



Facultad de Ingeniería / Universidad Nacional de La Plata

# LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS EN ARGENTINA

---

UIDIC - Área Transporte

Coordinador: PERALTA, Ignacio

Autoras: COMUNELLI, Juliana  
DEL CANTO, Julieta

Marzo 2016

UIDIC – Unidad de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Civil. Área  
Transporte- Calle 1 y 47, La Plata – Tel / Fax (0221) 423 6687 interno 3421 -  
uidic@ing.unlp.edu.ar– uidic.transporte.unlp@gmail.com

## Índice

1.	GLOSARIO .....	4
2.	CARACTERIZACIÓN DE LAS CUENCAS .....	5
3.	ACTORES INVOLUCRADOS .....	10
3.1.	Disposiciones Generales - LEY N° 17.319 .....	10
3.2.	Operadores por cuenca .....	10
3.3.	Capacidad instalada del parque de refinación .....	11
3.4.	Principal operador: YPF .....	12
3.4.1.	Logística .....	12
3.4.2.	Puertos de carga .....	14
3.4.3.	Gas natural y Energía .....	18
3.4.4.	Comercio Internacional y Transporte .....	18
3.5.	INTI Petróleo .....	18
4.	CADENA DE VALOR DE GAS Y PETRÓLEO .....	19
5.	MODOS DE TRANSPORTE .....	21
5.1.	Transporte de petróleo .....	21
5.2.	Transporte de Gas Natural .....	28
5.2.1.	GASODUCTO .....	28
5.2.2.	BUQUES METANEROS .....	36
5.2.3.	GASODUCTO VIRTUAL .....	37
6.	COMERCIO EXTERIOR .....	39
6.1.	Gas Natural .....	39
6.1.1.	Importación de Gas Natural .....	39
6.1.2.	Importación de Gas Natural Licuado .....	41
6.1.3.	Exportación de Gas Natural .....	41
6.2.	Petróleo .....	46
6.2.1.	Importaciones y exportación de petróleo y derivados .....	46
7.	CONCLUSIÓN .....	47
8.	BIBLIOGRAFÍA .....	48



# 1. INTRODUCCIÓN

El presente informe busca informar al lector sobre el Sistema de Transporte de Hidrocarburos (Gas y Petróleo) y sus derivados a lo largo de toda la República Argentina, como así también las migraciones de los mismos.

Se detallan las principales cuencas productivas de hidrocarburos; su localización, su estado, la cantidad de hidrocarburos que se extraen de las mismas, las empresas que operan cada cuenca y el destino final de los hidrocarburos extraídos.

Se presenta también el principal operador de estas cuencas: YPF. Se hace alusión a la logística de sus ductos y los puertos que conectan los mismos. Aprovechando la mención de los Puertos, se realizó una caracterización de todos los puertos con terminales de inflamables localizados en Argentina.

A continuación se explica la cadena de valor del petróleo y el gas; interiorizándose en sus dos grandes etapas: UPSTREAM y DOWNSTREAM.

Luego, el informe presenta la descripción de los modos principales de transporte de hidrocarburos, distinguiendo entre los de petróleo y gas. Además se hace una comparación de los mismos identificando los modos más usados y convenientes y el motivo de esa elección.

Se detalló el sistema de oleoductos y poliductos del país, así como también las terminales de despacho de petróleo.

Por otra parte se detalló el sistema de gasoductos del país, las principales distribuidoras de gas y los distintos tipos de consumos con sus respectivos valores, destacando uno de los consumidores principales las Centrales Eléctricas.

Finalmente, se hace referencia a la exportación e importación de hidrocarburos y derivados; se detallan los gasoductos por donde se transporta internacionalmente el gas natural y los puertos por donde se comercia el petróleo y sus derivados.



# 1. GLOSARIO

Hidrocarburos: son sustancias químicas producidas en la naturaleza que están formados por carbono e hidrógeno, estos átomos se disponen en una gran variedad de formas dando así origen a varios tipos de hidrocarburos siendo los principales el petróleo y el gas natural.

Recurso: es una fuente o suministro del cual se produce un beneficio. En este informe se refiere como recurso al petróleo crudo y al gas natural.

Gas Natural: es una mezcla de hidrocarburos gaseosos ligeros que se extrae de yacimientos independientes (gas libre), o junto a yacimientos petrolíferos o de carbón (gas asociado a otros hidrocarburos gases y líquidos peligrosos). Para el consumo se le agrega un odorizante llamado mercaptano, que le permite ser detectado en cualquier momento y se distribuye a través de gasoductos de acero y polietileno.

Gas Natural Licuado (GNL): es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Es la mejor alternativa para monetizar reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente por gasoducto. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Así, para poder transportar el gas natural licuado, se ha de lograr reducir el volumen del gas natural en 600 veces, donde se transportará en buques especiales llamados metaneros.



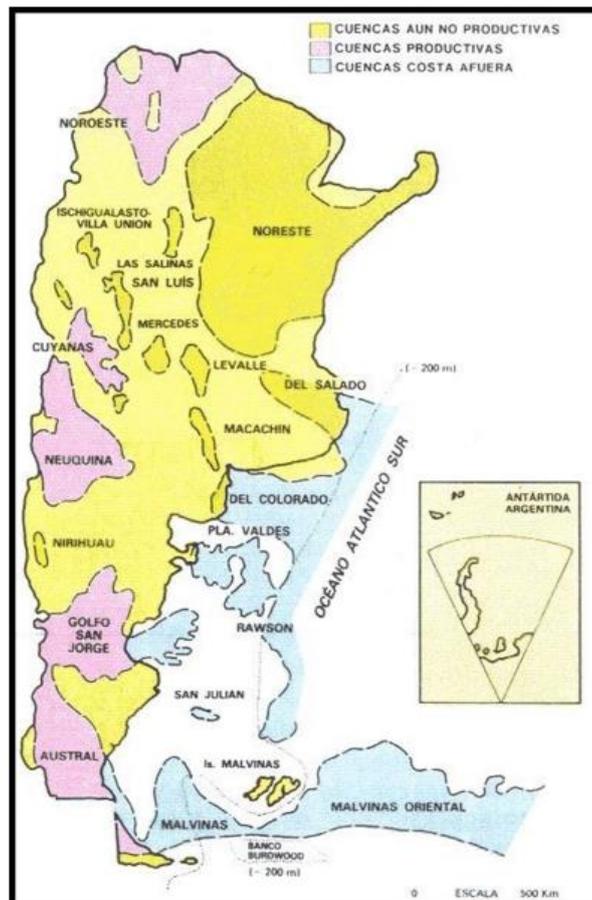
## 2. CARACTERIZACIÓN DE LAS CUENCAS

En la República Argentina se han identificado 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km<sup>2</sup>.

Cinco de estas cuencas tienen continuidad sobre la plataforma continental, mientras que otras tres se extienden bajo las aguas del mar. La superficie de las ubicadas sobre el continente es de alrededor de 1.350.000 km<sup>2</sup>, y las de la plataforma continental, tomando como límite la isobata de 200 metros; de unos 400.000 km<sup>2</sup>, cifra que puede ser duplicada si se la considera hasta el pie del talud (talud continental es una parte de la morfología submarina ubicada entre los 200 a 4000 metros bajo el nivel del mar).

Actualmente, las cuencas productivas de hidrocarburos son cinco: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo de San Jorge y Austral o de Magallanes. Considerando solamente la porción emergida, su superficie abarca un 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles a los fines petroleros.

Ilustración 2-1: Cuencas Sedimentarias Argentinas



Fuente: Ministerio de Energía y Minería 2015.



