USA	Bloomberg
	Southern California, USA	Bloomberg
ial Balancing Point	Todos los puntos de entrada/salida a/del Reino Unido (Hub Virtual)	Bloomberg
	Bélgica	Bloomberg
f'Exchange de Gaz Sud	Francia (Hub Virtual)	Powernext
f'Exchange de Gaz Nord	Francia (Hub Virtual)	Powernext
- Korea Marker	Este Asiatico, distintas terminales en Japon y Korea	Platts
West Europe	Terminales de "Isle of Grain" y "Milford Haven" (Reino Unido) y "Zeebrugge", Belgica	Platts
West Europe	Terminales de LNG varias de España y Terminal de Sines, Portugal	Platts
	Terminales de LNG de Bahía Blanca y Escobar	ICIS Heren
	Terminales de LNG de PECEN y Guanabara	ICIS Heren

Figura III-3. Diferencias de los Precios del Gas Natural real con el Índice Henry Hub. Fuente: EIA (Energy Information Administration)

Al aplicar el siguiente método de proyección el objetivo está centrado en determinar un rango de precios promedio probables ajustados al país. En las siguientes etapas del

estudio se buscarán aquellas diferencias de localización, transporte o distribución que puedan alterar el precio al cual se obtiene el gas en boca de pozo.

A continuación se presenta en la Figura III-4 el gráfico de proyección por mean reversion para el gas en boca de pozo en Luisiana USA (Henry Hub).

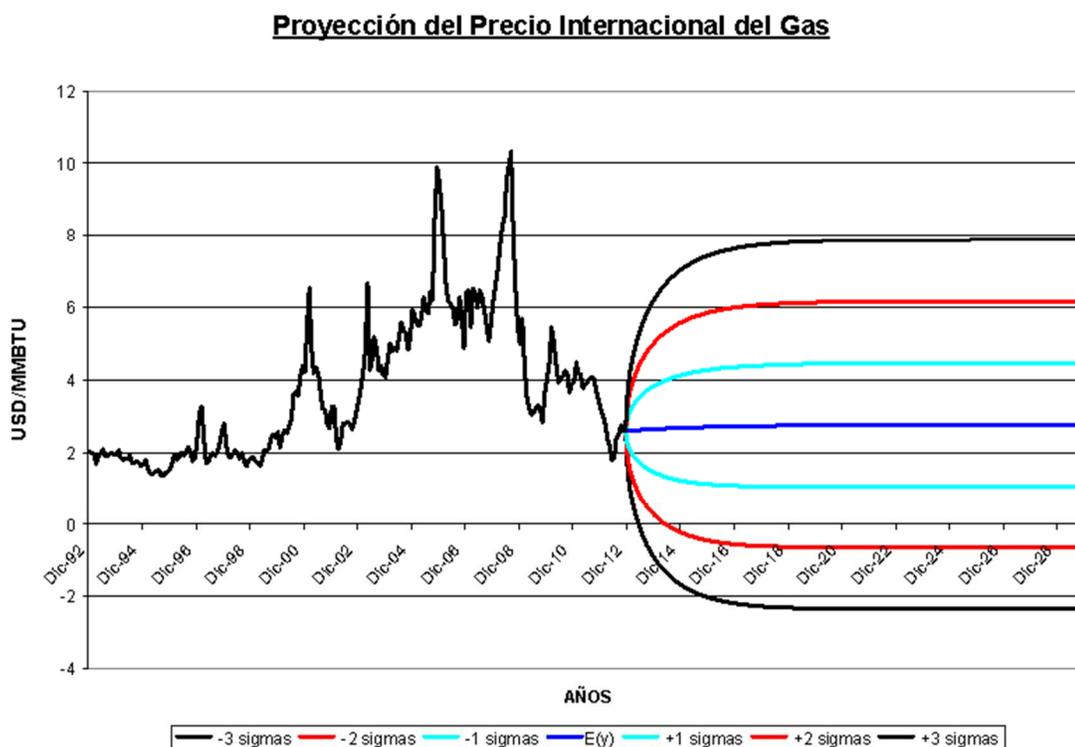


Figura III-4. Proyección del Precio Internacional del Gas. Fuente: datos elaborados a partir de la Energy Information Administration US

En el gráfico superior los valores negativos deben ser descartados del análisis, con lo cual sólo es válida la proyección realizada con un desvío estándar (línea celeste). Igual deben ser tenidos en cuenta los valores positivos altos porque entre el 2004 y el 2008 existieron picos importantes en el precio internacional. Se espera una suba en el precio internacional del gas, el último precio registrado es de 3,3 USD/MMBTU a principios de 2013. Proyecciones de fuentes externas como el índice STEO (Shot Term Energy Outlook) y NYMEX (precios futuros pactados), Figura III-5, pronostican precios de entre los 3, 8 y los

4, 5 USD/MMBTU para los próximos dos años. El índice Henry Hub (Figura III-6) se pronostica alrededor de los 3 USD/MMBTU para los próximos años, pero se espera un alza considerable en el largo plazo por el aumento de los costos de la extracción del gas.

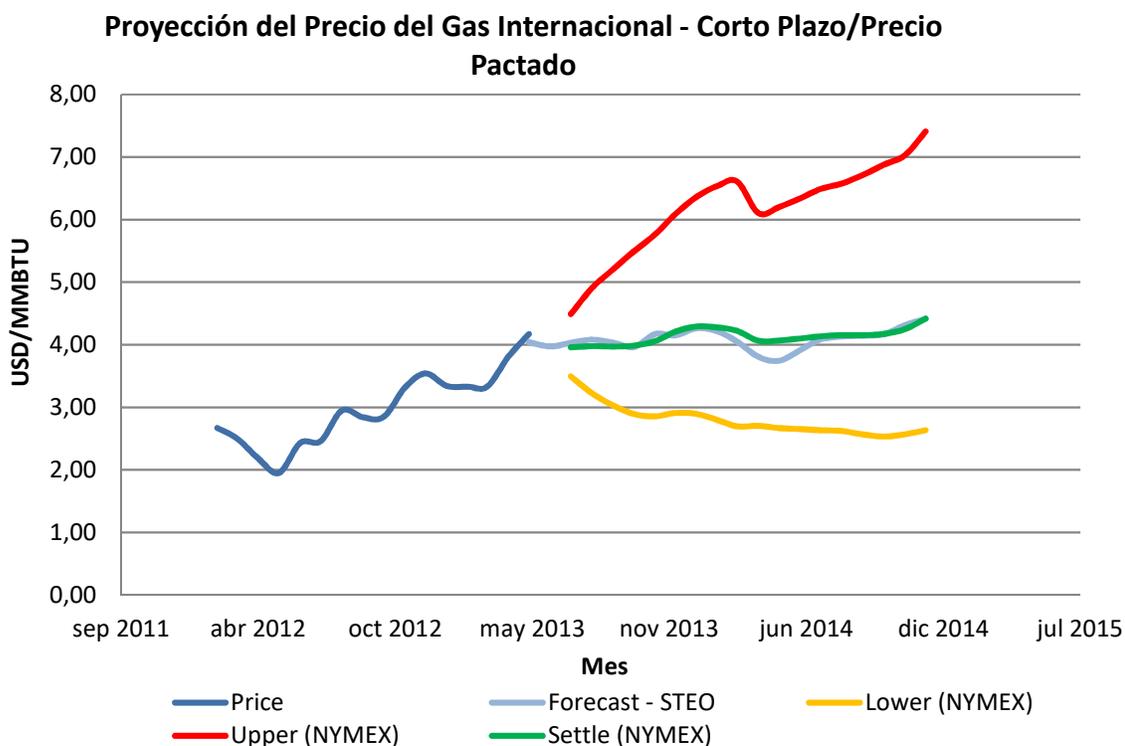


Figura III-5. Proyección del Precio del Gas Internacional – Corto Plazo/Precio Pactado. Fuente: EIA (Energy Information Administration)

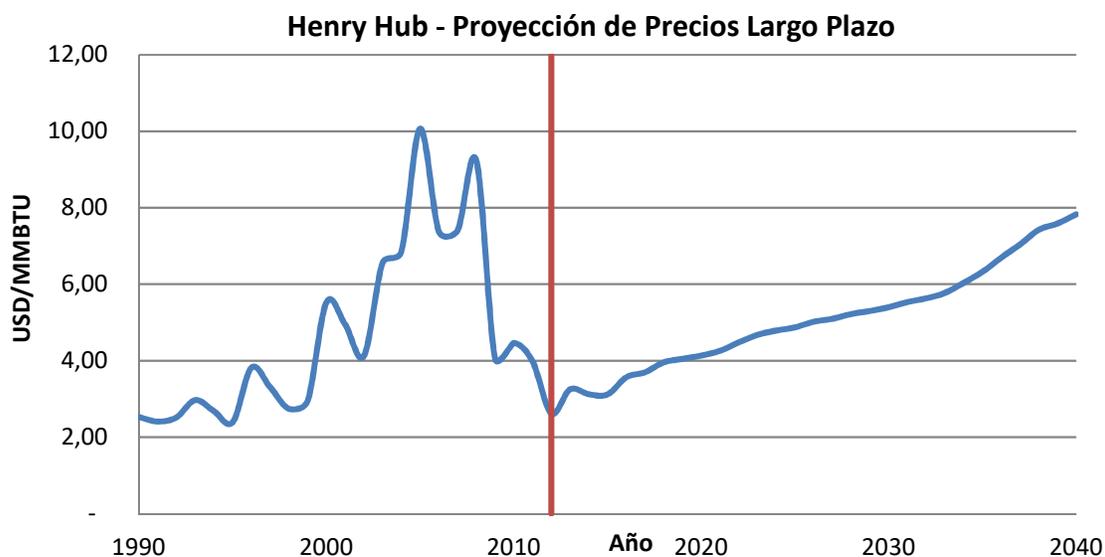


Figura III-6. Henry Hub - Proyección de Precios Largo Plazo. Fuente: EIA (Energy Information Administration)

La proyección del precio local en el gráfico de Mean Reversion (Figura III-7) se obtiene a partir de la extrapolación del precio internacional antes descrita, se presenta la Tabla III-2 con los valores del precio promedio en boca de pozo (o Gas General) que serán utilizados para el cálculo en análisis comparativo de gasoductos virtuales a modo orientativo. El gas en boca de pozo es el gas comprado y utilizado para la compresión, el principal insumo en el transporte de GNC. La proyección del precio condiciona la sustentabilidad de esta alternativa en el largo plazo. El valor referente adoptado será la media para el análisis de costo, pero en el análisis de sensibilidad se tendrán en cuenta las variaciones probables.

Proyección del Precio del Gas General en Argentina

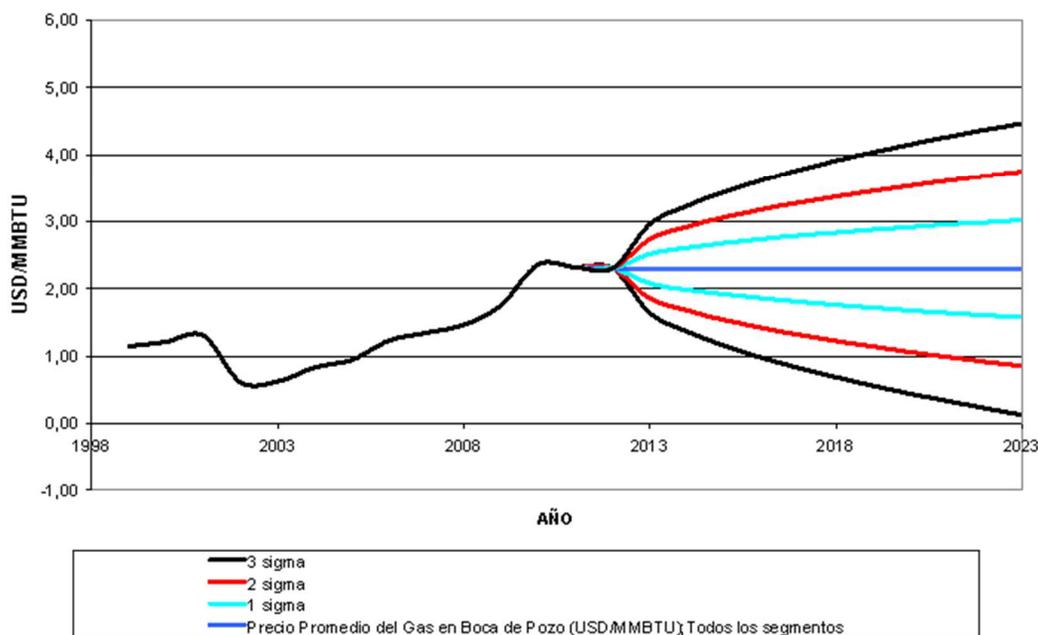


Figura III-7. Proyección del Precio Promedio del Gas en Boca de Pozo en Argentina. Fuente: datos elaborados a partir de ENARGAS.

Precio Promedio del Gas en Boca de Pozo (USD/MMBTU); Todos los segmentos							
AÑO	- 3 σ	- 2 σ	- 1 σ	Media	+ 1 σ	+ 2 σ	+ 3 σ
2013	1,64	1,86	2,08	2,30	2,52	2,74	2,96
2014	1,36	1,67	1,99	2,30	2,61	2,92	3,23
2015	1,15	1,54	1,92	2,30	2,68	3,06	3,44
2016	0,98	1,42	1,86	2,29	2,74	3,18	3,62
2017	0,82	1,32	1,81	2,29	2,79	3,28	3,77
2018	0,69	1,22	1,76	2,29	2,84	3,37	3,91
2019	0,56	1,14	1,72	2,29	2,88	3,46	4,04
2020	0,44	1,06	1,68	2,29	2,92	3,54	4,16
2021	0,33	0,99	1,64	2,29	2,95	3,61	4,27
2022	0,23	0,92	1,61	2,28	2,99	3,68	4,37

Tabla III-2. Precio Promedio del Gas en Boca de Pozo para Argentina.

El gráfico del precio en boca de pozo para la Argentina es divergente en los primeros años pero converge en el largo plazo. El hecho de usar menos datos (anuales en vez de

mensuales) genera mayor distorsión pero la proyección es consistente para los primeros 10 años. De todas maneras en el análisis sólo debe considerarse los desvíos de 1 y hasta 2 σ ya que no es probable variaciones de precios mayores en una proyección divergente en los primeros años. Por el otra parte, como se espera un aumento de los precio por la baja en las reservas y la producción no es aconsejable considerar las variaciones negativas sobre la media. El análisis proporciona sólo una aproximación al precio esperado ya que en el país se generan diversos cambios políticos que alteran la validez de una estimación matemática.

El precio del gas en boca presenta variaciones según varios factores y estos deben ser considerados para evaluar el precio que se paga por tener el gas en una estación de compresora o planta de liquefacción para los casos de los Gasoductos Virtuales. El precio varía entre el precio de exportación y el precio de importación y puede depender de factores como:

- Localización
- Cuenca
- Transporte
- Impuestos
- Calidad del Gas
- Forma y Plazo del Contrato de Abastecimiento
- Precio de Referencia utilizado
- Costos de Extracción y Producción

El precio de referencia de utilizado sería un precio promedio internacional de las transacciones de mercado como los descritos anteriormente y los impuestos se aplicarían según localización y normativa vigente. Los demás factores son variables según el proveedor y el cliente.

Estas variaciones deben ser tenidas en cuenta al comparar una alternativa de gasoducto virtual, especialmente los costos de transporte que varían según el tipo de combustible.

El análisis del precio continúa con el precio del gas para industrias que es el precio promedio que pagan las industrias al productor. En la comparación de alternativas de gasoductos virtuales las industrias deben analizar el precio que pagan por el gas en referencia al precio que pagarían si tuvieran acceso a la red de gasoductos. Este precio es más caro en comparación al residencial o comercial y está por encima del valor promedio.

La evaluación del precio sirve para estimar cual es el precio al que corresponde vender el gas para el caso de un cliente industrial que no tiene acceso a la red. Teniendo en cuenta a este como un límite inferior dado que un cliente sin acceso a la red debería estar dispuesto a pagar más para evitar el costo de la construcción de una red o conexión troncal a un gasoducto de transporte o distribución.

Para la proyección del precio se utiliza la misma metodología de Mean Reversion aplicada con el gas en boca de pozo, utilizando los valores del gas para industrias a nivel internacional y luego extrapolando el comportamiento con un cambio en el coeficiente de la recta de regresión para los precios históricos del gas en industrias a nivel local.

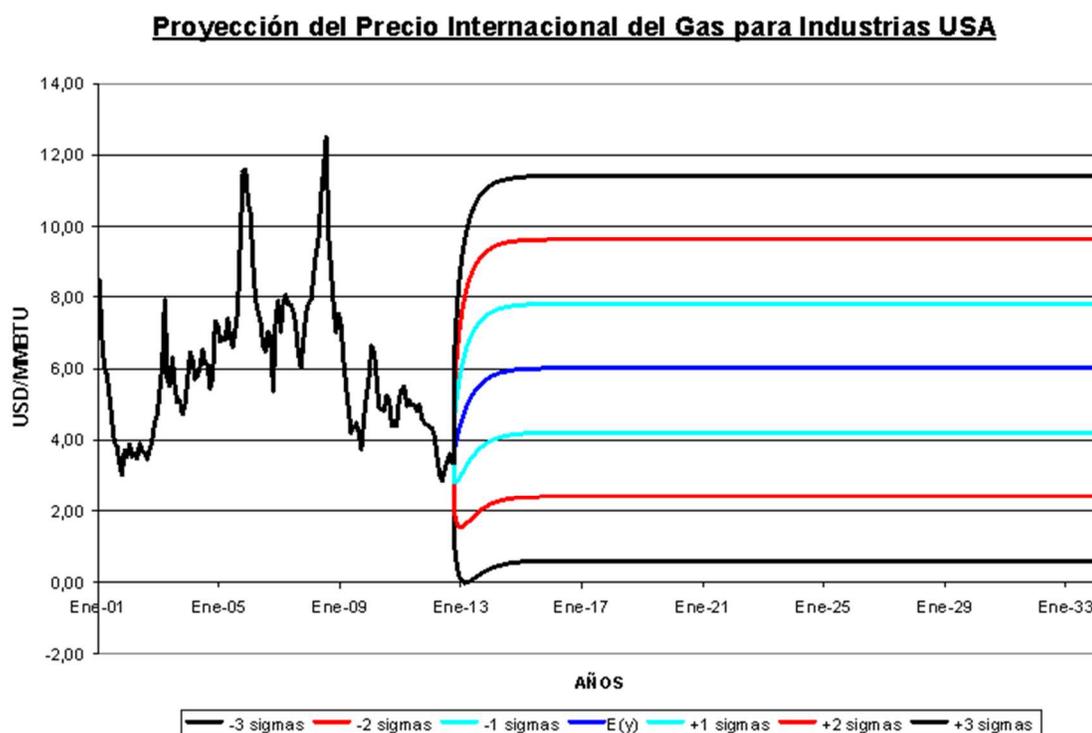


Figura III-8. Proyección del Precio Internacional del Gas para Industrias US. Fuente: datos elaborados a partir de la Energy Information Administration US

A diferencia de los valores históricos anteriores, esta proyección del precio internacional industrial (Figura III-8) comienza en el 2001, porque antes no existía esa segmentación. Esta misma disposición fue implementada localmente.

La Tabla III-3 muestra los precios para los valores internacionales:

Precio Promedio del Gas Industrial Internacional(USD/MMBTU)							
AÑO	- 3 σ	- 2 σ	- 1 σ	Media	+ 1 σ	+ 2 σ	+ 3 σ
2013	0,03	1,55	3,07	4,59	6,11	7,63	9,15
2014	0,41	2,20	4,00	5,79	7,59	9,38	11,18
2015	0,57	2,38	4,18	5,98	7,78	9,58	11,38
2016	0,60	2,40	4,21	6,01	7,81	9,61	11,41
2017	0,61	2,41	4,21	6,01	7,81	9,62	11,42
2018	0,61	2,41	4,21	6,01	7,81	9,62	11,42
2019	0,61	2,41	4,21	6,01	7,81	9,62	11,42
2020	0,61	2,41	4,21	6,01	7,81	9,62	11,42
2021	0,61	2,41	4,21	6,01	7,81	9,62	11,42
2022	0,61	2,41	4,21	6,01	7,81	9,62	11,42

Tabla III-3. Precio Promedio del Gas Industrial Internacional. Fuente: datos elaborados a partir de la Energy Information Administration US

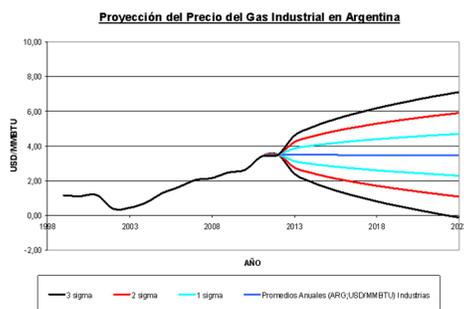


Figura III-9. Proyección del Precio del Gas Industrial en Argentina. Fuente: datos elaborados a partir de ENARGAS

El precio industrial del gas a nivel internacional tiene una tendencia a la suba porque éste experimentó altas subas entre los años 2005 y 2008. Esto no sucede en el caso de la Argentina (Figura III-9) porque la regulación del precio impidió tal aumento. Los intervalos en los que varían los precios son mayores y por eso la alineación de precios internacionales y locales está más desfasada. Es de esperar que la proyección a nivel local no sea tan alta como a nivel internacional si sigue existiendo una participación del estado en la regulación de precios del gas.

La Tabla III-4 muestra los precios promedios y sus variaciones proyectadas:

Precio Promedio del Gas Industrial (USD/MMBTU)							
AÑO	- 3 σ	- 2 σ	- 1 σ	Media	+ 1 σ	+ 2 σ	+ 3 σ
2013	2,39	2,76	3,13	3,50	3,86	4,23	4,60
2014	1,94	2,46	2,98	3,49	4,01	4,53	5,05
2015	1,59	2,23	2,86	3,49	4,13	4,77	5,40
2016	1,30	2,03	2,76	3,48	4,23	4,96	5,69
2017	1,04	1,86	2,68	3,48	4,31	5,13	5,95
2018	0,81	1,71	2,60	3,47	4,39	5,29	6,18
2019	0,60	1,56	2,53	3,47	4,46	5,43	6,39
2020	0,40	1,43	2,46	3,47	4,53	5,56	6,59
2021	0,22	1,31	2,40	3,46	4,59	5,68	6,77
2022	0,05	1,20	2,35	3,46	4,65	5,79	6,94

Tabla III-4. Precio Promedio Industrial en Argentina. Fuente: datos elaborados a partir de ENARGAS

Nuevamente el gráfico es abierto o divergente en los primeros años pero luego es convergente en el largo plazo. Al tener pocos datos históricos y extrapolar parámetros la serie converge más adelante, pero la proyección da una idea del precio que podría surgir en los próximos 10 años. La variabilidad de precios en este caso es mayor que en el precio promedio de boca de pozo.

En las industrias el valor más alto que se puede pagar está en los 6 USD/MMBTU (70 % mayor a la media) y corresponde a contratos especiales dentro de un programa de incentivos del gobierno nacional con subsidios para la producción. Es probable que la industria este pagando un precio local más cerca de los + 2 σ o + 3 σ para mantener el desarrollo del sector productivo de gas y evitar que sigan incrementando las importaciones de GNL

A fines del 2012 el gobierno establece un acuerdo para incentivar la producción del gas, donde aquellas productoras que inviertan y produzcan más del régimen normal que venían haciendo podrán vender el gas en boca de pozo a 7,5 USD/MMBTU. Este es el precio del llamado gas nuevo que incluye al gas convencional y el no convencional (SHALE GAS). Esto corresponde a un aumento del 30 % para el precio máximo de gas industrial y de casi 300 % para el gas promedio en boca de pozo. Esta medida afectará principalmente a las industrias que deben establecer contratos convenientes de abastecimiento, ya que el precio del gas en general no sufrirá tales aumentos, en parte subsidiado por el estado y porque no sería sustentable o competitivo tener un precio mucho más alto que el internacional de producción en el largo plazo. Esta medida fue adoptada para reducir la importación del Gas de Bolivia a 12 USD/MMBTU y el GNL a 16 USD/MMBTU.

Es de esperar, sin embargo, que la tendencia en el precio del gas industrial aumente, y este porcentaje de aumento será tenido en cuenta en el análisis de riesgo de las alternativas.

Por último queda evaluar el precio del GNL que será adoptado en este estudio. Los contratos de abastecimiento de la Argentina en los últimos tres años, donde fue necesario importar GNL, se componen con los siguientes precios anuales promedio (Tabla III-5):

Gas Natural Licuado	2010	2011	2012
Precio USD/MMBTU	7,54	12,55	15,71

Tabla III-5. Precio del GNL en Argentina. Fuente: Secretaría de Energía/Aduana

A estos precios se debe agregar el costo de regasificación (costo de alquiler del buque regasificador) que para la Bahía Blanca suele estar entre 1,7 y 1,9 US\$/MMBTU, mientras que para Escobar está entre 2 y 2,2 US\$/MMBTU dependiendo del volumen a regasificar. También el costo de transporte hasta una planta regasificadora incidirá directamente en el precio del GNL para el caso de un gasoducto virtual.

Estos precios son más altos que los precios que un país que cierra contratos de abastecimiento en buenos términos suele pagar. En general el precio que se pagaba en Europa o Estados Unidos hasta el 2011 estaba en el precio internacional del gas más el costo de flete y regasificación, y este no superaba el rango de los 6-8 USD/MMBTU. Para el caso de Latinoamérica se sabe que el precio que paga Brasil o Chile está en 2 USD/MMBTU menos que la Argentina. Actualmente el precio internacional está alrededor de los 12 USD/MMBTU.

Para evaluar el estudio fuera de las circunstancias especiales que atraviesa un país y poder evaluar verdaderas ventajas o desventajas de un combustible frente a otro, se adoptará un precio menor al precio pactado entre el estado y los proveedores internacionales para captar la realidad del análisis a nivel económico y de mercado. Se considerarán los valores internacionales promedios de importación de GNL.

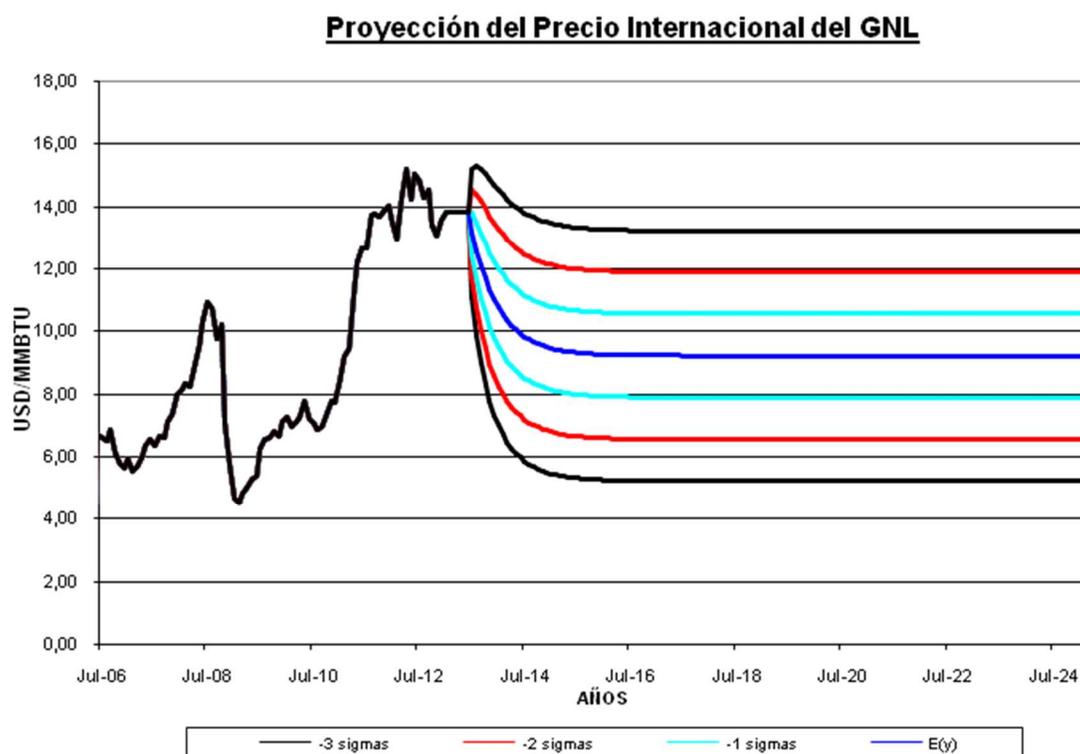


Figura III-10. Proyección del Precio Internacional del GNL. Fuente: datos elaborados a partir de la Energy Information Administration US/index mundi

En el gráfico precedente (Figura III-10) se hace una proyección del precio del GNL pero es un análisis tentativo, porque el precio de GNL está asociado a otras variables dentro de las instalaciones de puertos y buques metaneros que escapan el tratamiento del producto como commodity. Al menos da una idea del precio que se debería estar manejando en el mercado. Los datos fueron obtenidos en base al gas natural licuado de Indonesia, ya que Japón es un país que importa GNL desde hace muchos años. Hay datos desde principio de los años 90 pero estos fueron descartados porque eran valores muy bajos para los que se manejan actualmente. Es difícil pensar en una baja sustentable del precio por menor

demanda u otros motivos como muestra la proyección, porque sustituir la importación del GNL no es tarea fácil, ya que requiere la exploración y explotación de recursos propios en el corto plazo o cambiar la infraestructura del abastecimiento energético.

Se tendrá en cuenta la sólo las variaciones de 2 y 3 sigmas positivo para los próximos 10 años a modo de referencia en el estudio comparativo de gasoductos virtuales.

A continuación se muestra la Tabla III-6. Precio Promedio del GNL. Fuente: datos elaborados a partir de la Energy . Information Administration US/index mundiTabla III-6 de precios probables dónde están marcados los valores a considerar. En el primer año es conveniente considerar el valor de la media.

Precio Promedio del GNL Internacional(USD/MMBTU)							
AÑO	- 3	- 2	- 1	Media	+ 1	+ 2	+ 3
2013	11,08	11,77	12,46	13,15	13,84	14,53	15,22
2014	7,00	8,26	9,52	10,77	12,03	13,29	14,54
2015	5,47	6,80	8,14	9,47	10,80	12,14	13,47
2016	5,26	6,60	7,93	9,27	10,60	11,94	13,27
2017	5,23	6,57	7,90	9,24	10,57	11,91	13,24
2018	5,23	6,56	7,90	9,23	10,57	11,90	13,24
2019	5,23	6,56	7,90	9,23	10,57	11,90	13,24
2020	5,23	6,56	7,90	9,23	10,57	11,90	13,24
2021	5,23	6,56	7,90	9,23	10,57	11,90	13,24
2022	5,23	6,56	7,90	9,23	10,57	11,90	13,24

Tabla III-6. Precio Promedio del GNL. Fuente: datos elaborados a partir de la Energy . Information Administration US/index mundi

Para el caso de la Argentina, dadas las condiciones de contratos desfavorables en el largo plazo, se podría pensar un sobre precio del 20 % sobre los valores mostrados.

Mercado del Gas Oil

La producción de gas oil se ha mantenido estable en los últimos años pero la demanda ha aumentado y la capacidad instalada no es suficiente para abastecerla. En general la capacidad local de refinación no ha sufrido ampliaciones en los últimos años por la falta de inversión en el sector energético y en este momento se encuentra trabajando a más del 90 %. El horizonte de producción no es bueno principalmente por la falta de producción

de crudo y la baja en las reservas. Las importaciones han ido creciendo y los precios internacionales sumado a la baja oferta han impulsado los precios locales.

Si se analiza la oferta, Figura III-11, se observa que la producción de gasoil crece hasta el año 1999 y a partir de allí se mantiene y ronda en torno a los 12 millones de m³ sin poder crecer demasiado. También las nuevas resoluciones de la Secretaría de Energía que exigen menor contenido de azufre y la incorporación de nuevas categorías como el Gas Oil Grado 3 hacen bajar los niveles de producción.

Por otra parte la demanda de gas oil ha ido creciendo después de la crisis del 2001- 2002, antes había registrado un descenso a partir del 1998, y en el año 2003 crece sin interrupciones hasta el año 2008. La disminución experimentada entre los años 2008 y 2009 podría explicarse por la menor actividad económica, principalmente por la crisis del sector agropecuario que demanda el Gas Oil Grado 1. El principal Gas Oil que conforma la demanda y la producción es el Gas Oil Grado 2 usado en la mayoría de las industrias.

Según la Secretaría de Energía éstas son las denominaciones del Gas Oil:

- Gas oil Grado 1: hasta 3000 partes de azufre por millón.
- Gas oil Grado 2 y Grado 2B: hasta 1500 partes por millón en zonas urbanas y 2500 partes por millón en el resto. El Grado 2B se utiliza solamente si el expendedor vende 2 tipos de gas oil Grado 2, siendo el Grado 2B el más barato.
- Gas oil Grado 3: hasta 50 partes por millón.

Oferta y Demanda de Gas Oil

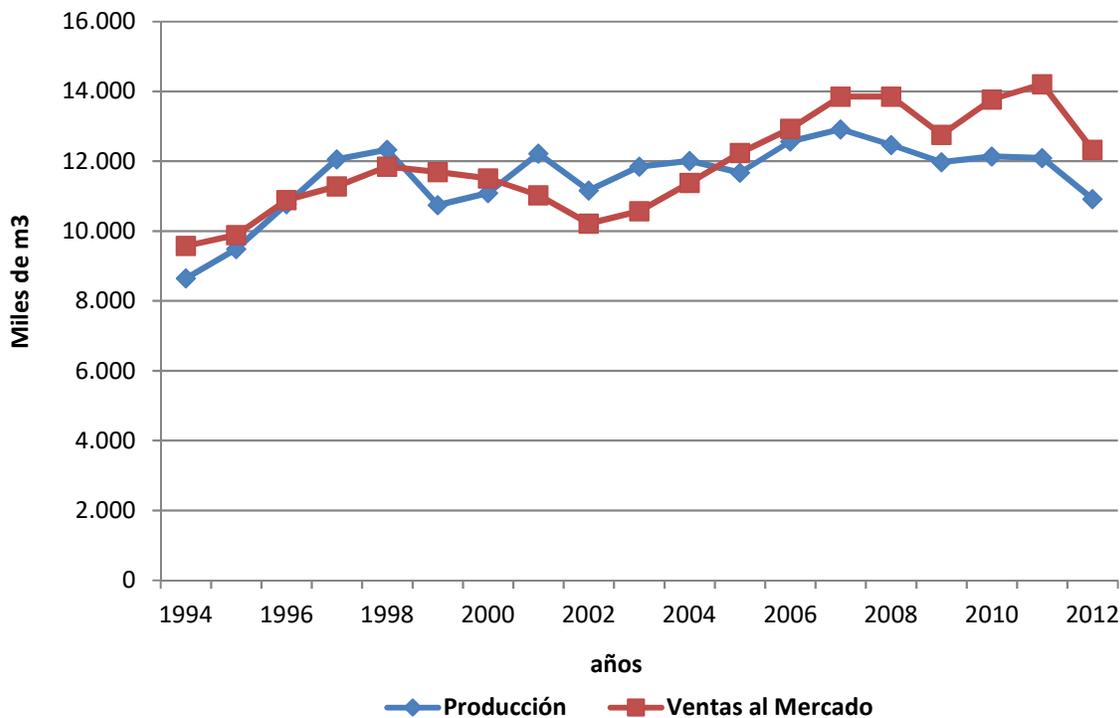


Figura III-11. Oferta y Demanda de Gas Oil. Fuente: datos elaborados a partir de la Secretaría de Energía

Los principales sectores demandantes de gasoil son el agropecuario y el transporte. A partir del año 2004 aparecen las centrales eléctricas como otro de los principales actores en la demanda de este combustible debido a las restricciones en la oferta de gas natural. Según los datos publicados por Cammesa, la demanda de gasoil para este destino en el año 2010 alcanzó los 1,67 millones de m3, el doble del valor registrado en 2008 y representa el 11% dentro de la matriz energética.

Comercio Exterior del Gas Oil

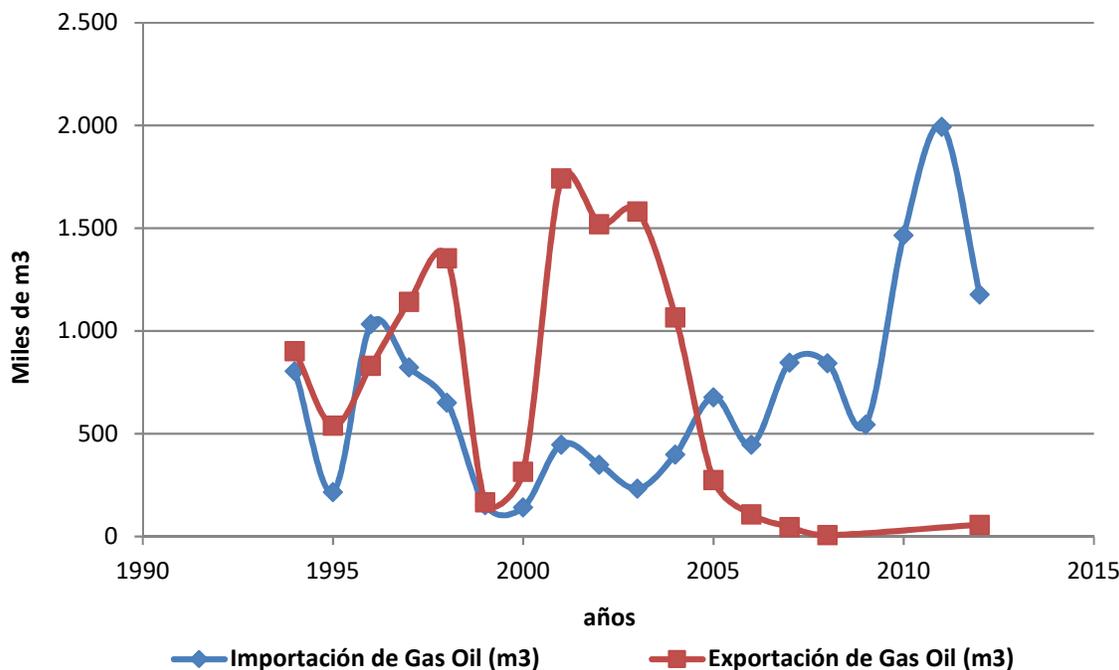


Figura III-12. Comercio Exterior del Gas Oil. Fuente: datos elaborados a partir de la Secretaría de Energía

En el gráfico de comercio exterior de gas oil (Figura III-12) se observa un fuerte incremento de las importaciones en el 2011 y a la vez un marcado descenso de las exportaciones casi a cero en el 2008 y sin aumentos posteriores. La política energética llevó a restringir la exportación para poder abastecer la demanda interna que en los últimos años ha sido superior a la oferta. En definitiva al igual que en el gas natural, el país pasó de ser exportador a ser importador neto de gas oil. Todo esto genera un aumento de los precios internos en el gas oil, y los principales agentes afectados son aquellas industrias y las centrales térmicas que utilizan el combustible.