### **Cuenca del Noroeste**

Comprende las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero y Formosa. Los pozos de Tartagal, Madrejones y Campo Durán se han estancado y Caimancito (Jujuy) está en vías de extinción. Representa algo más del 2% de la producción nacional de los últimos tres años.

### **Cuenca Cuyana**

Principalmente en Barrancas y La Ventana pues el distrito inicial, Tupungato, está casi agotado. Aporta cerca del 6% del total extraído en el país. Sumando los yacimientos de Malargüe (Cuenca Neuquina), la provincia de Mendoza produce el 14% del total, ocupando el cuarto puesto.

### **Cuenca Neuquina**

El 43% de la producción nacional se reparte entre Plaza Huincul (Neuquén) y en otra zona más al norte, que llega a Catriel (Río Negro) y Medanito (La Pampa). La provincia de Neuquén es la primera productora nacional, con el 27% del volumen total de crudos.

### **Cuenca del Golfo San Jorge**

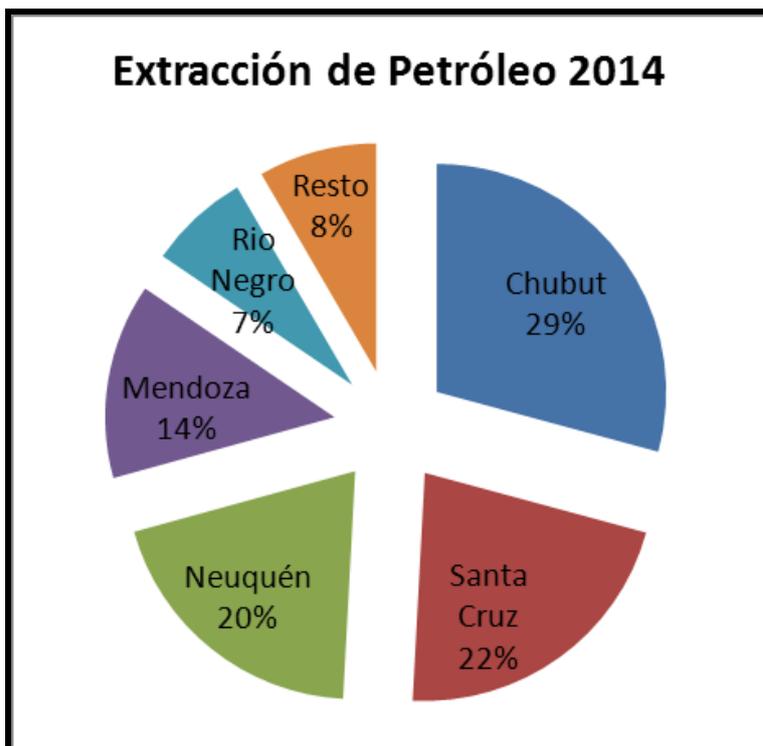
Se extiende alrededor de Comodoro Rivadavia (Chubut) y comprende Pico Truncado y Cañadón Seco, en el norte de la provincia de Santa Cruz. Es otra de las cuencas principales, que produce el 43% del total extraído en el país. Provincia por provincia, Chubut y Santa Cruz ocupan el segundo y tercer puesto, proveyendo el 24% y 21% del total de la producción nacional de hidrocarburos, respectivamente.

### **Cuenca Austral**

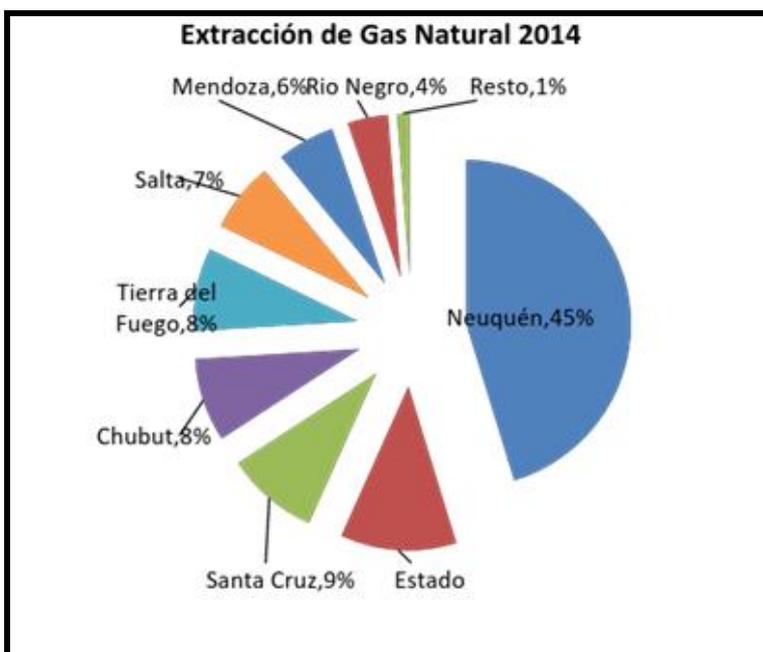
Situada a ambos márgenes del estrecho de Magallanes. Comprende El Cóndor y Cerro Redondo, en Santa Cruz, y la Bahía de San Sebastián, en Tierra del Fuego (y probablemente las inmediaciones de las Islas Malvinas). Aporta otro 6% a la producción nacional de hidrocarburos.



Ilustración 2-2: Extracción de Petr6leo por Provincia



Ilustraci3n 2-3: Extracci3n Gas Natural por Provincia



Fuente: elaboraci3n propia en base a datos de Secretar6a de Energ6a 2015.



**Tabla 2-1: Pozos Perforados**

Desde el inicio de la actividad hasta Diciembre 2014			
Cuencas Productivas	N° de Pozos		
	ON SHORE	OFF SHORE	TOTAL
Austral	1.019	109	1.128
Cuyana	515	-	515
Golfo San Jorge	1.816	30	1.846
Neuquina	3.184	-	3.184
Noroeste	477	-	477
<b>Total</b>	<b>7.011</b>	<b>139</b>	<b>7.150</b>

Fuente: Instituto Argentino de petróleo y gas 2015

ONSHORE: pozos de petróleo ubicados en tierra.

OFFSHORE: pozos de petróleo que no están sobre la tierra firme (mar, lago o laguna, etc.). Son explotados desde plataformas que pueden estar sobre el fondo del mar sobresaliendo del agua o flotando, ancladas al fondo del mar.

**Tabla 2-2: Reservas de Petróleo y de Gas por Cuenca. Año 2014**

CUENCA	RESERVAS						RECURSOS	
	COMPROBADAS		PROBABLES		POSIBLES		PET (Mm3)	GAS (MMm3)
	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)		
TOTAL CUENCA NOROESTE	4.718	26.055	1.015	1.562	1.241	2.537	1.797	12.804
TOTAL CUENCA CUYANA	22.638	770	6.825	207	5.646	174	1.775	3
TOTAL CUENCA NEUQUINA	82.423	147.855	24.708	56.795	21.360	47.145	111.262	161.941
TOTAL CUENCA G. SAN JORGE	255.330	47.987	95.096	18.346	55.202	11.955	21.124	3.827
TOTAL CUENCA AUSTRAL	13.234	109.497	6.271	72.165	12.334	83.233	6.544	43.299
<b>TOTAL PAIS 2014</b>	<b>378.343</b>	<b>332.164</b>	<b>133.915</b>	<b>149.075</b>	<b>95.783</b>	<b>145.044</b>	<b>142.501</b>	<b>221.874</b>
<b>TOTAL PAIS 2013</b>	<b>370.374</b>	<b>328.260</b>	<b>132.287</b>	<b>142.011</b>	<b>91.101</b>	<b>135.033</b>	<b>147.589</b>	<b>214.391</b>
<b>DIFERENCIA (volumen)</b>	<b>7.969</b>	<b>3.904</b>	<b>1.627</b>	<b>7.064</b>	<b>4.682</b>	<b>10.011</b>	<b>-5.087</b>	<b>7.484</b>
<b>DIFERENCIA (porcentaje)</b>	<b>2,2</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>	<b>5,0</b>	<b>5,1</b>	<b>7,4</b>	<b>-3,4</b>	<b>3,5</b>

Fuente: elaboración propia con datos extraídos del Ministerio de Energía y Minería en 2015.

Los recursos del petróleo son todas aquellas regiones subterráneas, a veces a considerable profundidad, que debido a sus características geológicas inferidas contienen algún tipo de petróleo. Estos yacimientos no están necesariamente accesibles a una explotación; tampoco se puede concluir que este petróleo puede extraerse de una forma económica y que la energía invertida en la extracción no supere la energía recuperable.

Las reservas, a diferencia de los recursos, son cantidades de petróleo que se considera pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha



del estimado y de la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre aplicado por colocar las reservas en una de las dos clasificaciones principales, ya sea probadas o no-probadas. Las reservas no-probadas son menos ciertas a ser recuperadas que las probadas y pueden ser sub-clasificadas como reservas probables y posibles para denotar progresivamente el incremento de la incertidumbre en su recuperación.



## **3. ACTORES INVOLUCRADOS**

### **3.1. Disposiciones Generales - LEY Nº 17.319**

Según indica la ley Nº 17.319, los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio argentino y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.

Pertenecen al Estado nacional los yacimientos de hidrocarburos que se allanen a partir de las doce millas marinas medidas desde las líneas de base (establecidas por la ley) hasta el límite exterior de la plataforma continental.

Pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce millas marinas medidas desde las líneas de base.

Las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos están a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas. El Poder Ejecutivo otorga permisos de exploración y concesiones temporales de explotación y transporte de hidrocarburos, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

En cuanto a las instalaciones de transporte, mientras tengan capacidad vacante y no existan razones técnicas que lo impidan, los concesionarios de las mismas, están obligados a transportar los hidrocarburos de terceros sin discriminación.

### **3.2. Operadores por cuenca**

A continuación se presenta cada cuenca, las provincias que estas abarcan y las empresas que operan en las mismas:



**Tabla 3-1: Operadores de las cuencas**

<b>MAPA DE PETROLEO EN ARGENTINA</b>		
<b>CUENCA</b>	<b>PROVINCIAS COMPRENDIDAS</b>	<b>OPERADORES</b>
Noroeste	Jujuy, Salta, Tucuman, Santiago del Estero y Mendoza	Pan American Energy, Tecpetrol, Pluspetrol, YPF
Cuyana	Mendoza y San Juan	YPF
Neuquina	Neuquen, la Pampa, Rio Negro y Mendoza	Chevron, YPF, Petrobras, Total, Apache, Pan American Energy, Pluspetrol, Petroandina y petrolifera.
Golgo San Jorge	Chubut, Santa Cruz, plataforma continental	Pan American Energy, YPF, Tecpetrol y ENAP
Austral	Santa Cruz, Tierra del Fuego, plataforma continental	ENAP, YPF, Total

Fuente: Elaboración propia

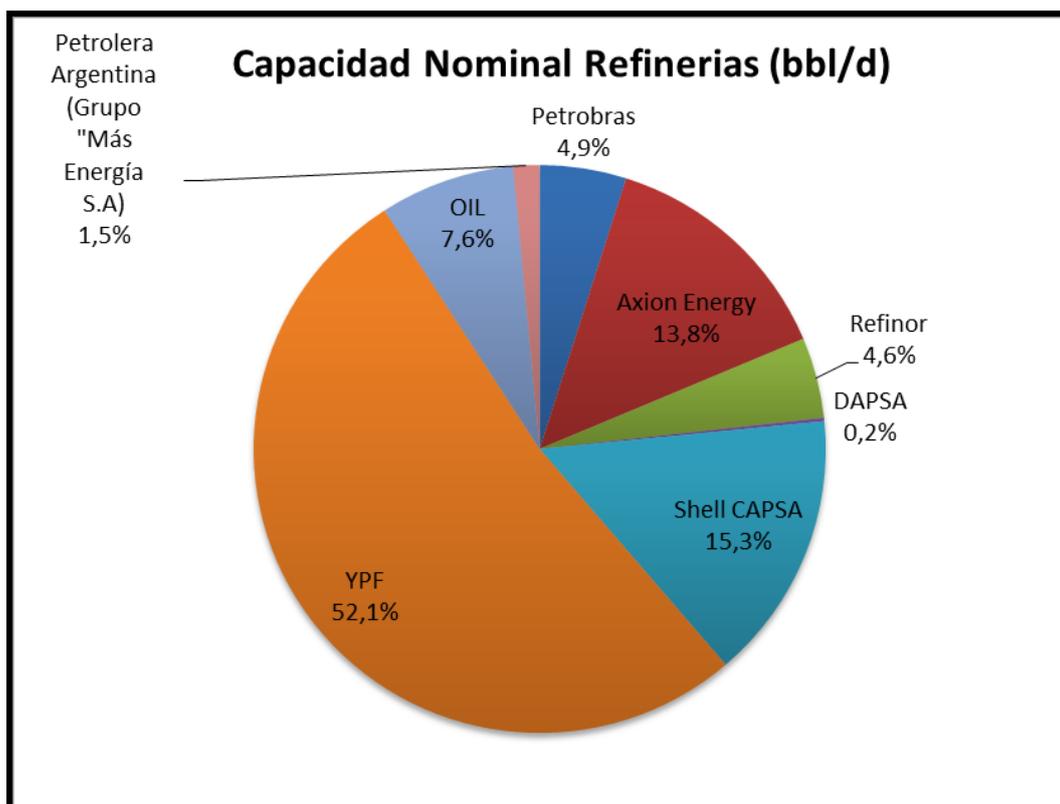
### 3.3. Capacidad instalada del parque de refinación

La capacidad instalada de procesamiento de petróleo en Argentina es de aproximadamente 100.000 m<sup>3</sup>/diarios (628.980 barriles/diarios), concentrándose el 98% de la misma en 11 refinерías pertenecientes a ocho empresas.

YPF posee tres refinерías propias con las cuales concentra el 52% de la capacidad instalada (Refinería La Plata 55.4%, Refinería Luján de Cuyo 37% y Refinería de Plaza Huincul 1 8%). Petrolera Argentina (Grupo "Más Energía S.A") tiene con sus dos refinерías, Renesa y Refinería de Plaza Huincul 2, el 1.5% de la capacidad instalada. El resto de las empresas poseen una sola refinерía.



Ilustración 3-1: Capacidad Principales Refinerías de Petróleo de Argentina en 2014



Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de Secretaría de Energía de la Nación año 2015

Se puede observar que solo tres empresas concentran el 81% de la capacidad instalada de refinación de crudo.