Para proyectar el precio del gas oil se utilizará el mismo método que con el gas natural, aunque hay que considerar que en este caso ya no se trata de un commodity, estrictamente hablando, porque es un producto que se conforma a partir de procesos de refinación y porque la demanda y oferta es más específica. Sin embargo al precio se lo puede tratar como un commodity a nivel internacional porque está atado a muchos factores y es difícil predecir el precio en función de la oferta, precio del crudo (representa

alrededor del 80 % del precio del gas oil sin impuestos), demanda u otros indicadores como el PBI o desarrollo industrial.

En general los precios del gas oil se dan en USD/lit, en este estudio se convierten las unidades a USD/MMBTU para comparar los precio en referencia al gas natural. La conversión adoptada es la siguiente:

GAS OIL	Poder Calórico (kcal/lit)	8620	(lit/MMBTU)	29,25
---------	---------------------------	------	-------------	-------

Tabla III-7. Conversión Adoptada en el Gas Oil

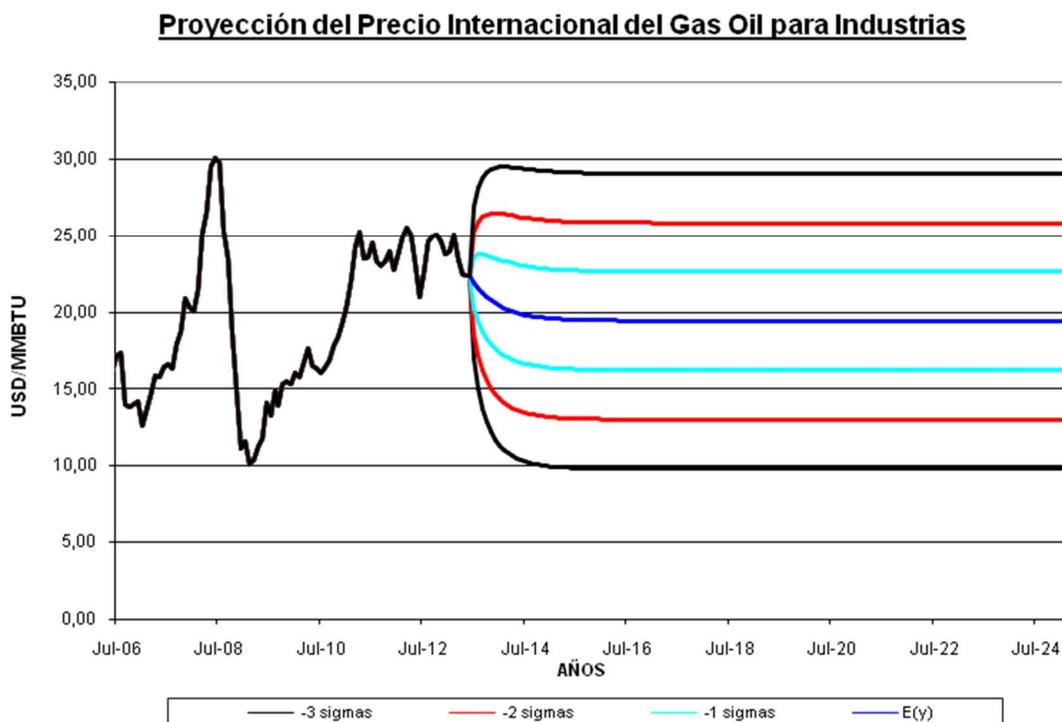


Figura III-13. Proyección del Precio Internacional del Gas Oil. Fuente: datos elaborados a partir de la Energy Information Administration US/index mundi

En la proyección de la Figura III-13 se muestra que el gas oil tiende a bajar a nivel internacional para ser consistente con los datos históricos. Sin embargo, en este caso es

de esperar cierto crecimiento en el precio para los próximos años, por eso se tomará como referencia el desvío máximo de 1 sigmas positivo en el análisis comparativo de gasoductos virtuales. No se comporta exactamente como un commodity, por lo tanto es posible un aumento sostenido del precio teniendo en cuenta los mercados internacionales que cada vez demandan más este producto por desarrollo industrial o por nuevas aplicaciones. Además el gas oil se elabora a partir de varios procesos de refinación y si la calidad del crudo no es buena se debe incurrir en un mayor costo para obtener el mismo producto.

La Tabla III-8. Precio Promedio del Gas Oil. Fuente: datos elaborados a partir de la Energy Information Administration US/index mundiTabla III-8 muestra la proyección de precios adoptada:

Precio Promedio del Gas Oil Internacional(USD/MMBTU)							
AÑO	- 3 σ	- 2 σ	- 1 σ	Media	+ 1 σ	+ 2 σ	+ 3 σ
2013	16,93	18,59	20,25	21,91	23,57	25,23	26,89
2014	11,33	14,35	17,37	20,40	23,42	26,45	29,47
2015	9,95	13,16	16,36	19,57	22,78	25,98	29,19
2016	9,81	13,02	16,23	19,44	22,65	25,86	29,07
2017	9,79	13,00	16,21	19,42	22,63	25,84	29,05
2018	9,78	13,00	16,21	19,42	22,63	25,84	29,05
2019	9,78	13,00	16,21	19,42	22,63	25,84	29,05
2020	9,78	13,00	16,21	19,42	22,63	25,84	29,05
2021	9,78	13,00	16,21	19,42	22,63	25,84	29,05
2022	9,78	13,00	16,21	19,42	22,63	25,84	29,05

Tabla III-8. Precio Promedio del Gas Oil. Fuente: datos elaborados a partir de la Energy Information Administration US/index mundi

Estos valores deben ser extrapolados a los precios internos para industrias que se han incrementado en los últimos años por el proceso inflacionario y la falta de capacidad de refinación frente a la demanda local que obliga a la Argentina a ser un importador neto de este combustible. Se adoptará un método más simple que el utilizado con el precio del gas dado que los precios locales e internacionales tienen comportamientos más parecidos entre sí.

Sobre la media se observa un descenso final del 20 % en los últimos años de proyección y por otro lado las variaciones máximas están alrededor del 50 % sobre la media.

Con los datos locales se puede hacer la siguiente estimación general para los próximos 10 años del precio sin impuestos en la Argentina:

Precio Promedio Gas Oil Industrias USD/MMBTU		2013	Argentina			
		22				
- 3 σ	- 2 σ	- 1 σ	Media	+ 1 σ	+ 2 σ	+ 3 σ
9	12	15	18	21	23	26

Tabla III-9. Precios Adoptados para el Gas Oil en Argentina

El desvío estándar de 2 y 3 sigma positivo son los más probables dadas las condiciones actuales del mercado en la Argentina dónde la demanda supera a la oferta. De manera análoga es prácticamente imposible que el precio llegue al valor de 1 sigma negativo dado que muy pocas veces alcanzó ese valor mínimo.

El precio del gas oil puede variar aproximadamente en hasta un 20 % según la localización de la venta o la forma del contrato de abastecimiento con refinadoras o revendedoras. La calidad del producto puede traer diferencias en el precio pero no demasiado significativas. La regulación del Estado termina siendo en definitiva el factor de mayor impacto en el precio del gas oil.

Mercado del Fuel Oil

El mercado del fuel oil es más dependiente del precio del crudo que en el caso del gas oil, su composición a está más centrada en la de un commodity ya que se obtiene de la destilación fraccionada del petróleo con más del 50 % de éste. La evaluación de su precio como commodity tiene más historia y tiene un precio más bajo que el gas oil por la mayor simplicidad o singularidad del producto. El mercado del fuel oil no está segmentado como lo está el gas oil, tiene un mercado más general focalizado en el uso para calderas u hornos. Su desventaja frente al gas oil radica en que está más atado a las variaciones del crudo y puede ser comparado con el gas natural a nivel del mercado de commodities. Es decir, tiene menos opciones para diferenciarse y establecerse un mercado estable.

Oferta y Demanda de Fuel Oil

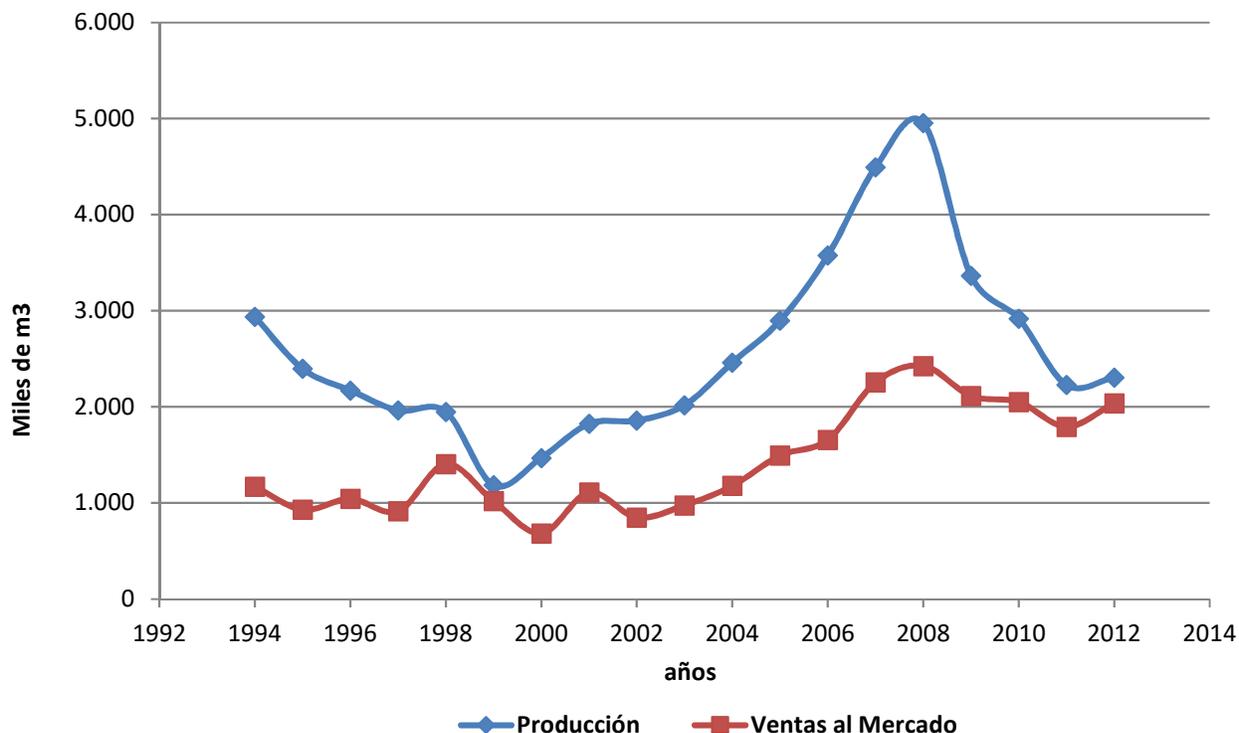


Figura III-14. Oferta y Demanda de Fuel Oil. Fuente: datos elaborados a partir de la Secretaría de Energía

La demanda de fuel oil a nivel local mostrada en la Figura III-14 ha sido siempre superada por la oferta evitando que se dispare el precio de éste. La producción del fuel oil requiere menores costos que la del gas oil y por eso nunca cayó por debajo de las ventas, sin embargo a partir del 2008 se genera una fuerte caída en la producción por los mismos motivos que los demás combustibles en la argentina. El saldo exportador (Figura III-15) fue siempre positivo y las importaciones casi insignificantes, pero en el 2009 y el 2010 fue necesario aumentar las importaciones para suplir la demanda interna a pesar de haber tenido una exportación muy grande en el 2008. El fuel oil resultaba más competitivo en nuestro país, y por eso sus exportaciones eran grandes y casi no había importaciones. Actualmente la demanda interna de fuel oil para reemplazar al gas natural en las centrales térmicas obliga al país a abandonar el mercado exportador.

Comercio Exterior del Fuel Oil

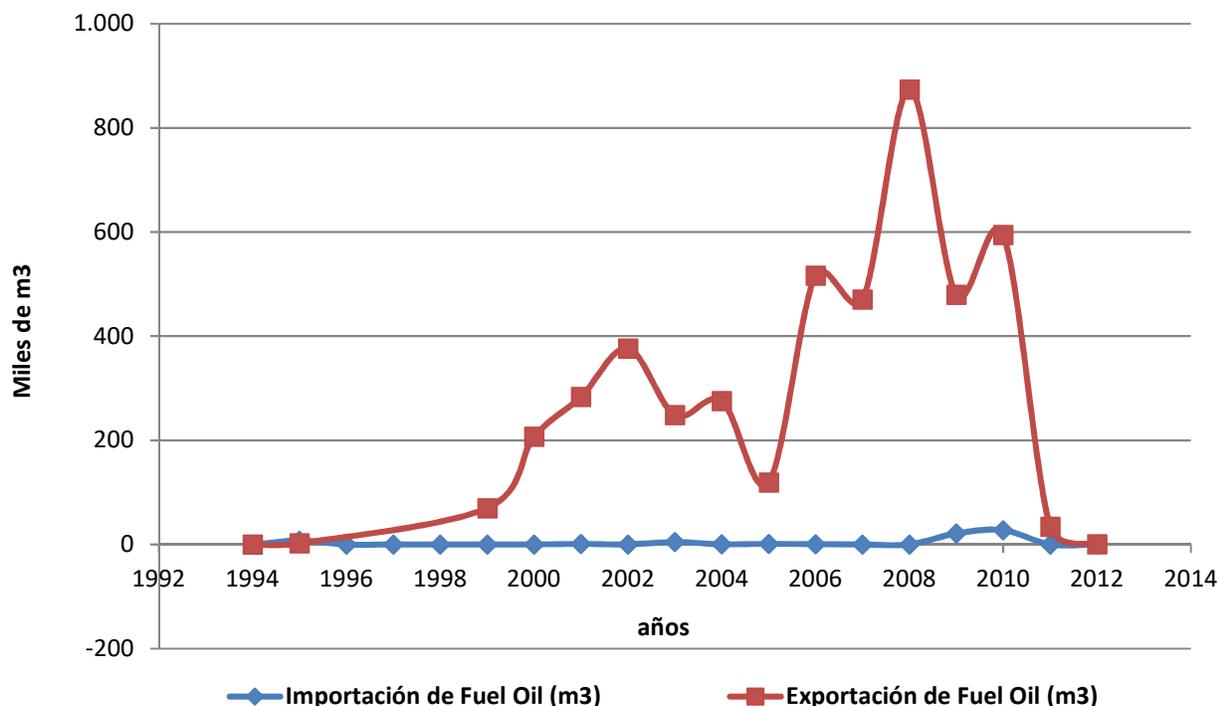


Figura III-15. Comercio Exterior del Fuel Oil. Fuente: datos elaborados a partir de la Secretaría de Energía

El fuel oil ha surgido en los últimos años como una alternativa a la escasez en del gas natural más económica que la del gas oil, teniendo en cuenta que además todavía quedan viejas usinas térmicas que están configuradas para funcionar con fuel oil. Este combustible es más denso, más contaminante y menos eficiente en la generación eléctrica. Su elección se centra principalmente en el costo.

Para la proyección del precio se utiliza los métodos antes citados ya que si bien no es completamente un commodity puede ser considerado como tal. Aquí la conversión adoptada es para pasar a USD/MMBTU es:

FUEL OIL	Poder Calorífico (kcal/lit)	9260	(lit/MMBU)	27,23
----------	-----------------------------	------	------------	-------

Tabla III-10. Conversión Adoptada en el Fuel Oil

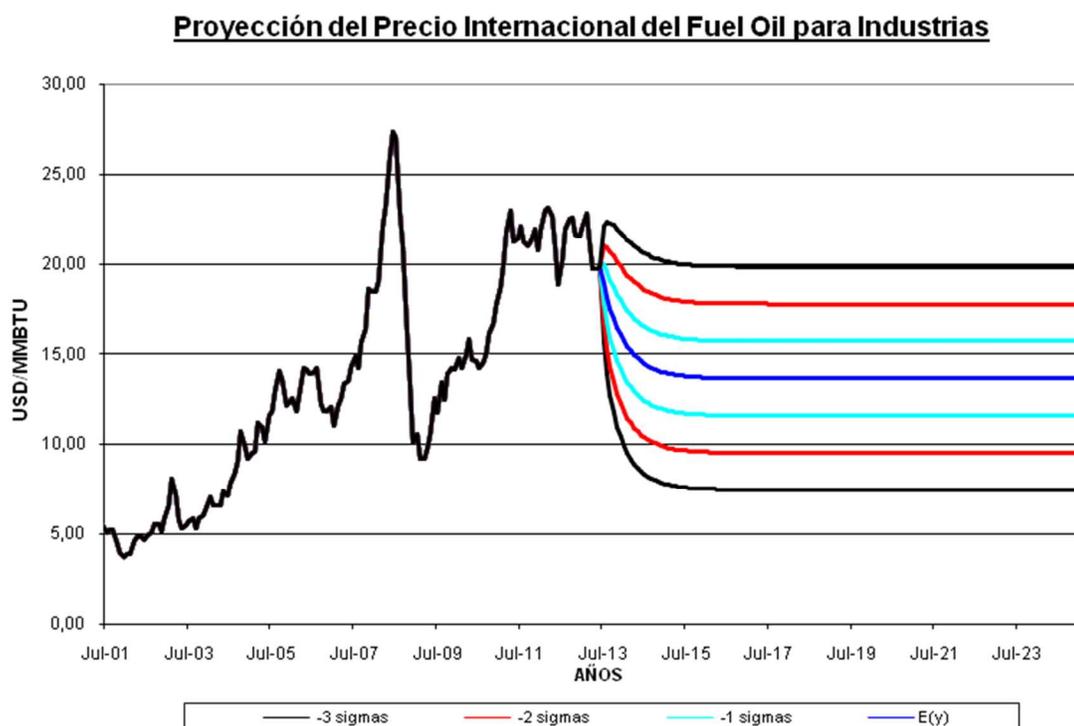


Figura III-16. Proyección Internacional del Fuel Oil. Fuente: datos elaborados a partir de la Energy Information Administration US/index mundi

En la proyección del precio (Figura III-16) se nota una tendencia importante en baja del precio, esto es factible dado que el fuel oil se ha mantenido a precio bajo históricamente. Los datos de años anteriores al 2001 han sido suprimidos porque estos eran estables dese 1986 alrededor de 3,5 USD/MMBTU y la tendencia internacional indica que los aumentos en forma sostenida en los precios de los combustibles no van bajar demasiado para los próximos años. Por lo tanto fue necesario descartar esos datos para no afectar una proyección fuera de rango. Teniendo en cuenta que este combustible se comporta más bien como un commodity pero que existe una tendencia en el aumento de los precios internacionales se tomará como referencia en el análisis comparativo la desviación 1 sigma positivo. La tendencia del fuel oil estará sujeta más bien a la oferta, ya que el porcentaje de aumento de la demanda es cada vez menor en comparación con otros

combustibles y podría competir directamente con el gas de red en un futuro. Se podría considerar un baja considerable para el futuro, más allá de la mostrada en la siguiente proyección.

La Tabla III-11 muestra los precios obtenidos en la proyección:

Precio Promedio del Fuel Oil Internacional(USD/MMBTU)							
AÑO	- 3 σ	- 2 σ	- 1 σ	Media	+ 1 σ	+ 2 σ	+ 3 σ
2013	15,70	16,77	17,83	18,90	19,96	21,03	22,10
2014	9,89	11,83	13,77	15,71	17,65	19,59	21,53
2015	7,79	9,85	11,91	13,96	16,02	18,08	20,14
2016	7,51	9,57	11,63	13,69	15,76	17,82	19,88
2017	7,47	9,53	11,59	13,65	15,71	17,78	19,84
2018	7,46	9,52	11,59	13,65	15,71	17,77	19,83
2019	7,46	9,52	11,58	13,65	15,71	17,77	19,83
2020	7,46	9,52	11,58	13,65	15,71	17,77	19,83
2021	7,46	9,52	11,58	13,65	15,71	17,77	19,83
2022	7,46	9,52	11,58	13,65	15,71	17,77	19,83

Tabla III-11. Precio Promedio del Fuel Oil. Fuente: datos elaborados a partir de la Energy Information Administration US/index mundi

En el caso del Fuel Oil conviene adoptar directamente la tendencia de los precios internacionales ya que al hacer un residuo de la refinación se lo puede considerar un commodity atado a precios internacionales. En este caso el fuel oil se ha mantenido localmente por debajo de los precios internacionales, pero es probable que de haber escasez en el suministro de gas natural la demanda incremental del fuel oil para sustituir a éste último impulse una suba en el precio. Es importante considerar que la devaluación en la tasa de cambio hace que los aumentos de precio en moneda local no siempre sean reflejados a valores reales (dólares).

Esta sería una estimación del precio sin impuestos para los próximos 10 años:

Precio Promedio Fuel Oil USD/MMBTU		2013	Argentina				
		15					
- 3 σ	- 2 σ	- 1 σ	Media	+ 1 σ	+ 2 σ	+ 3 σ	
6	8	9	11	12	14	16	

Tabla III-12. Precios Adoptados para el Fuel Oil en Argentina

Los valores con desvíos de 2 y 3 sigma positivo pueden ser considerados como los más probables. Los valores mostrados corresponden a los valores promedio, las centrales suelen pagar un 15 % menos (contratos de grandes cantidades) y las industrias un 15 % más.

Balance General de los Combustibles en el Mercado

El mercado de los combustibles que se analizan en este estudio presentan en general una dependencia del precio del crudo o del gas, a su vez el precio del petróleo y del gas depende de la producción y la oferta, y la demanda siempre se ha mantenido acorde al desarrollo industrial y al aumento del consumo con un amplio crecimiento en los últimos años.

Para contrastar las diferencias de mercado de cada combustible encontramos al gas natural como el combustible más económico por el costo de extracción y procesamiento por unidad energética. Luego el gas oil se desarrolla dentro de un mercado segmentado que crece rápidamente, conformado principalmente, por el sector agropecuario, el industrial y el transporte. Por último el fuel oil podría ser considerado el combustible que tiene una demanda muy dependiente de otros factores como lo son el precio del crudo y la oferta de sustitutos. El fuel oil incluso suele ser la última alternativa en varias centrales térmicas.

El gas natural tiene varios usos y segmentos al igual que el gas oil, la segmentación también se hace por tipo de producto (funcionalidad/calidad) o tipo de cliente. El gas natural, sin embargo, sufre la estacionalidad de la demanda más que los otros combustibles por el consumo residencial y comercial en invierno. En ese lapso el precio promedio es más bajo porque el consumo está conformado por los segmentos de menor precio aunque la demanda haya aumentado. Esta relación no se da con los demás combustibles porque no tiene las mismas regulaciones y disposiciones del estado, que protegen o subsidian determinados sectores. Se podría decir que el mercado del gas es más dependiente de la situación general del país y de sus leyes. Por otro lado el gas oil y el fuel oil están más ligados al mercado internacional. El Gas Natural no tiene la misma infraestructura de almacenamiento y transporte que tienen los combustibles líquidos y por ello está más sujeto a las regulaciones y a las limitaciones regionales.

El precio del GNC en el punto de inyección a la red ha aumentado más del doble en el último año, precio que es subsidiado para el uso automotor. Actualmente está cerca de

2,5 US\$/MMBTU. Para los fines prácticos de este estudio el precio del GNC a evaluar no es el precio en los sistemas de transporte por gasoductos, porque este está destinado a la generación eléctrica o consumo industrial en hornos o calderas. El precio del GNC a entregar por gasoductos virtuales está conformado principalmente por el precio inicial del gas en boca de pozo, el costo de compresión, el costo de transporte y el costo opcional de descompresión en el punto de entrega. Con esto el precio del GNC puede estar cerca y un poco mayor que el gas de red para industrias y ahí entra a competir más cercano a los precios del gas oil o fuel oil. Este análisis será detallado en el estudio de costos. A continuación (Figura III-17) se muestra un gráfico comparativo de precios de los combustibles en la Argentina antes evaluados para el caso de una industria:

Comparación de Precios de los Combustibles en Argentina

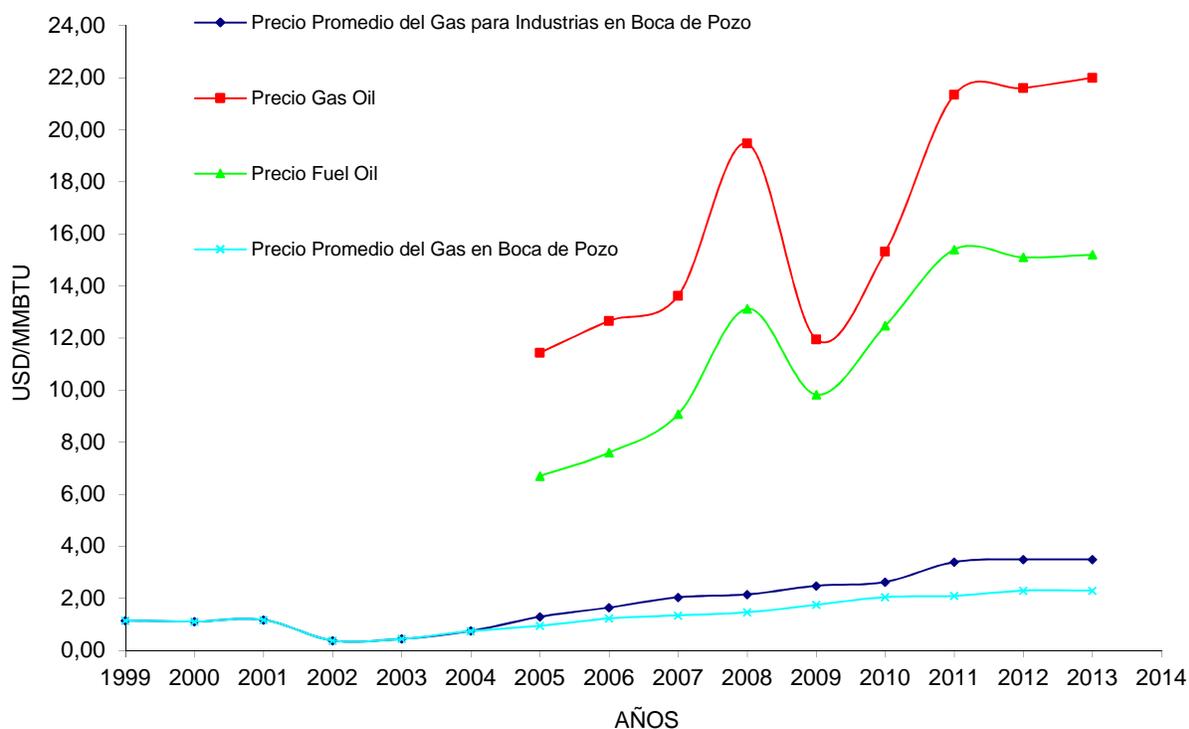


Figura III-17 Comparación de Precios de los Combustibles

Las variaciones desde el 2005 se dan con un crecimiento sostenido hasta el 2008 dónde se produce un salto por la crisis internacional. Luego hay una recuperación y la curva baja, pero finalmente vuelve a subir por la tendencia general en alza de los precios internacionales.

En contraste, el precio del gas es muy inferior al precio del fuel oil y el gas oil, explicando porque la opción del gas de red en industrias o centrales térmicas es la más recomendable. Con esto queda claro que la escasez del gas es la principal razón que obliga a las industrias y centrales térmicas a buscar sustitutos.

El GNL compite principalmente con el gas oil por el alto precio de importación, sin embargo hay que considerar la posibilidad de tener el GNL en tierra mediante planta de licuefacción y entonces los valores de éste serían más bajos. Además, a igualdad de precio por unidad de energía entregada es menos contaminante y más limpio para el equipo de combustión con menos costo de mantenimiento. También es importante ver la diferencia de precios por cuenca para el segmento industrial (Tabla III-13) porque muestran las posibilidades que enfrenta una industria a lo hora de fijar contratos de abastecimiento en función de su localización. También sirve para analizar la alternativa de una conexión directa a la red de transporte mediante la inversión en gasoductos.

Precio del Gas para Industrias (USD/MMBTU)			
AÑO	Sur	Neuquina	Noroeste
1999	0,99	1,29	1,17
2000	0,97	1,27	1,1
2001	1,03	1,36	1,14
2002	0,35	0,46	0,34
2003	0,37	0,54	0,43
2004	0,59	0,9	0,77
2005	1	1,7	1,2
2006	1,2	1,95	1,8
2007	1,5	2,29	2,34
2008	1,65	2,4	2,41
2009	1,7	2,7	3,05
2010	1,8	2,9	3,2

Tabla III-13. Precio del Gas para Industrias por Cuenca. Fuente: ENARGAS

Hay diferencias en los precios de las cuencas por las características de localización de la demanda o por la calidad del gas que se extrae. La cuenca Sur, por ejemplo, es la más

económica, pero luego tiene mayor costo en el transporte si se está en el centro del país, con lo cual los precios que enfrenta una industria cerca de Buenos Aires suelen ser similares según la cuenca de origen. La cuenca Neuquina es la más productiva, pero últimamente ha entrado en declinación y la cuenca que está creciendo es la del Golfo San Jorge (compone la zona Sur junto con la cuenca Austral). La cuenca de Cuyo, por otra parte, (fuera del cuadro) es una cuenca de baja producción.

El último punto importante a considerar es el precio que pagan las centrales térmicas por el gas que está regulado por el estado. El comportamiento de este precio no respondía a ningún patrón estimable hasta el 2005, dónde el precio estaba fijado por el estado en un valor constante. Levemente liberado, desde el 2005 hasta el 2009 el precio subió de 1 USD/MMBTU a 2 USD/MMBTU con un punto medio en 1,5 USD/MMBTU.

Estos precios de gas con destino a generación eléctrica fueron establecidos en pesos hasta Julio 2009 dónde el Gobierno los dolarizó y los incrementó, para congelarlos nuevamente en 2,5 USD/MMBTU. Luego en el último año se produjo un aumento en 5,2 USD/MMBTU para los proyectos de producción nueva (gas plus) que abastecen centrales. Teniendo en cuenta que el precio está principalmente relacionado con las disposiciones del estado, se toma un valor posible con referencia al precio industrial, que es el que más se acerca al precio del gas para centrales térmicas.

Para resumir el análisis comparativo del mercado se establecen los siguientes precios del 2013 (Tabla III-14), cabe aclarar que los precios del GNC y el GNL (falta costo de transporte volcado en el precio) son sólo preliminares para la evaluación del estudio.

Combustible	Precio Promedio (USD/MMBTU) 2013
Gas en boca de pozo USA	3,3
Gas en boca de pozo ARG	2,3
Gas para Industrias USA	4,6
Gas para Industrias ARG	entre 2,5 y 3,5
Centrales Térmicas	entre 2,45 y 5,2
Gas Oil	22
Fuel Oil	15
GNC en módulos de carga	entre 3,5 y 7
GNL para consumo interno	"13,46 + 2 (regasificación) "

Tabla III-14. Resumen de los Precios Actuales de los Combustibles

IV. CONSUMOS PARA LA INDUSTRIA Y LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

El consumo de las centrales para este estudio está basado en el de una central de generación distribuida y el consumo de una industria a evaluar es principalmente el de una mediana o pequeña. Para evaluar las necesidades de estos agentes es importante entender el contexto del abastecimiento de gas para industria y generación.

Consumos en Centrales Térmicas

El desarrollo del mercado y la distribución de la energía eléctrica están limitados por la oferta del gas natural que suele ser el combustible más importante para las centrales térmicas, por ser más económico y menos contaminante. El precio de compra del gas para generación está subsidiado por el estado y gran parte del gas comprado corresponde al gas natural licuado importado que contiene el mayor precio de mercado.

En los últimos años no se ha podido abastecer la demanda total de energía eléctrica provocando cortes e interrupciones del servicio en algunos casos. Los contratos de abastecimiento de gas están por debajo de las necesidades de generación y las centrales de mayor consumo han sustituido en parte el uso de este combustible por gas oil o fuel oil.

En el 2012 el precio del gas para generación eléctrica aumentó, parte del aumento lo sostiene el estado, el resto se refleja en un aumento del precio spot de compra y en la tarifa al consumidor. Aún así siguen existiendo estos problemas en el sector:

- La incertidumbre de precios hace muy difícil la entrada de nuevas inversiones privadas.
- La situación del sector eléctrico es altamente incierta y la demanda crece en forma sostenida pero no se incrementó demasiado la oferta de nueva generación.
- El Sistema Interconectado Nacional (SIN) opera al límite de su capacidad disponible.
- El abastecimiento futuro del gas depende de las importaciones de Bolivia, de GNL y del aumento de las reservas para la producción.

- Atraso tarifario.
- Aumentos de los costos de despacho y almacenamiento por el uso de combustibles alternativos en centrales térmicas (gas oil, fuel oil).

A continuación en la Figura IV-1, la Tabla IV-1 y la Tabla IV-2 se presenta la información sobre el consumo de combustibles en centrales térmicas para el 2011:

Cosumos de Combustibles en Centrales Térmicas 2011

Consumo Equivalente de Gas Natural (MMm3/d; %)

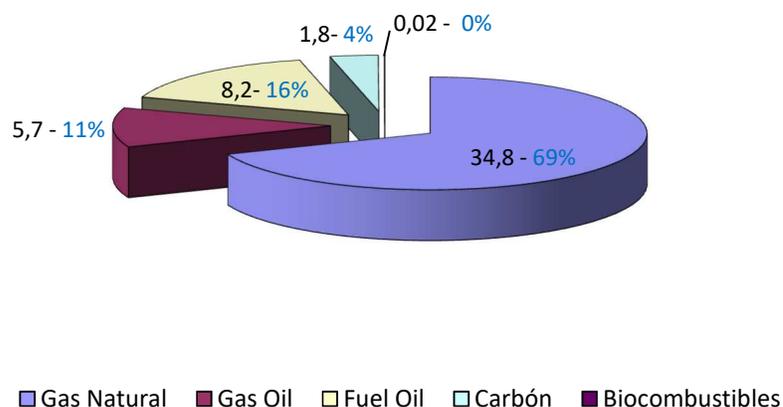


Figura IV-1. Consumo de Combustibles en Centrales Térmicas. Fuente: Cammesa

Combustible	Consumo 2011
FO	2573.5
GO	2019.3
GN	12674.2
CM	999.0
BC	6.9

Tabla IV-1 CM= Carbón Mineral [miles T] GO= Gas Oil [miles m3] dens= 825 kg/m3 FO= Fuel Oil [miles T] dens= 925 kg/m3 BD= Biocombustible [miles T] GN= Gas Natural [miles dam3]. Fuente: Cammesa

TIPO COMBUSTIBLE	CANT.	UNIDAD	GWh	GWh [%]	CEM Equiv.
GAS NATURAL	35	MMm3/día	52894	72%	2013
FUEL OIL	2573	kT	9546	13%	2642
CARBON MINERAL	999	kT	2000	3%	2697
GAS OIL	2019	mm3	9100	12%	1904
BIOCOMBUSTIBLES	7	KT	33	0%	1898
TOTAL GAS EQUIVALENTE	50	MMm3/día	73573		2100

Tabla IV-2. Consumos de los Combustibles. Fuente: Cammesa

Es importante resaltar que el gas natural es el combustible principal en la generación térmica y la oferta de este combustible impacta directamente sobre el mercado eléctrico. El fuel oil es el segundo combustible utilizado para generación y se destaca principalmente en las usinas más antiguas. Por el contrario el gas oil, que lo sigue de cerca, es demandado por las nuevas instalaciones que requieren este combustible y no aceptan al fuel oil como una alternativa de bajo precio. El carbón es un combustible poco utilizado a nivel local porque en el país no se encuentra carbón de alta calidad y éste suele tener bajo rendimiento y ser muy contaminante, y finalmente el biocombustible aún no tiene una oferta muy desarrollada para el consumo de una central.

La generación eléctrica se presenta en una demanda de aumento sostenido en los últimos años como se muestra a continuación en la Figura IV-2, la generación térmica (con gas, fuel oil o gas oil) se ha despegado de la generación hidráulica, principalmente porque ésta última requiere mayor inversión. La crisis que arrastró el 2001 volcó la inversión y las nuevas instalaciones de generación en las centrales más económicas como las de ciclo combinado. Por otra parte, las centrales de mayor consumo han tenido que relegar el volumen de gas natural en los contratos de abastecimiento donde la reducción puede estar alrededor de 1 MMm3/día menos que años anteriores. En el gráfico de consumo promedio de gas por central (Figura IV-3) se puede ver que, si bien el consumo aumenta, no lo hace de forma sostenida como la demanda de generación eléctrica del primer gráfico. Incluso después del 2008 hay una baja en el consumo promedio producto de la baja oferta de gas natural.