Tabla 3-2: Productos procesados por empresa año 2015

EMPRESA	PRODUCTOS PROCESADOS AÑO 2015 (Tn)											
	Biodiesel	Otros Tipos de Naftas	Crudo importado	Otros Productos	Bioetanol	Nafta Virgen	Otros Mejoradores de octano	Cortes de Kerosene	Gas Natural	Nafta de Reformado	Cortes de Nafta Virgen	Total general
PETROBRAS ARGENTINA S.A.	50.990,9	11.105,7	118.857,5	192.190,9	25.560,9	367.663,2	0,0	0,0	53,5	52.808,7	3.670,3	822.901,5
DAPSA (Destilería Argentina de Petróleo)	25,0	140,0	0,0	42.147,0	0,0	0,0	0,0	177,0	0,0	0,0	0,0	42.489,0
SHELL C.A.P.S.A.	143.368,0	179,0	175.865,0	63.527,0	119.890,0	22.071,0	0,0	0,0	106.983,0	0,0	12.962,0	644.845,0
YPF S.A.	638.147,0	619.229,0	177.156,0	578.593,0	340.745,0	0,0	349.367,0	219.072,0	76.678,0	105.684,0	121.573,0	3.226.244,0
OIL COMBUSTIBLES S.A.	54.001,4	198.876,3	154.154,7	152.984,5	23.817,7	18.284,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	602.118,9
PETROLERA ARGENTINA S.A.	0,0	1.325,2	0,0	4.183,9	0,0	157,7	407,5	0,0	0,0	0,0	0,0	6.074,3
REFINERIA DEL NORTE S.A.(REFINOR)	16.386,4	0,0	53.746,5	74.620,0	14.038,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	158.790,9
AXION (ex ESSO)	118,0	25.242,0	124.184,0	79.116,0	0,0	8.358,0	0,0	0,0	0,0	12.429,0	0,0	249.447,0
<b>Total (toneladas)</b>	<b>903.036,7</b>	<b>856.097,2</b>	<b>803.963,6</b>	<b>1.187.362,3</b>	<b>524.051,6</b>	<b>416.534,3</b>	<b>349.774,5</b>	<b>219.249,0</b>	<b>183.714,5</b>	<b>170.921,7</b>	<b>138.205,3</b>	<b>5.752.910,7</b>
<b>Total (porcentaje)</b>	<b>15,70%</b>	<b>14,88%</b>	<b>13,97%</b>	<b>20,64%</b>	<b>9,11%</b>	<b>7,24%</b>	<b>6,08%</b>	<b>3,81%</b>	<b>3,19%</b>	<b>2,97%</b>	<b>2,40%</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: elaboración propia con datos del Ministerio de Energía y Minería

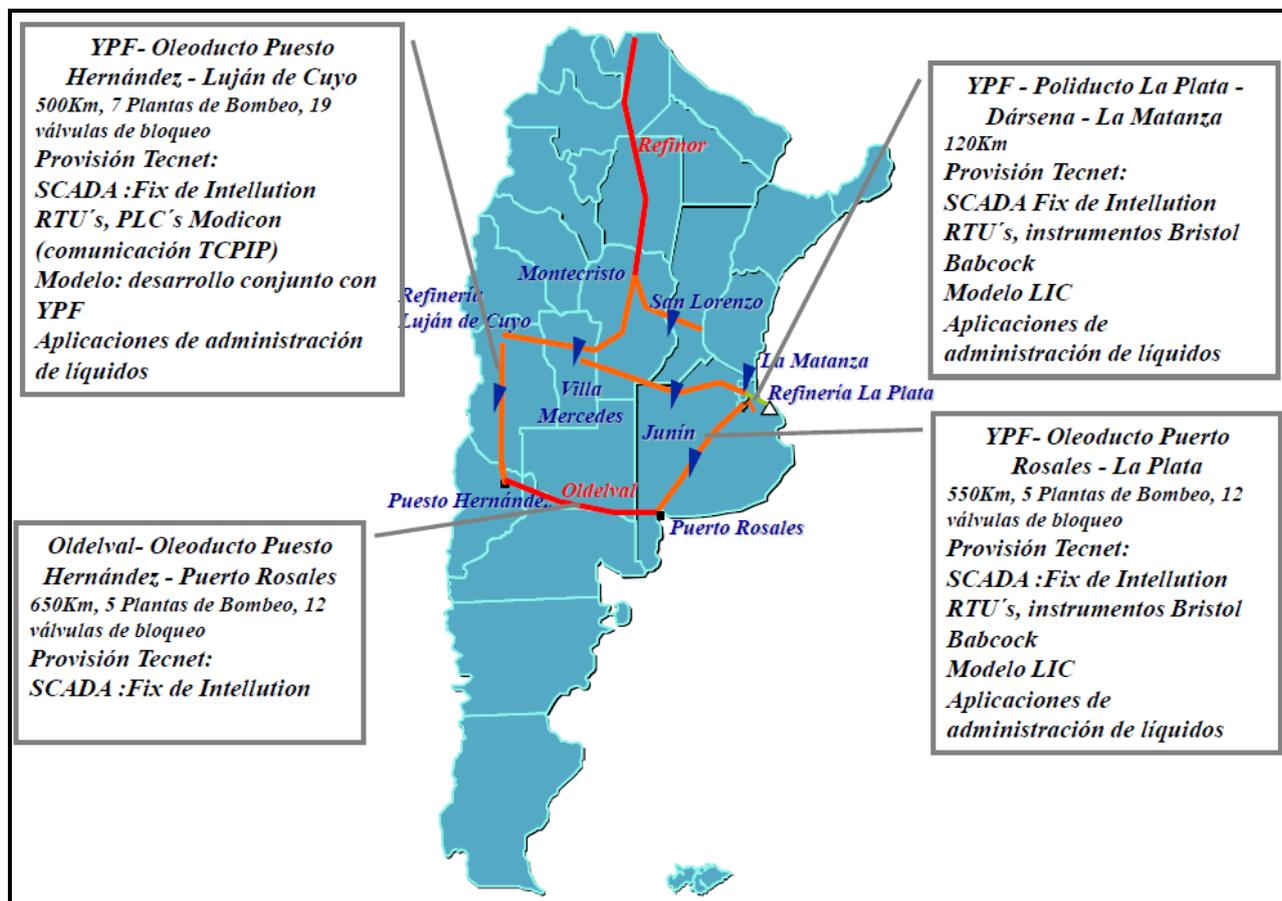
### 3.4. Principal operador: YPF

#### 3.4.1. Logística



La logística de crudos se realiza a través de dos oleoductos operados por YPF, que conectan Puerto Hernández (Neuquén) y Luján de Cuyo (580 km), y Puerto Rosales (Punta Alta – Buenos Aires) y La Plata (700 km), junto con buques de transporte contratados. La logística de productos se realiza a través de dos poliductos que conectan Luján de Cuyo, San Lorenzo, La Matanza y La Plata, y también incluye 3 puertos de carga, 16 terminales (10 con puerto), seis plantas de GLP, 54 aeroplantas y 1.500 camiones.

**Ilustración 3-2: Ubicación Oleoductos**



**Fuente: página web Tecnet Ingeniería y Sistemas**

Además de oleoductos y poliductos, YPF cuenta con dos gasoductos:

- La Plata- General Belgrano  
 Longitud 92 Km  
 Cañería 4”  
 2 Estaciones de bombeo
- General Belgrano- Dock Sud  
 Longitud 36 Km  
 Cañería 8”



### 3.4.2. Puertos de carga

#### 1. Puerto de La Plata

El puerto se encuentra ubicado en la Provincia de Buenos Aires, sobre la margen sur del Río de la Plata, a 50 Km. al sudeste de la Capital Federal y a 10 Km. de la ciudad de La Plata. Se sitúa geográficamente en las coordenadas 34° 51' 09" de Latitud Sur y 57° 53' 08" de Longitud Oeste.

El mismo se divide en diversas terminales:

- Terminal Tecplata S.A: la empresa construyó y opera una nueva terminal portuaria especializada en contenedores con origen o destino en Argentina, sobre una superficie total de 42 ha. La infraestructura cuenta con un muelle de 600 m.
- Terminal YPF: los despachos de la terminal se realizan mediante 5 tomas ubicadas en los muelles del Dock Central, que son la base de la distribución de combustibles nacional, convirtiéndola en una terminal estratégica para nuestro país.  
YPF S.A. tiene otorgado un permiso para el uso exclusivo de los muelles del Gran Dock que incluye los terrenos adyacentes. La terminal -dividida por el Dock Central en dos: lado Berisso con una longitud de muelles de 773 m y lado Ensenada con una longitud de muelles de 568 m- ocupa una superficie total de 163.363,20 m<sup>2</sup>.
- Terminal Copetro: dedicada a la distribución y procesamiento de carbón de petróleo, refinado o en bruto, está ubicada en el lado de Ensenada del Puerto La Plata y ocupa una superficie de 115.909,30 m<sup>2</sup>, teniendo a disposición para su uso exclusivo muelles de 400 m de extensión.
- Muelles de uso público: Como puerto público, se brinda a la comunidad la posibilidad de realizar operaciones de transferencia de mercaderías entre los medios de transporte fluviales y terrestres, por ello el Consorcio de Gestión administra muelles de uso público tanto en la ribera de Ensenada como la de Berisso.  
En el lado Ensenada del Gran Dock Central, entre las Terminales Copetro e YPF, se ubica uno de los muelles con una longitud de 275,37 m que se enlaza con el sistema ferroviario portuario.  
En el lado de Berisso, el muelle cuenta con una longitud de atraque de 398,50 m y con una superficie de apoyo de 2 ha. En cuanto al acceso terrestre, el muelle y su área de apoyo, se encuentran ubicados a escasos metros del acceso al Área Operativa Berisso, también con vigilancia permanente.



- Cabecera Río Santiago Oeste: es un espacio para futuros desarrollos que, junto con la Península de los Perros, suman una superficie de 41 ha. Están operativos el muelle del Sitio 3 sobre el Canal Lateral Oeste y los muelles de los Sitios 4 y 5 de 173 m lineales de frente de muelle sobre el Río Santiago.

## 2. Puerto Dock Sud

Dock Sud es un puerto comercial de uso público administrado por la Administración Portuaria Bonaerense a través de una Delegación específica.

Se concentran actualmente en este puerto terminales de contenedores, carga general, productos químicos, gases, combustibles, aceites y gráneles sólidos.

El puerto se desarrolla a lo largo del Dock Sur (que se divide en las secciones 1 y 2) y se completa con los muelles de Shell, la dársena de inflamables y la dársena de propaneros ubicadas fuera del Dock.

YPF S.A. ocupa una superficie de 18 ha. y tiene una capacidad de almacenaje de 10.000 m<sup>3</sup>.

Opera en los muelles C, D y F de la Dársena de inflamables. Trabaja con gas oil y naftas.

YPF S.A. (G.L.P: Gas Licuado de Petróleo) ocupa una superficie de 7 ha. Tiene una capacidad de almacenaje de 90.000 m<sup>3</sup>. Opera en los muelles de la Dársena de Propaneros. Trabaja con gas licuado de petróleo.

## 3. Puerto San Lorenzo (Santa Fe)

El puerto de San Lorenzo se encuentra dentro del "Complejo Portuario San Lorenzo - Puerto Gral. San Martín", que abarca la totalidad de las terminales de embarques y muelles existentes entre los Km 435 y 459 del Río Paraná, es la conjunción de terminales privadas con nombres propios.

Este Complejo Portuario es un conglomerado de terminales de embarques y muelles privados que abarca los rubros cereales / subproductos, aceites, combustibles, hidrocarburos, minerales, químicos y petroquímicos.

YPF (GLP-YPF S.A.) opera en el Muelle Chacabuco ubicado en el Km 447,9 del río Paraná.

El muelle permite el amarre de buques de hasta 170 m de eslora. Posee dos dolphins de hormigón armado con bitas, todos con defensas de goma. Es apto para la carga y descarga de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

## 4. Puerto Escobar

Puerto Escobar, también llamado Puerto Paraná de las Palmas, es una localidad del partido de Escobar. Se ubica en pleno delta del Paraná, sobre la ribera del km 67 del río Paraná de las Palmas. Se accede por medio de la RP 25, que nace en la ciudad de Pilar, luego de transponer la ciudad de Belén de Escobar, de la que dista 15 km.

A menos de 2.000 metros aguas arriba, por la costa, se encuentra el muelle del importante



puerto de Regasificación de gas natural licuado (GNL) e inyección de gas natural de la provincia de Buenos Aires; en él atracan los enormes barcos nodrizas regasificadores denominados metaneros (de 280 metros de eslora), que traen el gas desde Gran Bretaña, Noruega, Qatar y Singapur. Pertenece a ENARSA e YPF, siendo este último el operador y ocupa una superficie de unas 125 hectáreas en la desembocadura del arroyo Los Yerbales. Una vez regasificado el GNL, es inyectado en fase gaseosa al sistema troncal de gasoductos de TGN en la subestación de Cardales.

La capacidad de almacenamiento es de 151.000 m<sup>3</sup>. En el año 2013, el promedio diario de inyección ha sido de 7,5 MMm<sup>3</sup> a 9300 kcal/m<sup>3</sup> diarios. Durante dicho año 62 buques fueron los que ingresaron a esta terminal, inyectando a la red un total de 2.745 MMm<sup>3</sup>/año.

#### 5. Puerto Comodoro Rivadavia

El Puerto Comodoro Rivadavia, también llamado Puerto Antonio Morán, está ubicado, junto con la ciudad del mismo nombre, en el centro del Golfo de San Jorge. Entre las ventajas competitivas que reúne, vale destacar su ubicación, como puerta de entrada a la ciudad más importante de la Patagonia, el acceso directo a sus muelles desde el mar y el calado asegurado en forma natural así como una buena infraestructura de abrigo que brinda seguridad a los buques que operan en la zona.

El puerto está conformado por 3 muelles, denominados Ultramar, Pesquero y General Mosconi. Además, al norte del puerto, existe un muelle para carga y descarga de petróleo y subproductos, propiedad de YPF.

#### 6. Puerto Barranqueras (Chaco)

Está ubicado sobre la ribera derecha del Río Paraná, en el Km.1.198 de la Ruta General de Navegación, en el centro geográfico mismo de la Cuenca del Plata y el MERCOSUR.

Al sur de Barranqueras se opera con combustibles en las terminales de YPF S.A. y SHELL CAPSA.

#### 7. Puerto Concepción del Uruguay (Entre Ríos)

Situado en el km 184,3 del río Uruguay, margen derecha del Riacho Itapé, a 320 kilómetros del puerto de Buenos Aires. Ocupando una superficie de más de 18 hectáreas.

Cuenta con un sitio con toda la infraestructura necesaria para descarga de combustible bajo las normas de seguridad. Desde este puerto se canaliza el combustible de YPF para la Mesopotamia.

#### 8. Puerto Mar del Plata (Buenos Aires)

Se encuentra ubicado frente al Océano Atlántico ocupando aproximadamente 200 hectáreas incluyendo la Base Naval. Está protegido por dos escolleras y su ancho, entre las puntas de



dársena, es de 400 metros aproximadamente.

El sector operativo está compuesto por 5 terminales. La terminal número 5 ubicada sobre la Escollera Sur, contiene la posta de inflamables de 95 metros cuyas instalaciones permiten la operación de un solo buque (de estilo mediterráneo) para derivar cargas de combustible líquido a los depósitos de las plantas de YPF y la Central 9 de Julio, actualmente permitida a YPF S.A.