Generación por Tipo

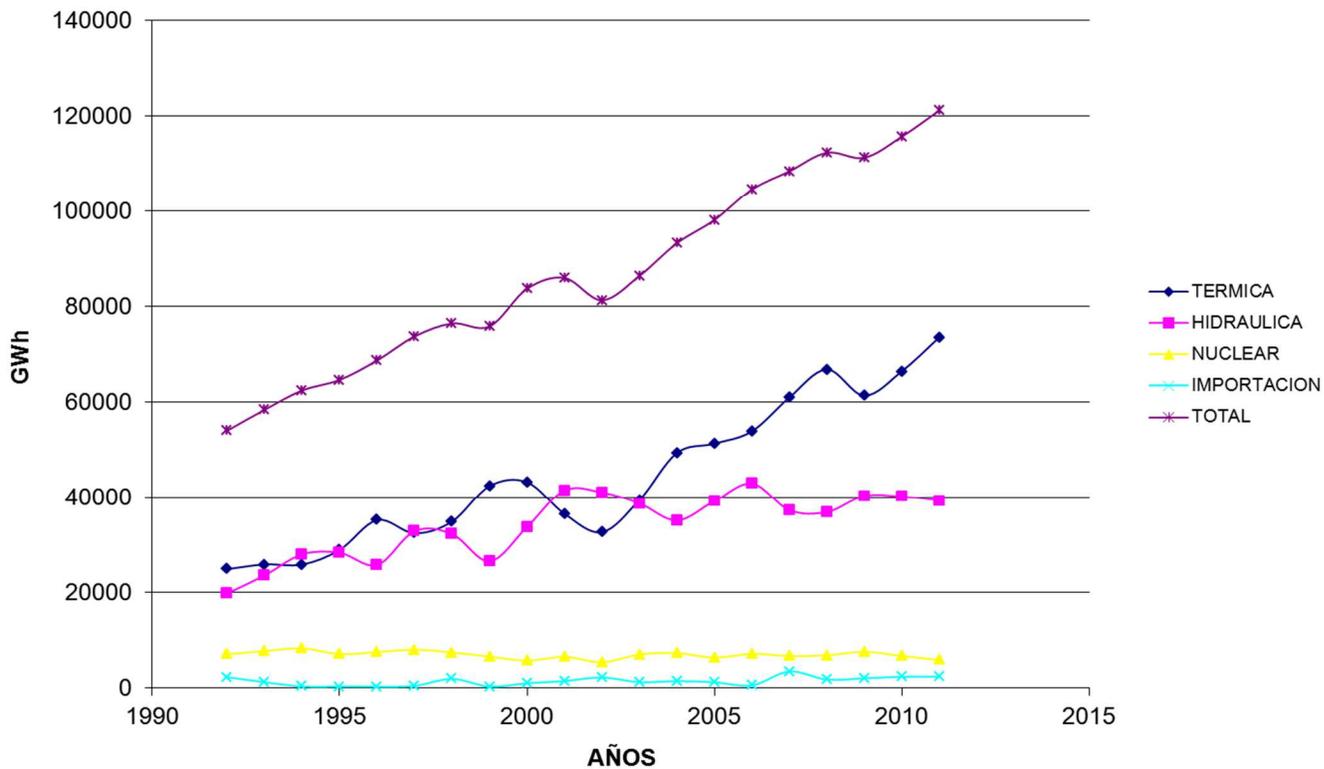


Figura IV-2. Generación por Tipo. Fuente: Cammesa

Consumo Promedio de Gas para Generación Eléctrica

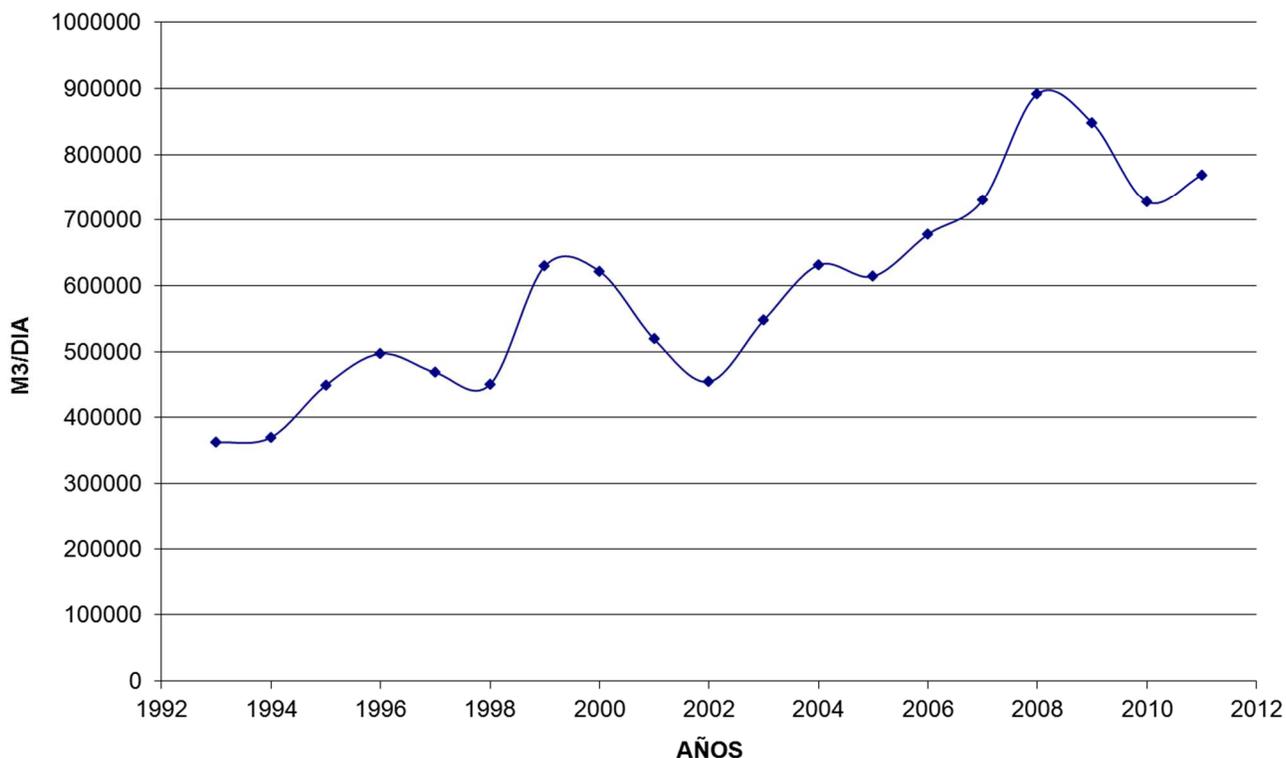


Figura IV-3. Consumo Promedio de Gas para la Generación Eléctrica. Fuente: Cammesa

En general las centrales más importantes tienen consumos por encima de los 1 MMm3/día, pero el consumo promedio se sitúa por debajo. En el caso de las centrales de generación distribuida la mayoría de los valores rondan por debajo de los 100 Mm3/día y la potencia tiene un límite máximo aproximado de 30 MW.

A continuación en la Tabla IV-3 se muestran las potencias promedio de las centrales térmicas y no térmicas:

CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	FT	EO	HID
Potencia Promedio (MW)	370	66	511	15	145	503	1	17	217

Tabla IV-3. Potencias de las Centrales. Fuente: Cammesa

El promedio para una central térmica (TER) está en 145 MW, esto corresponde a 780 Mm3/día con un consumo específico medio de 2500 kcal/kwh. Dentro de las centrales térmicas están las de turbinas a vapor y las de ciclo combinado como las más importantes. Para el caso de una central de generación distribuida (DI) el promedio está en 15 MW y eso corresponde a 80 Mm3/día con el mismo consumo específico. En general al hablar de generación distribuida se puede alcanzar los 160 Mm3/día, pero para el caso de aquellas centrales alejadas de los gasoductos sin acceso a la red la máxima suele estar en los 100 Mm3/día.

El cálculo realizado para obtener los consumos diarios se muestra en la Ecuación IV-1:

$$\text{Consumo} \left(\frac{m^3}{\text{día}} \right) = \text{Potencia (MW)} \times \left(1000 \frac{KW}{MW} \right) \times \text{factor de carga} \times 24 \frac{hs}{\text{día}} \times \text{Consumo Específico} \left(\frac{kcal}{KW} \right) \div \text{Poder Calorífico (kcal/m}^3\text{)}$$

Ecuación IV-1

El desarrollo comercial, la factibilidad técnica y las posibilidades logísticas de los gasoductos virtuales exigen un límite máximo aproximado de 100 Mm3 para no incurrir en altos costos para la flota de transporte o el almacenamiento criogénico en tierra.

Para la consideración de la demanda factible de abastecer en las centrales térmicas se tendrá en cuenta requerimientos de entre 10Mm3 hasta 100Mm3 para comparar las alternativas de gasoductos virtuales frente al uso de combustibles alternativos. Menos de 10 Mm3, en general, requiere el uso de una unidad de transporte con capacidad ociosa, estas cuestiones de dimensionamiento serán tratadas en detalles la sección carga y transporte del análisis comparativo. Igual se muestra a continuación las necesidades para hasta una potencia de 30 MW (límite aproximado de una central de generación distribuida) para no reducir el análisis.

Estos serían los valores correspondientes para diferentes escenarios teniendo en cuenta la referencia cuantitativa del gas natural en las centrales térmicas de generación distribuida. La Tabla IV-4 está realizada en función de centrales con un consumo específico de 2500 kcal/Kwh con un factor de carga de 0,85. Pueden existir otros consumos, incluso más bajos y entonces el rendimiento sería mayor y las necesidades serían menores. Por el momento se presentan estos valores de referencia para estimar la máxima demanda posible de combustible con la generación correspondiente.

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	Volumen m ³ de GNC/día	Volumen m ³ de GNL/día	m ³ de Gas Oil/día	m ³ de Fuel Oil/día	Potencia (MW)	Generación (MWh/día)	Generación (GWh/año)
1	10.000	40	16,7	9,3	8,7	1,6	33,6	12,3
2	20.000	80	33,3	18,6	17,4	3,3	67,2	24,5
3	30.000	120	50,0	27,9	26,0	4,9	100,8	36,8
4	40.000	160	66,7	37,2	34,7	6,6	134,4	49,1
5	50.000	200	83,3	46,5	43,4	8,2	168,0	61,3
6	60.000	240	100,0	55,8	52,1	9,9	201,6	73,6
7	70.000	280	116,7	65,1	60,7	11,5	235,2	85,8
8	80.000	320	133,3	74,4	69,4	13,2	268,8	98,1
9	90.000	360	150,0	83,7	78,1	14,8	302,4	110,4
10	100.000	400	166,7	93,0	86,8	16,5	336,0	122,6
11	110.000	440	183,3	102,3	95,4	18,1	369,6	134,9
12	120.000	480	200,0	111,6	104,1	19,8	403,2	147,2
13	130.000	520	216,7	120,9	112,8	21,4	436,8	159,4
14	140.000	560	233,3	130,2	121,5	23,1	470,4	171,7
15	150.000	600	250,0	139,5	130,1	24,7	504,0	184,0
16	160.000	640	266,7	148,8	138,8	26,4	537,6	196,2

Tabla IV-4. Posibles Consumos para Centrales de Generación Distribuida

En la tabla se considera al GNC una compresión a 250 bar y para el GNL una reducción de 600 veces su volumen de gas natural a presión atmosférica y temperatura ambiente. El Gas Natural se especifica según metros cúbicos de 8.400 Kcal y para el Gas Oil y Fuel Oil se tienen en cuenta los siguientes valores de poder calorífico inferior:

Combustible	Gas Natural	Gas Oil	Fuel Oil
Poder Calorífico (kcal/m ³)	8.400	8.620.000	9.260.000

Tabla IV-5. Poder Calorífico de los Combustibles

Con estos datos se puede iniciar el estudio comparativo de abastecimiento para una central térmica. Otro punto importante es la estacionalidad durante el año para el abastecimiento de gas y los demás combustibles, ya que al aumentar la demanda residencial en el invierno dejan sin gas a muchas centrales que llenan el faltante con combustibles sustitutos. La oferta insuficiente de gas en el mercado y las regulaciones que priorizan el consumo residencial generan la estacionalidad que se muestra a continuación en la Figura IV-4, dónde al bajar el abastecimiento de gas natural en las centrales térmicas sube la demanda del gas oil y el fuel oil. Este punto será tenido en cuenta para la evaluación del almacenamiento y uso de los combustibles en el análisis de factibilidad y

costo. Es importante destacar que pueden existir costos a los que se incurre al cambiar el combustible durante el año por el mantenimiento y la adaptación de las instalaciones. Tener un solo tipo de combustible puede traer ahorros en el costo del proceso de generación de electricidad, siempre que se disponga de tal combustible.

Demanda Mensual de Combustibles en Centrales Térmicas

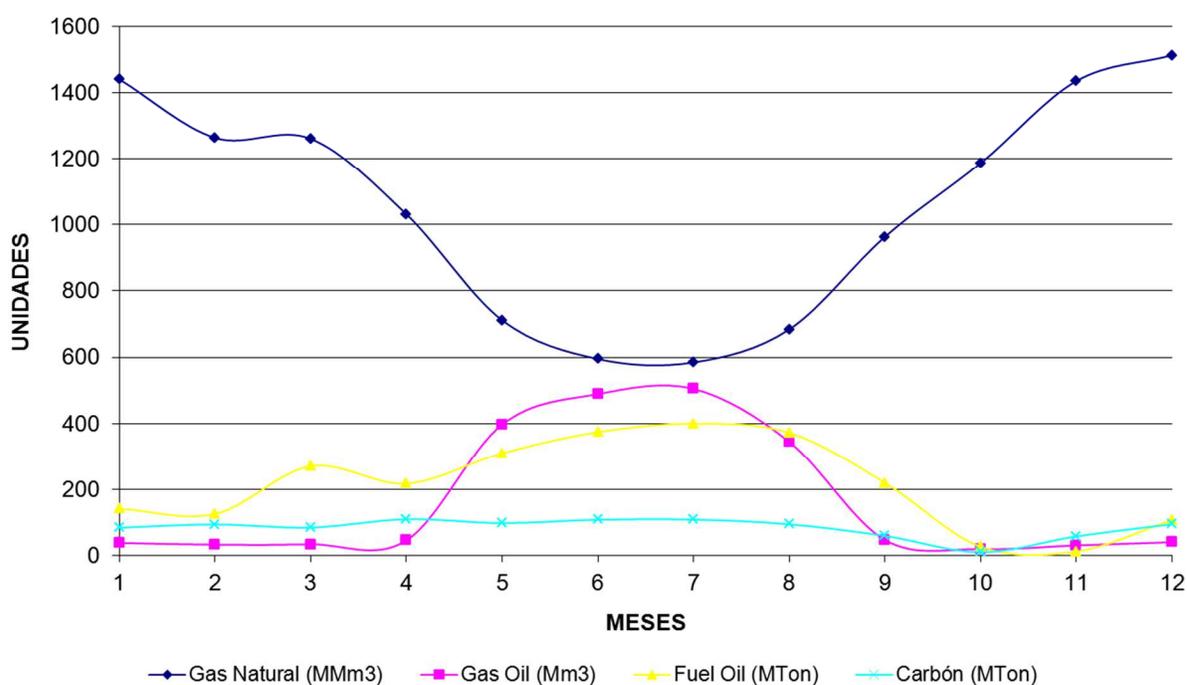


Figura IV-4. Demanda Mensual de Combustibles en Centrales Térmicas. Fuente: Cammesa, las unidades utilizadas se aproximan a unidades energéticas equivalentes

El uso de combustibles alternativos es cada vez mayor, y este contexto pone en riesgo a las centrales y demás agentes del mercado eléctrico por la variación o aumento de los costos. La alternativa de obtener el gas por un medio distinto al del gasoducto o red es importante para los generadores porque les puede proporcionar la oportunidad de usar un único combustible y no depender de la escasez o regulaciones del abastecimiento en el transporte y distribución del gas. La producción y las reservas del gas natural van a ser las variables que determinen la generación de electricidad en el largo plazo pero analizar otras alternativas de obtención del gas puede brindar soluciones en la gestión del

suministro de combustibles para enfrentar demandas variables y crecientes. Las centrales de generación distribuida sin acceso a la red de gas enfrentan un escenario diferente dónde la decisión pasa por la construcción de un gasoducto o el abastecimiento por gasoductos virtuales, teniendo en cuenta que estos últimos proporcionan flexibilidad de uso y elección de distintos combustibles.

Consumos en Industrias

Las industrias son aquellos agentes que más tienen que repensar el uso y la sustitución de combustibles, ya que ante la falta de gas natural en el sistema de transporte y distribución, luego del corte de suministro a las centrales térmicas hasta su mínimo técnico, son las que siguen en recibir los cortes de gas. Los principales sectores que demandan al gas como combustible son varios, a continuación en la Tabla IV-6 se presenta el porcentaje de consumo de la industria en el 2005, dónde la actividad industrial fue relativamente alta.

Sector	Porcentaje de Consumo
Siderurgia	24.1%
Alim y Bebidas	17.6%
Min. No Metalicos	16.1%
Quimica	6.3%
Papel y Celulosa	4.3%
Textil	1.3%
Metalmecanica	0.9%
Automotriz	0.7%
Plasticos y Caucho	0.6%
Cuero	0.4%

Tabla IV-6. Consumo de los Sectores Industriales. Fuente: Secretaría de Energía

También se debe considerar el uso en las destilerías (incluido el gas de proceso) y en las aceiteras que también es alto. Y en los últimos años se incrementó mucho el consumo en

la industria química, la petroquímica, materiales cerámicos, vidrios, cementos e industria yesera.

El incremento en el uso del gas u otros combustibles se explica por el propio ciclo de crecimiento que transita la industria, por el cambio en el mix de productos y la producción de nuevos productos con requerimientos de insumos distintos.

Los otros combustibles más demandados son el gas oil, el fuel oil y el propano en menor medida. Según la composición interna del consumo de productos petrolíferos por agrupaciones de actividad, el consumo de gas oil representa un gran porcentaje en las industrias manufactureras como en la del material de transporte, maquinaria y equipo mecánico, y también en la industria textil de confección, cuero y calzado. Se destaca, por su parte, el consumo de fuel oil en las papeleras y la metalurgia. En tanto, el mayor consumo de propano se alcanza en la industria química y de otros productos petrolíferos (gasolina, butano...), y en la de caucho y materias plásticas.

El volumen de gas entregado a industrias tuvo aumentos importantes desde el 2002 de 10.000 MM³ a 12.000 MM³ en el 2011 como se mostró en la introducción del estudio.

Para entender el nivel requerido de gas diario en una industria se muestra el gráfico de consumo promedio dónde se puede ver una diferencia a partir del 2005 dónde se produce la nueva categorización de grandes usuarios. La línea que desciende corresponde a la consideración de las pequeñas y medianas empresas de mayor consumo como grandes usuarios. La línea superior es la línea hipotética que refleja la continuación del consumo promedio de aquellas industrias que siempre fueron consideradas como grandes usuarios. En ambos casos es evidente la baja en el consumo después del 2006 producto de la escasez del gas. El consumo promedio (Figura IV-5) se sitúa alrededor de los 40000 m³/día para el 2011, este valor es muy inferior a al consumo de una central térmica, por lo tanto es importante resaltar que la factibilidad de gasoductos virtuales se adapta mejor para el caso de una industria dónde los requerimientos son menores.

Consumo Promedio de Gas en Industrias (Grandes Usuarios)

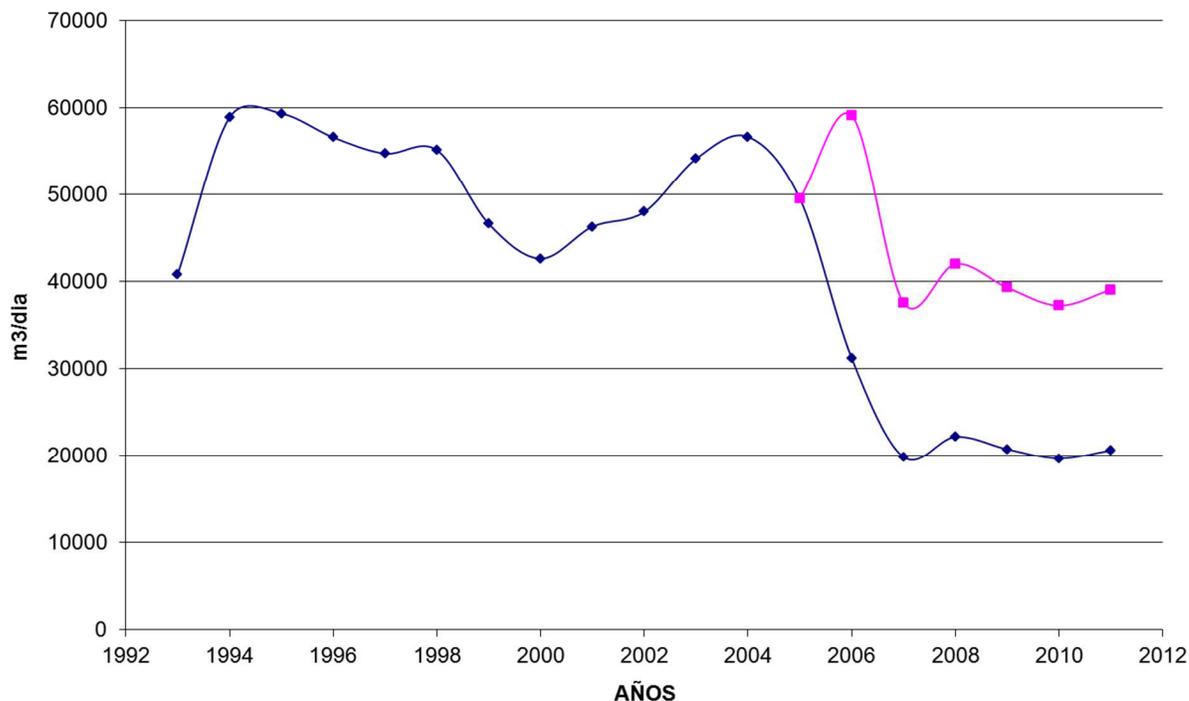


Figura IV-5. Consumo Promedio de Gas en Industrias. Fuente: ENARGAS

Un esquema similar (Tabla IV-7) a las necesidades de las centrales, pero más acotado, se puede deducir para iniciar la comparación de alternativas de suministro de combustibles teniendo en cuenta el poder calorífico de cada combustible. No se tiene en cuenta aún el almacenamiento o el rendimiento en el uso, pero proporciona una referencia del consumo necesario para procesos de combustión y liberación de calor.

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	Volumen en m ³ de GNC/día	Volumen m ³ de GNL/día	m ³ de Gas Oil/día	m ³ de Fuel Oil/día
1	10.000	40	17	11	10
2	20.000	80	33	22	20
3	30.000	120	50	32	30
4	40.000	160	67	43	40
5	50.000	200	83	54	50
6	60.000	240	100	65	60
7	70.000	280	117	76	70
8	80.000	320	133	86	80
9	90.000	360	150	97	90
10	100.000	400	167	108	100
11	110.000	440	183	119	110
12	120.000	480	200	129	121
13	130.000	520	217	140	131
14	140.000	560	233	151	141
15	150.000	600	250	162	151
16	160.000	640	267	173	161

Tabla IV-7. Posibles Consumos en Industrias

V. ZONAS SIN ACCESO A LA RED

El estudio de las zonas sin el acceso a la red de distribución define las posibilidades de las alternativas de transporte y la disponibilidad de los centros de distribución cercanos. En la Argentina las principales zonas sin acceso a la red son abastecidas por distribuidores o subdistribuidores de GNC o GLP. El GLP destinado principalmente para consumo residencial y el GNC para consumos más grandes. En el caso actual del GNL importado éste es regasificado en Bahía Blanca o Escobar y no existe aún la distribución por medio de tanques de almacenamiento criogénico. En algunos países de Latinoamérica ya existe la distribución del GNL por medio de plantas que licuan el gas y camiones aptos que realizan el transporte de los tanques. Pero en Argentina sólo hay una planta de almacenamiento criogénico y es exclusiva para reserva de capacidad en el sistema de red.

Las áreas de distribución de GNC y GLP están ubicadas en las zonas lejos del perímetro de los gasoductos o dónde los gasoductos de transporte no tienen desarrollada una red o city gate.

El GNC es transportado en cilindros directamente o en módulos transportables para mayores consumos. Es éste último caso el que corresponde a un gasoducto virtual, ya que los volúmenes que transporta se parecen más a los de un gasoducto. El GLP se diferencia de los gasoductos virtuales porque su composición es diferente a la de un gas de gasoducto convencional y está compuesto por hidrocarburos más densos como el propano y el butano. No ha sido adoptado por las industrias y los grandes consumidores porque tiene un mayor precio y por que no es considerado como un combustible de grandes consumos. Sólo en el segmento residencial, que cuenta con un subsidio, se hace al GLP en garrafa o en tanques de baja escala una alternativa viable. Otra variante del gas fuera del gasoducto es el GNP que toma el gas directamente a presión de gasoducto (20-40 bar), pero está desarrollado en zonas muy específicas y no es práctico el traslado del gas una presión inferior a la del GNC. El transporte de GNL es la otra forma de transportar altos volúmenes de gas en reemplazo de un gasoducto y es la alternativa que más condiciones de seguridad exige.

En el mapa a continuación de la Figura V-1 se ven las zonas de gran extensión que no tiene una red desarrollada (dónde no hay puntos rojos), como son:

- Oeste de Santa Cruz
- Centro de Río Negro
- Sur de Mendoza
- Sur de Córdoba
- Centro de la Pampa
- Norte de Santa Fe
- Oeste de la Rioja
- Oeste de Catamarca
- Norte de Santiago del Estero
- Zona Noreste del Litoral (sin red de gas)

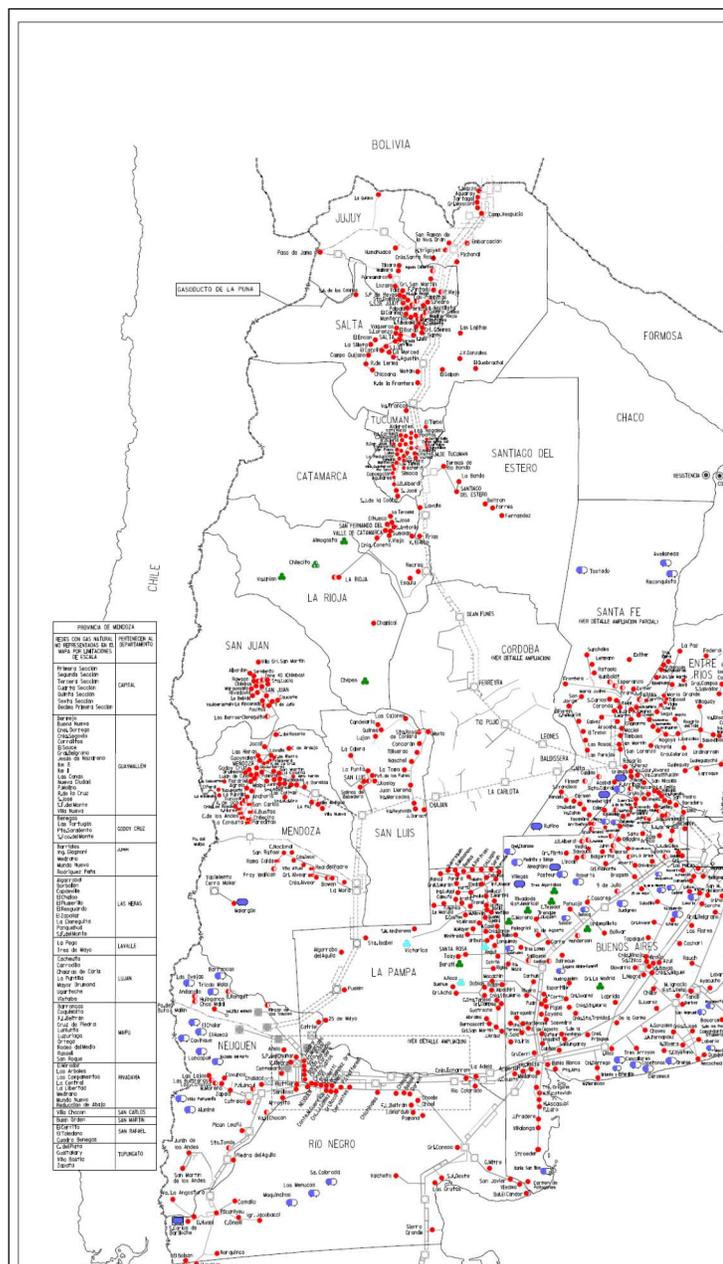


Figura V-1. Infraestructura de Red de Gas Natural en Argentina

Algunas zonas no tienen una geografía que las hagan habitables y en otros casos la población no llega a los 1500 habitantes. Hay zonas montañosas que no permiten incluso el asentamiento de la actividad agrícola o industrial. Sin embargo, muchas zonas están ocupadas por complejos mineros o industrias siderúrgicas que demandan altos niveles de combustibles y la posibilidad de llegar con gasoductos virtuales es una alternativa factible. Por otro lado la zona noreste del Litoral todavía

está en desarrollo y no hay una red de gas natural convencional establecida, sólo hay pequeñas redes abastecidas por GLP.

Hay varias zonas alejadas de los gasoductos que son abastecidas con GLP (puntos azules) o GNC (puntos verdes). Incluso en Neuquén, que es la provincia con mayores reservas de hidrocarburos, tiene zonas donde no llega la red y están abastecidas con GLP.

Galileo es una empresa que trabaja con distribuidoras y subdistribuidoras en la Argentina y otros países a nivel internacional en el transporte y desarrollo de gasoductos virtuales de GNC. La empresa provee los equipos para la compresión, carga, almacenaje, transporte, descarga y regulación.

Algunos proyectos realizados por la empresa en la Argentina, que incluyen el segmento residencial, son los siguientes a modo de ejemplo:

Zona	Descripción	Consumo (m ³ /día)	Cant. Camiones/día	Recorrido (km)
Córdoba	8 localidades al Sur (20.000 habitantes)	30.000	5 VST4	No informa
Catamarca	Minera del Altiplano	100.000	8 VST8	160 (1 viaje/día)
Santa Cruz	Mina Manantial Espejo	40.000	6 VST4	400 (1 viaje/día)
Mendoza	Industrias Yeseras de Malargüe	12.000	3 VST4	No informa

Tabla V-1. Proyectos realizados con Gasoductos Virtuales. Un camión VST N° se refiere a la cantidad de módulos transportables por camión

Los recorridos máximos para llegar a las zonas de consumo se establecen a partir de los yacimientos más cercanos o cercanía máxima a un gasoducto. Si las industrias u otros consumidores no tienen acceso a una red o un gasoducto troncal de transporte, tienen la opción de instalar una estación compresora en conexión al gasoducto más cercano o tomar el gas del yacimiento más próximo para implementar el sistema de gasoductos virtuales.

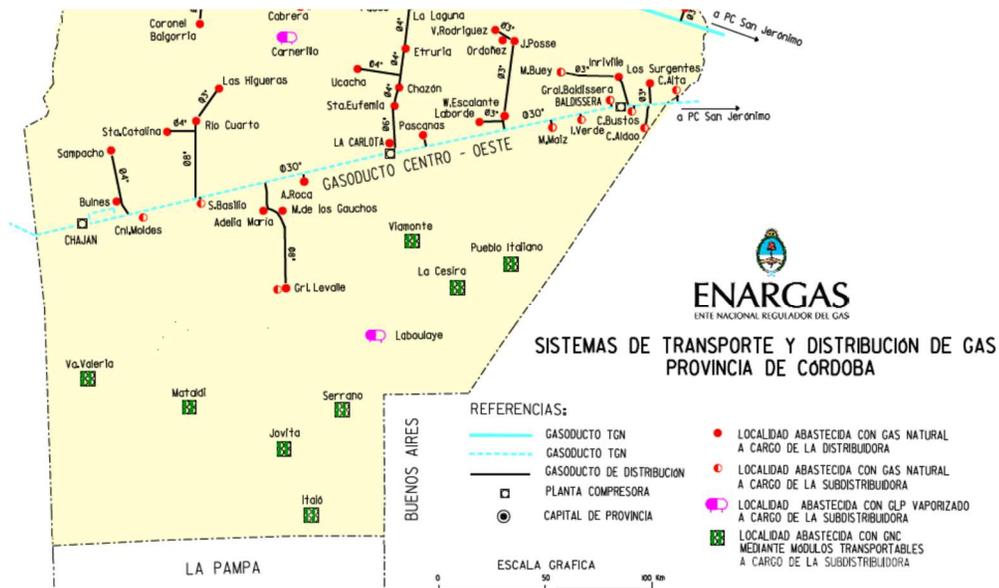


Figura V-2. Localidades al Sur de Córdoba a través de Transgas

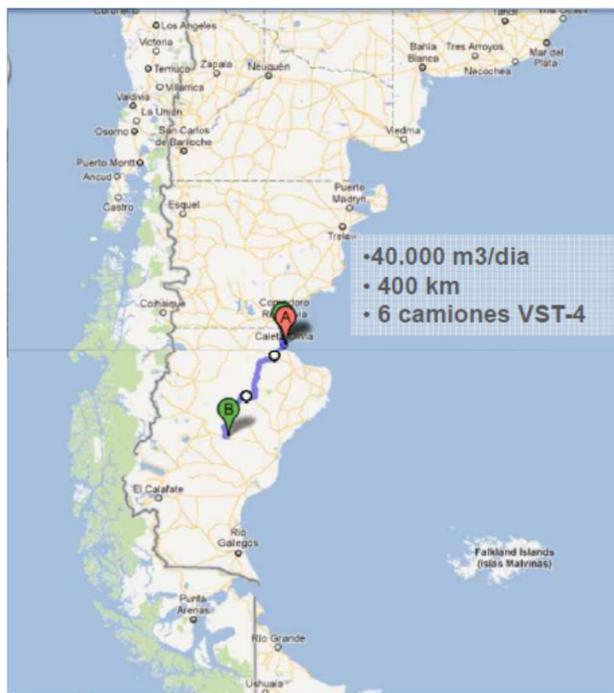


Figura V-3. Proyecto de Mina Manantial Espejo (B) desde el Yacimiento Lomita de la Costa (A)

VI. ANÁLISIS TÉCNICO PRELIMINAR DE GASODUCTOS VIRTUALES

Se han realizado estudios en varios países de latinoamérica dónde se analiza la alternativa de gasoducto versus un gasoducto virtual por GNC o la entrega de garrafas, cilindros o tanques de GLP. Claramente, a medida que aumenta el volumen de demanda aumenta la conveniencia de un gasoducto y por el otro lado a medida que aumenta la distancia aumenta la conveniencia de un gasoducto virtual. Para el caso del GLP, y como se mencionó anteriormente, éste es sólo conveniente para volúmenes pequeños de consumo. La manipulación y venta de garrafas o tanques a granel está centrada y subsidiada para el uso residencial. En el consumo industrial de pequeña escala se utilizan los cilindros de GLP para talleres, actividad en planta o tareas de campo dónde a veces es necesario transportar el combustible para su uso. Las características de almacenamiento en combinación con el precio no lo hacen conveniente al GLP para el uso a gran escala.

El GNC se ha desarrollado como la alternativa más económica de gasoducto virtual para distancias largas en tierra, el sistema permite adecuar un sistema flexible y eficiente. Los módulos de carga, los sistemas de compresión y descompresión, el gerenciamiento del proceso y la experiencia en la Argentina con este tipo de combustible son las razones principales del reciente crecimiento y desarrollo del sistema. La Argentina fue uno de los primeros países en adoptar el GNC como combustible de venta al público para transporte y actividad industrial. El know-how en la manipulación y uso del combustible sumado a normas eficientes y desarrolladas posibilitan que hoy muchos países demanden equipos, tecnología e infraestructura para gasoductos virtuales por GNC.

Al compararlo contra la inversión de un gasoducto se hace más rentable el sistema cuando aumenta la distancia y no así el volumen de gas por día. El siguiente gráfico de la Figura VI-1 muestra esta relación:

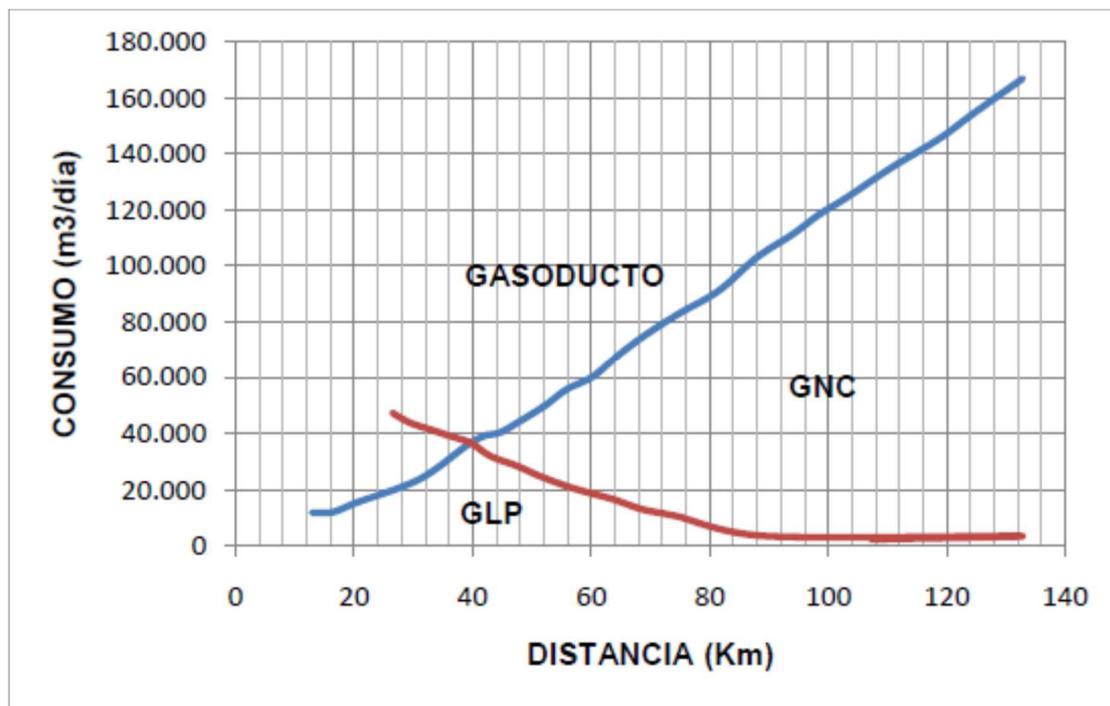
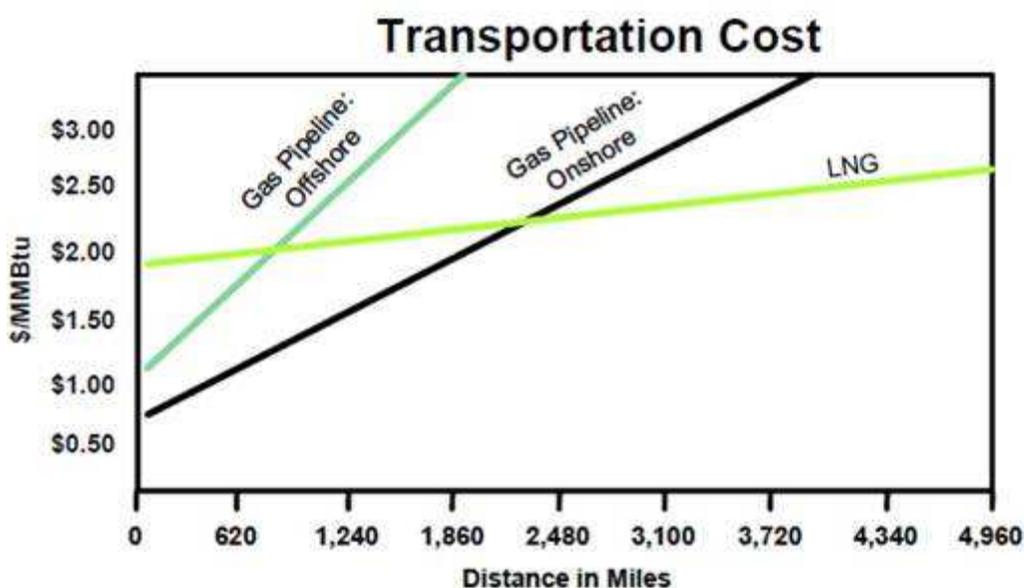


Figura VI-1. Gasoducto vs GNC y GLP. Fuente: COINOR Ltda.

Sin embargo el transporte a granel de GNC tiene sus limitaciones ya que a medida que las distancias se incrementan también se incrementa su costo. Es ahí donde aparecen otras alternativas como el GNL, el gas oil y el fuel oil que ocupan menos espacio de almacenamiento y transporte.

El GNL siempre ha tenido su propósito para largas distancias y consumos a gran escala, es más barato que el fuel oil y el gas oil, y se desempeña de forma eficiente a través de buques metaneros que mediante un proceso de regasificación inyectan el gas directo en el gasoducto. Las condiciones de transporte en tierra no son tan favorables para el GNL por el tamaño que ocupa y las condiciones de seguridad que exige si se lo compara con el fuel oil y el gas oil. Estos últimos provienen de refinерías o centros de distribución y almacenamiento estratégicamente ubicados para balancear oferta y demanda. Los costos de transporte también son más económicos porque la distribución está organizada para varios segmentos y varios clientes. El problema de estos combustibles radica en su precio asociado al costo de refinación y del petróleo. En la Argentina principalmente, la falta de inversión en plantas de refinación ha perjudicado el desarrollo de la capacidad productiva y así la competitividad en el precio de estos combustibles.

El GNL se presenta entonces como una alternativa al transporte de gas natural por cañerías de alta presión o gasoductos. A medida que aumenta la distancia a la cual el gas debe ser transportado, disminuyen las ventajas económicas del gasoducto frente al GNL. En efecto, si bien ambos constituyen infraestructuras de transporte relativamente fijas, los costos de capital y operativos del gasoducto crecen exponencialmente con su longitud, mientras que un sistema de GNL tiene una sola componente variable con la distancia: el transporte marítimo, tradicionalmente mucho más económico por m³ transportado. Aquí se muestra en la Figura VI-2 una comparación del costo de transporte en USD/MMBTU por millas náuticas (1,852 km).



Source: Institute of Gas Technology.

Figura VI-2. Gasoducto vs GNL

Por dicha razón se admite hoy que para distancias superiores a los 4.000 Km (cruce de las líneas) el transporte de GNL es más económico que el transporte por gasoducto. Si bien esta afirmación general no tiene en cuenta particularidades como: obstáculos tales como cruces de ríos, montañas, selvas, etc. en el caso de gasoductos, ni la necesidad de construir costosas instalaciones portuarias en el caso de las terminales de GNL.

Otra alternativa, aún en estado experimental, es el GTL (Gas-to-Liquids), que consiste en la conversión del gas natural en un combustible sintético. Es ideal para monetizar reservas remotas de gas porque, a diferencia del GNL, puede ser transportado en buques tanques

convencionales. Existen dos procesos para producir GTL, a saber: conversión directa de gas e conversión indirecta de gas de síntesis. El proceso directo elimina la necesidad de producir gas de síntesis, pero requiere gran cantidad de energía y es difícil de controlar. El problema principal del GTL es la magnitud de la inversión inicial requerida –del orden de los 3.700 millones de dólares para una planta de tamaño comercial- y el hecho de que, por falta de aplicación, aún no se ha producido la usual reducción de costos por mejora tecnológica o economía de escala.

Si se piensa la misma lógica de transporte para el GNC, sería mucho más fácil comprimir gas en la terminal exportadora, cargarlo en buques especialmente equipados con tanques a presión y descargarlo directamente en puntos adyacentes a la red del país importador. La inversión en instalaciones fijas en tierra sería mucho menor, pero se necesitarían 3 veces y media más buques para transportar el mismo volumen de gas que con GNL. Y lo que realmente ha conspirado contra la implementación de este medio es el riesgo asociado a la operación con buques conteniendo tanques presurizados. Si se entiende el peligro que encierra un gasoducto operando a presiones del 80/120 bar y se compara con un tanque flotante a 200 bar, se comprende fácilmente la prevención que genera.

VII. TECNOLOGÍA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

Gasoductos Virtuales

GNC

El esquema principal de funcionamiento de los gasoductos virtuales está compuesto por una primera etapa de compresión del gas, una segunda etapa de almacenamiento y transporte en módulos de carga y finalmente el proceso de descompresión a través de una estación reguladora destinada a proveer el gas para un consumo específico. La Figura VII-1 muestra el esquema.

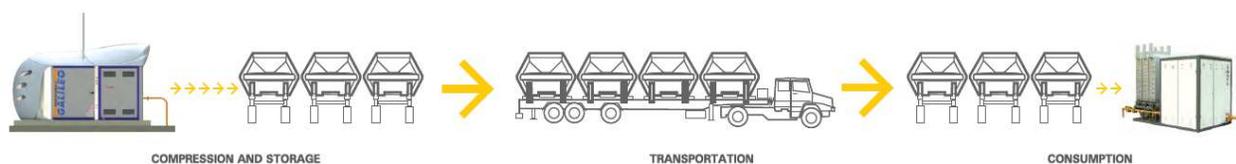


Figura VII-1. Gasoducto Virtual de GNC.

Para describir los componentes del sistema de gasoductos virtuales con GNC se tratan los siguientes puntos:

- Estación de Compresión
- Sistema de Almacenamiento e Intercambio
- Sistema de Transporte
- Estación Reguladora
- Sistema Integrado SCADA

El destino de los gasoductos virtuales comenzó siendo las estaciones de GNC para combustible vehicular, pero en este caso se describirán los equipos necesarios para el

abastecimiento de un cliente industrial o de generación eléctrica, dadas las condiciones del presente estudio.

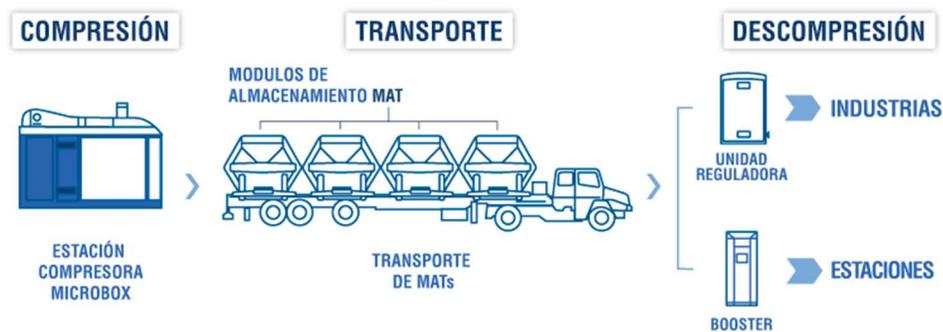


Figura VII-2. Gasoducto Virtual de GNC

Estación de Compresión

La etapa de compresión depende de las características del gas (presión, temperatura) y de su ubicación. El gas puede ser tomado de diferentes fuentes, a saber:

- Gasoductos existentes. → Compresor Microbox / Microskid
- Pozos de producción de gas natural. → Compresor Wellhead
- Plantas de tratamiento de gas natural. → Compresor Booster / Microbox
- Estaciones de GNC. → Compresor Nanobox - Surtidor
- Biodigestores.

Cada situación descrita requiere la utilización de un compresor determinado.

El gasoducto virtual para industrias o centrales térmicas de bajo consumo puede estar configurado partir de un compresor en boca de pozo o de un compresor que se conecta a un gasoducto.



Figura VII-3. Compresor en boca de pozo (Wellhead)

El compresor es considerado la parte más importante de en la distribución del GNC, ya que es la pieza fundamental, de mayor costo y el que más problemas puede ocasionar por un mal diseño y operación, por eso es necesario un conocimiento detallado del mismo. La instalación, mantenimiento y operación de los compresores y demás equipos deben cumplir con la normatividad vigente.

Para el caso de tomar la presión a través de un gasoducto, la presión de succión de la estación compresora depende del sitio en donde se pueda conectar con la red, sabiendo que a mayor presión de succión menor inversión y menores costos de operación se requieren. En general se recomienda adecuar la unidad de compresión a una conexión a gasoducto que esté en el orden de los 250 psig o 17 bar en una línea de transmisión o distribución ya que en estos casos la presión suele ser estable. A mayores presiones se tendrán menores consumos y mayor capacidad en el compresor pero pueden existir fluctuaciones que alteren el rendimiento del mismo si, por ejemplo, la conexión es directa con una transportista que puede operar a más de 400 psig.

Para aumentar la presión desde 250 psig hasta 3600 psig se requiere de una unidad compresora que tiene el conjunto motor-compresor, un tanque compensador de presión, filtro de entrada, sistema de enfriamiento, sistema recolector de condensados, tablero eléctrico, sistema de seguridad de gases y alarmas, y almacenamiento completo.

Para abordar el análisis de gasoducto virtual con GNC y estimar los costos se toma la opción de captar el gas por medio de gasoducto, se tiene el equipo de compresión Microbox de la empresa Galileo (Figura VII-4 y Figura VII-5) con las siguientes características:

El diseño compacto, su transportabilidad y su simple conexión, facilitan su eventual expansión, recolección y financiación del equipo. Cuenta con motor eléctrico o a gas, cerramiento a prueba de explosión, puente de medición, blow-down de succión, panel de control con pantalla táctil y transmisión de datos vía modem, almacenamiento propio, secuencia de prioridad de llenado, detección y corte de gas, y detección y extinción de incendios.



Figura VII-4. Compresor Microbox

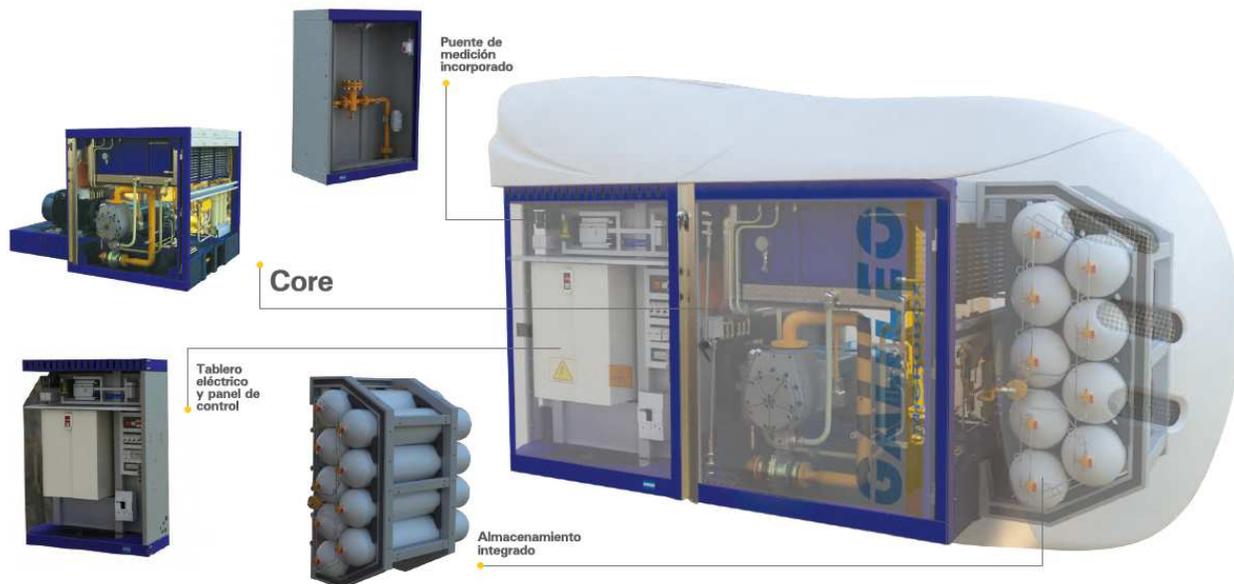


Figura VII-5. Compresor Microbox

La unidad de compresión se compone de los siguientes elementos:

- **El conjunto motor-compresor** aumenta en tres etapas la presión del gas de 200 psi aproximadamente en la línea de distribución, hasta los 3600 psi (250 bar) requeridos para su almacenamiento. Aun cuando el motor puede ser de gas o eléctrico, por facilidades de manejo y por precio se toma el motor eléctrico. El compresor es del tipo recíprocante (Figura VII-6), separable y de accionamiento directo. Existen diferentes capacidades y configuraciones que pueden alcanzar los 3000 m³/hora de gas comprimido según la cantidad de compresores por unidad y la presión de succión, pero en el siguiente caso se tomará el compresor más utilizado hasta el momento dentro de la línea de gasoductos virtuales, que opera alrededor de los 1800 m³/hora, para simplificar el análisis.

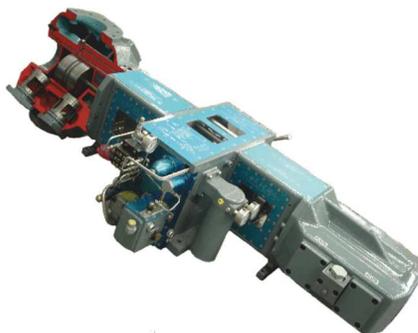


Figura VII-6. Compresor Reciprocante

- **El tanque compensador** sirve para suministrar en forma estable el gas que va a ser comprimido y lograr una operación continua.
- **El filtro de entrada** sirve para eliminar sólidos e impurezas que traiga el gas. Del buen funcionamiento de este depende el comportamiento apropiado del elemento de regulación y de los demás elementos del proceso. Generalmente son del tipo de malla con algodón prensado.
- **Sistema de enfriamiento:** durante el proceso de compresión se genera calor que es necesario eliminar mediante el sistema de enfriamiento que opera sobre las diferentes etapas del gas que se está comprimiendo.
- **Tanque de Recuperación:** los condensados que se producen se van recogiendo y se almacenan en este tanque.
- **El tablero eléctrico** tiene el sistema de arranque para el motor y las protecciones y controles de la parte eléctrica.
- **El sistema de seguridad de gas y alarmas** tiene todos los instrumentos, válvulas e indicadores que permiten una operación segura y facilitan la operación de la unidad.
- **Almacenamiento propio:** está compuesto por varios cilindros conectados entre sí, con sus válvulas de seguridad e instrumentos de medición. Los cilindros pueden estar en posición vertical u horizontal según el modelo. El sistema está incorporado dentro de la cabina del compresor Microbox (Figura VII-7).



Figura VII-7. Almacenamiento Propio

A la salida del módulo de compresión la tubería y las torres de llenado permiten conectar el o los módulos de almacenamiento que serán transportados a las estaciones de descompresión. Las torres de llenado son estructuras metálicas que tienen válvulas de cierre y mangueras para dos alimentadores de módulos de almacenamiento.



Figura VII-8. Instalación Microbox



Figura VII-9. Instalación Microbox

Para evaluar el monto de la inversión de la unidad de compresión se detalla la especificación de compra:

Modelo	Presión de Succión	Capacidad
MX2 200	4 bar - 20 bar	1000 - 1800 m ³ /h
Nivel de Operación	17 bar	1800 m ³ /h

Tabla VII-1. Especificación Microbox

Consumo Compresor	
5110	h/año
1800	m ³ /h
0,11	kwh/m ³
0,16	usd/kwh

Tabla VII-2. Consumo Microbox

La capacidad en 1800 m³/h y el consumo del compresor se establecen según una potencia del motor eléctrico de 220 kw y una presión de succión promedio de 17 bar. Se adoptó este modelo ya que es la alternativa estándar más utilizada que permite balancear mejor la demanda en función de los costos. Esto es útil para establecer un análisis de sensibilidad aproximado de los costos del sistema de gasoductos virtuales.

También se supone que cerca de la conexión a gasoducto existe una conexión eléctrica para una potencia de 220 kw.

Incluye:

- Cabina blindada anti-explosiva.
- Tanque blow-down de aspiración a 250 bar.
- Puente de medición incorporado.
- Batería de almacenamiento de 1.000 Lt. Incorporado.
- Tablero de potencia y control incorporado.
- Compresor recíprocante.
- Motor eléctrico (220 kw) con acople directo, no utiliza fajas ni poleas.
- Tanque de almacenaje.
- Inter y pos enfriadores, refrigerados por aire.
- Tablero de fuerza y control PLC.
- Arrancador tipo Soft Starter.

- Sistema de seguridad activa.
- Panel prioritario de carga.
- Sensores de detención de gases (de atmosfera explosiva) dentro de las cabinas.
- Sistema de extinción de incendios de accionamiento automático.
- Iluminación y cableado anti-explosivo.

Inversión y Costo Estimado:

Inversiones	USD
Compresor Microbox	250.000
Instalación de la Unidad de Compresión	80.000
Lote Mínimo de 800 m ² Estación Compresora	200.000
Conexión a Gasoducto	60.000

Tabla VII-3. Inversiones Compresión

Costo Anual	USD
Costo de Operación y Mantenimiento por Compresor	10.000
Costo Anual de Electricidad del Compresor	150.000

Tabla VII-4. Costo Compresión

Sistema de Almacenamiento e Intercambio

Para transportar y almacenar el gas natural comprimido se utilizan cilindros o tanques de acero, conectados entre sí, los cuales se llenan en la estación compresora a 250 bar (3675 psi.)

Las baterías de almacenamiento están compuestas por cilindros de acero, montados sobre un bastidor de acero o una cubierta modular, con sus válvulas individuales, válvula esférica manual de bloqueo general de salida, válvulas de exceso de flujo, válvula de seguridad por sobre presión y tuberías de interconexión en acero inoxidable.

Los cilindros pueden ubicarse en posición vertical u horizontal. En ambos casos la totalidad de las válvulas y accesorios de maniobras posibilitarán su operación desde el perímetro de la batería.

A continuación en el estudio se analizará el esquema de almacenamiento y transporte de los módulos MAT que serán utilizados para determinar las necesidades de carga y transporte.

Cilindros

Los cilindros de GNC (Figura VII-10) son de acero sin costura para el almacenamiento de gas natural a unas presiones de 3000 psig (200 bar) a 3600 psig (250 bar), fuertemente resistentes con un espesor de pared entre 7 y 9 mm y probadas a 4500 psig con una presión de rotura de 6700 psig. Sus longitudes y diámetros están en 1,5 m y 360 mm respectivamente, y eso representa un volumen de 150 litros hidráulico y de 38, 5 m³ de gas natural comprimido. El peso está alrededor de los 110 kg.

El material en que son construidos es acero 34 CrMo y son fabricados mediante tratamiento térmico (Templado y Revenido).

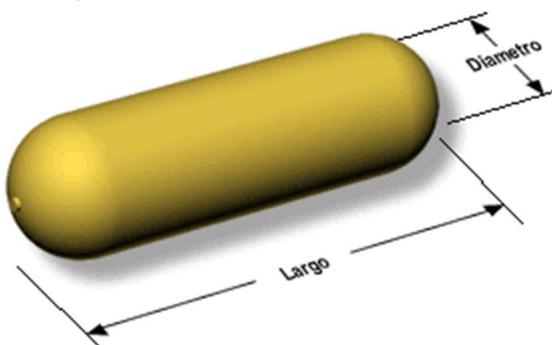


Figura VII-10. Cilindro de GNC

Tubería de alta presión

Comunica los cilindros de almacenamiento entre sí. Las tuberías de alta presión están diseñadas para conducir GNC y soportar presiones hasta de 900 bar (14000 psi) sin sufrir fallas en su estructura; fabricada en acero inoxidable o acero al carbono con baño galvanizado, de una pieza y sin costuras normalmente tienen un espesor de pared entre 1 y 1,5 mm y un diámetro exterior de 6 mm.

Las tuberías dañadas no se deben reparar, sino cambiar por tuberías nuevas.

Manómetro indicador de carga

El manómetro sensor (Figura VII-11) mide la presión del interior del cilindro, conocido como manómetro de resorte o manómetro de Burdons, con una tolerancia de más o menos 5 bar. Graduado en dos escalas con una escala máxima de carga de 400 bar debe ser capaz de soportar el estallido del mismo y contener en su interior todas aquellas piezas móviles que pudieran causar algún daño al usuario con una presión de estallido de 500 bar. Debe ser colocado en un lugar visible en el momento de carga y al resguardo del impacto con uno u otro objeto. Este puede venir provisto con sensores los cuales transmitan en forma de señal eléctrica la cantidad de carga restante en el cilindro, estos sistemas pueden ser del tipo óptico o inductivo. En caso de ser del tipo neumático no sería colocado en el manómetro sino en la línea de alta presión.



Figura VII-11. Manómetro

Parámetros para la revisión periódica de los cilindros

La inspección será realizada al 100% de los cilindros de GNC solamente por personal técnico idóneo y entrenado perteneciente a los centros de revisión de cilindros habilitados y que posean como mínimo el equipamiento indicado.

El proceso y control de calidad de los Centros de Revisión de Cilindros serán supervisados por entes de Certificación que satisfagan los lineamientos de las normas.

Pasos para la revisión periódica de los cilindros

Se debe realizar una Revisión Periódica Obligatoria Programada, cualquiera que sea el estado o haya sido el uso del cilindro, que consistirá de los siguientes pasos.

- a) Control de identificación y carta compromiso de conformidad si aplica.
- b) Vaciado del contenido.
- c) Desválvulado e inertización.
- d) Limpieza exterior.
- e) Inspección visual externa.
- f) Control de roscas
- g) Control de los accesorios fijos y desmontables.
- h) Control del funcionamiento de la válvula.
- i) Inspección de la válvula.
- j) Control de los defectos en el cuello del cilindro.
- k) Limpieza interior.
- l) Inspección visual interna.
- m) Control de la masa o tara.
- n) Medición de espesores de la pared del cilindro por ultrasonido.
- o) Ensayo hidráulico de expansión volumétrica del cilindro.
- p) Secado del cilindro.
- q) Remarcado del cilindro (en la ojiva, fecha de revisión).
- r) Pintura del cilindro.
- s) Documentación del cilindro aprobado, su verificación.
- t) Destrucción del cilindro condenado.

Módulos MAT

Módulo completo con capacidad de 1300 m³ o de 1500 m³ de gas con presión de trabajo de 200 - 250 bar y 15 °C de temperatura en los cilindros. El peso de cada módulo lleno puede alcanzar las 9,4 toneladas y sin gas está entre 6 y 8 toneladas según modelo, su diseño está destinado a resistir todo tipo de impactos. Es el componente principal del sistema modular de transporte, donde se transporta y almacenan los cilindros interconectados que contienen el gas natural comprimido para ser usado en los distintos puntos de consumo.

Cada módulo MAT (Figura VII-12) contiene las siguientes partes:

- Cilindros: donde se almacena el gas comprimido. (hasta 39 cilindros)
- Bastidor: donde se agrupan los cilindros para formar una sola pieza.
- Tubería de interconexión.



Figura VII-12. Módulos Mat

Un Microbox conectado a un gasoducto llenará los módulos de almacenamiento.

El procedimiento de carga de un módulo MAT, solo toma algunos minutos y puede ser realizado por el conductor del camión. Llegado el camión con módulos MAT vacíos, provenientes de los centros de consumo, se descargan sobre las plataformas de carga PAC ubicadas en la estación cabecera y se conectan a la línea de suministro por medio de una válvula de acople rápido. El llenado se produce en forma automática, hasta la presión de seteo del sistema (200 bar a 250 bar).



Figura VII-13. Módulos Mat

Una vez completada la carga, los módulos MAT son nuevamente cargados sobre el trailer del camión, para luego ser transportados hacia los centros de descarga.

Los módulos utilizan un sistema de cascada rotante para su mejor aprovechamiento, reduciendo las pérdidas y manteniendo la presión de trabajo.

El sistema de control electrónico (Figura VII-14) permite automatizar la operación de compresión y descarga con medición de alta precisión y registros de memoria. Incluye sistema de enfriamiento y sistema automático de seguridad.

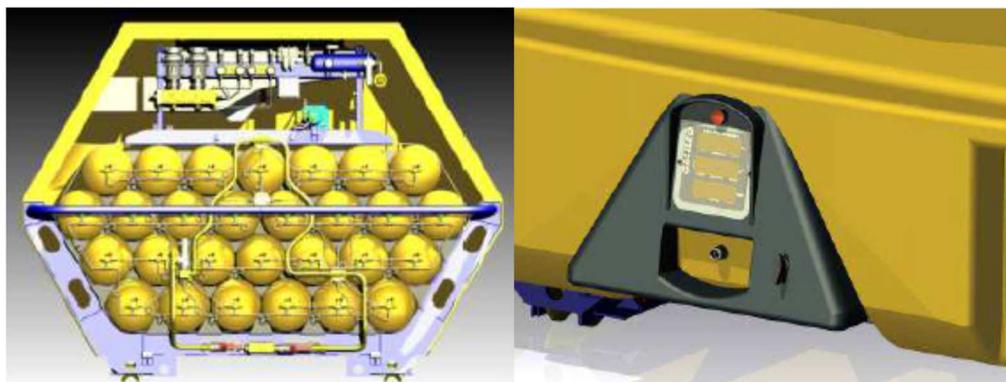


Figura VII-14. Sistema Electrónico de Control

Plataformas

La estructura de las plataformas de carga es autoportante, diseñada y construida totalmente en acero comercial, resistente a la acción atmosférica mediante el tratamiento anticorrosivo que posee. Tiene una tubería específicamente dimensionada para la capacidad de consumo y cuenta con válvulas, sensores y accesorio de operación y control. En la estación de carga y descarga se colocarán tantas plataformas como módulos MAT haya, más una plataforma libre como mínimo. Sus dimensiones son de 1,76 m – 1,38 m – 1,5 m de ancho, altura y largo respectivamente.

Se instalarán de dicha forma para poder cargar los módulos MAT en forma conjunta, dejando una plataforma PAC libre para poder realizar el intercambio con los MAT vacíos que posee el trailer. La plataforma que quedará libre no es siempre la misma, sino que ésta se irá rotando, evitando así el desgaste en exceso de una plataforma en especial. De ser necesaria la instalación de dos o más líneas de plataformas de carga, las plataformas PAC incorporan tubería de interconexión y una válvula actuada que será comandada desde la estación compresora mediante una central computada.

Plataforma de Almacenamiento y Carga (PAC)

Estas plataformas (Figura VII-15) son aquellas que se encuentran en la estación compresora para alimentar, soportar e intercambiar los módulos de almacenamiento.

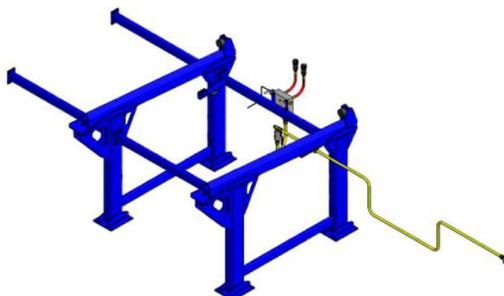


Figura VII-15. Plataforma de Almacenamiento y Carga (PAC)

Plataforma de Almacenamiento y Descarga (PAD)

Estas plataformas (Figura VII-16) son donde se descargan los módulos MAT alimentando las plantas reductoras de presión. Las cuales van a estar interconectadas a las unidades de regulación y medición.

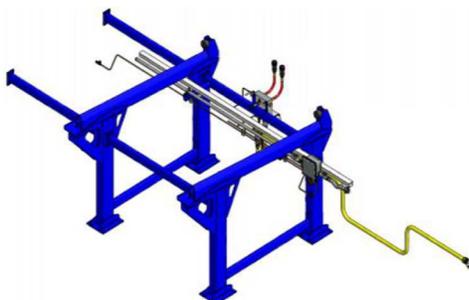


Figura VII-16. Plataforma de Almacenamiento y Descarga (PAD)

Inversión y Costo Estimado:

Inversiones	Módulo	USD
Módulo Mat (incluye cilindros, conexiones, manómetros)	MAT-250-39	80.000
Plataforma de Carga	PAC	6.000
Plataforma de Descarga	PAD	9.000

Tabla VII-5. Inversiones en Almacenamiento de GNC

Costo Anual		USD
Operación y Mantenimiento de cada módulo		500

Tabla VII-6. Costos de Almacenamiento de GNC

Sistema de Transporte

El transporte consiste en utilizar un camión para llevar los módulos de almacenamiento cargados desde la estación compresora hasta la estación reguladora objetivo para su posterior descompresión y distribución por red. Posteriormente se realiza la recolección de los módulos vacíos en esta estación y el regreso hasta la estación compresora para llenado e iniciar nuevamente el ciclo del transporte. Dependiendo de la cantidad de

módulos de almacenamiento que se lleven a una sola estación de descompresión, en un viaje se pueden atender una o más estaciones compresoras.



Figura VII-17. Camión VST 4

Cada posición de carga, queda conformado por dos máquinas ST, montadas sobre el trailer, las cuales actúan como guías de soporte de los dos esquís / patines base de cada módulo MAT. Esta característica, permite la posibilidad de modificar la capacidad instalada de transporte de cada trailer, en función de la demanda de Módulos de los centros de consumo.

Dependiendo de la aplicación, los sistemas de transporte pueden contar con capacidad para 2, 3, 4 o 8 módulos MAT permitiendo distintas configuraciones en función de la demanda. Los camiones funcionan a Gas Oil, pero es probable que en el futuro se puedan adaptar para consumir GNC si las distancias no son muy grandes.

Consumo	0,75	L de gasoil/km
Gas Oil	0,75	USD/L

Tabla VII-7. Consumo del Camión

El transporte ofrece:

- Seguridad y confiabilidad en el transporte módulos MAT, por sistema de enclavamiento.
- Facilidad y rapidez de Carga / descarga de módulos a plataformas fijas en tierra.

- Flexibilidad en cuanto a la capacidad máxima de módulos a ser transportados.
- Posibilidad de ser utilizado en todo tipo de carreteras.



Figura VII-18. Carga del Camión

Inversiones y Costos según la demanda:

Inversiones	Modelo	USD
Camión VST 2	VST 2	100.000
Camión VST 3	VST 3	118.000
Camión VST 4	VST 4	130.000
Camión VST 8	VST 8	160.000

Tabla VII-8. Inversiones en Transporte de GNC

Costo Anual	USD
Operación, Seguros y Mantenimiento de cada Camión	50.000

Tabla VII-9. Costos de Transporte de GNC

Estación Reguladora

Al arribar centro de consumo remoto, los módulos de almacenamiento MAT son descargados sobre plataformas de descarga PAD y conectados a la línea de suministro de alimentación de consumos, sean estos, domiciliarios, industriales, de generación, estaciones vehiculares de GNC, o una combinación de ellos. En aquellos casos en que sea

requerido un suministro de Gas Natural, a una presión inferior a 200 bar, es necesario la utilización estaciones reductoras de presión. Dentro de su línea de Planta Reductoras, Galileo ha desarrollado Plantas Modulares de Regulación (Figura VII-19), de avanzada tecnología, especialmente pensadas para el Sistema de Gasoducto Virtual. Los rangos de operación, especialmente en cuanto a presión de salida y caudal, son muy amplios, ajustándose perfectamente a lo requerido por cada aplicación.



Figura VII-19. Planta Reguladora Modular

Para abastecer a un cliente que no esté interconectado a la red de gasoductos, se requieren unas instalaciones que tengan los siguientes equipos: unidad de almacenamiento, regulación, calentamiento, medición, filtración odorización, toma de muestras, telecomando y limpieza.

Estas plantas Incluyen:

- Unidad Reductora de doble rama
- Cabina de Protección.
- Sistema de Calentamiento.
- Equipo de Medición

- Equipo de Filtración
- Odorización
- Sistema Scada.

La unidad de almacenamiento corresponde a los módulos de almacenamiento que son cargados en la estación compresora y suministran gas a 3600 psi. El equipo de regulación reduce la presión del gas mediante válvulas para entregarlo a presión estable, en general por debajo de los 250 psi en primera etapa y en 60 psi en segunda etapa. El equipo de calentamiento sirve para compensar el enfriamiento que se presenta con la expansión del gas y su necesidad depende de la demanda y de la temperatura ambiente. El equipo de medición permite conocer la cantidad de gas entregada. El equipo de filtración elimina humedad, sólidos e impurezas que puede contener el gas. La odorización permite darle un olor característico para reconocerlo cuando hay escapes de gas natural. Si la compresión se hace con gas odorizado no se requiere tener este equipo en la estación descompresora. Los demás equipos (Sistema Scada) sirven para tomar muestras, controlar la estación, mostrar el control de alarmas y demás información para la correcta operación de la estación.

La cantidad de módulos de almacenamiento debe ser capaz de atender la demanda diaria del cliente y el vehículo transportador (o vehículos si la demanda diaria supera la capacidad de un tráiler) debe abastecerla diariamente. En caso que el consumo diario de la población sea inferior a la capacidad de almacenamiento, este durará más de un día y por tanto el vehículo transportador no tiene que venir todos los días.

Para asegurar la continuidad en el abastecimiento de gas se requiere que siempre esté disponible un módulo de almacenamiento-descompresión de reserva, de tal forma que antes de terminarse el módulo principal, el suministro lo asuma el módulo de reserva. Esta reserva también depende de la distancia a la estación compresora, de tal forma que se garantice que la reserva puede abastecer mientras llegue el vehículo transportador.

Para los fines del estudio se considerarán 2 módulos MAT de reserva para cubrir eventuales faltantes por situaciones especiales de faltantes o problemas con la operación o el transporte.

La estación reguladora seleccionada que mejor se ajusta al análisis comparativo opera hasta 5000 m³/h, se recomienda esta elección para realizar el análisis de dimensionamiento y costo porque si se utiliza una de menor capacidad la variación de la demanda exige la instalación sucesiva de más unidades que conllevan mayores costos. Además si se agrega otra es recomendable en este caso de análisis comparativo (aumento

cada 10.000 m³/día) usar otra de 5000 m³/h porque no es bueno dejar que las plantas operen al máximo de su capacidad.

Existen plantas que operan hasta 10.000 m³/h, pero en ese caso se tendría un costo muy alto por capacidad ociosa en escenarios de bajo consumo y teniendo en cuenta que el máximo probable de demanda en esta análisis es de 160.000 m³/día.

Inversiones y Costos:

Inversión	Modelo	USD
Estación Reguladora	PRP-5000	250.000
Instalación de la Unidad de Regulación		80.000
Lote 1200 m ² Estación Reguladora		250.000

Tabla VII-10. Inversiones en Regulación

Costo Anual		
Operación y Mantenimiento Estación Reguladora		5.000

Tabla VII-11. Costo Anual de Regulación

Sistema SCADA

El sistema SCADA (Figura VII-20) se utiliza para monitorear y gestionar el desarrollo de los gasoductos virtuales. Desde una estación remota se pueden controlar compresores, módulos, reguladores y demás componentes. Hay un seguimiento constante del trayecto de los camiones que permite preparar la llegada a cada estación para minimizar los tiempos y optimizar el trabajo. Con un sistema de tele-medición se pueden garantizar altas condiciones de seguridad y operar en forma flexible de acuerdo a la demanda.

Solo se contabiliza inversión, dado que el costo de gestión está incluido en las demás etapas y el sistema de gasoducto virtual no puede prescindir de este sistema.

Inversión

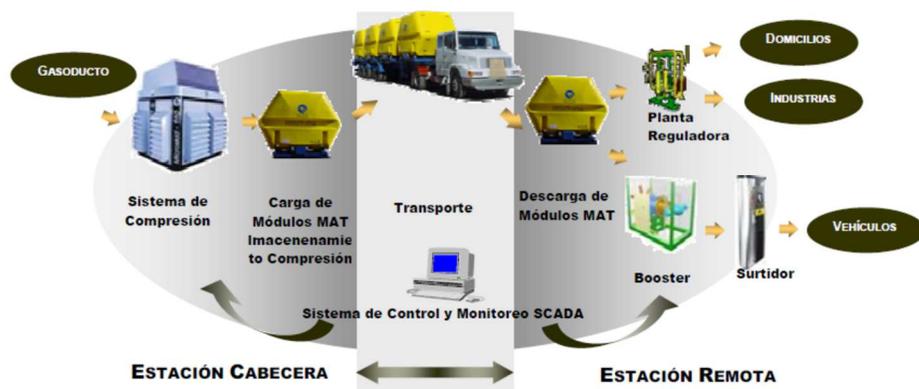


Figura VII-20. Sistema Scada

Inversión	Modelo	USD
Sistema SCADA	SCADA	14.000
Módulo Electrónico de Gerenciamiento	GDM	12.000
Expansión de Módulo de Gerenciamiento	GDM Extensión	9.000

Tabla VII-12. Inversión del Sistema Scada

A continuación se adjuntan dos planos típicos de Layout, para una estación Madre, Figura VII-21, (Estación cabecera donde se efectúa el llenado de los módulos MAT- Mínimo 800 m²) y una estación Hija, Figura VII-22, (Estación remota donde se descargan los módulos MAT - Mínimo 1200 m²).