#### 9. Puerto Ushuaia

Se encuentra ubicado en la bahía de Ushuaia, amplio saco que se forma en la costa del norte del Canal de Beagle, al oeste de Punta Segunda. Está limitada al sudoeste por la península de Ushuaia, y al sur y al sudeste por las islas y los islotes Bridge.

Se trata de un puerto de uso público con destino comercial cuyas principales actividades son la pesca, el turismo y el manejo de cargas generales en bultos y contenedores.

Cuenta con un muelle de combustible "Planta Orión". Esta instalación es operada y administrada por YPF SA como puerto privado y su principal actividad es la carga y descarga de combustibles. Se encuentra ubicado dentro de la Bahía Ushuaia, lado Noroeste, en la Provincia de Tierra del Fuego.

Consiste en un pequeño muelle de 30 metros de longitud y 10 metros de ancho conectado a tierra por un viaducto de 85 metros de largo más dos dolphins para amarre.

Operan en este muelle periódicamente los buques tanques de bandera argentina Ingeniero Recca y Ministro Ezcurra, los cuales descargan los diferentes combustibles en la planta. Asimismo, efectúan carga de combustible algunos de los buques que arriban al puerto de esta ciudad.

Esta terminal opera con hidrocarburos persistentes (derivados pesados, gas-oil, fuel-oil, etc.) y no persistentes (nafta). La operatoria de esta plataforma consiste en cargas / descargas de buques tanques, embarcaciones medianas (pesqueros, catamaranes etc.), embarcaciones menores (veleros y lanchas).

#### 10. Puerto Bahía Blanca

El complejo portuario Bahía Blanca está constituido por un conjunto de instalaciones diseminadas a lo largo de 25 Km. sobre la costa norte de la ría de Bahía Blanca.

Ingresando desde el Océano Atlántico hacia el Oeste se encuentran en primer lugar las boyas para manipuleo de hidrocarburos de Punta Ancla y Punta Cigüeña, siguiendo luego el muelle comercial de Puerto Rosales e inmediatamente, Puerto Belgrano, la Base Naval más importante de la Armada Argentina.

En la zona denominada Cangrejales, se encuentra una planta fraccionadora de mezcla de componentes pesados de gas natural, que llegan desde Neuquén, perteneciente a la firma MEGA S.A. (sociedad integrada por YPF, Petrobras y Dow). Ocupa un predio de 45 hectáreas aproximadamente y se conecta mediante un poliducto de 600 km de longitud con la otra



instalación industrial de Cía. Mega ubicada en Loma La Lata — Neuquén.

Mediante un Barco Regasificador que opera en un muelle en el Puerto de Ing. White, perteneciente a la Compañía MEGA, se inyecta gas mediante un gasoducto propiedad de ENARSA, al sistema de transporte de TGS. El sistema tiene una capacidad de almacenaje de 12 millones de m<sup>3</sup> diarios. En el año 2013 el promedio diario de inyección fue de 9,1 MMm<sup>3</sup> a 9300kcal/m<sup>3</sup>, siendo 43 los buques que ingresaron a esta terminal, lo que implicó una inyección de 3.307 MMm<sup>3</sup>/año durante todo el año.

### **3.4.3. Gas natural y Energía**

YPF vende el gas natural que produce, actuando como comercializador. Opera dos plantas de regasificación de GNL ubicadas en Escobar y Bahía Blanca. También opera la única instalación de almacenamiento subterráneo de gas natural en América latina, con una capacidad de 150 millones de m<sup>3</sup>. YPF tiene participación en el capital de Mega (NGL), YPF Energía Eléctrica, Metrogas (distribución de gas), MetroENERGIA (comercialización de energía), Gasoducto del Pacífico (distribución de gas), Central Dock Sud y Filo Morado (generación eléctrica). Con una capacidad instalada de generación eléctrica de 800 MW, YPF Energía Eléctrica SA suministra el 5% de la energía consumida en el país. En 2014, YPF adquirió Y-SUR Energía Argentina SRL (anteriormente las operaciones de Apache en Argentina), que ha hecho posible posicionar a la compañía como el principal operador de gas natural en el país.

### **3.4.4. Comercio Internacional y Transporte**

YPF se encarga de la compraventa internacional de crudos y productos refinados. También realiza la contratación de buques, la venta de combustibles marinos y la operación de inspección, inspeccionando y aprobando todos los buques que contrate la compañía para el transporte de crudos o productos, que operen en las terminales.

## **3.5. INTI Petróleo**

El centro INTI-Petróleo, con YPF como principal promotor asociado, se especializa en brindar servicio público de generación y transferencia de tecnología productiva, y promover el crecimiento sustentable de la industria del petróleo y gas, en todos sus niveles en el marco del impulso al desarrollo regional. Su área de influencia son todas las áreas petroleras y gasíferas del país.



## 4. CADENA DE VALOR DE GAS Y PETRÓLEO

La Cadena de Valor de los hidrocarburos, consta de dos grandes áreas: Upstream y Downstream.

Tabla 4-1: Cadena de valor de petróleo y gas

1° Exploración Sísmica	2° Exploración Perforatoria	3° Producción	4° Refinación	5° Transporte	6° Comercialización
UPSTREAM			DOWNSTREAM		

Fuente: elaboración propia

### Upstream

También conocido como exploración y producción (E&P) este sector incluye las tareas de búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo crudo y de gas natural, tanto subterráneos como submarinos, la perforación de pozos exploratorios, y posteriormente la perforación y explotación de los pozos que llevan el petróleo crudo o el gas natural hasta la superficie.

#### 1. Exploración Sísmica:

Proceso mediante el cual ondas de energía atraviesan las capas de roca, se devuelven hasta la superficie y llegan a unos equipos especiales que se llaman geófonos, los cuales reciben la información y la transmiten a un computador. El producto final que se obtiene de la exploración sísmica es una imagen representativa de las capas que hay debajo de la tierra.

#### 2. Exploración Perforatoria:

Consiste en la perforación de pozos, cuya finalidad es llegar hasta la capa de roca donde posiblemente se pudieron acumular los hidrocarburos (petróleo y gas). Esta etapa inicia por lo general, después de que se obtiene la información del estudio sísmico.

#### 3. Producción:

Es el proceso mediante el cual se extraen los hidrocarburos (petróleo y gas) desde la capa de roca hasta la superficie.

Para extraer los hidrocarburos se utilizan dos mecanismos: a través de válvulas llamadas Árbol de Navidad (cuando los hidrocarburos fluyen a la superficie por sí solos) y mediante una máquina llamada Balancín (cuando este necesita ayuda para subir a la superficie).



## Downstream

Se refiere comúnmente a las tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural, así como también la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural.

### 4. Refinación:

La refinación consiste en transformar el petróleo sometiéndolo a temperaturas altas, que alcanzan los 400 grados centígrados, para obtener productos derivados. Proceso mediante el cual se transforma una gran variedad de productos derivados, principalmente, combustibles (aceite combustible para motores y gasolina) y petroquímicos (vaselina, cepillos, llantas, plásticos).

### 5. Transporte:

Consiste en transportarlos desde la boca del pozo hasta los sitios de almacenamiento y procesamiento, como son las estaciones de bombeo, refinerías y centros de comercialización (puertos).

Los hidrocarburos se transportan a través de oleoductos (petróleo), gasoductos (gas), carro tanques (petróleo) y buques (petróleo).

### 6. Comercialización:

En este eslabón se realizan todas aquellas actividades de carácter comercial, para colocar los productos a disposición de los usuarios. Normalmente se utilizan distribuidores mayoristas o minoristas.



# 5. MODOS DE TRANSPORTE

## 5.1. Transporte de petróleo

En el mundo del petróleo los oleoductos y los buques-tanque son los medios por excelencia para el transporte del crudo.

- **BUQUES TANQUE**

Con el objeto de transportar petróleo por vía marítima, se utilizan “buques tanque”; esta opción es más factible que construir oleoductos bajo el mar, ya que estos requieren un proceso tanto tecnológica como económicamente más demandante.

Un volumen sustancial del petróleo que llega a los mercados es transportado por estos buques tanque. Comparados con los buques de pasajeros, los petroleros pueden parecer pequeños, debido a que, cuando navegan cargados sólo una parte pequeña de ellos aparece por encima de la línea de flotación: pero los buques-tanque más grandes pueden movilizar más de medio millón de toneladas (508.025, exactamente, transportan los de mayor porte ahora en navegación). En general, los petroleros superan la capacidad de carga de todos los navíos en navegación.

Los buques petroleros llevan las máquinas propulsoras ubicadas en la popa, para evitar que el árbol de la hélice atraviese los tanques de petróleo y como medida de protección contra el riesgo de incendios. En los buques tanque modernos también se ubican hacia la popa el puente de mando y los alojamientos de la tripulación. Este sector está separado de los tanques por compartimientos estancos, espacios huecos que a manera de tabiques extendidos de una a otra banda ofrecen protección adicional. Otro compartimiento similar separa la sección de proa del conjunto de tanques.

Ilustración 5-1: Buques tanque



El petróleo descargado en puerto ingresa a las refinerías donde es sometido a procesos de conversión.



- **DUCTOS**

Los sistemas de transporte por tuberías o ductos son, sin lugar a dudas, los más económicos, confiables y seguros respecto de otros medios de transporte tales como las vías férreas, rutas o el transporte marítimo y fluvial. A continuación se enumeran las características que hacen a este medio preferible antes los otros:

1. Reducción de costos operativos del sistema.
2. Reducción de costos al involucrar menor personal.
3. Continuidad del suministro del producto (operación ininterrumpida durante las 24 horas del día durante los 365 días del año, sin verse afectado por las condiciones climáticas a las que están expuestos)
4. Menor riesgo de contaminación al ofrecer menos posibilidades de accidentes de transporte.
5. Reducción del tiempo necesario para transportar el producto.
6. Mayor capacidad, en comparación con el transporte en camiones (40-50 barriles por día- Barril: 159 litros).

Es por estas razones que el sistema de ductos es el medio de transporte de hidrocarburos más utilizado a nivel mundial y, particularmente, a nivel país.

Desde los tanques de almacenaje en los yacimientos, el petróleo crudo es transportado por ramales internos hasta líneas troncales de oleoductos donde se lo bombea -a veces por largas distancias- hacia terminales oceánicas o refinerías.

Como por lo general el petróleo se encuentra a grandes distancias de los centros de consumo, los oleoductos integran una parte importante de los recursos financieros que deben destinar para las inversiones de capital. Muchos oleoductos se entierran por debajo del nivel del suelo, y todos demandan procesos especiales para protegerlos de la corrosión. La tubería de acero es el elemento de mayor costo de un oleoducto, y puede representar entre un 35 y un 45 por ciento de la inversión total. (Fuente: <http://geoekonomiadelpetroleo.blogspot.com.ar/>)

Además de los oleoductos convencionales, exclusivamente destinados al transporte de petróleo crudo, existen los poliductos, en condiciones de transportar una variedad de productos petroleros ya procesados en refinerías.

Los poliductos pueden transportar distintos tipos de derivados del petróleo; kerosene, naftas, gas-oil y gases licuados. El transporte se realiza en baches sucesivos, de acuerdo a programaciones preestablecidas controladas por centros de computación, encargados de regular las presiones y la velocidad de desplazamiento de cada producto particular.

A condición de que se cumplan ciertas normas, el nivel de mezcla de los sucesivos productos que pasan por el poliducto alcanza sólo a pocas decenas de metros. Dados los volúmenes transportados, los niveles de contaminación sólo llegan a una fracción del 1 por ciento, lo que permite -sin que los costos afecten a la operación- degradar al nivel del producto de menor calidad la fracción que pasó por el poliducto. Sucede normalmente que uno de grandes dimensiones contenga cuatro o cinco productos diferentes en distintos puntos de su



recorrido, para su entrega en la terminal de recepción o en estaciones intermedias ubicadas a lo largo de la ruta.

En síntesis, se observa que los sistemas de poliductos son complementarios a los oleoductos; los oleoductos transportan el petróleo crudo (extraído de los yacimientos) hacia las refinerías y posteriormente los poliductos conducen los productos refinados hacia los puntos de distribución (terminales de despacho/ recepción) para llegar posteriormente a las estaciones de servicio y finalmente al consumidor final.

La casi totalidad del actual sistema de poliductos se encuentra operado por YPF, uniendo el sistema de refinerías en tres direcciones principales:

- Desde Campo Durán (Salta) hasta San Lorenzo (Santa Fe).
- Desde Luján de Cuyo (Mendoza) hacia los centros de consumo del centro y este del país
- Desde La Plata hacia Dock Sud y el conurbano bonaerense.

Las tablas siguientes dan un detalle de los oleoductos y poliductos dispuestos en Argentina:



**Tabla 5-1: Oleoductos en Argentina**

OLEODUCTOS DE ARGENTINA					
Desde	Hasta	Empresa	Capacidad (m3/d)	Longitud (Km)	Diametro (pulgadas)
Palmar largo	Juarez	Pluspetrol	4.000	60,0	6
				30,0	8
La Ventana	Barrancas		7.500	20,6	12
Barrancas	Agrelo		15.500	12,0	16
Agrelo	Destileria Lujan de Cuyo		9.000	13,0	16
Tupungato	Agrelo	YPF	2.680	18,5	6
Puesto hernandez	Aguas de carrizo	YPF	10.100	525,0	16
Aguas de carrizo	Cerro Divisadero				
Cerro Divisadero	Malargüe				
Malargüe	Lujan de Cuyo				
Puesto hernandez	Concepción	Oleoducto Transandino SA	17.000	424,0	16
Puesto hernandez	Planta Medanita	Odelval	22.100	129,6	14
Señal Picada	Catriel Oeste	YPF	3.120	18,0	8/6
Catriel Oeste	Planta Medanita			31,0	
Bajo del Pinche	Planta Medanita	YPF		33,0	6/ 5/4
25 de Mayi	Planta Medanita	Petroquímica C. Rivadavia		7,5	10/8
Medanita	Planta Medanita Odelval	Petroquímica C. Rivadavia		12,6	3
Loma Las Yeguas	Loma La Lata	TOTAL	1.800	24,0	62
Aguada Pichana	Loma La Lata	TOTAL	1.200		30
Entre Lomas	La Escondida de Odelval	Petrolera Perez Companc	1.800	9,8	8
El medanita	Allen	Odeval	28.800	110,0	14/16
Loma La Lata	Lindero Atravezado	YPF	5.280	60,0	6
Lindero Atravezado	Centenario				
Río neuquen	Centenario	Río Alto		19,0	8
Plaza Huincul	Allen	Odelval	4.200	135,1	10 3/4
Challacó	Allen	Odelval	2.600	112,0	14
Plaza Huincul	Callacó	YPF	10.000	22,0	10
Estancia Vieja	Allen	Chevron		42,0	8
Allen	Puerto Rosales	Odeval	35.600	513,1	14
P. Rosales	La Plata	YPF	42.300	585,0	32
Jepenner (Brandsen)	Detilería Campana	Ebytem	15.840	168,0	22
La Plata	Dock Sud	YPF	10.000	51,0	
Anticlinal Grande	Caleta Cordova	Pan American	8.000	140,0	12/14
Pampa Castillo	El Trébol	Río Alto	1.500	15,4	10 3/4
Los Parales-Las Mesetas	Las Heras	YPF	1.400	30,0	
Las Heras	Pico Truncado			71,0	10/ 12
Pico Truncado	Caleta Oliva			89,0	14/ 18"
Estancia La Maggie	Punta Loyola	Río Alto		160,0	6
Camp. Boleadoras Field	Punta Loyola	Río Alto	5300/ 4200	183,0	10/ 8
María Inés	Punta Loyola	Río Alto	3.300	156,6	8
El Cóndor	Punta Loyola	Río Alto	1.200	71,5	6
<b>TOTAL</b>			<b>265.820</b>	<b>4.102,3</b>	<b>-</b>