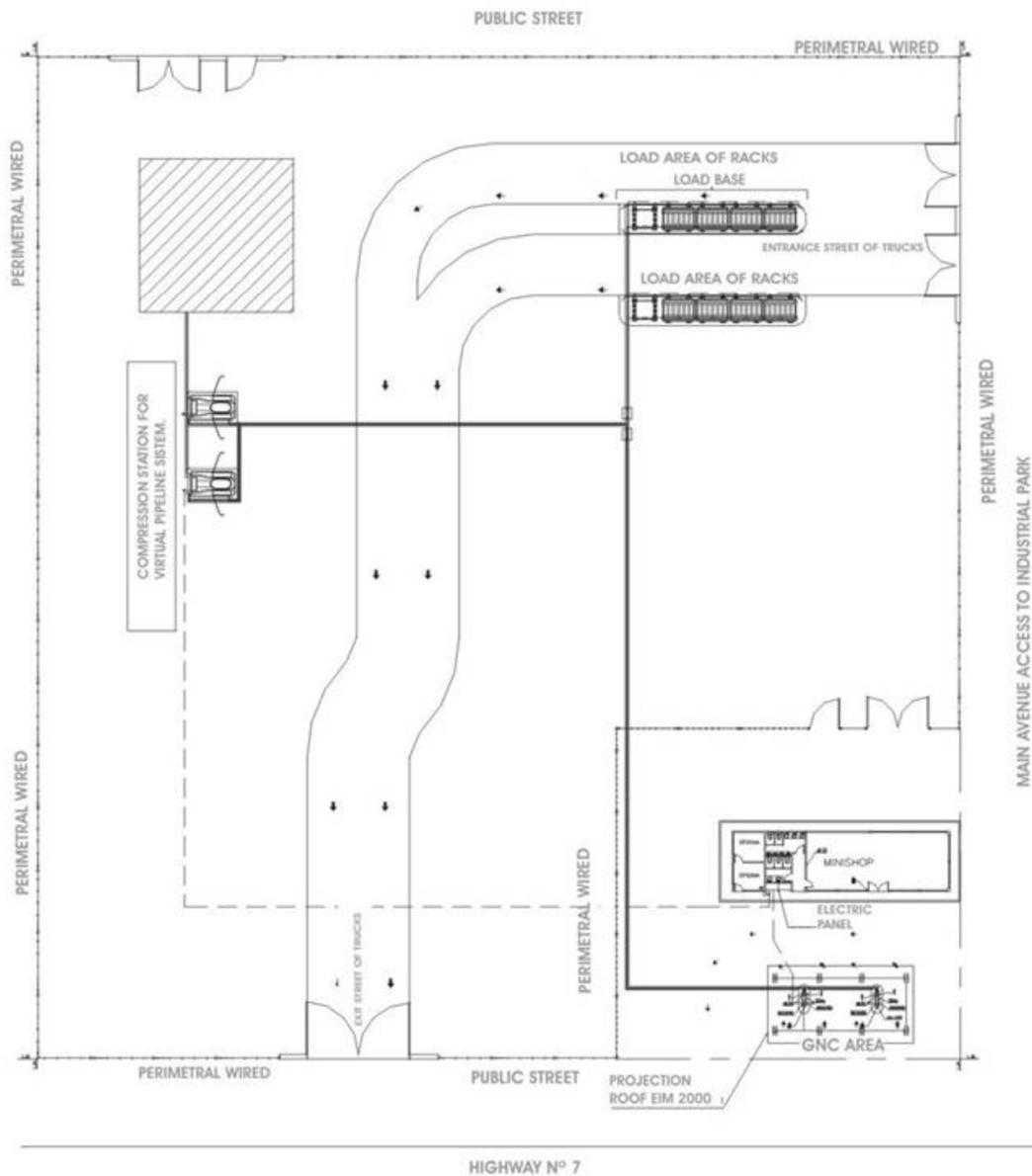


Figura VII-21. Estación Madre

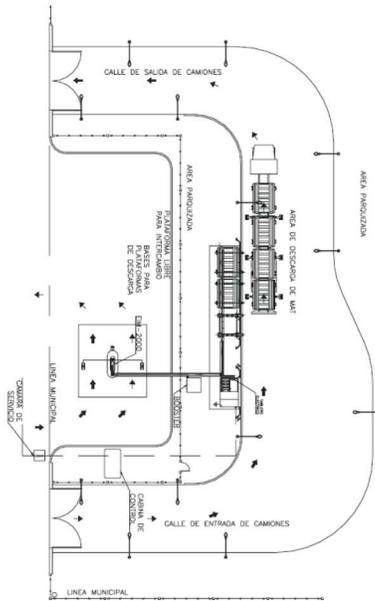


Figura VII-22. Estación Hija

GNL

En este caso se considerará la alternativa de GNL adaptado en algún sistema terrestre, aunque todavía no haya normas locales que habiliten el transporte por camiones y los sistemas recién están comenzando a implementarse. Se utilizará la información existente para el transporte marítimo con el fin de extrapolar y adaptar las características técnicas y económicas del almacenamiento y transporte de GNL en tierra que aún no están definidas.

Etapas de la cadena de GNL

Excluyendo la producción del gas, los procesos incluidos dentro de la cadena de GNL son:

- Licuefacción
- Transporte
- Regasificación

Sistema marítimo

Primero se hará la descripción para el sistema marítimo de transporte, luego se evaluará las diferencias y las similitudes con el sistema terrestre.



Figura VII-23. Sistema Marítimo de GNL

Licuefacción

Es el proceso destinado a licuar el gas natural, y se realiza en módulos de procesamiento llamados *trenes*. El tamaño de un tren depende de los compresores y su capacidad anual se expresa en millones de toneladas métricas (1T = 1336 m³ aprox. de gas). Su capacidad ronda los 4 MMT por año que equivale a procesar más de 14 millones de m³ por día. Existen trenes, actualmente, que pueden operar hasta 7-8 MMT.

Aunque los principios de licuefacción no cambien mucho suelen variar los métodos usados para el ciclo de refrigeración. Uno de los más usados es el que emplea propano pre-enfriado por su bajo costo específico, eficiencia y flexibilidad (refrigeración externa). El calor extraído es llevado por el propano y mezcla de refrigerantes a un ambiente de agua o aire.

Ya se están dejando de usar las turbinas a vapor que mueven compresores de refrigeración por al alto consumo de agua. La nueva generación de plantas se ve beneficiada por la reducción en los costos debido a mejoramientos en el intercambio de calor.

En general, los tres procesos que se pueden utilizar actualmente para enfriar y licuar gas son los siguientes:

- i. Expansión Joule-Thompson o separación a baja temperatura (LTS), enfriamiento mediante válvula de expansión (se utiliza para enfriar el propano en la refrigeración externa (ii)).
- ii. Refrigeración externa o mecánica (ciclos de expansión - compresión de vapor).
- iii. Turbinas de expansión o expansión criogénica.

Los procesos involucrados en esta etapa son los siguientes:

- *Deshidratación*: puede ser mediante enfriamiento directo, absorción de agua en glicoles o adsorción de agua por sólidos. (Objetivo: evitar congelamiento)
- *Tratamiento*: el proceso de tratamiento es usado para la remoción de gases ácidos, CO₂, H₂S y otros componentes de azufre. (Objetivo: remover componentes no deseados)
- *Recuperación de azufre*
- *Circuito de refrigeración*: se elimina el calor sensible y latente del gas natural, de forma que se transforma de estado gaseoso a alta presión, al estado líquido a presión atmosférica. Después de licuar el gas natural, éste es subenfriado antes de ser almacenado. (Temperatura: -162 ° C, reducción de 600 veces en volumen)
- *Almacenamiento del gas natural licuado*: los depósitos de GNL poseen tanque interior metálico y tanque exterior de hormigón pretensado entre los cuales existe un material aislante a fin de minimizar la entrada de calor desde el ambiente.

El proceso de licuefacción tiene un rendimiento del 90 % en el gas empleado, el 10 % restante se utiliza como combustible para la planta.

La inversión en trenes de procesamiento es alta (compone entre el 30% y el 35% de la inversión en la cadena del GNL), puede alcanzar entre los 1.500 y 2.000 millones de USD para plantas de 8 MMT/año, se estima en este caso un costo de 1,85 USD/MMBTU (año 2006). La mayor inversión está destinada a la infraestructura (50 % entre equipos y materiales), luego se destina el 20 % para los trenes y el resto para almacenamiento, servicios auxiliares y sistema de carga a los buques.

El GNL se almacena en tanques criogénicos de hasta 150.000 m³ de capacidad en volumen de gas licuado que permiten mantener la temperatura del gas hasta en los climas más cálidos.



Figura VII-24. Planta de Licuefacción

Transporte

Se hace a través de buques llamados metaneros (Figura VII-25). La mayoría de las capacidades de estos barcos varían entre 19 mil y 145 mil m³ y su calado máximo es de 12 metros.

Son buques de casco doble que usan materiales especiales para el aislamiento ya que deben mantener el gas a temperaturas de -160 ° C a presión atmosférica. En función del aislamiento de los tanques se clasifican en:

- Diseño esférico auto - sostenido: tiene depósitos independientes del barco.
- Diseño de membrana: pared delgada estanca, utilizan la estructura del barco.



Figura VII-25. Buques Metaneros

Los buques tienen un rendimiento del 95 % ya que se deja una parte del gas que evapore para mantener la temperatura del GNL. Además de quema el mismo gas para la propulsión del barco, consumiendo de 0,15% a 0,30% del volumen transportado por día. Dentro de la cadena del GNL el transporte marítimo incide en un 10 - 30 %, la inversión de un buque de capacidad de 138.000 m³ de capacidad está alrededor de los 150 y 160 millones de USD. Suelen ser bastante más caros que los buques petroleros por el almacenamiento criogénico en su interior.

Los costos asociados al transporte de GNL están determinados en base a una tasa diaria en función de los costos de financiación y operación, y es sensible a la distancia y el tiempo de viaje. Los valores varían y pueden ir de 0,5 a 1,5 USD/MMBTU (año 2006) según el puerto de embarque, la distancia y el tiempo del recorrido para una una tasa de 65.000 USD por día.



Figura VII-26. Buque Metanero

Regasificación

Consiste en llevar el gas natural nuevamente a su estado gaseoso, devolviéndole el calor removido en el proceso de refrigeración. Esto se realiza en vaporizadores que utilizan agua de mar como fluido intercambiador (15°C) y se alimentan de GNL a través de tuberías provenientes de los grandes tanques donde es almacenado. El rendimiento del proceso está en un 98%.

Los barcos pueden descargar el gas licuado en tanques de doble pared, similares a las de las plantas de licuefacción, mediante brazos de comunicación a los depósitos. Este es el caso donde el barco opera con una planta que almacena y regasifica el gas según la demanda.

Existen barcos que pueden realizar esta operación en forma independiente e inyectar el gas vaporizado directamente en los gasoductos de transmisión y distribución. Esto trae mayores costos en el servicio del buque, pero existe el ahorro de no construir una planta de regasificación que puede ir de los 100 millones de USD a los 1.500 millones de USD en grandes escalas de abastecimiento. Se estima entre 200 y 300 millones de USD para una planta de 8 MMT. La etapa de regasificación absorbe entre el 15 y el 25 % de la inversión en la cadena del GNL. Los tanques representan casi la mitad de la inversión de la planta regasificadora y también incide mucho la infraestructura portuaria si es necesario dragar el canal de entrada. La parte de vaporización es muy modulable y fácil de ajustar al crecimiento de la demanda, pero el almacenamiento es difícil de modular ya que el tamaño mínimo de los tanques suele ser de 100 mil m³.

La Tabla VII-13 muestra la estructura de las inversiones de una planta regasificadora:

Concepto	Inversión
Ingeniería y Supervisión	9%
Materiales y Equipos	25%
Construcción y Montaje	16%
Tanques de GNL	45%
Puesta en Marcha	2%
Otros	3%

Tabla VII-13. Inversión en Plantas Regasificadoras

El costo de regasificación en tierra está entre 0,4 y 0,5 USD/MMBTU (año 2006) dependiendo de cómo se pueda prorratear las inversiones y los costos en función del volumen.

El costo unitario es más caro para los barcos regasificadores, ya que conforma un canon del servicio de transporte por barcos más grandes y más costosos. Se estima entre 2 y 3 USD/MMBTU.

Sistema Terrestre

En Sudamérica ya existen casos de gasoductos virtuales de GNL en tierra. Perú instaló una planta que licúa el gas en 4,4 MMT/año para el almacenamiento y la distribución interna, y en Chile que cuenta con una planta de almacenamiento y regasificación se desarrolló un sistema de distribución por camiones, una vez que el GNL llega de los barcos a la terminal. Actualmente la Argentina no tiene una planta de gas licuado a gran escala para el transporte o comercialización a granel en tierra, sólo tiene una planta de almacenamiento criogénico, pero está destinada a cubrir faltantes en épocas de alto consumo, donde el gas se vaporiza y se reinyecta en el red. Por otra parte el gas importado es regasificado en los buques e inyectado en la red. La situación actual de escasez del gas y la diferencia de precio del GNL importado con el gas en boca de pozo imposibilitan el desarrollo de gasoductos virtuales con el GNL que llega de los buques.

A nivel local hay dos empresas que están desarrollando proyectos para el transporte y distribución a granel del gas licuado en tierra, entre ellas está Galileo antes mencionada y cuya principal actividad es el GNC, y también está la empresa Kioshi.

El esquema del sistema de gasoductos virtuales de GNL en tierra sería el siguiente (Figura VII-27):



Figura VII-27. Gasoducto Virtual de GNL

Los gasoductos virtuales que las empresas locales están desarrollando apuntan a ser sistemas flexibles y escalables mediante instalación de componentes modulares para bajos y medianos consumos en redes domiciliarias, estaciones de GNC, industrias o centrales térmicas. También están pensados para suministrar combustible para los transportes de carga o buques.

El Gas Natural, una vez vaporizado se encuentra listo para ser consumido (se trata de la misma calidad del Gas de Red). Estas plantas son totalmente autónomas, no requieren más energía que la disponible en el yacimiento y no es necesaria la presencia de operadores. Si el gas es tomado en boca de pozo, el gas es acondicionado para poder licuarlo, es necesario retirar el contenido de humedad, el CO₂, el H₂S y el Hg. Esto se realiza mediante un skid de pretratamiento. Ya en el proceso de licuefacción se licua el gas metano y se obtienen como subproducto los condensados del Gas Natural que contienen Etano, Propano, Butano y demás hidrocarburos. Estos son almacenados y luego transportados a los sitios de consumo.

El origen del sistema pueden ser yacimientos, gasoductos o plantas de tratamiento.

Si el sistema de origen está formado por más de un pozo, cada uno de estos yacimientos contará con un equipo de licuefacción y almacenamiento. Luego los transportes retiran de los tanques de almacenamiento el gas metano o GNL acumulado para distribuirlo en camiones cisternas a los clientes. Todos los sistemas son monitoreados con sistema SCADA.

Se describirán las etapas de licuefacción, transporte y regasificación.

Licuefacción

Las plantas de licuefacción diseñadas para gasoductos virtuales utilizan los mismos mecanismos de enfriamiento que las plantas de gran escala, estas plantas son flexibles y pueden incrementar su capacidad adicionando compresores, tanques e intercambiadores. Sus niveles de producción de gas licuado van desde los 5.000 hasta los 10.000 galones por día o más.

Es importante en estas plantas el dimensionamiento de los tanques de almacenamiento en las estaciones de carga que determina la reserva que puede mantener, y teniendo en cuenta el costo de estos.

El desarrollo de estas plantas está avanzando en Europa, USA, China, Japón y otros países de medio oriente. A continuación se muestra una planta en Estados Unidos que opera a 5.000 galones por día (Figura VII-28):



Figura VII-28. Planta de GNL de 5000 galones/día-USA

En la Argentina, la empresa Galileo ha desarrollado una unidad para licuar el gas natural con una capacidad de producción de GNL ajustable según las necesidades, que puede llegar a un máximo de 7.000 gpd (galones por día), esto equivale a procesar 15.900 m³ de gas natural/día, el ciclo termodinámico de la unidad de alta presión lleva el gas natural al estado líquido al reducir su temperatura por debajo de los -153 °C bajo cero. Es un proceso de compresión de múltiples etapas que incluye un sistema de recuperación 'boil-off' para la eliminar el venteo de gas asociado al almacenamiento de GNL en las estaciones de carga. Por tal razón, este proceso de múltiples etapas permite aprovechar el recurso al máximo brindando la seguridad y protección al medio ambiente. La unidad puede hacer los pretratamientos necesarios del gas y el sistema de alimentación puede ser eléctrico o con el mismo gas que licúa.

Reúne todas las capacidades de una planta de licuefacción de GNL de pequeña escala en un módulo móvil y compacto. Dado que no es necesario realizar obras civiles importantes la unidad puede ser despachada hacia cualquier destino en un simple remolque para su inmediata puesta en marcha. Por su configuración paquetizada puede instalarse tanto en una estación de abastecimiento de combustible conectada a la red de distribución de gas

como directamente a la cabeza de pozo de un yacimiento distante de gas natural asociado.

El módulo es capaz de producir GNC si los requerimientos son diversos, en el mismo proceso es capaz de regular y distribuir la producción de GNC y GNL según la demanda de cada cliente. El GNC se produce antes de producir el GNL. Estas unidades cuando se instalan llevan un gran tanque de GNL el cual va acumulando el volumen que la unidad va produciendo. Si hay demanda de GNC, la unidad destina gas a la producción de GNC. Si no, produce GNL y lo almacena en un tanque interno.

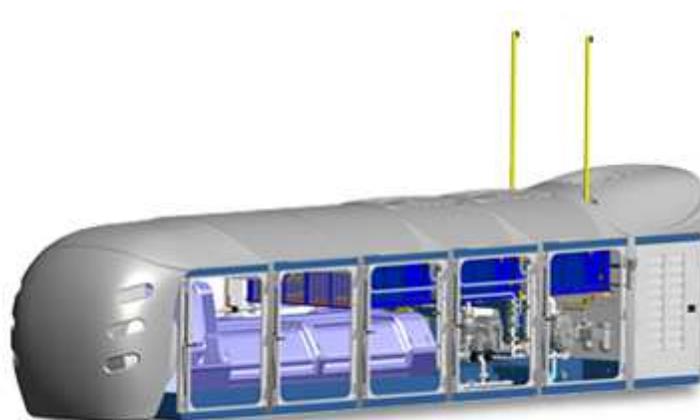


Figura VII-29. Unidad de licuefacción Cryobox

Modelo	Presión de Succión	Capacidad
Cryobox	11 bar - 50 bar	500 - 660 m ³ /h
Nivel de Operación	17 bar	660 m ³ /h

Condiciones de Descarga	-153 °C / 2 bar
-------------------------	-----------------

Tabla VII-14. Especificaciones Cryobox

Consumo Cryobox	
5110	h/año
660	m ³ /h
0,3	kwh/m ³
0,15	usd/kwh

Tabla VII-15. Consumo Cryobox

Se utilizará este modelo (“Cryobox” Figura VII-29) para realizar el análisis comparativo, porque tiene tecnologías similares a los compresores para GNC antes descritos por la misma empresa. El objetivo es realizar la comparación con equipos que cuentan con el know-how del mismo nivel y poder diferenciar las ventajas del GNC y el GNL como sistema en general.

En Europa también hay desarrollos modulares para las plantas de licuefacción como la que se muestra a continuación, su tecnología y funcionamiento son parecidos (Figura VII-30).



Figura VII-30. LNG In a Box

Las Inversiones y los costos asociados del Cryobox se describen a continuación:

Inversiones	USD
Cryobox	750.000
Instalación de la Unidad	80.000
Lote Mínimo de 1000 m ²	250.000
Conexión a Gasoducto	60.000
Estanque	100.000

Tabla VII-16. Inversiones Licuefacción

Costo Anual	USD
Costo de Operación y Mantenimiento	20.000
Costo Anual de Electricidad	150.000

Tabla VII-17. Costo Licuefacción

Transporte

El transporte se realiza por camiones cisternas de almacenamiento criogénico y doble pared (Figura VII-31), las capacidades están actualmente en los 40 y 50 m³. Estos camiones deben cumplir todas las consideraciones de seguridad, y a nivel local las normas aún no están aprobadas. Los camiones cuentan con válvulas, conducciones y dispositivos de carga y descarga. Éstos trabajan con bombas criogénicas ubicadas en las estaciones de carga (licuefacción) y descarga (regasificación).



Figura VII-31. Camión Cisterna de Almacenamiento Criogénico

Inversiones y Costos:

Inversiones	Modelo	USD
Camión Cisterna	40 m ³	120.000
Camión Cisterna	50 m ³	140.000
Bomba de Carga o Descarga (criogénicas)	45 m ³ /h	2.000

Tabla VII-18. Inversiones en Transporte de GNL

Costo Anual		USD
Operación, Seguros y Mantenimiento de cada Camión		50.000

Tabla VII-19. Costo de Transporte de GNL

Consumo	0,75	L de gasoil/km
Gas Oil	0,75	USD/L

Tabla VII-20. Consumo del Camión de GNL

Regasificación

Las plantas de regasificación de baja escala son más comunes que las plantas para licuar, especialmente en países que importan el gas natural y tienen desarrollo del GNL en tierra. También son más económicas y ajustables a la demanda. La capacidad de estas plantas depende de la cantidad de vaporizadores unidos en baterías y de la capacidad de almacenamiento de los tanques. Las bombas criogénicas de GNL y los equipos de impulsión son otro componente importante en el rendimiento. Los vaporizadores que suelen usar pueden regasificar aproximadamente entre 500 - 1000 m³/hora. Los vaporizadores no utilizan energía extra, utilizan el aire del medio ambiente para realizar la regasificación. Las bombas criogénicas por su parte suelen tener una capacidad que ronda los 36 m³/hora de GNL líquido.

En este estudio se adoptarán estanques de 200 m³ de GNL en estado líquido, siendo este un tanque suficiente para almacenar cantidades en demandas de bajo y mediano consumo. Estos tanques estarán ubicados en las plantas de licuefacción también.



Figura VII-32. Estación Regasificadora



Figura VII-33. Estación Regasificadora

Inversiones y costos:

Inversión	Modelo	USD
Vaporizadores		5.000
Bomba GNL y equipo de impulsión (criogénicos)		3.000
Instalación Estación Regasificadora		80.000
Lote 1500 m2 Estación Regasificadora		250.000
Estanque Vertical		100.000

Tabla VII-21. Inversión en Regasificación

Costo Anual		
Operación y Mantenimiento Estación Regasificadora		30.000

Tabla VII-22. Costo de Regasificación

Combustibles Líquidos

En lo que sigue se hará una descripción básica del transporte de combustibles líquidos teniendo en cuenta que el costo de transporte no es el principal componente del precio que paga una industria o una central térmica, aunque tiene incidencia según el volumen y la distancia y por eso debe ser considerado. La alternativa de abastecimiento de los productos refinados se considera como un servicio tercerizado al cual incurre una central o un cliente industrial, y no es necesario plantear el dimensionamiento de la flota para las comparación de costo económico.

Gas Oil y Fuel Oil

El transporte automotor de naftas, gasoil, fueloil y otros combustible líquidos derivados del petróleo se realiza en vehículos tanque o cisternas, los que pueden ser descritos como depósitos especiales, normalmente de sección cilíndrica o más o menos elipsoidal, de eje horizontal, con casquetes o fondos abombados en sus extremos y provisto de válvulas, conducciones y dispositivos de carga y descarga.

Los vehículos cisterna pueden estar constituidos por camiones, acoplados y semirremolques. La configuración a la que se tiende actualmente es al tractor con semirremolque.

Con independencia del sistema de tracción, los semirremolques pueden ser con chasis (Figura VII-34), en los que la cisterna va apoyada en toda su longitud sobre un bastidor y autoportantes, o sin bastidor (Figura VII-35), estando la propia cisterna calculada para resistir mecánicamente apoyada, por un lado en una placa giratoria y por otro, en los ejes traseros por medio del carretón trasero o falso bastidor auxiliar en la zona trasera.

Tiene la gran ventaja de su reducido peso muerto y la de permitir la libre dilatación con productos a temperaturas distintas a la atmosférica. Mecánicamente trabaja como una viga simplemente apoyada en sus extremos.



Figura VII-34. Semirremolque Cisterna con Chasis



Figura VII-35. Semirremolque Cisterna sin Bastidor

- Para distancias menores a 300 kilómetros la capacidad estática considerada para la cisterna es de 27 metros cúbicos, con un recorrido medio anual de 90.000 kilómetros (mayor incidencia de tránsitos urbanos y de las operaciones de carga y descarga);
- Para distancias mayores a 300 kilómetros, la capacidad estática considerada para la cisterna es de 32 metros cúbicos, con un recorrido medio anual de 115.000 kilómetros;
- Dado que los vehículos para el transporte de combustible no pueden regresar con carga ni con otros productos, el coeficiente de ocupación del equipo es de 0,5.

Para el transporte interno de estos combustibles consumidos (es decir, exceptuando los despachos de exportación pero incorporando los tramos internos de las importaciones) se utilizan tres modos de transporte: poliductos, fluvial y marítimo y carretero. En tanto los dos primeros son modos de transporte masivos que no alcanzan el destino final de los consumidores nacionales, el transporte carretero es el responsable de concluir la cadena de distribución hasta el consumo por parte de la demanda final. El transporte carretero realiza el desplazamiento de los combustibles desde las destilerías a los consumidores mayoristas y destinos finales de expendio minorista, desde los puertos de importación a los centros de concentración y despacho y desde éstos a todas las bocas de expendio para el consumo minorista. Las terminales de despacho son plantas de almacenamiento, donde se acopian los combustibles enviados desde las refinerías, a la espera de su carga en los camiones cisterna que abastecen, principalmente, a:

- Estaciones de servicio
- Plantas Petroquímicas
- Industrias
- Centrales Térmicas

En la actualidad se encuentran en actividad los siguientes centros de despacho:

- Provincia de Buenos Aires: Bahía Blanca, Campana, Dock Sud, Junín, La Matanza, La Plata, Mar del Plata;
- Provincia de Chaco: Barranqueras, Puerto Vilelas;
- Provincia de Chubut: Comodoro Rivadavia;
- Provincia de Córdoba: Montecristo;
- Provincia de Mendoza: Luján de Cuyo;
- Provincia del Neuquén: Plaza Huincul;
- Provincia de Santa Cruz: Río Gallegos;
- Provincia de Salta: Campo Durán;
- Provincia de San Luis: Villa Mercedes;
- Provincia de Santa Fe: Arroyo Seco, San Lorenzo;
- Provincia de Tierra del Fuego: Orión;
- Provincia de Tucumán: Tucumán.

El transporte automotor de naftas y gasoil es realizado, en su amplia mayoría, por empresas con especialización excluyente (o casi excluyente) en este tipo de productos, siendo la participación del transporte propio – ya sea de las mismas destilerías o de las mismas estaciones de servicio – muy limitado y en retroceso respecto de lo que sucedía hasta no hace mucho más de una década. En términos generales, estas empresas suelen ubicarse en las cercanías de los centros de concentración y despacho, a fin de minimizar los recorridos improductivos.

En términos generales, el transporte automotor de combustibles tiene una distancia máxima de transporte que ronda a los 800/900 kilómetros, más allá de los cuales el valor de los fletes tienen una excesiva importancia con respecto al valor del producto transportado. Por este motivo, las destilerías minimizan los costos de transporte realizando convenios de compensación entre ellas intercambiando sus combustibles.

En este caso el sistema de transporte es considerado un servicio tercerizado para el cliente industrial, con lo cual el costo de transporte se fija a partir de una tarifa promedio de referencia en el mercado.

Se establecen dos precios de transporte correspondientes a dos rangos de distancia: 0,04 USD/m³ – km para distancias mayores a 150 kilómetros y de 0,08 USD/m³ – km, para distancias menores a 150 kilómetros. Este último precio tiene en cuenta la mayor relación del tiempo de carga y descarga sobre el tiempo total de cada viaje que en el caso de los transportes a más de 150 kilómetros.

Para evaluar y comparar a los fines prácticos estas alternativas de abastecimiento frente a los gasoductos virtuales, se considera el mayor costo de transporte vigente (más de 150 km) y la mayor capacidad de transporte disponible (para más de 300 km), dado que el análisis puede requerir distancias largas e incluso con centros de distribución de por medio.

Combustible	Costo de Transporte	Costo de Transporte	Capacidad de transporte por camión
Gas Oil	0,08 USD/m ³ /Km	0,00234 USD/MMBTU/km	32 m ³
Fuel Oil	0,08 USD/m ³ /Km	0,00218 USD/MMBTU/Km	32 m ³

Tabla VII-23. Costo de Transporte de los Combustibles Líquidos

Para más de 900 km se considera un extra costo del 100 %, vinculado al cross-docking o intercambio entre refinerías.

Combustible	Costo de Transporte	Costo de Transporte	Capacidad de transporte por camión
Gas Oil	0,16 USD/m ³ /Km	0,00468 USD/MMBTU/km	32 m ³
Fuel Oil	0,16 USD/m ³ /Km	0,00436 USD/MMBTU/Km	32 m ³

Tabla VII-24. Costo de Transporte de los Combustible líquidos para más de 900 km

Los tanques de Gas Oil o Fuel Oil tienen capacidades según los requerimientos, podrían ser necesarios estanques de hasta 100.000 l para situaciones de alto consumo como las descritas en este análisis, sin embargo la incidencia del costo de la inversión frente al costo del combustible anual no es significativa y por eso no serán tenidos en cuenta en primera instancia.

VIII. FACTIBILIDADES TÉCNICAS DE IMPLEMENTACIÓN Y CONDICIONES AMBIENTALES

Es importante describir aquellas condiciones técnicas y del ambiente que determinan la implementación de los gasoductos virtuales en contraste con los gasoductos físicos y los combustibles líquidos.

Haciendo un repaso de algunos aspectos ya mencionados se pueden citar algunos puntos que permitan distinguir las ventajas de cada sistema.

GNC

Factibilidad Técnica

- La instalación de un sistema de gasoductos virtuales es rápida y flexible
- El cliente afronta la inversión y los costos, siendo un subdistribuidor el operador del servicio.
- Se requiere tecnología probada y de alta confiabilidad.
- La manipulación de los módulos y los cilindros es una tarea que requiere experiencia y conocimiento en los dispositivos de almacenaje y transporte.
- Se deben adoptar todas normas de seguridad exigidas en Argentina en las estaciones de carga y descarga de GNC.
- Las normas exigen que no se puede comprimir el gas a más de 250 bar, ya que de ahí en más aumenta su peligrosidad o riesgo de inflamabilidad.
- Los cilindros debe ser rehabilitados para su continuidad de uso.
- Los camiones o trailers deben estar preparados para transportar el peso del gas natural comprimido.(entre 40 y 80 toneladas)

Condiciones Ambientales

- La contaminación del Gas Natural es reducida frente a otro tipo de combustibles.
- El sistema integrado de gasoductos virtuales por GNC permite tener un control asistido de la presión y las fugas que puedan ocurrir.

- Es indispensable instalar válvulas de control y venteo en las estaciones
- De haber un fuga, ésta se corta y se disipa rápidamente si se toman las medidas de seguridad correspondientes

GNL

Factibilidad Técnica

- El tiempo de instalación de un sistema de gasoductos virtuales por GNL depende del nivel de complejidad que compone el proceso de licuefacción y de la capacidad del mismo.
- El cliente afronta la inversión y los costos, siendo un subdistribuidor el operador del servicio. (Aún sin implementar en la Argentina)
- Las normas para la instalación de plantas son más exigentes que en el caso del GNC y se requiere el control permanente de las unidades de licuefacción.
- Se requiere mayor mantenimiento de las instalaciones.
- Los tanques de almacenamiento deben cumplir todas las normas internacionales de resistencia y sustentabilidad.
- El transporte debe estar preparado para soportar la carga del gas licuado y contemplar todos los riesgos posibles de inflamabilidad.
- Aún no existe normativa vigente para el transporte de GNL en tierra para Argentina.

Condiciones Ambientales

- Es necesario utilizar tecnología criogénica probada que puede despeñarse correctamente ante cambios en la temperatura del ambiente
- Las emisiones o contaminación pueden ser grandes si se produce un derrame

Combustibles Líquidos

Factibilidad Técnica

- Las distribuidoras o refinerías tienen un sistema de distribución capilar que les permite llegar a los clientes en tiempo en forma en la mayoría de los casos.
- Se deben cumplir todas las normas de seguridad para el transporte de combustibles líquidos.
- El riesgo de inflamabilidad es alto.

Condiciones Ambientales

- En caso de un derrame el daño ambiental y la contaminación son altos.
- El uso del combustible tiene índices de emisiones de CO₂ más altos que el Gas Natural

Gasoducto Físico

Factibilidad Técnica

- La construcción y la instalación de gasoductos pueden llevar años dependiendo del tamaño de la obra.
- Las inversiones de construcción son altas y en muchos casos interrumpen la actividad en la vía pública.
- Se deben cumplir todas las normas de seguridad en la instalación y el mantenimiento.

Condiciones Ambientales

- La instalación de un gasoducto interfiere con la flora y la fauna del ambiente.
- El gasoducto debe ser protegido ante la corrosión externa, el daño por terceros y otras amenazas.

- El mantenimiento de un gasoducto demanda inversiones y evaluaciones periódicas.
- El riesgo de fugas es bajo, pero existe mucha incertidumbre en la localización de las mismas.

IX. DIMENSIONAMIENTO Y LOGÍSTICA DE LOS GASODUCTOS VIRTUALES

Para evaluar el tamaño y la logística de los sistemas de gasoductos virtuales se evalúan escenarios desde 10.000 m³/día hasta 300.000 m³/día tomando una distancia que puede alcanzar los 500 km. Más adelante se evaluará la situación descrita para distancias mayores.

Se realizan consideraciones que simplifican la proyección y el dimensionamiento con el fin de alcanzar indicadores económicos que ayuden a determinar la rentabilidad del proyecto.

GNC

La estructura logística y el dimensionamiento de los gasoductos virtuales por GNC están determinados en base a los siguientes puntos:

- Ritmo y tiempo de trabajo
- Distancia de Recorrido
- Cantidad de despachos y recibos diarios
- Cantidad de compresores y reguladores
- Cantidad de módulos en etapas de compresión, transporte y regulación
- Cantidad de camiones
- Cantidad de plataformas para carga y descarga
- Tamaño de las estaciones de compresión y regulación

Se considera principalmente un sistema eficiente de carga, transporte y descarga, dónde los camiones se mueven en forma conjunta, a los fines prácticos del estudio.

Cuando es necesario emplear un centro de cross docking para cubrir la demanda o cuando sólo se puede hacer un viaje por día, los camiones viajan en forma intercalada para poder cumplir los tiempos. En el centro de cross docking los camiones tienen la opción de intercambiar mercadería o sólo hacer la parada necesaria para continuar al día siguiente.



Figura IX-1. Sistema de Transporte con Cross Docking

Ritmo y tiempo de trabajo

Se considera un tiempo de trabajo de 14 horas/día en base al tiempo máximo que un camión que puede estar viajando haciendo sólo paradas para carga de combustible y mantenimiento. Las estaciones pueden trabajar de forma automática todo el día, sin embargo, para no incurrir en elevados costos por el aumento de la capacidad de almacenamiento a través de los módulos se considera el mismo tiempo de trabajo que tienen los camiones.

Cada camión sale de la estación compresora cuando intercambia los módulos vacíos con los módulos llenos. Al llegar a la estación de regulación intercambia los módulos llenos con aquellos módulos que fueron consumidos y al salir de la estación reguladora vuelve a la estación de compresión repitiendo el ciclo de trabajo.

Distancia de Recorrido

La velocidad máxima para un camión que transporta sustancias peligrosas es de 80 km/hora. Para determinar la distancia que puede recorrer un camión durante el tiempo de trabajo se determina un tiempo perdido del 25 % en el tiempo de viaje diario que corresponde al tiempo que se tarda en cargar y descargar los módulos en las estaciones, tareas de mantenimiento y carga de combustible. Los camiones pueden tardar entre 10 y 20 minutos para descargar los módulos dependiendo de la capacidad de los mismos. Se adopta un criterio conservador para los casos de varios viajes por día.

Es decir que se considera una distancia estimada de recorrido máxima por camión en un día a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Distancia de Recorrido por día} = 80 \frac{\text{km}}{\text{hora}} \times 14\text{hs/día} \times (1 - 25\%)$$

Ecuación IX-1. Distancia de Recorrido GNC

La distancia alcanza los 840 km que deben ser contemplados entre la ida y vuelta de cada camión. Se considera esta distancia como el recorrido necesario para ir de la estación compresora hasta la estación reguladora por carretera, todos los desvíos para llegar a destino componen la distancia total que el camión puede realizar. Se asume que cada camión puede estar conducido por hasta 2 personas en un mismo día.

A medida que aumenta la demanda o la cantidad de despachos y entregas diarias, también aumenta la cantidad de módulos que se deben intercambiar, sin embargo el suplemento está fijado a partir del tiempo promedio que tarda un camión de hasta 8 módulos en la carga y descarga de los mismos y se contempla la posibilidad de la operación simultánea cuando hay más de un camión en las pistas de despacho y entrega. El tiempo empleado en la carga y descarga aumenta con la cantidad recorridos diarios, pero en el caso del GNC se contempla hasta un máximo de 6 operaciones por día por camión.

Cantidad de despachos y recibos diarios

Para determinar la cantidad de despachos y recibos por día por camión se realiza la siguiente cuenta:

$$\text{Cantidad de Despachos y Recibos por día} = \downarrow \frac{\text{Distancia de Recorrido por día}}{\text{Distancia ente Estaciones} \times 2}$$

Ecuación IX-2. Cantidad de Despachos y Recibos por día GNC

La distancia entre estaciones es la distancia de recorrido factible a través de la carretera. Como indica la flecha este cociente debe ser redondeado hacia el próximo número inferior, pero si las décimas son mayores a 5 el número se redondea en un entero más 0,5. Esto significa que 1,5 representa un viaje de ida y vuelta más uno de ida, significa que si el camión sale de la estación compresora, en un día vuelve a esta pero luego sale y termina en la estación de regulación. Al día siguiente deberá volver a la estación compresora. El número 0,5 significa que sólo se puede hacer un viaje por día de ida o de vuelta, y cuando el cociente es igual 0,25 es necesario emplear un centro cross docking para poder cumplir

la demanda. El máximo valor que puede alcanzar éste número es 6, según los casos presentes de gasoductos virtuales, por cuestiones de rendimiento y mantenimiento de los camiones.

Cantidad de compresores y reguladores

El dimensionamiento de los compresores y reguladores a utilizar depende de la capacidad de los mismos del consumo diario según la demanda. Se considera una unidad estándar de capacidad para ambos compresores y reguladores según las especificaciones de trabajo para las presiones de trabajo y la potencia instalada. Se plantea el tamaño del sistema de gasoductos virtuales según un aumento de la capacidad en forma modular. La ecuación que determina la cantidad de compresores y reguladores es la siguiente:

$$Cantidad\ de\ Compresores\ o\ Reguladores = \frac{Consumo\ (\frac{m^3}{día})}{Capacidad\ (\frac{m^3}{hora}) \times 14\ \frac{hs}{día}}$$

Ecuación IX-3. Cantidad de Compresores o Reguladores

Cantidad de módulos en etapas de compresión, transporte y regulación

La cantidad de módulos en compresión se determina en función del consumo y la capacidad de los mismos. Al considerar un sistema eficiente en régimen la cantidad de módulos en compresión o en la estación compresora es equivalente a la relación entre el consumo diario y la cantidad de despachos y recibos por día teniendo en cuenta la capacidad de los mismos. En estas circunstancias los módulos en las estaciones son equivalentes a los módulos en transporte cuando la cantidad de despachos y recibos por día es mayor o igual a 1. Cuando la distancia supera un determinado límite y la cantidad de despachos y recibos diarios es menor a la unidad, se incrementa la cantidad de módulos en transporte pero no la cantidad de módulos en las estaciones.

Las ecuaciones para la los módulos en compresión serían las siguientes:

Cantidad de Módulos en Compresión =

$$\uparrow \frac{\text{Consumo} \left(\frac{m^3}{\text{día}} \right)}{\text{Cantidad de Despachos y Recibos por día} \times \text{Capacidad de los módulos} (m^3)}$$

→ si cantidad de Despachos y Recibos por día ≥ 1

Si no,

$$\text{Cantidad de Módulos en Compresión} = \uparrow \frac{\text{Consumo} \left(\frac{m^3}{\text{día}} \right)}{\text{Capacidad de los módulos} (m^3)}$$

Ecuación IX-4. Cantidad Módulos en Compresión

La ecuación de la cantidad de módulos en transporte no cambia,

Cantidad de Módulos en Transporte =

$$\uparrow \frac{\text{Consumo} \left(\frac{m^3}{\text{día}} \right)}{\text{Cantidad de Despachos y Recibos por día} \times \text{Capacidad de los módulos} (m^3)}$$

Ecuación IX-5. Cantidad de Módulos en Transporte

Con los módulos en regulación se aplica el mismo criterio que los módulos en compresión, pero se agregan un 10 % sobre el consumo diario para cubrir faltantes ocasionales por aumentos temporales del consumo.

Cantidad de Módulos en Regulación =

$$\uparrow \frac{\text{Consumo} \left(\frac{m^3}{\text{día}} \right)}{\text{Cantidad de Despachos y Recibos por día} \times \text{Capacidad de los módulos} (m^3)} \times 1,1$$

→ si cantidad de Despachos y Recibos por día ≥ 1

Si no,

$$\text{Cantidad de Módulos en Regulación} = \uparrow \frac{\text{Consumo} \left(\frac{m^3}{\text{día}} \right)}{\text{Capacidad de los módulos} (m^3)} \times 1,1$$

Ecuación IX-6. Cantidad de Módulos en Regulación

El redondear los cocientes tiene por objetivo adoptar un criterio conservador para evitar faltantes.

Cantidad de camiones

La cantidad de camiones se ajusta según una configuración eficiente que prioriza el mejor aprovechamiento y la menor cantidad de los mismos teniendo en cuenta capacidades para 2, 3, 4 y 8 módulos.

$$\text{Cantidad de Camiones de máxima capacidad} = \frac{\text{Cantidad de Módulos en Transporte}}{\text{Capacidad máxima de los camiones}}$$

Ecuación IX-7. Cantidad de Camiones GNC

Cantidad de Módulos Restantes

$$= \text{Cantidad de Módulos en Transporte} - \text{Cantidad de Camiones} \times \text{Capacidad máximas de los camiones}$$

Ecuación IX-8. Cantidad de Módulos Restantes

Luego con los módulos restantes, se repite el cálculo con las capacidades subsiguientes hasta ajustar la mejor configuración.

Cantidad de plataformas para carga y descarga

La cantidad de plataformas de carga y descarga es equivalente a la cantidad de módulos en la estación correspondiente más una extra, necesaria para realizar el intercambio. Como se adopta un sistema eficiente de régimen continuo, se debe considerar una plataforma extra para cada camión dado que la operación de carga y descarga se realiza en forma simultánea. En caso contrario habría que considerar un modelo de colas y espera para determinar los tiempos perdidos que no se justifica a los fines prácticos del cálculo de costo económico.

$$\text{Cantidad de Plataformas} = \text{Cantidad de Módulos} + \text{Cantidad de Camiones}$$

Ecuación IX-9. Cantidad de Plataformas

Tamaño de las estaciones de compresión y regulación

El tamaño de las estaciones de compresión y regulación se determina según los siguientes puntos:

- Se requiere un parque mínimo de 800 m² para la estación compresora
- Se requiere un parque mínimo de 1200 m² para la estación reguladora
- Cada compresor o regulador instalado exige un espacio de 40 m²
- Cada plataforma de carga y descarga exige un espacio de 30 m² para la maniobra del módulo y el movimiento del camión en la pista
- Un lote mínimo de 1000 m² para la estación de cross docking con aumentos en función de la cantidad de camiones

Las especificaciones del dimensionamiento son las siguientes (Tabla IX-1):

Especificaciones del Dimensionamiento	Capacidades - Cálculos	Unidad	Ocupa (m2)
Sistema de Compresión - Microbox MX2 200	1800	m3/hora	40
Cantidad de Compresores	consumo/Capacidad de Compresión		
Cantidad de Plataforma de Carga	cantidad de módulos en compresión + cantidad de camiones		30
Cantidad de Plataforma de Descarga	cantidad de módulos en regulación + cantidad de camiones		30
Camiones VST-2	2	módulos	40
Camiones VST-3	3	módulos	50
Camiones VST-4	4	módulos	60
Camiones VST-8	8	módulos	100
Módulos MAT-250-39	1500	m3	
Compresión	250	veces en volumen	
Cantidad de Módulos en Compresión	consumo/capacidad de módulos/cantidad de despachos		
Cantidad de Módulos en Regulación	consumo/capacidad de módulos/cantidad de recibos + reserva (10 %)		
Cantidad de Módulos en Transporte	consumo/capacidad de módulos/cantidad de despachos		
Cantidad de despachos	$14h * 80$ $(km/h)/2 * Distancia(km) * 0,75$	nº/día	
Cantidd de recibos	$14h * 80$ $(km/h)/2 * Distancia(km) * 0,75$	nº/día	
Cantidad de Camiones	cantidad de módulos en transporte/capacidad de los camiones		
Reguladora PRP - 5000	5000	m3/hora	40
Lote Mínimo Estación Compresora			800
Lote Mínimo Estación Reguladora			1000

Tabla IX-1. Especificaciones de Dimensionamiento

A continuación se presentan las tablas obtenidas que definen el dimensionamiento para situaciones de 100 km, 200 km y 300 km.

100 km

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	Cantidad de Compresores	Cantidad de Reguladoras	Cantidad de Módulos en Compresión	Cantidad de Módulos en Transporte	Cantidad de Módulos en Regulación
1	10.000	1	1	2	2	2
2	20.000	1	1	4	4	4
3	30.000	2	1	5	5	6
4	40.000	2	1	7	7	8
5	50.000	2	1	9	9	10
6	60.000	3	1	10	10	11
7	70.000	3	1	12	12	13
8	80.000	4	2	14	14	15
9	90.000	4	2	15	15	17
10	100.000	4	2	17	17	19
11	110.000	5	2	19	19	21
12	120.000	5	2	20	20	22
13	130.000	6	2	22	22	24
14	140.000	6	2	24	24	26
15	150.000	6	3	25	25	28
16	160.000	7	3	27	27	30
17	170.000	7	3	29	29	32
18	180.000	8	3	30	30	33
19	190.000	8	3	32	32	35
20	200.000	8	3	34	34	37
21	210.000	9	3	35	35	39
22	220.000	9	4	37	37	41
23	230.000	10	4	39	39	43
24	240.000	10	4	40	40	44
25	250.000	10	4	42	42	46
26	260.000	11	4	44	44	48
27	270.000	11	4	45	45	50
28	280.000	12	4	47	47	52
29	290.000	12	5	49	49	54
30	300.000	12	5	50	50	55

Tabla IX-2. Dimensionamiento del GNC en 100 km

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	Cantidad de Camiones VST 2	Cantidad de Camiones VST 3	Cantidad de Camiones VST 4	Cantidad de Camiones VST 8	Cantidad de Plataformas de Carga	Cantidad de Plataforma de Descargas
1	10.000	1	0	0	0	3	3
2	20.000	0	0	1	0	5	5
3	30.000	0	0	0	1	6	7
4	40.000	0	0	0	1	8	9
5	50.000	1	0	0	1	11	12
6	60.000	1	0	0	1	12	13
7	70.000	0	0	1	1	14	15
8	80.000	0	0	0	2	16	17
9	90.000	0	0	0	2	17	19
10	100.000	1	0	0	2	20	22
11	110.000	0	1	0	2	22	24
12	120.000	0	0	1	2	23	25
13	130.000	0	0	0	3	25	27
14	140.000	0	0	0	3	27	29
15	150.000	1	0	0	3	29	32
16	160.000	0	1	0	3	31	34
17	170.000	0	0	0	4	33	36
18	180.000	0	0	0	4	34	37
19	190.000	0	0	0	4	36	39
20	200.000	1	0	0	4	39	42
21	210.000	0	1	0	4	40	44
22	220.000	0	0	0	5	42	46
23	230.000	0	0	0	5	44	48
24	240.000	0	0	0	5	45	49
25	250.000	1	0	0	5	48	52
26	260.000	0	0	1	5	50	54
27	270.000	0	0	0	6	51	56
28	280.000	0	0	0	6	53	58
29	290.000	1	0	0	6	56	61
30	300.000	1	0	0	6	57	62

Tabla IX-3. Dimensionamiento del GNC en 100 km

200 km

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	Cantidad de Compresores	Cantidad de Reguladoras	Cantidad de Módulos en Compresión	Cantidad de Módulos en Transporte	Cantidad de Módulos en Regulación
1	10.000	1	1	4	4	4
2	20.000	1	1	7	7	8
3	30.000	2	1	10	10	11
4	40.000	2	1	14	14	15
5	50.000	2	1	17	17	19
6	60.000	3	1	20	20	22
7	70.000	3	1	24	24	26
8	80.000	4	2	27	27	30
9	90.000	4	2	30	30	33
10	100.000	4	2	34	34	37
11	110.000	5	2	37	37	41
12	120.000	5	2	40	40	44
13	130.000	6	2	44	44	48
14	140.000	6	2	47	47	52
15	150.000	6	3	50	50	55
16	160.000	7	3	54	54	59
17	170.000	7	3	57	57	63
18	180.000	8	3	60	60	66
19	190.000	8	3	64	64	70
20	200.000	8	3	67	67	74
21	210.000	9	3	70	70	77
22	220.000	9	4	74	74	81
23	230.000	10	4	77	77	85
24	240.000	10	4	80	80	88
25	250.000	10	4	84	84	92
26	260.000	11	4	87	87	96
27	270.000	11	4	90	90	99
28	280.000	12	4	94	94	103
29	290.000	12	5	97	97	107
30	300.000	12	5	100	100	110

Tabla IX-4. Dimensionamiento del GNC en 200 km

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	Cantidad de Camiones VST 2	Cantidad de Camiones VST 3	Cantidad de Camiones VST 4	Cantidad de Camiones VST 8	Cantidad de Plataformas de Carga	Cantidad de Plataforma de Descargas
1	10.000	0	0	1	0	5	5
2	20.000	0	0	0	1	8	9
3	30.000	1	0	0	1	12	13
4	40.000	0	0	0	2	16	17
5	50.000	1	0	0	2	20	22
6	60.000	0	0	1	2	23	25
7	70.000	0	0	0	3	27	29
8	80.000	0	1	0	3	31	34
9	90.000	0	0	0	4	34	37
10	100.000	1	0	0	4	39	42
11	110.000	0	0	0	5	42	46
12	120.000	0	0	0	5	45	49
13	130.000	0	0	1	5	50	54
14	140.000	0	0	0	6	53	58
15	150.000	1	0	0	6	57	62
16	160.000	0	0	0	7	61	66
17	170.000	1	0	0	7	65	71
18	180.000	0	0	1	7	68	74
19	190.000	0	0	0	8	72	78
20	200.000	0	1	0	8	76	83
21	210.000	0	0	0	9	79	86
22	220.000	1	0	0	9	84	91
23	230.000	0	0	0	10	87	95
24	240.000	0	0	0	10	90	98
25	250.000	0	0	1	10	95	103
26	260.000	0	0	0	11	98	107
27	270.000	1	0	0	11	102	111
28	280.000	0	0	0	12	106	115
29	290.000	1	0	0	12	110	120
30	300.000	0	0	1	12	113	123

Tabla IX-5. Dimensionamiento del GNC en 200 km

300 km

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	Cantidad de Compresores	Cantidad de Reguladoras	Cantidad de Módulos en Compresión	Cantidad de Módulos en Transporte	Cantidad de Módulos en Regulación
1	10.000	1	1	7	7	8
2	20.000	1	1	14	14	15
3	30.000	2	1	20	20	22
4	40.000	2	1	27	27	30
5	50.000	2	1	34	34	37
6	60.000	3	1	40	40	44
7	70.000	3	1	47	47	52
8	80.000	4	2	54	54	59
9	90.000	4	2	60	60	66
10	100.000	4	2	67	67	74
11	110.000	5	2	74	74	81
12	120.000	5	2	80	80	88
13	130.000	6	2	87	87	96
14	140.000	6	2	94	94	103
15	150.000	6	3	100	100	110
16	160.000	7	3	107	107	118
17	170.000	7	3	114	114	125
18	180.000	8	3	120	120	132
19	190.000	8	3	127	127	140
20	200.000	8	3	134	134	147
21	210.000	9	3	140	140	154
22	220.000	9	4	147	147	162
23	230.000	10	4	154	154	169
24	240.000	10	4	160	160	176
25	250.000	10	4	167	167	184
26	260.000	11	4	174	174	191
27	270.000	11	4	180	180	198
28	280.000	12	4	187	187	206
29	290.000	12	5	194	194	213
30	300.000	12	5	200	200	220

Tabla IX-6. Dimensionamiento del GNC en 300 km

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	Cantidad de Camiones VST 2	Cantidad de Camiones VST 3	Cantidad de Camiones VST 4	Cantidad de Camiones VST 8	Cantidad de Plataformas de Carga	Cantidad de Plataforma de Descargas
1	10.000	0	0	0	1	8	9
2	20.000	0	0	0	2	16	17
3	30.000	0	0	1	2	23	25
4	40.000	0	1	0	3	31	34
5	50.000	1	0	0	4	39	42
6	60.000	0	0	0	5	45	49
7	70.000	0	0	0	6	53	58
8	80.000	0	0	0	7	61	66
9	90.000	0	0	1	7	68	74
10	100.000	0	1	0	8	76	83
11	110.000	1	0	0	9	84	91
12	120.000	0	0	0	10	90	98
13	130.000	0	0	0	11	98	107
14	140.000	0	0	0	12	106	115
15	150.000	0	0	1	12	113	123
16	160.000	0	1	0	13	121	132
17	170.000	1	0	0	14	129	140
18	180.000	0	0	0	15	135	147
19	190.000	0	0	0	16	143	156
20	200.000	0	0	0	17	151	164
21	210.000	0	0	1	17	158	172
22	220.000	0	1	0	18	166	181
23	230.000	1	0	0	19	174	189
24	240.000	0	0	0	20	180	196
25	250.000	0	0	0	21	188	205
26	260.000	0	0	0	22	196	213
27	270.000	0	0	1	22	203	221
28	280.000	0	1	0	23	211	230
29	290.000	1	0	0	24	219	238
30	300.000	0	0	0	25	225	245

Tabla IX-7. Dimensionamiento del GNC en 300 km

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	100 km		200 km		300 km	
		Lote Para la estación de Compresión (m2)	Lote Para la estación de Regulación (m2)	Lote Para la estación de Compresión (m2)	Lote Para la estación de Regulación (m2)	Lote Para la estación de Compresión (m2)	Lote Para la estación de Regulación (m2)
1	10.000	930	1130	990	1190	1080	1310
2	20.000	990	1190	1080	1310	1320	1550
3	30.000	1060	1290	1240	1470	1570	1830
4	40.000	1120	1350	1360	1590	1810	2100
5	50.000	1210	1440	1480	1740	2050	2340
6	60.000	1280	1510	1610	1870	2270	2590
7	70.000	1340	1570	1730	1990	2510	2860
8	80.000	1440	1670	1890	2180	2790	3140
9	90.000	1470	1730	1980	2270	3000	3380
10	100.000	1560	1820	2130	2420	3240	3650
11	110.000	1660	1920	2260	2580	3520	3930
12	120.000	1690	1950	2350	2670	3700	4140
13	130.000	1790	2050	2540	2860	3980	4450
14	140.000	1850	2110	2630	2980	4220	4690
15	150.000	1910	2200	2750	3100	4430	4930
16	160.000	2010	2300	2910	3260	4710	5240
17	170.000	2070	2360	3030	3410	4950	5480
18	180.000	2140	2430	3160	3540	5170	5730
19	190.000	2200	2490	3280	3660	5410	6000
20	200.000	2290	2580	3400	3810	5650	6240
21	210.000	2360	2680	3530	3940	5900	6520
22	220.000	2420	2740	3680	4090	6140	6790
23	230.000	2520	2840	3810	4250	6420	7070
24	240.000	2550	2870	3900	4340	6600	7280
25	250.000	2640	2960	4050	4490	6840	7550
26	260.000	2740	3060	4180	4650	7120	7830
27	270.000	2770	3120	4300	4770	7330	8070
28	280.000	2870	3220	4460	4930	7610	8380
29	290.000	2960	3310	4580	5080	7850	8620
30	300.000	2990	3340	4670	5170	8030	8830

Tabla IX-8. Dimensionamiento del Terreno para Estaciones de Compresión y Regasificación en 100, 200 y 300 km de Gasoducto Virtual

El componente que define la diferencia en la logística y el tamaño entre distancias diferentes es la cantidad de despachos y recibos diarios. Se tienen 4, 2 y 1 despachos y recibos diarios para 100, 200 y 300 km respectivamente. Para los 400 km se tiene la misma configuración que los 300 km, en estos dos casos el dimensionamiento empieza a ser muy grande para altos volúmenes de consumo y la logística se puede volver inviable por el tráfico y congestión de camiones en estaciones y rutas. El almacenamiento y control de los módulos y la gestión por sistema SCADA se puede tornar muy compleja. Cuando se realizan los cálculos para 500 km la cantidad de despachos y recibos diarios es igual a 0,5, con lo cual se duplica la cantidad de camiones. El tamaño del sistema aumenta considerablemente y además es necesario tener un gran espacio en las estaciones para el flujo y parque de la flota. Se puede pensar a que a partir de estas distancias comienza a ser necesaria la instalación de centros de distribución o cross-docking. A medida que aumenta el tamaño las inversiones se vuelven más riesgosas, y la posibilidades financieras se reducen.

GNL

La estructura logística y el dimensionamiento de los gasoductos virtuales por GNL están determinados en base a los siguientes puntos:

- Ritmo y tiempo de trabajo
- Distancia de Recorrido
- Cantidad de despachos y recibos diarios
- Cantidad de unidades de licuefacción
- Cantidad y tamaño de los de tanques
- Cantidad de vaporizadores
- Cantidad de bombas y equipos de impulsión
- Cantidad de camiones
- Tamaño de las estaciones de licuefacción y regasificación

Al igual que en el GNC se considera un sistema eficiente de carga, transporte y descarga, dónde los camiones se mueven en forma conjunta. También se tiene en cuenta la posibilidad de utilizar cross docking.

Ritmo y tiempo de trabajo

Para los tiempos de operación de las estaciones, se considera un tiempo de completo de 24 h/día, porque se considera que pueden operar en forma constante y esto trae consigo ahorros en la inversión. Al aumentar el tiempo de trabajo es necesario aumentar la capacidad de almacenamiento, pero como los tanques son de altas capacidades esto no genera grandes costos incrementales, a diferencia del GNC dónde es recomendable minimizar la cantidad de módulos en estaciones. Para los camiones se considera un tiempo de trabajo de 14 horas/día en base al tiempo máximo que puede estar viajando haciendo sólo paradas para carga de combustible y mantenimiento.

Cada camión sale de la estación de carga cuando llena su propio tanque por medio de bombas criogénicas. Al llegar a la estación de descarga el GNL es transferido de la misma manera al o los tanques de almacenamiento. Una vez terminada la descarga vuelve a la estación de carga.

Distancia de Recorrido

En este caso se considera el mismo criterio que el utilizado con el GNC, con la diferencia que el tiempo perdido es mayor, dado que el tiempo que tarda un camión en descargar y cargar sus tanques llenos es de 1 hora. Este representa entre un 20 y 60 % para viajes de ida y vuelta por día, teniendo en cuenta un máximo de 4 viajes por día. Por lo tanto se adopta un tiempo perdido en el viaje del 40 % (criterio conservador) para cubrir todo el tiempo de carga, descarga y paradas eventuales. Es decir que se considera una distancia estimada de recorrido máxima por camión en un día a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Distancia de Recorrido por día} = 80 \frac{\text{km}}{\text{hora}} \times 14\text{hs/día} \times (1 - 40\%)$$

Ecuación IX-10. Distancia de Recorrido GNL

Cantidad de despachos y recibos diarios

Para determinar la cantidad de despachos y recibos por día se realiza la siguiente cuenta

$$\text{Cantidad de Despachos y Recibos por día} = \downarrow \frac{\text{Distancia de Recorrido por día}}{\text{Distancia ente Estaciones} \times 2}$$

Ecuación IX-11. Cantidad de Despachos y Recibos por día GNL

La distancia entre estaciones es la distancia de recorrido factible a través de la carretera y se adopta el mismo criterio antes mencionado para cuantificar los viajes de ida y vuelta. Para el GNL se determina un máximo de 6 operaciones por día al igual que el GNC.

Cantidad de unidades de licuefacción y vaporizadores

El consumo y la capacidad de la unidad de licuefacción o vaporizador determinan las cantidades de los mismos. Se plantea el tamaño del sistema de gasoductos virtuales según un aumento de la capacidad en forma modular. La ecuación que determina la cantidad de unidades es la siguiente:

Cantidad de unidades de licuefacción o vaporizadores

$$= \frac{\text{Consumo} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right)}{\text{Capacidad} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{hora}} \right) \times 24 \frac{\text{hs}}{\text{día}}}$$

Ecuación IX-12. Cantidad de Unidades de Licuefacción

Cantidad de Camiones

Similar al GNC, la cantidad de camiones se ajusta según una configuración eficiente que prioriza el mejor aprovechamiento y la menor cantidad de los mismos teniendo en cuenta capacidades de 40 y 50 m³.

$$\begin{aligned}
 & \text{Cantidad de Camiones de máxima capacidad} = \\
 & \quad \downarrow \frac{\text{Consumo}}{\text{Cantidad de Despachos y Recibos por día} \times \text{Capacidad máxima de los camiones}}
 \end{aligned}$$

Ecuación IX-13. Cantidad de Camiones GNL

Luego se compara con el resto con la capacidad del camión de menor capacidad, y se ajusta la mejor configuración.

Cantidad de bombas y equipos de impulsión

La cantidad de bombas y equipos de impulsión que trabajan en la estación de regasificación, se calculan de la misma manera que los vaporizadores, en función de su capacidad durante 24 hs de trabajo.

Para el caso de las bombas de carga y descarga, éstas son equivalentes al doble de la cantidad camiones que operan, una correspondiente para cada estación.

Cantidad y tamaño de los tanques

Se adoptan tanques verticales de 200 m³, el tamaño es el que mejor se ajusta al incremento de la demanda al aumentar la capacidad de forma modular. La cantidad se calcula de la misma manera que las unidades de licuefacción y los vaporizadores. Hay tanques correspondientes a cada estación.

$$\text{Cantidad de tanques} = \frac{\text{Consumo} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right)}{\text{Capacidad} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{hora}} \right) \times 24 \frac{\text{hs}}{\text{día}}} \times 2$$

Ecuación IX-14. Cantidad de tanques de GNL

En este caso la capacidad de almacenamiento es independiente de las distancias y la cantidad de viajes de los camiones.

Tamaño de las estaciones de licuefacción y regasificación

El tamaño de las estaciones de compresión y regulación se determina según los siguientes puntos:

- Se requiere un parque mínimo de 1000 m² para la estación de licuefacción
- Se requiere un parque mínimo de 1500 m² para la estación regasificadora
- Cada unidad de licuefacción instalada exige un espacio de 60 m²
- Cada vaporizador instalado exige un espacio de 6 m²
- Cada tanque instalado exige 30 m²
- Los camiones demandan un espacio de maniobra para la carga y descarga en playa de estacionamiento de 50 m²
- Un lote mínimo de 1000 m² para la estación de cross docking con aumentos en función de la cantidad de camiones

Las especificaciones del dimensionamiento son las siguientes:

	Capacidad/unidad - Tamaño	Unidad	Ocupa (m2)
Sistema de Licuefacción - Cryobox	660	m3/hora	60
Cantidad de Unidades de Cryobox	Consumo/capacidad de Licuefacción		
Camiones Cisterna - 40	40	m3 (liq)	50
Camiones Cisterna - 50	50	m3 (liq)	50
Licuada	600	veces en volumen	
Cantidad de despachos	$14h * \text{Velocidad (km/h)} / 2 * \text{Recorrido(km)} * 0,6$		
Cantidd de recibos	$14h * \text{Velocidad (km/h)} / 2 * \text{Recorrido(km)} * 0,6$		
Cantidad de Camiones	Consumo/capacidad de los camiones		
Vaporizadores	625	m3/hora	6
Cantidad de Vaporizadores	Consumo/capacidad		
Estanque 12 m de altura	200	m3 de GNL (líquido)	30
Bomba GNL y equipo de impulsión (criogénico)	36	m3 (liq)/hora	
Bomba de Carga o Descarga (criogénica)	45	m3 (liq)/hora	
Cantidad de Bombas	Consumo/capacidad		

Tabla IX-9. Especificaciones de Dimensionamiento

A continuación se presentan las tablas obtenidas que definen el dimensionamiento para situaciones de 100 km, 200 km y 300 km en el caso del GNL.

100 km

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	m ³ de GNL Líquido por día	Cantidad de Cryobox	Cantidad de Vaporizadores	Cantidad de Bombas GNL - Equipos de Impulsión	Estanques de Almacenamiento	Cantidad de Camiones 40 m ³	Cantidad de Camiones 50 m ³	Lote para la Licuefacción (m ²)	Lote para la Regasificación (m ²)
1	10.000	17	1	1	1	2	1	0	1170	1616
2	20.000	33	2	2	1	2	1	0	1170	1622
3	30.000	50	2	2	1	2	1	0	1170	1622
4	40.000	67	3	3	1	2	1	0	1230	1628
5	50.000	83	4	4	1	2	1	0	1290	1634
6	60.000	100	4	4	1	2	1	0	1290	1634
7	70.000	117	5	5	1	2	1	0	1350	1640
8	80.000	133	6	6	1	2	0	1	1410	1646
9	90.000	150	6	6	1	2	0	1	1410	1646
10	100.000	167	7	7	1	2	1	1	1520	1702
11	110.000	183	7	8	1	2	1	1	1520	1708
12	120.000	200	8	8	1	2	1	1	1580	1708
13	130.000	217	9	9	1	4	1	1	1640	1774
14	140.000	233	9	10	1	4	1	1	1640	1780
15	150.000	250	10	10	1	4	1	1	1700	1780
16	160.000	267	11	11	1	4	1	1	1760	1786
17	170.000	283	11	12	1	4	0	2	1760	1792
18	180.000	300	12	12	1	4	0	2	1820	1792
19	190.000	317	12	13	1	4	1	2	1870	1848
20	200.000	333	13	14	1	4	1	2	1930	1854
21	210.000	350	14	14	1	4	1	2	1990	1854
22	220.000	367	14	15	1	4	1	2	1990	1860
23	230.000	383	15	16	1	4	1	2	2050	1866
24	240.000	400	16	16	1	4	1	2	2110	1866
25	250.000	417	16	17	1	6	1	2	2110	1932
26	260.000	433	17	18	1	6	0	3	2170	1938
27	270.000	450	18	18	1	6	0	3	2230	1938
28	280.000	467	18	19	1	6	1	3	2280	1994
29	290.000	483	19	20	1	6	1	3	2340	1862
30	300.000	500	19	20	1	6	1	3	2340	1862

Tabla IX-10. Dimensionamiento del GNL en 100 km

200 km

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	m ³ de GNL Líquido por día	Cantidad de Cryobox	Cantidad de Vaporizadores	Cantidad de Bombas GNL - Equipos de Impulsión	Estanques de Almacenamiento	Cantidad de Camiones 40 m ³	Cantidad de Camiones 50 m ³	Lote para la Licuefacción (m ²)	Lote para la Regasificación (m ²)
1	10.000	17	1	1	1	2	1	0	1170	1616
2	20.000	33	2	2	1	2	1	0	1170	1622
3	30.000	50	2	2	1	2	1	0	1170	1622
4	40.000	67	3	3	1	2	0	1	1230	1628
5	50.000	83	4	4	1	2	1	1	1340	1684
6	60.000	100	4	4	1	2	1	1	1340	1684
7	70.000	117	5	5	1	2	1	1	1400	1690
8	80.000	133	6	6	1	2	1	1	1460	1696
9	90.000	150	6	6	1	2	0	2	1460	1696
10	100.000	167	7	7	1	2	1	2	1570	1752
11	110.000	183	7	8	1	2	1	2	1570	1758
12	120.000	200	8	8	1	2	1	2	1630	1758
13	130.000	217	9	9	1	4	0	3	1690	1824
14	140.000	233	9	10	1	4	1	3	1740	1880
15	150.000	250	10	10	1	4	1	3	1800	1880
16	160.000	267	11	11	1	4	1	3	1860	1886
17	170.000	283	11	12	1	4	1	3	1860	1892
18	180.000	300	12	12	1	4	0	4	1920	1892
19	190.000	317	12	13	1	4	1	4	1970	1948
20	200.000	333	13	14	1	4	1	4	2030	1954
21	210.000	350	14	14	1	4	1	4	2090	1954
22	220.000	367	14	15	1	4	0	5	2090	1960
23	230.000	383	15	16	1	4	1	5	2200	2016
24	240.000	400	16	16	1	4	1	5	2260	2016
25	250.000	417	16	17	1	6	1	5	2260	2082
26	260.000	433	17	18	1	6	1	5	2320	2088
27	270.000	450	18	18	1	6	0	6	2380	2088
28	280.000	467	18	19	1	6	1	6	2430	2144
29	290.000	483	19	20	1	6	1	6	2490	1874
30	300.000	500	19	20	1	6	1	6	2490	1874

Tabla IX-11. Dimensionamiento del GNL en 200 km

300 km

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	m ³ de GNL Líquido por día	Cantidad de Cryobox	Cantidad de Vaporizadores	Cantidad de Bombas GNL - Equipos de Impulsión	Estanques de Almacenamiento	Cantidad de Camiones 40 m ³	Cantidad de Camiones 50 m ³	Lote para la Licuefacción (m ²)	Lote para la Regasificación (m ²)
1	10.000	17	1	1	1	2	1	0	1170	1616
2	20.000	33	2	2	1	2	1	0	1170	1622
3	30.000	50	2	2	1	2	0	1	1170	1622
4	40.000	67	3	3	1	2	1	1	1280	1678
5	50.000	83	4	4	1	2	1	1	1340	1684
6	60.000	100	4	4	1	2	0	2	1340	1684
7	70.000	117	5	5	1	2	1	2	1450	1740
8	80.000	133	6	6	1	2	1	2	1510	1746
9	90.000	150	6	6	1	2	0	3	1510	1746
10	100.000	167	7	7	1	2	1	3	1620	1802
11	110.000	183	7	8	1	2	1	3	1620	1808
12	120.000	200	8	8	1	2	0	4	1680	1808
13	130.000	217	9	9	1	4	1	4	1790	1924
14	140.000	233	9	10	1	4	1	4	1790	1930
15	150.000	250	10	10	1	4	0	5	1850	1930
16	160.000	267	11	11	1	4	1	5	1960	1986
17	170.000	283	11	12	1	4	1	5	1960	1992
18	180.000	300	12	12	1	4	0	6	2020	1992
19	190.000	317	12	13	1	4	1	6	2070	2048
20	200.000	333	13	14	1	4	1	6	2130	2054
21	210.000	350	14	14	1	4	0	7	2190	2054
22	220.000	367	14	15	1	4	1	7	2240	2110
23	230.000	383	15	16	1	4	1	7	2300	2116
24	240.000	400	16	16	1	4	0	8	2360	2116
25	250.000	417	16	17	1	6	1	8	2410	2232
26	260.000	433	17	18	1	6	1	8	2470	2238
27	270.000	450	18	18	1	6	0	9	2530	2238
28	280.000	467	18	19	1	6	1	9	2580	2294
29	290.000	483	19	20	1	6	1	9	2640	1886
30	300.000	500	19	20	1	6	0	10	2640	1840

Tabla IX-12. Dimensionamiento del GNL en 300 km

De los resultado obtenidos se puede verificar que el dimensionamiento sólo cambia en la cantidad de camiones y los lotes para las configuraciones de 100, 200, 300 km. No hay cambios en los equipos de almacenamiento. Ésta lógica debiera simplificar el sistema y por ende reducir costos en comparación al GNC. En este caso la cantidad de despachos y recibos por día es de 3, 1,5 y 1 para 100, 200 y 300 km respectivamente. Estos valores son menores que para el GNC dado que aumenta la cantidad de tiempo perdido por la carga y descarga del GNL en los camiones.

X. ESTIMACIÓN DE LAS INVERSIONES Y COSTOS DE LAS ALTERNATIVAS

GNC

En base a la información descrita anteriormente se tienen los siguientes valores para las inversiones y los costos. Se contempla la situación de tomar el gas desde un gasoducto de transmisión alejado de la industria o central térmica.

Inversiones	Modelo	USD	\$ ARG
Compresor Microbox	MX2 200	250.000	1.812.500
Instalación por Unidad de Compresión		80.000	580.000
Lote Mínimo de 800 m2 Estación Compresora		176.000	1.276.000
Conexión a Gasoducto		60.000	435.000
Camión VST 2	VST 2	100.000	725.000
Camión VST 3	VST 3	118.000	855.500
Camión VST 4	VST 4	130.000	942.500
Camión VST 8	VST 8	160.000	1.160.000
Módulo Mat	MAT-250-39	80.000	580.000
Plataforma de Carga	PAC	6.000	43.500
Plataforma de Descarga	PAD	9.000	65.250
Planta Reguladora	PRP-5000	250.000	1.812.500
Instalación por Unidad en Regulación		80.000	580.000
Lote Mínimo de 1000 m2 Estación Reguladora		264.000	1.914.000
Sistema SCADA	SCADA	14.000	101.500
Módulo Electrónico de Gerenciamiento	GDM	12.000	87.000
Expansión de Módulo de Gerenciamiento	GDM Extensión	9.000	65.250
Costo m2		220	1595

Costo (Anual)	USD	\$ ARG
Gas Boca de Pozo/M3	0,08	0,62
Transporte de Gas por Gasoducto /M3	0,008	0,06
Operación, Seguros y Mantenimiento de cada Camión	50.000	362.500
Mantenimiento de cada Módulo	500	3.625
Operación y Mantenimiento del Regulador	5.000	36.250
Costo de Operación y Mantenimiento por Compresor	10.000	72.500
Costo Anual de Electricidad o Gas del Compresor	153.511	1.112.958
Costo del Combustible del Camión (Gas Oil) /km	0,563	4,078

Tabla X-1. Inversiones y Costos del GNC

Las inversiones y los costos se estiman a partir de información brindada por la empresa GNC Galileo S.A., se contempla una tasa de cambio de 7,25 \$ ARG/USD (promedio del tipo de cambio oficial con el paralelo) para el 2013. El análisis será realizado en USD (dólares) para hacer una comparación de costo económico independiente de la situación económica del país y poder visualizar mejor las diferencias de precio entre las distintas alternativas de abastecimiento energético para industrias o centrales térmicas.

Se considera, en primera instancia, el precio del gas en boca de pozo determinado en el 2013 en la Argentina para hacer un primer análisis comparativo de la evaluación económica de gasoductos virtuales. Luego se contemplarán las posibles variaciones. El costo del transporte del gas de boca de pozo hasta la toma en el sistema de compresión se toma en el 10 % del precio del gas para hacer una primera estimación. Los precios varían de según la zona y la distancia transportada, se considera este valor como promedio aproximado vinculado a la reserva de capacidad de transporte.

El costo del m² está determinado a partir de 20 USD por terreno y 200 USD para construcción de pistas, asfalto y otras instalaciones generales.

Cada instalación extra de compresor o regulador se considera en USD 10.000, ya que la configuración modular permite reducir las inversiones de instalación.

Los costos son anuales y están prorrateados según el activo correspondiente, en el caso de los gastos del camión, se contemplan sueldos para hasta dos conductores que podrán intercalar los viajes o turnos de trabajo. También se tiene en consideración todos aquellos sueldos para el personal que interviene en las operaciones y el mantenimiento. En la

mayoría de los casos, los costos de los repuestos o posibles reparaciones componen el costo que genera cada activo.

Se detallan a continuación las inversiones y los costos en USD para distancias de 100, 200 y 300 km:

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	100 km		200 km		300 km	
		Inversión	Costo Anual	Inversión	Costo Anual	Inversión	Costo Anual
1	10.000	1.895.000	726.518	2.465.000	729.518	3.401.500	693.455
2	20.000	2.465.000	1.070.274	3.401.500	1.075.274	5.481.500	1.217.899
3	30.000	3.141.500	1.576.542	4.621.500	1.798.292	7.638.000	1.904.855
4	40.000	3.681.500	1.920.299	5.761.500	2.145.049	9.802.500	2.429.799
5	50.000	4.351.500	2.478.305	6.798.000	2.705.055	11.864.500	2.954.243
6	60.000	4.901.500	2.984.073	7.918.000	3.213.823	13.921.000	3.468.011
7	70.000	5.471.500	3.327.830	9.028.000	3.560.580	16.097.500	3.992.955
8	80.000	6.581.500	3.840.097	10.622.500	4.289.097	18.717.500	4.685.910
9	90.000	6.948.000	4.182.854	11.474.500	4.634.354	20.594.000	5.209.354
10	100.000	7.618.000	4.740.860	12.684.500	5.195.360	22.758.500	5.734.298
11	110.000	8.456.000	5.248.128	13.931.000	5.704.628	25.100.500	6.422.253
12	120.000	8.738.000	5.590.385	14.741.000	6.049.885	26.877.000	6.772.510
13	130.000	9.588.000	6.097.653	16.261.000	6.774.403	29.333.500	7.460.965
14	140.000	10.128.000	6.441.409	17.197.500	7.120.159	31.413.500	7.985.409
15	150.000	10.884.500	7.003.416	18.397.500	7.684.666	33.550.000	8.513.853
16	160.000	11.722.500	7.510.683	19.817.500	8.194.933	35.994.500	9.202.308
17	170.000	12.304.500	7.854.440	20.854.000	8.754.940	38.056.500	9.726.752
18	180.000	12.854.500	8.360.208	21.974.000	9.263.708	40.113.000	10.240.520
19	190.000	13.394.500	8.703.964	23.084.000	9.610.464	42.289.500	10.765.464
20	200.000	14.064.500	9.261.971	24.138.500	10.170.471	44.369.500	11.289.908
21	210.000	14.729.000	9.768.239	25.270.500	10.679.239	46.526.000	11.976.864
22	220.000	15.571.000	10.116.995	26.740.500	11.245.245	48.950.500	12.506.808
23	230.000	16.391.000	10.624.263	27.987.000	11.754.513	51.292.500	13.194.763
24	240.000	16.661.000	10.966.519	28.797.000	12.099.769	53.069.000	13.545.019
25	250.000	17.331.000	11.524.526	30.037.000	12.660.776	55.245.500	14.069.963
26	260.000	18.181.000	12.031.794	31.253.500	13.170.044	57.605.500	14.757.919
27	270.000	18.577.500	12.374.550	32.193.500	13.729.550	59.482.000	15.281.363
28	280.000	19.397.500	12.881.818	33.613.500	14.239.818	61.926.500	15.969.818
29	290.000	20.327.500	13.444.825	34.910.000	14.804.825	64.248.500	16.499.262
30	300.000	20.597.500	13.787.081	35.750.000	15.150.081	66.025.000	16.849.519

Tabla X-2. Inversiones y Costos del GNC para cada Escenario

GNL

En base a la información recolectada se tienen las siguientes inversiones y costos. Se contempla la situación de tomar el gas desde un gasoducto de transmisión alejado de la industria o central térmica.

Inversiones	Modelo	USD	\$ ARG
Unidad de Licuefacción	Cryobox	750.000	5.437.500
Instalación Cryobox		80.000	580.000
Lote Mínimo de 1000 m2 Estación Licuefacción		250.000	1.812.500
Conexión a Gasoducto		60.000	435.000
Camión Cisterna - 40	40 m3	120.000	870.000
Camión Cisterna - 50	50 m3	140.000	1.015.000
Vaporizador		5.000	36.250
Estanque	200 m3 - 12 m vertical	100.000	725.000
Bomba GNL y equipo de impulsión (criogénicos)		3.000	21.750
Bomba de Carga o Descarga (criogénicas)		2.000	14.500
Instalación Estación Regasificadora		100.000	725.000
Lote Mínimo 1500 m2 Estación Regasificadora		375.000	2.718.750
Sistema SCADA	SCADA	14.000	101.500
Módulo Electrónico de Gerenciamiento	GDM	12.000	87.000
Expansión de Módulo de Gerenciamiento	GDM Extensión	9.000	65.250

Costos Anuales

Gas Boca de Pozo/M3		0,08	0,62
Transporte de Gas por Gasoducto /M3		0,008	0,06
Operación, Seguros y Mantenimiento de cada Camión		50.000	362.500
Operación y Mantenimiento de la Estación Regasificadora	en 20 vaporizadores	20.000	217.500
Operación y Mantenimiento de la Estación de Licuefacción		20.000	145.000
Costo Anual de Electricidad o Gas del Cryobox		153.511	1.112.958
Costo del Combustible del Camión (Gas Oil) /km		0,563	4,078

Tabla X-3. Inversiones y Costos del GNL

Para el caso de las inversiones de GNL se consideran 10.000 USD de instalación por cada unidad de licuefacción extra y 500 USD por la instalación de cada vaporizador extra en la estación regasificadora. Se asume un costo de operación y mantenimiento para la estación regasificadora en base a 20 vaporizadores dónde cada vaporizador representa un 5 % (500 USD) del costo especificado con un costo fijo inicial de la estación en 10.000 USD. El costo de operación y mantenimiento de la estación de licuefacción se considera en base a cada Cryobox instalado. Los costos de operación y mantenimiento de la estación regasificadora y de licuefacción incluyen el costo de mantenimiento de los equipos secundarios y los tanques.

Las consideraciones explicadas de los puntos en común con el sistema de GNC se aplican de la misma forma.

A continuación se presentan las tablas obtenidas que definen los costos y las inversiones para el dimensionamiento en situaciones de 100, 200 y 300 km:

Escenario	m ³ de Gas Natural/día	100 km		200 km		300 km	
		Inversión	Costo Anual	Inversión	Costo Anual	Inversión	Costo Anual
1	10.000	2.064.000	575.105	2.064.000	575.105	2.064.000	575.105
2	20.000	2.831.000	1.089.873	2.831.000	1.089.873	2.831.000	1.089.873
3	30.000	2.831.000	1.430.630	2.831.000	1.430.630	2.851.000	1.430.630
4	40.000	3.613.000	1.945.398	3.633.000	1.945.398	3.782.000	1.995.735
5	50.000	4.395.000	2.460.166	4.564.000	2.510.503	4.564.000	2.510.503
6	60.000	4.395.000	2.800.922	4.564.000	2.851.260	4.584.000	2.851.260
7	70.000	5.177.000	3.315.690	5.346.000	3.366.027	5.515.000	3.416.365
8	80.000	5.979.000	3.830.458	6.128.000	3.880.795	6.297.000	3.931.133
9	90.000	5.979.000	4.171.214	6.148.000	4.221.552	6.317.000	4.271.889
10	100.000	6.910.000	4.736.320	7.079.000	4.786.657	7.248.000	4.836.995
11	110.000	6.917.000	5.077.576	7.086.000	5.127.914	7.255.000	5.178.251
12	120.000	7.692.000	5.591.844	7.861.000	5.642.182	8.050.000	5.692.519
13	130.000	8.689.000	6.106.612	8.878.000	6.156.949	9.196.000	6.257.624
14	140.000	8.696.000	6.447.868	9.034.000	6.548.543	9.203.000	6.598.881
15	150.000	9.471.000	6.962.136	9.809.000	7.062.811	9.998.000	7.113.149
16	160.000	10.253.000	7.476.904	10.591.000	7.577.579	10.929.000	7.678.254
17	170.000	10.280.000	7.818.161	10.598.000	7.918.836	10.936.000	8.019.511
18	180.000	11.055.000	8.332.429	11.393.000	8.433.104	11.731.000	8.533.779
19	190.000	11.211.000	8.724.023	11.549.000	8.824.698	11.887.000	8.925.373
20	200.000	11.993.000	9.238.790	12.331.000	9.339.465	12.669.000	9.440.140
21	210.000	12.768.000	9.753.058	13.106.000	9.853.733	13.464.000	9.954.408
22	220.000	12.775.000	10.094.315	13.133.000	10.194.990	13.620.000	10.346.002
23	230.000	13.557.000	10.609.083	14.064.000	10.760.095	14.402.000	10.860.770
24	240.000	14.332.000	11.123.351	14.839.000	11.274.363	15.197.000	11.375.038
25	250.000	14.554.000	11.464.607	15.061.000	11.615.620	15.568.000	11.766.632
26	260.000	15.356.000	11.979.375	15.843.000	12.130.388	16.350.000	12.281.400
27	270.000	16.131.000	12.493.643	16.638.000	12.644.655	17.145.000	12.795.668
28	280.000	16.287.000	12.885.237	16.794.000	13.036.249	17.301.000	13.187.262
29	290.000	17.034.500	13.400.005	17.507.000	13.551.017	17.979.500	13.702.030
30	300.000	17.034.500	13.740.761	17.507.000	13.891.774	17.988.000	14.042.786

Tabla X-4. Inversiones y Costos del GNL para cada Escenario

Los costos son de un orden similar que para el GNC, sin embargo las inversiones son considerablemente más bajas, lo cual refleja una ventaja económica importante. Además se evidencia que las inversiones y los costos no aumentan significativamente al aumentar las distancias.

Esto se puede contrastar con la inversión que hasta el momento significaba un micro proyecto de instalación de GNL en tierra, como es un ejemplo de una inversión realizada en Perú en el año 2007 para el caso de 100.000 m³/día en 600 km de recorrido que se muestra a continuación:

Concepto	MM USD
Planta LNG	13,4
Ingeniería	1,2
Terreno	1
Construcción e Instalación	3,5
Logística (Transporte - Regasificación)	4,1
Total	23,2

Tabla X-5. Inversión en Micro Proyecto de Gasoducto Virtual de GNL - 2007

En el caso puntual del sistema modular ofrecido por la empresa Galileo se puede estar obteniendo un ahorro del 65 % en la inversión para el mismo caso de 100.000 m³/día y 600 km de recorrido.

Gasoducto Físico

Se analiza la inversión y el costo de un gasoducto físico para contrastar la inversión necesaria con la de un gasoducto virtual y poder establecer en qué condiciones es rentable uno u otro. El gasoducto puede ser construido como una conexión a los gasoductos de transmisión o distribución, o directo de boca de pozo.

En primer lugar se adopta un gasoducto de 6 (seis) pulgadas de diámetro con un espesor de 0,2 pulgadas, ya que en estas condiciones puede trabajar de 40 bar a 96 bar (valores máximos) y es suficiente para los caudales de hasta 300.000 m³/día. La siguiente ecuación permite calcular la máxima presión permitida:

$$P(\text{Presión}) = \frac{\sigma \times F \times 2 \times t}{D}$$

Ecuación X-1. Presión de Diseño de un Gasoducto

σ : Tensión de Fluencia: 2000 kg/cm²

F: Factor de Diseño (0,3 - 0,72)

D: Diámetro

t : Espesor

Los costos de construcción se toman por km y pulgada de diámetro y son los de referencia al 2013 en Argentina. La estación compresora podría no ser necesaria en algunos casos, pero al considerar la lejanía de la fuente de consumo al gasoducto ya existente, se considera necesaria su instalación para el efectivo transporte del gas. Cada m³/día demanda 0,006 HP de potencia en la compresión del gas y la inversión de la estación está directamente relacionada con la misma. Por otro lado se toma que la inversión de una estación reguladora convencional suele estar en los 0,4 USD por cada m³ que se regula por día. La inversión de un gasoducto físico se resume con las siguientes variables en la Tabla X-6:

Construcción Gasoducto	USD/KM/PULG
	30.000
Estación Compresora	USD/HP
	1000
Estación Reguladora	USD/(M ³ /día)
	0,4

Tabla X-6. Inversión en Gasoducto

El gasoducto no presenta costo de mantenimiento y operación para el cliente, siendo la empresa transportista o distribidora responsable y propietaria del mismo. Todos los costos se incorporan en la tarifa de transporte o distribución.

El costo de transporte y distribución es de un 0,1 % o de 1 en 1000 sobre el producto entre el valor del gas y el km construido. En este caso se tomó una aproximación según las tarifas de las transportistas y distribidoras para clientes con servicio interrumpible en Argentina.

XI. COSTO ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS

Para evaluar el costo económico se separan las inversiones de los costos anuales y se determina un costo anual equivalente unitario. Éste se determina con la elaboración de un flujo de fondos a 10 años correspondiente a cada configuración según la demanda y la distancia recorrida.

Las inversiones en el flujo de fondos contemplan la inversión inicial de cada configuración y las inversiones necesarias para reemplazar los transportes de carga al cabo del quinto año. Se considera una reinversión del 50 % en valor inicial de los transportes de carga. El costo contempla los puntos antes citados más el costo promedio del gas en boca de pozo obtenido en el análisis de mercado. También se considera un adicional por transporte hacia la estación compresora del gasoducto virtual en un 10 % sobre el valor del gas. Se toma este valor promedio del costo de transporte hacia la estación, teniendo en cuenta que ésta debería estar alejada del gasoducto en la mayoría de los casos (en un radio mínimo de 100 km).

Precio Promedio del Gas boca de pozo - Argentina	2,3	USD/MMBTU
Transporte del Gas hacia la estación	0,23	USD/MMBTU

Tabla XI-1. Precio Adoptado del Gas en Boca de Pozo para Gasoductos Virtuales

Para descontar el flujo de fondos se toma un costo de capital del 20 % con los siguientes parámetros ajustados al 2013:

$$K_e = R_f + \beta (R_m - R_f) + R_c$$

Ecuación XI-1. Costo de Capital

$R_f = 3 \%$ (UST 10Y)

$R_m = 15 \%$ (Standard & Poor's 500)

$\beta = 0,5$ (se considera bajo riesgo financiero en el sector de transporte y distribución)

$R_c = 11 \%$ (Riesgo País Argentina - Standard & Poor's 500)

$K_e = 20 \%$

El costo anual equivalente se determina de la siguiente manera:

$$CAE \text{ (Costo Anual Equivalente)} = \frac{\sum_{i=0}^9 \frac{FF_i}{(1+ke)^i}}{\sum_{i=0}^9 \frac{1}{(1+ke)^i}}$$

Ecuación XI-2. Costo Anual Equivalente

Donde FF_i es el flujo de fondos del año i que componen inversión más costo en el 1er y 6to año, y sólo costo en los demás años. Dado que la instalación y puesta en marcha de las estaciones modulares se realiza en menos de un año se considera la inversión inicial junto al costo operativo del primer año para simplificar el análisis comparativo.

En el caso del gasoducto físico hay sólo una inversión inicial y el costo está atribuido al precio y transporte del gas. El precio del gas en este caso se considera en los 2,3 USD/MMBTU para hacer la comparación inicial en igualdad de condiciones con el gasoducto virtual. Sin embargo cuando el gasoducto es físico los clientes industriales pagan alrededor de los 3, 5 USD/MMBTU como se describió en la parte de mercado. Se tendrán en cuenta éstas dos situaciones. En cuanto al costo de transporte del gas se toma un costo de 1 en 1000 por KM sobre el precio del gas para aproximar las posibles tarifas.

GNC

El costo anual equivalente en sistema de gasoducto virtual para GNC se muestra en el siguiente gráfico de la figura Figura XI-1 para los casos de 100, 200 y 300 km:

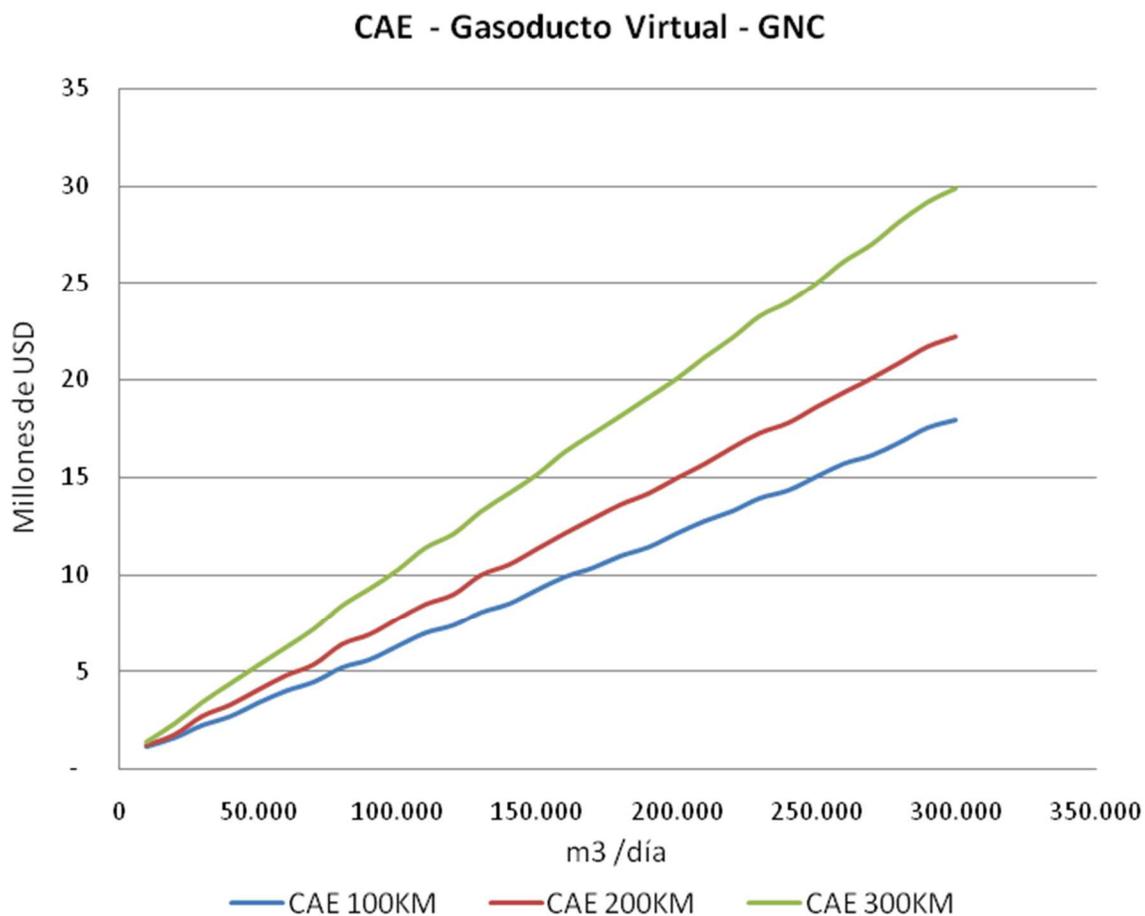


Figura XI-1. CAE GNC

El costo anual equivalente aumenta de forma casi lineal y esto se asocia a un esquema flexible en los costos y las inversiones del sistema de distribución.

El costo unitario se evalúa con el CAE según los m³/día de gas natural, se muestra el siguiente gráfico de la Figura XI-2 con las configuraciones de GNC de 100, 200, 300, 400 y 500km:

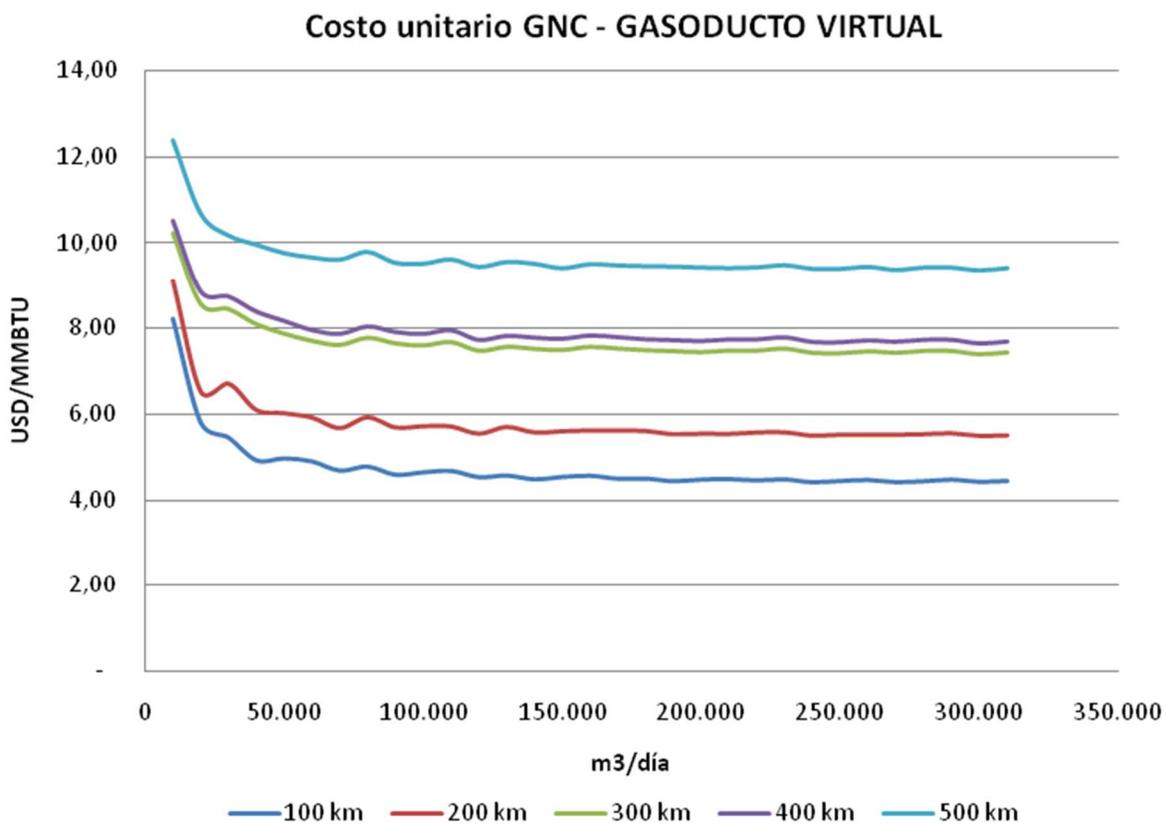


Figura XI-2. Costo unitario GNC

Del gráfico se puede ver que los costos disminuyen después de los 20.000 m³/día con los siguientes valores en la Tabla XI-2:

KM	GNC VIRTUAL (USD/MMBTU)		
	Mínimo	Promedio	Máximo
100	4,4	4,8	8,2
200	5,5	5,8	9,1
300	7,4	7,7	10,2
400	7,6	8,0	10,5
500	9,4	9,7	12,4

Tabla XI-2. Costo unitario GNC

Hay una marcada diferencia en los costos cuando se alcanzan los 300 km ya que sólo se puede realizar un recibo y despacho por día y esa situación se mantiene a los 400 km. En los 500 km sólo se puede realizar un viaje por día.

Los costos unitarios no ascienden a medida que aumenta el volumen, lo cual refleja que la estructura de costos fijos del sistema es flexible y se adapta a la demanda.

Al comparar el costo del GNC en 100 km de distancia con el costo de un gasoducto físico se obtiene el siguiente gráfico de la Figura XI-3:

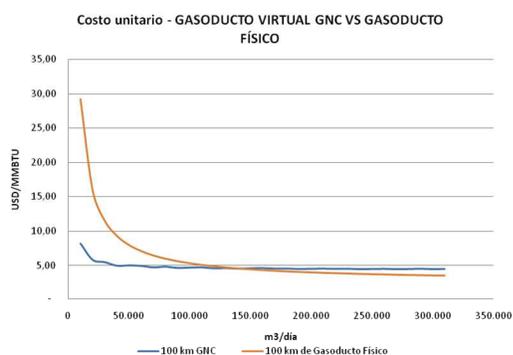


Figura XI-3. Costo unitario de GNC vs Gasoducto

Se puede ver que el costo del gasoducto virtual es menor cuando se está por debajo de los 150.000 m³/día, y que el costo unitario en un gasoducto físico es muy alto por debajo de los 50.000 m³/día. Se estaría alrededor de 3,5 USD/MMBTU para el gasoducto físico en volúmenes altos. Cabe mencionar que aunque la diferencia en el costo unitario no sea alta, a valor de costo total el margen puede ser muy amplio entre una alternativa u otra. Repitiendo la gráficas de éstas curvas (Figura XI-3) para las configuraciones de 50 hasta 600 km se puede construir el siguiente gráfico de área con los puntos de intersección de dichas curvas, que muestra la conveniencia de un gasoducto virtual frente a un gasoducto físico (Figura XI-4).

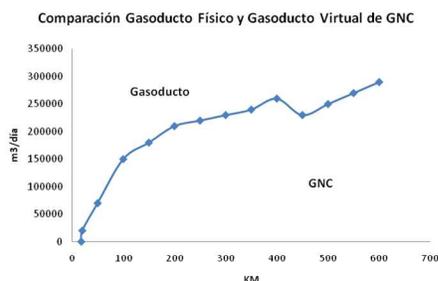


Figura XI-4. Comparación de Gasoducto Virtual por GNC con Gasoducto Físico

El gráfico precedente muestra una curva creciente que separa las áreas de Gasoducto Físico y Gasoducto Virtual. Antes de los 20 km es siempre conveniente instalar un gasoducto, ya que el gasoducto virtual tiene restricciones de un máximo de 4 operaciones por día (8 viajes por camión) y los camiones no podrían realizar más viajes cuando las

distancias son cortas. Luego la curva es creciente y muestra una leve declinación en los 450 km (un solo viaje por día en gasoducto virtual de GNC), la curva vuelve a subir marcando que a mayores distancias el Gasoducto Virtual “sería” más conveniente, sin embargo hay que tener en cuenta que el desarrollo del sistema logístico se puede volver muy complejo y se puede incurrir en costos muy elevados, difíciles de estimar.

Por otro lado cuando se tiene en cuenta que el costo del gas en un gasoducto físico para un cliente industrial está en los 3, 5 USD/MMBTU se encuentra que la inversión en más de 60 KM de gasoducto virtual es siempre más conveniente que en un gasoducto físico, lo cual justifica y demuestra el desarrollo de los gasoductos virtuales en la Argentina. Como se puede ver en siguiente gráfico de la Figura XI-5 incluso a los 100 km es más conveniente el gasoducto virtual.

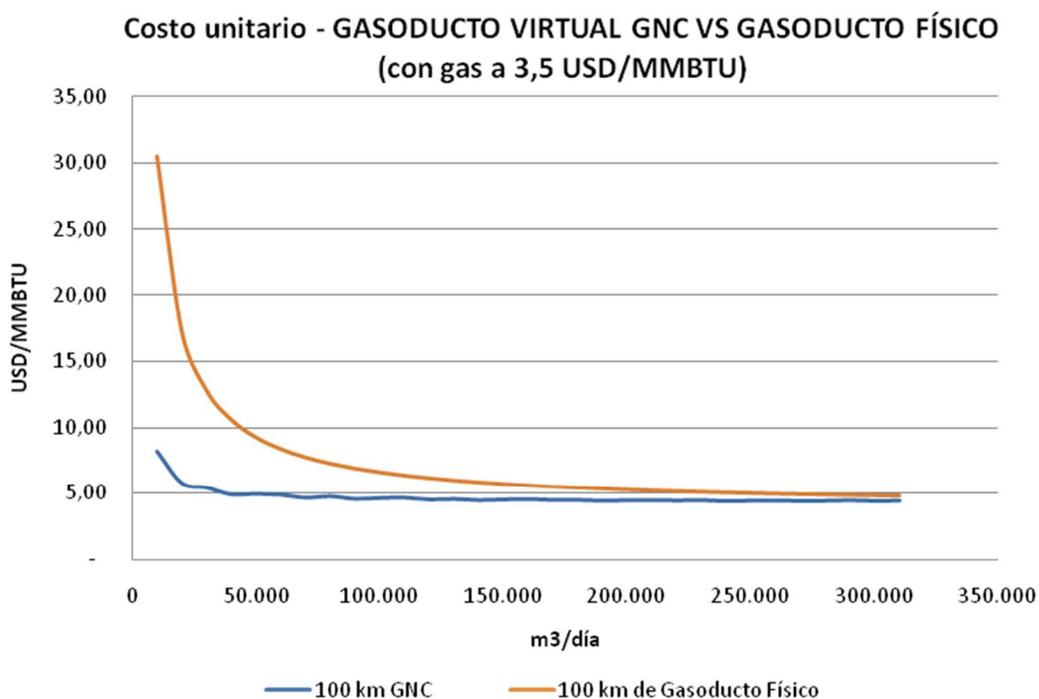


Figura XI-5. Costo unitario de GNC vs Gasoducto (con gas a 3,5 USD/MMBTU para el segmento industrial)

Para distancias menores a 60 KM se debe ajustar un segundo gráfico, parecido al que se mostró anteriormente entre Gasoducto Físico y Gasoducto Virtual:

Comparación de Gasoducto Físico y Gasoducto Virtual

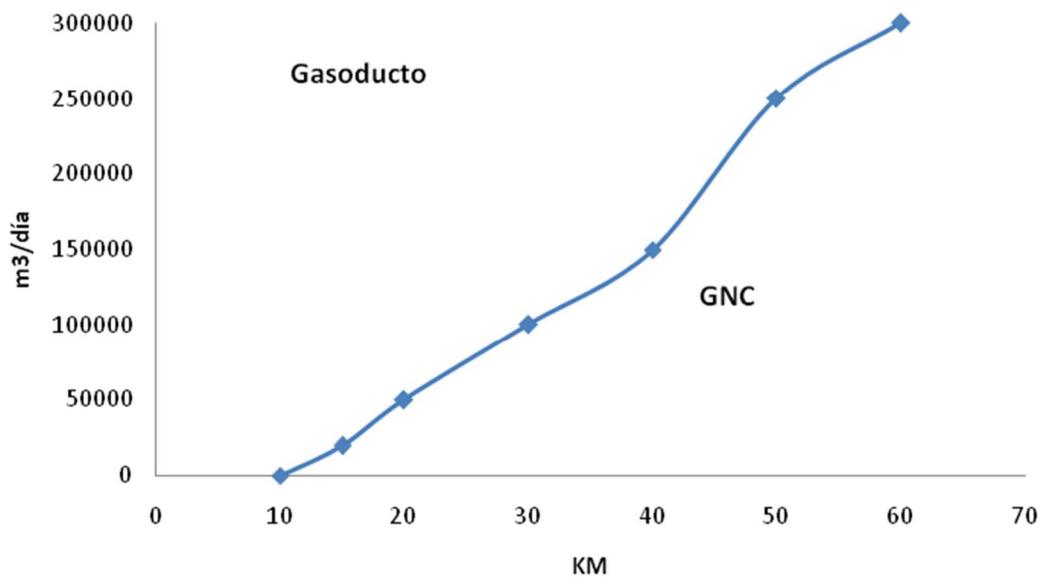


Figura XI-6. Comparación de Gasoducto Físico (con gas a 3, 5 USD/MMBTU) y Gasoducto Virtual por GNC

GNL

En caso del GNL costo anual equivalente casi no varía en función de las distancias, haciéndolo más rentable y apto para largos recorridos (Figura XI-7).

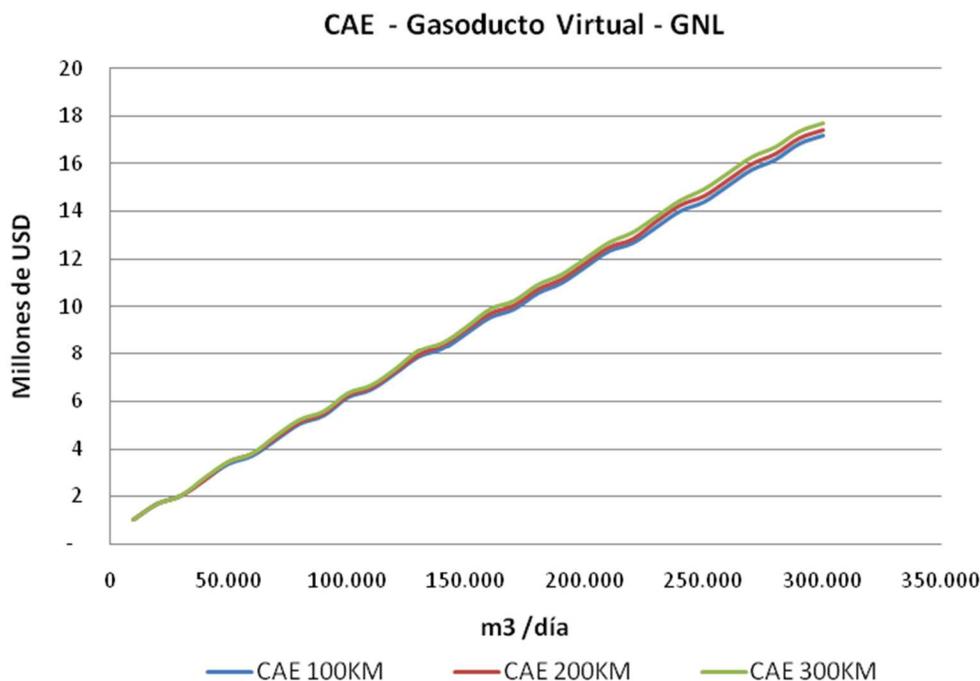


Figura XI-7. CAE GNL

A través del costo unitario se puede verificar que el GNL es siempre es más económico que el GNC aproximadamente a partir de los 100 km y que además su costo presenta poca sensibilidad a las distancias (Figura XI-8, Tabla XI-3). Incluso el costo de 1000 km de GNL es menor al costo de 200 km de GNC. Esto se puede explicar en el hecho de que el costo de transporte y almacenamiento es considerablemente menor.

Para las distancias citadas el costo del GNL estaría en los siguientes rangos:

	GNL VIRTUAL (USD/MMBTU)		
	Mínimo	Promedio	Máximo
100 km con GNL	4,2	4,6	7,4
200 km con GNL	4,3	4,6	7,4
300 km con GNL	4,4	4,7	7,4
500 km con GNL	4,6	4,9	7,4
1000 km con GNL	5,1	5,4	8,4

Tabla XI-3.Costo unitario GNL

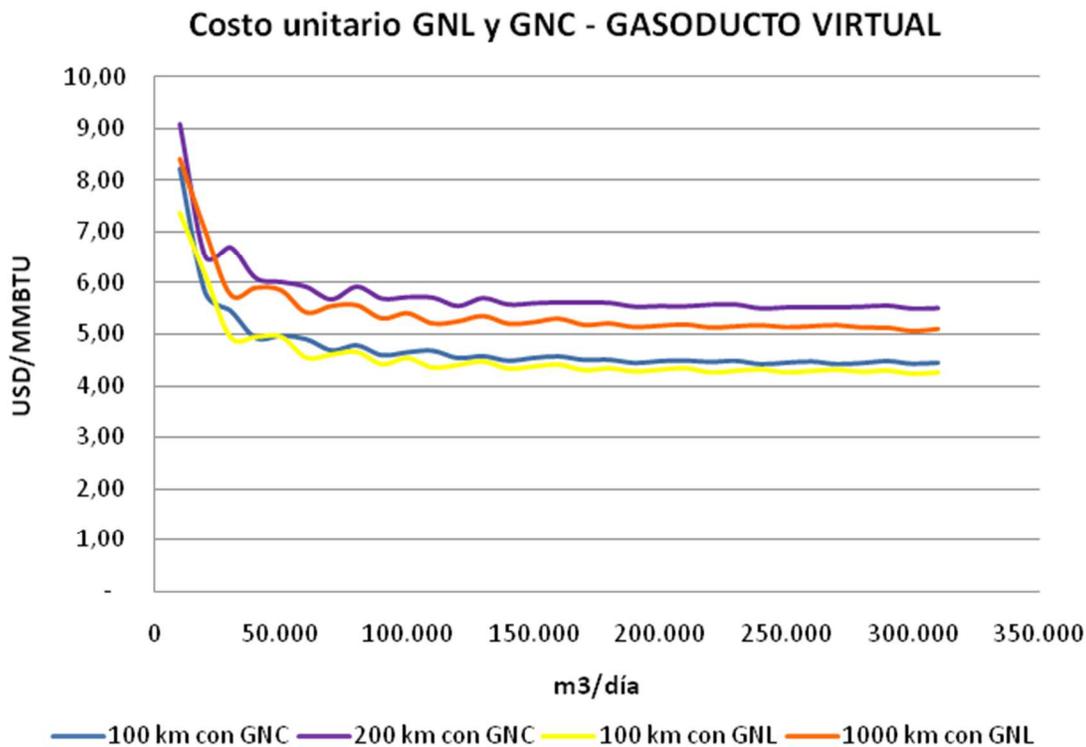


Figura XI-8. Costo Unitario GNL y GNC

La comparación del GNL con un gasoducto físico resulta aún más conveniente que en el caso del GNC, después de los 200 km el GNL es igual de o más económico que un gasoducto convencional en más de 300.000 m³/día (Figura XI-9).

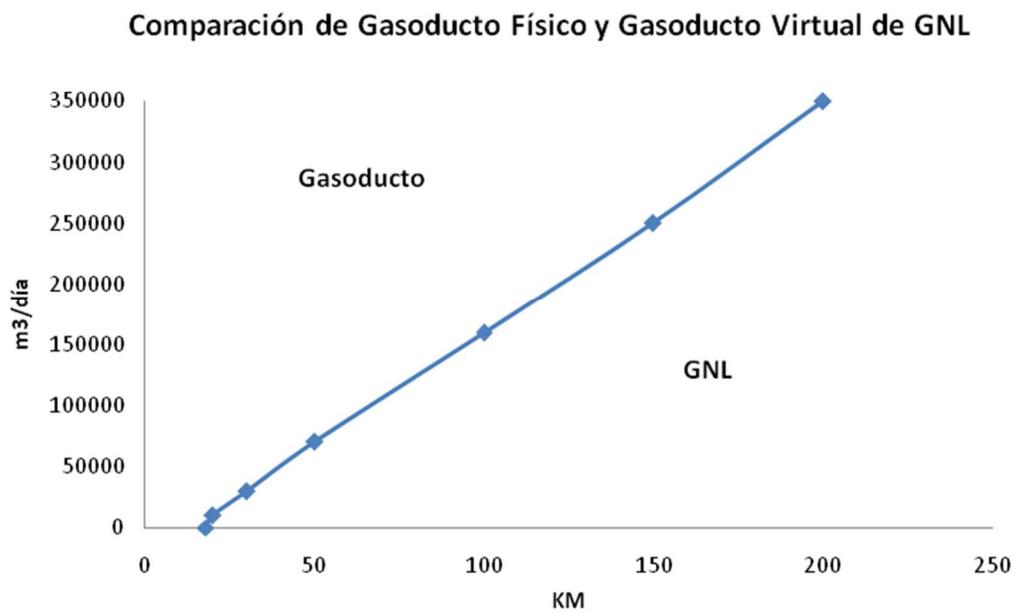


Figura XI-9. Comparación de Gasoducto Virtual de GNL con Gasoducto Físico

XII. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad está centrado en determinar las posibles variaciones del costo unitario a partir de las variaciones de los precios del gas y los combustibles analizados en el estudio de mercado con el fin de evaluar cual es el margen y la conveniencia de cada alternativa.

El análisis de sensibilidad para los gasoductos virtuales se realizará comparando el GNC y el GNL contra el FUEL OIL y GAS OIL. Y luego el GNC contra el GNL.

Se realizará una simulación de Montecarlo para captar las variaciones esperadas en el precio de los combustibles.

Adoptando los criterios de proyección y de determinación del precio del estudio de Mercado para los próximos 10 años se construye el siguiente cuadro que revela las distribuciones de probabilidad consideradas (Tabla XII-1):

Distribuciones Normales		Actual
		USD/MMBTU
Precio del Gas Natural		2,3
Media	2,3	
Desvío Std	0,7	
Precio del Gas Natural Industrias		3,5
Media	3,5	
Desvío Std	1,2	
Precio del GNL Importado		15,7+2
Media	11	
Desvío Std	1,6	
Precio del Gas Oil		22
Media	18	
Desvío Std	2,7	
Precio del Fuel Oil		15
Media	11	
Desvío Std	1,7	

Tabla XII-1. Precios Esperados de los Combustibles

En principio todas son distribuciones normales construidas con las proyecciones por el método de Mean Reversion, sin embargo al acotar las posibles variaciones como se describió anteriormente el estudio se obtiene la siguiente distribución de los precios ajustada (Tabla XII-2).

Precios	Parámetros de la Distribución	USD/MMBTU
Gas en Boca de Pozo	Mean	2,81
	Standard Deviation	0,34
	Minimum	2,30
	Maximum	3,68
Gas para Industrias	Mean	4,46
	Standard Deviation	0,73
	Minimum	3,50
	Maximum	6,96
GNL Importado	Mean	12,33
	Standard Deviation	0,98
	Minimum	11,01
	Maximum	15,74
Gas Oil	Mean	18,03
	Standard Deviation	2,62
	Minimum	12,08
	Maximum	26,55
Fuel Oil	Mean	11,17
	Standard Deviation	1,55
	Minimum	8,01
	Maximum	15,84

Tabla XII-2. Distribución de Probabilidades de los Precios de los Combustibles

Estas distribuciones resultan de acotar las variaciones de la distribución normal con desvíos positivos en la mayoría de los casos y para el gas oil y el fuel oil se contemplan también variaciones negativas que podrían ser probables en el mercado local. Las distribuciones de probabilidad se aproximan a distribuciones beta o u otras de extremo máximo con sesgo positivo.

1. GNC vs GAS OIL y FUEL OIL

En primer lugar se debe analizar el siguiente gráfico de la Figura XII-1 que muestra la gran diferencia actualmente que existe entre los combustibles líquidos y el gasoducto virtual de GNC.

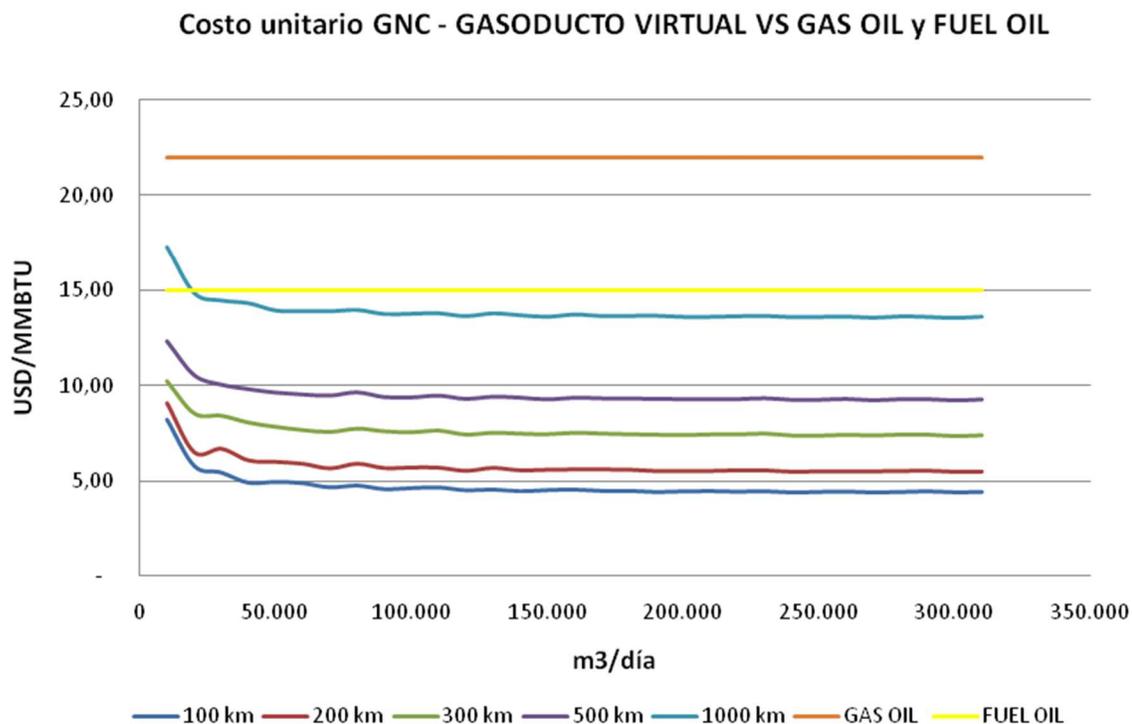


Figura XII-1. Costo unitario del GNC vs precio del Gas Oil y Fuel Oil

La distancia de 1000 km es la distancia máxima considerada en esta análisis de sensibilidad para un gasoducto virtual, en esta situación es necesario un centro cross docking y a mayores distancias la logística se asume muy compleja para poder validar un estudio comparativo.

El costo del Gas Oil y el Fuel Oil es el precio en el mercado local sin tener en cuenta el costo de transporte, el cuál sería el siguiente con el porcentaje respectivo sobre el costo del combustible:

KM	Costos de Transporte Gas Oil USD/MMBTU		Costos de Transporte Fuel Oil USD/MMBTU	
	Costo	Porcentaje	Costo	Porcentaje
100	0,234	1%	0,218	1%
200	0,468	2%	0,436	3%
300	0,702	3%	0,654	4%
400	0,936	4%	0,872	6%
500	1,17	5%	1,09	7%
1000	4,68	21%	4,36	29%

Tabla XII-3. Costo de Transporte del Gas Oil y el Fuel Oil

Con lo cual el margen descrito en el gráfico es aún mayor si se tiene en cuenta el costo de transporte para los combustibles líquidos. Es significativo cuando se está en más de 900 km y es necesario centros de distribución y cross docking.

Como se puede ver los costos del gasoducto virtual siempre están por debajo de los combustibles líquidos, se puede considerar la curva de los 1000 km que está por encima del precio del fuel oil hasta los 20.000 m³/día sin embargo al tener en cuenta el costo de transporte del fuel oil, está diferencia se invierte y por lo tanto siempre es conveniente un gasoducto virtual frente a un combustible líquido. Igual siempre hay que tener en cuenta que la distancia a boca de pozo o conexión a gasoducto no es la misma que la de una refinería o centro de distribución de productos refinados.

Las simulaciones que se realizan a continuación son para ver qué tanto se puede acercar el precio del fuel oil o gas oil al costo de un gasoducto virtual. La variación del precio del gas en boca de pozo determina que tanto puede variar el costo de un gasoducto virtual en este caso (Figura XII-2).

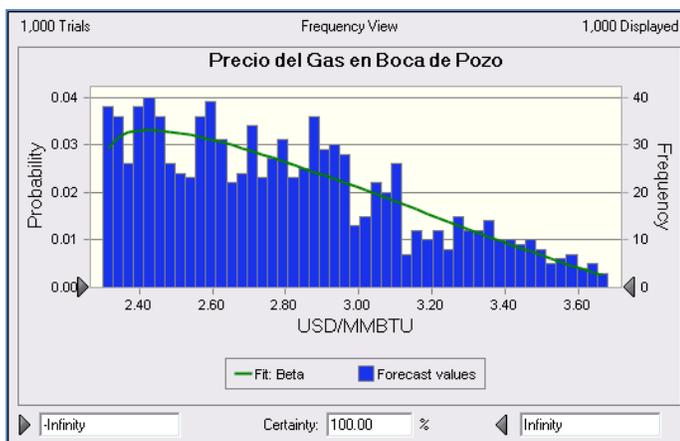


Figura XII-2. Distribución del Precio del Gas en Boca de Pozo

La Tabla XII-4 muestra los resultados de la simulación que evalúa la probabilidad de que el fuel oil sea más económico que el GNC.

GNC km	Probabilidades Precio		Probabilidad cruzada
	GNC > MIN FUEL OIL	FUEL OIL < MAX GNC	
200	0%	0%	0%
300	68%	12%	8%
500	100%	54%	54%
1000	100%	99%	99%

Tabla XII-4. Probabilidad del Precio del Fuel Oil frente al costo del GNC por Gasoducto Virtual

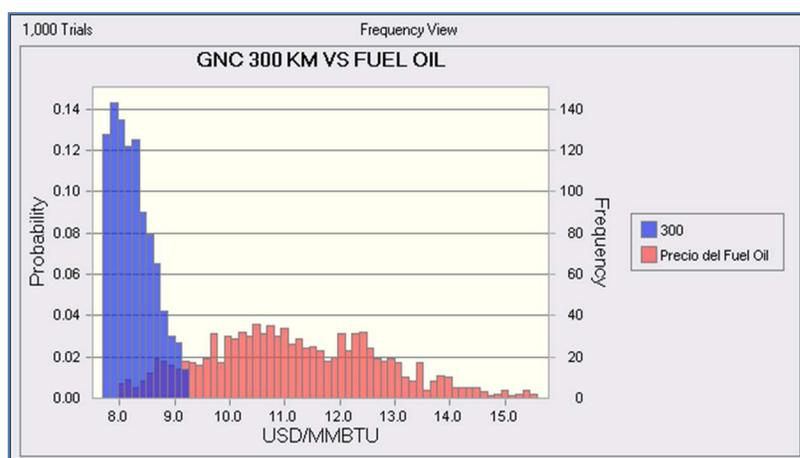


Figura XII-3. Simulación del costo del GNC (300 km) vs Precio del Fuel Oil

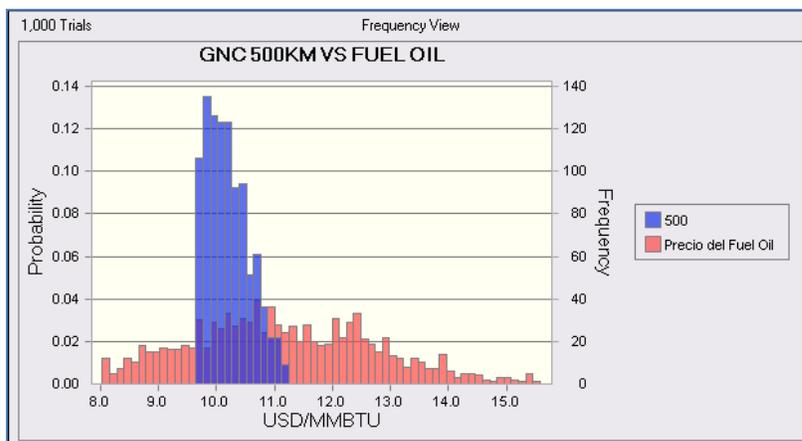


Figura XII-4. Simulación del costo del GNC (500 km) vs Precio del Fuel Oil

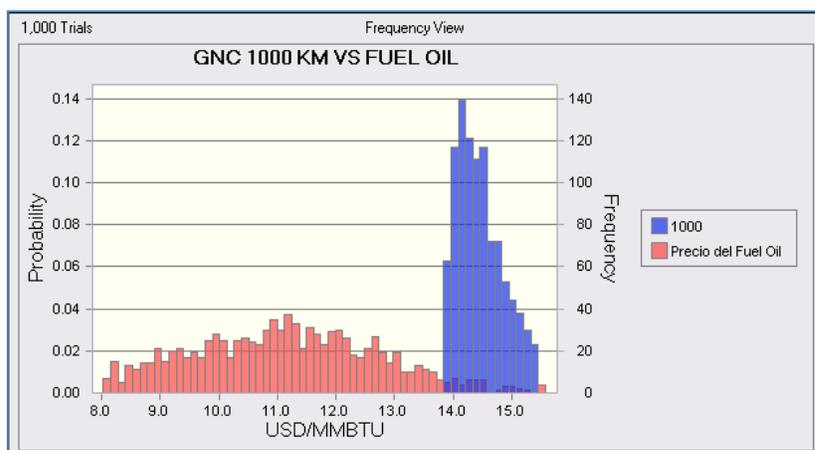


Figura XII-5. Simulación del costo del GNC (1000 km) vs Precio del Fuel Oil

Se debe tener en cuenta que el costo de transporte del fuel oil reduce ampliamente la última probabilidad en 1000 km a un 22 % (Figura XII-5), ya que en ese caso el fuel oil tiene un mínimo de 12,36 USD/MMBTU en lugar de 8 USD/MMBTU.

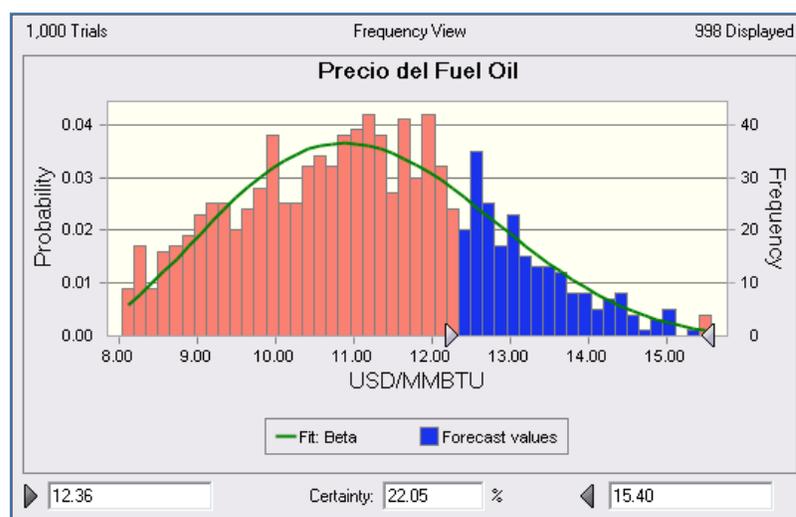


Figura XII-6. Simulación del Precio del Fuel Oil (incluyendo costo de transporte)

En el caso del Gas Oil las probabilidades de que éste sea más económico que el GNC son más bajas, y aproximadamente después de los 900 km existe esa posibilidad cuando el sistema de gasoducto virtual incorpora un cross-docking. A los 1000 km se tiene una

probabilidad del 16 % de que el precio del Gas Oil sea inferior al costo del GNC (Figura XII-7). Sin embargo si tiene en cuenta que el costo de transporte es de 4,68 USD/MMBTU para el gas oil en 1000 km y el precio mínimo está en 12 USD/MMBTU, el costo del gasoducto virtual con un máximo de 15,4 USD/MMBTU es siempre inferior al del gas oil.

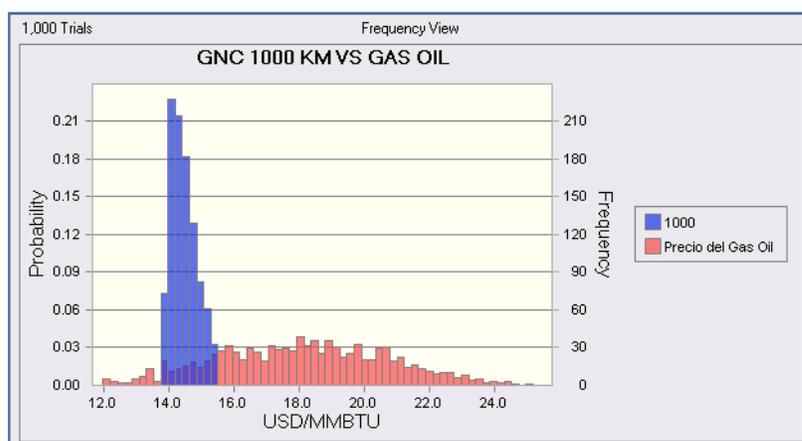


Figura XII-7. Simulación del costo del GNC (1000 km) vs Precio del Gas Oil

En este contexto se puede afirmar que la conveniencia del GNC es marcada respecto del fuel oil y el gas oil dejando pocos motivos que justifiquen la elección de éstos últimos teniendo en cuenta los aspectos económicos. Además al haber subas y bajas en los precios, en general éstas están alineadas dentro de los combustibles y el gas natural, con lo cual cuando sube o baja uno es probables que también suba o baje el otro. Prácticamente se puede decir que el gasoducto virtual por GNC es siempre más económico que los sustitutos del gas natural en industrias o centrales térmicas como el gas oil y el fuel oil.

2. GNL vs GAS OIL y FUEL OIL

Para empezar el análisis de sensibilidad se debe descartar las configuraciones de GNL en tierra para menos de 5.000 km porque como se vio anteriormente según un esquema modular del sistema los costos están muy por debajo del precio del Gas Oil y el Fuel Oil y no son competencia en ese contexto. A continuación se muestra cuales serían los costos más altos que podría alcanzar un gasoducto virtual de GNL en tierra (Tabla XII-5).

	GNL VIRTUAL (USD/MMBTU)		
	Mínimo	Promedio	Máximo
1000 km con GNL	5,1	5,4	8,4
2000 km con GNL	5,5	5,9	8,5
3000 km con GNL	6,2	6,6	9,1
5000 km con GNL	7,5	7,9	10,5
7000 km con GNL	8,8	9,3	11,9
9000 km con GNL	10,1	10,6	13,2

Tabla XII-5. Costo unitario GNL largas distancias

Haciendo un razonamiento más práctico no es conveniente analizar estas posibilidades descritas contra el fuel oil y el gas oil, porque las distancias son muy grandes, y la logística del sistema de GNL en tierra sería inviable en el presente.

Con lo cual sería más objetivo analizar el sistema marítimo o GNL importado para determinar qué competencia tiene con el Fuel Oil y el Gas Oil en este caso.

Corriendo una simulación con las distribuciones adoptadas se encuentra al precio del GNL entre los precios del fuel oil y el gas oil (Figura XII-8).

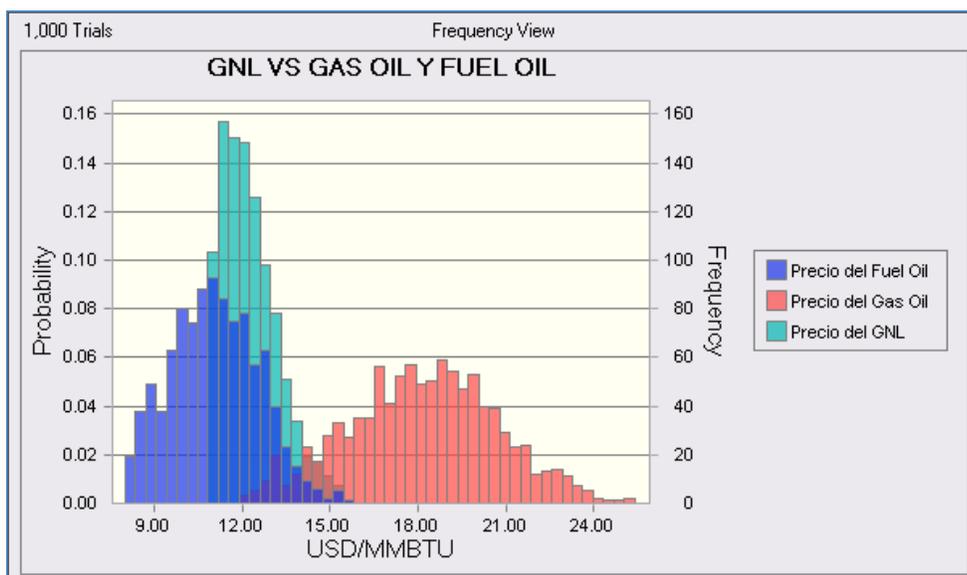


Figura XII-8. Precios GNL vs Gas Oil y Fuel Oil

Con los resultados de la simulación se puede estimar que hay una alta probabilidad de que el precio del Fuel Oil sea inferior al del GNL y por el otro lado hay una baja probabilidad que el precio del Gas Oil sea inferior al mismo. Éstos serían los resultados de la simulación (Tabla XII-6).

Probabilidades		
GNL > MIN FUEL OIL	FUEL OIL < MAX GNL	Probabilidad cruzada
100%	99%	99%
GNL > MEDIA FUEL OIL	FUEL OIL < MEDIA GNL	Probabilidad cruzada
97%	78%	76%
GNL > MIN GAS OIL	GAS OIL < MAX GNL	Probabilidad cruzada
54%	18%	10%
GNL > MEDIA GAS OIL	GAS OIL < MEDIA GNL	Probabilidad cruzada
0%	0%	0%

Tabla XII-6. Probabilidades del Precio del GNL frente al Precio del Fuel Oil y el Gas Oil

Se puede concluir dos aspectos principales en este análisis, para distancias terrestres el Gas Oil y el Fuel Oil no son competencia para el GNL, y en el caso de largas distancias y transportes marítimos sólo el Fuel Oil compete.

3. GNC VS GNL

Para abordar el análisis de sensibilidad del GNC con el GNL, se debe partir de la premisa obtenida en la evaluación del costo económico que deja al GNL como un combustible más rentable que el GNC en la mayoría de los casos.

En distancias cortas, menores a 100 km se encuentra al GNC más económico en promedio que el GNL, por ejemplo, estos serían los valores para 50 km de distancia:

	GNC VIRTUAL (USD/MMBTU)		
	Mínimo	Promedio	Máximo
50 km con GNC	4,0	4,3	7,9

	GNL VIRTUAL (USD/MMBTU)		
	Mínimo	Promedio	Máximo
50 km con GNL	4,2	4,5	7,3

Tabla XII-7 Comparación GNC vs GNL cortas distancias

Otro punto que debe ser analizado es la diferencia que guardan ambos sistemas con el precio del Gas Industrial, que es el gas que paga un cliente que ya tiene un gasoducto con red de distribución. Al plantear los mínimos costos de GNC y GNL virtual, como serían 10 km de distancia, se obtienen valores promedio en 4,2 y 4,5 respectivamente. Estos están por encima del precio promedio actual de 3,5 USD/MMBTU, pero si se tiene en cuenta el valor máximo de 6,96 USD/MMBTU y una media esperada de 4,46 USD/MMBTU para los próximos años en el gas para industrias, puede suceder en el algún caso que un gasoducto virtual sea más económico que seguir utilizando el gasoducto físico que ya está instalado.

Resta analizar aquellos puntos que determinan la estructura del sistema y que puede generar una variación en el costo de uno u otro:

- Horario de Trabajo
- Inversiones en Instalaciones

El precio del Gas no se tiene en cuenta porque es el mismo para los dos sistemas terrestres.

En el sistema de GNC se consideró un horario de trabajo de 14 hs y en el caso del GNL se consideró el mismo para el transporte pero no para la operación de las estaciones, siendo éste de 24 hs ya que se asume que se puede operar la tecnología del GNL en forma continua y automática.

Al igual los horarios, ambos de transporte y operación, en 14 hs se obtienen los siguientes resultados:

	GNC VIRTUAL (USD/MMBTU)		
	Mínimo	Promedio	Máximo
100 km con GNC	4,4	4,8	8,2
200 km con GNC	5,5	5,8	9,1
300 km con GNC	7,4	7,7	10,2

	GNL VIRTUAL (USD/MMBTU)		
	Mínimo	Promedio	Máximo
100 km con GNL	5,3	5,7	9,8
200 km con GNL	5,4	5,8	9,8
300 km con GNL	5,5	5,9	9,8

Tabla XII-8. Comparación GNC vs GNL en igual tiempo de trabajo

Se puede verificar que al igualar los horarios de trabajo, se obtiene que el GNL es más rentable que el GNC aproximadamente después de los 300 km. Con lo cual el poder operar más horas en las estaciones de GNL es una ventaja importante del sistema (con diferentes tiempos lo es después de los 100 km).

Si por algún motivo reglamentario se tuviera que trabajar menos de 14 hs se encuentra que los costos pueden aumentar en hasta un 10 % cada 2 horas menos de trabajo, siendo más importante el nivel de operación que los costos en salarios.

En cuanto a las inversiones se puede analizar si hay aumento de los costos en el caso del GNC cuando se obtiene el gas directo de boca de pozo mediante la utilización de un “well head compressor”. Hay un aumento del costo del compresor en un 20 % (300.000 USD) pero se elimina el costo de la conexión inicial a gasoducto en 60.000 USD (estimada).

En este caso los valores serían los siguientes y prácticamente no varían con respecto a la configuración anterior:

	GNC VIRTUAL (USD/MMBTU)		
	Mínimo	Promedio	Máximo
100 km con GNC	4,5	4,8	8,2
200 km con GNC	5,5	5,8	9,1
300 km con GNC	7,4	7,7	10,2
400 km con GNC	7,7	8,0	10,5
500 km con GNC	9,4	9,7	12,4

Tabla XII-9. Costos del Gasoducto Virtual directo de Boca de Pozo

Por otro lado el cryobox (GNL) está preparado para operar en boca de pozo ya que cuenta una presión de succión de hasta 50 bar. Con lo cual se podrían ahorrar los costos de la conexión al gasoducto.

XIII. SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

El en base a los análisis realizados en este estudio se pueden construir criterio que ayuden a determinar cuál son las mejores alternativas en función de las circunstancias y las condiciones de operación de una Industria o una Central Térmica.

En principio se encontró que los gasoductos virtuales son más convenientes que el gas oil y el fuel oil en la mayoría de los casos. Hasta los 1000 km de distancia tanto el gasoducto virtual de GNC como el de GNL tiene menor costo y con suficiente margen como para que no haya incertidumbre en la elección de los mismos. Entre los gasoducto virtuales el GNL es más rentable que el GNC después de los 100 km de distancia, porque ofrece mejores sistemas de almacenamiento y transporte que reducen ampliamente los costos para un cliente industrial. Además en los gasoductos virtuales de GNL las estaciones de licuefacción y regasificación pueden funcionar de forma automática con bajo costo de operación y mantenimiento durante todo el día. El gasoducto virtual por GNC tiene las limitaciones de los procesos de transporte y almacenamiento. El transporte es más costoso porque se transporta gas presurizado y eso significa mayor volumen que el gas licuado. La manipulación de cilindros y el almacenamiento en módulos es una tecnología que se ha desarrollado y ha hecho factible el transporte del GNC a granel, sin embargo arrastra mayores inversiones y costos que el GNL por el tamaño del sistema y control constante exigido en el mismo.

La factibilidad de los gasoductos virtuales depende de las cuestiones técnicas que permitan instalar un sistema a una determinada escala. Por ejemplo la cantidad de camiones, la cantidad de módulos de almacenamiento, unidades de compresión o licuefacción, las rutas disponibles, los tiempos de trabajo y la eficiencia de los operarios, técnicos e ingenieros del sistema condiciona ampliamente el correcto funcionamiento del gasoducto virtual.

Es por eso que se adopta un limitante de factibilidad técnica para los gasoductos virtuales para poder determinar su conveniencia. El primer limitante sería que el dimensionamiento del transporte no supere los 25 camiones, ya que en este contexto se tiene aproximadamente dos camiones llegando a cada estación por hora, considerar más cantidad de camiones puede no ser factible, teniendo en cuenta que aún no se han desarrollado los gasoductos virtuales en tales escalas, y actualmente se encuentra que el sistema más grande ésta entre los 8 y 12 camiones. En escenarios que superen los 25

camiones se puede estimar que la complejidad en la logística de operación sería muy alta y la confiabilidad del servicio sería baja, por las posibles paradas o desperfectos técnicos. El segundo limitante que se adopta y que fue considerado anteriormente es que en ningún caso se superen los 300.000 m³/día, porque un sistema que transporta esas cantidades se acerca a lo que son centrales térmicas de alto consumo con una generación promedio de 50 MW, en ese sentido la confiabilidad del servicio exigida debe ser alta para poder continuar con la operación y la programación de la central o si fuera el caso de la producción de una gran industria minera o metalúrgica.

A mayores volúmenes es necesario adoptar sistemas de mayor confiabilidad como lo es un gasoducto físico o el transporte de fuel oil y gas oil para largas distancias, ya que éstos últimos ocupan menos espacio que el GNC y el GNL y además la distribución de productos refinados del petróleo ésta ampliamente desarrollada. Teniendo cuenta el poder calorífico de los combustibles refinados, el Gas Oil y el Fuel Oil reducen en un 44 % y 48 % respectivamente el volumen de GNL requerido. Dentro de los gasoductos virtuales sólo quedaría el GNL por mar como la única alternativa que se adapta a grandes escalas de abastecimiento condicionada por la existencia de centros de consumo portuario o instalaciones de plantas regasificadoras de gran escala.

Se puede construir la Tabla XIII-1 de factibilidad técnica que resume lo explicado anteriormente.

Factibilidad Técnica Preferencial					
Distancia	GNC GASODUCTO VIRTUAL		GNL GASODUCTO VIRTUAL		GASODUCTO
	Distancia	Volumen (m ³ /día)	Distancia	Volumen (m ³ /día)	Volumen (m ³ /día)
0 - 2000 KM	0 - 400 KM	< 300.000	0 - 600 KM	< 300.000	> 300.000
	400 - 800 KM	< 150.000	600 - 1200 KM	< 200.000	
	800 - 1000 KM	< 70.000	1200 - 1700 KM	< 160.000	
			1700 - 2000 KM	< 120.000	
> 2000 KM	GNL MARÍTIMO				
	FUEL OIL				
	GAS OIL				

Tabla XIII-1. Factibilidad Técnica Preferencial de las alternativas

Como se muestra en la tabla precedente se determina entonces las restricciones de volumen en los gasoductos virtuales a partir del dimensionamiento del transporte en un máximo de 25 camiones. El GNC no es factible para distancias mayores a 1000 KM dónde

se utiliza un centro cross - docking y el GNL se considera factible para menos de 2000 KM ya que en esa situación se están utilizando dos centros de cross - docking, siendo poco viable mayores distancia con GNL. Para distancias mayores quedan el GNL marítimo y los combustible líquidos.

Por otro lado un gasoducto físico es conveniente para altos volúmenes y para distancias que no superen los 2000 KM, ya que empieza a crecer ampliamente el nivel de inversión y complejidad de una obra. Y para ser más justo con el costo económico resultante de la inversión de un gasoducto se considera la restricción de 1000 KM dónde su costo asciende 12 USD/MMBTU, y empieza competir con el FUEL OIL y el GAS OIL.

Por lo mencionado anteriormente y a lo largo de este estudio se puede armar un segundo cuadro ajustado a la conveniencia económica de cada alternativa como se describe a continuación (Tabla XIII-2):

Conveniencia Económica Preferencial		
Distancia	< 300.000 m³/día	> 300.000 m³/día
0 - 10 KM		GASODUCTO
10 - 60 KM	GASODUCTO vs GNC (Figura XI-6)	
60 - 100 KM	GNC	
100 KM - 1000 KM	GNL	
1000 KM - 2000 KM		
> 2000 KM	1. FUEL OIL 2. GNL MARÍTIMO 3. GAS OIL	

Tabla XIII-2. Conveniencia Económica Preferencial de las Alternativas

Para distancias mayores a 2000 km el fuel oil entra en primer lugar por ser más barato que el GNL importado en el caso de la Argentina, pero esta diferencia con el GNL marítimo se podría invertir en otras circunstancias o países. Además el fuel oil es un combustible más contaminante y eso lo puede marginar en la elección del mismo.

Terminando el análisis comparativo queda mostrar un cuadro que refleje las características técnicas y económicas de los sistemas de transporte a los cuales puede acceder un cliente industrial (Tabla XIII-3).

Características		
<i>Baja Inversión + Costo Medio - Bajo</i>	<i>Alto Costo</i>	<i>Alta Inversión + Bajo Costo</i>
<i>Confiabilidad Media</i>	<i>Confiabilidad Alta</i>	
<i>Sistema Flexible</i>		<i>Sistema Fijo</i>
GNC	FUEL OIL	GASODUCTO
GNL	GAS OIL	

Tabla XIII-3. Características de las Alternativas de Abastecimiento

Los gasoductos virtuales presentan costo medio - bajo y flexibilidad o adaptabilidad a la demanda, en contraste tienen el riesgo de la confiabilidad y la operación eficiente del servicio. Sin embargo la empresa Galileo y otras empresa internacionales están avanzando en la tecnología y la gestión de los sistemas para que igualen la confiabilidad de un gasoducto físico. Por otro lado, la ventaja que presentan los combustibles líquidos radica en que no requieren inversiones, sólo un estanque de almacenamiento, y es por eso que se siguen utilizando en el mercado como sustitutos del gas natural cuando no está disponible o no llega la red.

Las inversiones de los gasoductos virtuales son bajas cuando el volumen es bajo y las distancias son cortas, al aumentar el tamaño del sistema se puede alcanzar inversiones que superan los 40.000.000 USD, pero la instalación de sistemas modulares permite realizar las inversiones de forma progresiva escalando en los requerimientos de consumo, y así disminuir los riesgos financieros. Por otro lado la conveniencia de los gasoductos virtuales es mayor cuando está centrada en los clientes industriales, ya que un cliente residencial accede a tarifas subsidiadas al instalar un gasoducto físico disminuyendo sustancialmente los costos.

La elección de la mejor alternativa dependerá de las necesidades de cada cliente como así también del capital disponible. El estudio realizado permite orientar la decisión hacia aquellas soluciones que brinden mayor eficiencia y menores costos a largo plazo.

XIV. CONCLUSIÓN

En el presente estudio se ha analizado las características de los gasoductos virtuales de GNC y GNL con el fin de determinar su conveniencia y aptitud para ser operados en Argentina. El GNC es un combustible muy adoptado en el país y hay importantes desarrollos en la tecnología, la normativa y la gestión del mismo. Por otro lado el GNL en tierra aún no es adecuado del todo, todavía quedan por aprobar normas de transporte y seguridad del mismo. La concepción del uso de éste combustible por su peligrosidad o por las inversiones que hasta el momento demandaba en su producción ha retrasado su evolución localmente. Se requieren cambios en los paradigmas y en las tecnologías que impulsen el uso eficiente y seguro del combustible con el fin de reducir costos y aumentar la eficiencia del sistema energético. Actualmente se está desarrollando esta idea y no falta mucho para que el desarrollo del GNL se consolide en el país. El GNC tuvo su origen en el uso vehicular y todavía apunta a ser el principal combustible de los transportes de carga liviana, las tecnologías desarrolladas, además, lo han llevado a convertirse en una alternativa viable y económica para el uso industrial y de generación eléctrica. En el estudio se encontró que el GNL es más conveniente que el GNC y que probablemente tenga un desarrollo más grande en la medida que las políticas energéticas centren los intereses en el desarrollo sustentable a largo plazo.

La Argentina atraviesa una crisis energética importante que exige la más eficiente utilización de los recursos y generar la infraestructura necesaria que le permita adelantarse a los cambios económicos internacionales y avanzar en la gestión, comercialización y utilización de sus combustibles.

Los sistemas de gasoductos virtuales permiten alcanzar zonas y centros de consumo donde aún no hay una red de gas natural, evitando la construcción de gasoductos que demanden grandes inversiones e interfieran con la flora y la fauna local. También al ser sustitutos de combustibles líquidos más contaminantes aportan al desarrollo sustentable del medio ambiente.

El gasoducto virtual y su tecnología desarrollada actualmente ofrecen una solución que permite el crecimiento progresivo del sistema energético de transporte con un bajo costo económico y alta flexibilidad de operación.

XV. FUENTES

- ENARGAS (*Ente Nacional Regulador del Gas*)
- ADIGAS (*Asociación de Distribuidores del Gas de la República Argentina*)
- TGN (*Transportadora Gas del Norte*)
- TGS (*Transportadora Gas del Sur*)
- *Metrogas*
- *Gas Natural BAN*
- GALILEO (*Natural Gas technologies*)
- KIOSHI ENERGÍA
- *Secretaría de Energía de la República Argentina*
- *La Nación*
- *Montamat y Asociados*
- CAMMESA (*Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista*)
- IAPG (*Instituto Argentino del Petróleo y Gas*)
- EIA (*Energy Information Administration*)
- *Indexmundi*

XVI. ANEXO

- *Planilla de Cálculo (archivo digital "Office Microsoft Excel"):* [Dimensionamiento y Costo Económico de Gasoductos Virtuales.xlsx](#)