Fuente: IAPG- El abecé del Petróleo y el Gas-Año 2014



Tabla 5-2: Poliductos en Argentina

POLIDUCTOS DE ARGENTINA					
Desde	Hasta	Empresa	Capacidad (m3/d)	Longitud (Km)	Diametro (pulgadas)
Campo Duran	Chachapoyas	Refinor	2.880	1.109	12
Campo Duran	General Mosconi		5.000		
Campo Duran	Tucumán		5.000		
Campo Duran	Montecristo		5.000		
Montecristo	San Lorenzo	YPF	10.000	379	12
Luján de Cuyo	Villa Mercedes	YPF	17.000	338	16/14
Villa Mercedes	Montecristo	YPF	12.000	320	14
Villa Mercedes	La Matanza	YPF	5.000	699	12
Cañadón Alfa	Cabo Negro	TOTAL	1.450	127	6
<b>TOTAL</b>			63.330	2.972	-

Fuente: IAPG- El abecé del Petróleo y el Gas-Año 2014

Una vez salidos de las refinerías, los combustibles se acopian en **terminales de despacho**. Las terminales juegan un papel esencial dentro de la logística de la distribución de la producción de hidrocarburos; son plantas de almacenamiento, donde además de los grandes tanques de almacenaje, se encuentra un Laboratorio de Control de Calidad que permite asegurar que todas las partidas de combustible que se despachan en la planta estén dentro de las especificaciones requeridas. Allí se cargan los camiones cisterna que posteriormente llevan el combustible a las estaciones de servicio. Los mismos tienen una capacidad de carga de alrededor de 40.000 litros.

### Principales Terminales de Hidrocarburos de Argentina

Se presenta a continuación una breve caracterización de las principales terminales de hidrocarburos en Argentina. La misma fue extraída de la revista Petrotecnia, Edición: Abril 2004.

- **Esso Petrolera Argentina S.A. (Terminal San Lorenzo):** se encuentra ubicada sobre la ribera del río Paraná en su margen derecha, km 447,1.  
Esta terminal opera con hidrocarburos livianos y su principal objetivo es almacenarlos y distribuirlos en un marco de seguridad y protección para todo personal que intervenga en las operaciones y para el medio ambiente.  
En la terminal San Lorenzo se pueden recibir buques de hasta 30.000 toneladas; las limitaciones son: 162 m de eslora; 23,5 m de manga y 24' de calado. Los buques de eslora menor a 90 m tienen alguna restricción.
- **Terminal Galván:** terminal de recepción, almacenamiento y despacho de combustibles.  
En la Posta de Inflamables se pueden recibir buques de 40 pies de calado y de hasta 65.000 toneladas (carga más peso del buque).



La terminal está en condiciones de cargar producto a barcos a razón de 250 m<sup>3</sup> /h de caudal y se ha recibido producto descargado de barcos a un caudal de 750 m<sup>3</sup> /h.

Posee aproximadamente 60.000 m<sup>3</sup> de capacidad de almacenamiento de hidrocarburos livianos.

- **OilTanking EBYTEM S.A.:** La terminal Puerto Rosales (Prov. de Buenos Aires) de Oiltanking - EBYTEM S.A. consta de 480.000 m<sup>3</sup> de capacidad en tanques API ( Densidad de grados API consiste en una unidad de densidad adoptada por el Instituto Americano del Petróleo) para hidrocarburos, recibe crudos por oleoducto desde la cuenca Neuquina y, mediante monoboyas, permite que operen buques tanque con crudos de orígenes diversos (sur del país y de importación)
- **Petrobras Energía:** está ubicada dentro del área de explotación de la UTE Santa Cruz II, a 40 km de la ciudad de Río Gallegos, departamento de Güer Aike, provincia de Santa Cruz, República Argentina.  
Aquí convergen tres oleoductos que transportan la producción de los campos productores cuyas estaciones cabeceras están ubicadas en los yacimientos Cóndor (6 pulgadas), Campo Boleadoras (8 pulgadas) y María Inés (8 pulgadas). También recibe la producción de otros campos en un descargadero de camiones.  
Se cuenta con ocho tanques de almacenaje de 20.000 m<sup>3</sup> y dos tanques de 10.000 m<sup>3</sup> lo que significa una capacidad total de almacenaje de 180.000 m<sup>3</sup>.
- **YPF:** Las terminales marítimas y fluviales de YPF ofrecen en Argentina todo tipo de operaciones logísticas para petróleo crudo y sus derivados: recepción (habitualmente por muelle), almacenamiento y despacho (por muelle o por camión), en un amplio espectro geográfico que cubre las principales hidrovías del país (ríos Paraná y Uruguay) y toda la costa del litoral marítimo argentino. La compañía dispone de 10 instalaciones: Formosa, Barranqueras, Concepción del Uruguay, San Lorenzo, Dock Sud, La Plata, Mar del Plata, Comodoro Rivadavia, Puerto Deseado, Río Gallegos y Ushuaia (Orión). La capacidad total de almacenamiento supera los 200 mil m<sup>3</sup>.
- **Terminales Marítimas Patagónicas S.A.:** las terminales marítimas de Caleta Córdova (Chubut) y Caleta Olivia (Santa Cruz) se encuentran diseñadas para recibir, almacenar y embarcar el petróleo crudo producido en la cuenca del Golfo San Jorge.  
La terminal de Caleta Córdova cuenta con una capacidad operativa de 239.000 m<sup>3</sup>, distribuida en 12 tanques de almacenamiento. En Caleta Olivia la capacidad operativa es de 250.000 m<sup>3</sup>, en 19 tanques.
- **Total austral:** la terminal de Río Cullen se ubica en el Atlántico Sur. Está emplazada a 7,3 millas náuticas de la costa norte de la provincia de Tierra del Fuego, frente a las instalaciones on-



shore de la planta de Río Cullen. Dispone de cuatro tanques de almacenamiento de similares dimensiones. La capacidad total es de aproximadamente 92.000 m<sup>3</sup>.

- **Shell Capsa (terminal petrolera tipo Duck Sud):** En la Dársena de Petroleros del Dock Sud, Shell Capsa posee la terminal más moderna del país, comparable con las más avanzadas del mundo. Esta terminal cuenta con tres muelles aptos tanto para pequeñas embarcaciones fluviales como para buques oceánicos de gran porte, habiéndose operado con buques de 95.000 toneladas de desplazamiento. Anualmente operan en esta terminal aproximadamente 600 buques, con un movimiento en el año 2003 de 4.250.000 m<sup>3</sup> de producto, lo que significa aproximadamente el 40% del movimiento de todo el puerto.

Para llevar los combustibles a las estaciones de servicios hay más de 2.000 camiones cisternas en circulación. Estos camiones están re-equipados y modernizados, de acuerdo a las exigencias de seguridad y protección ambiental vigentes.

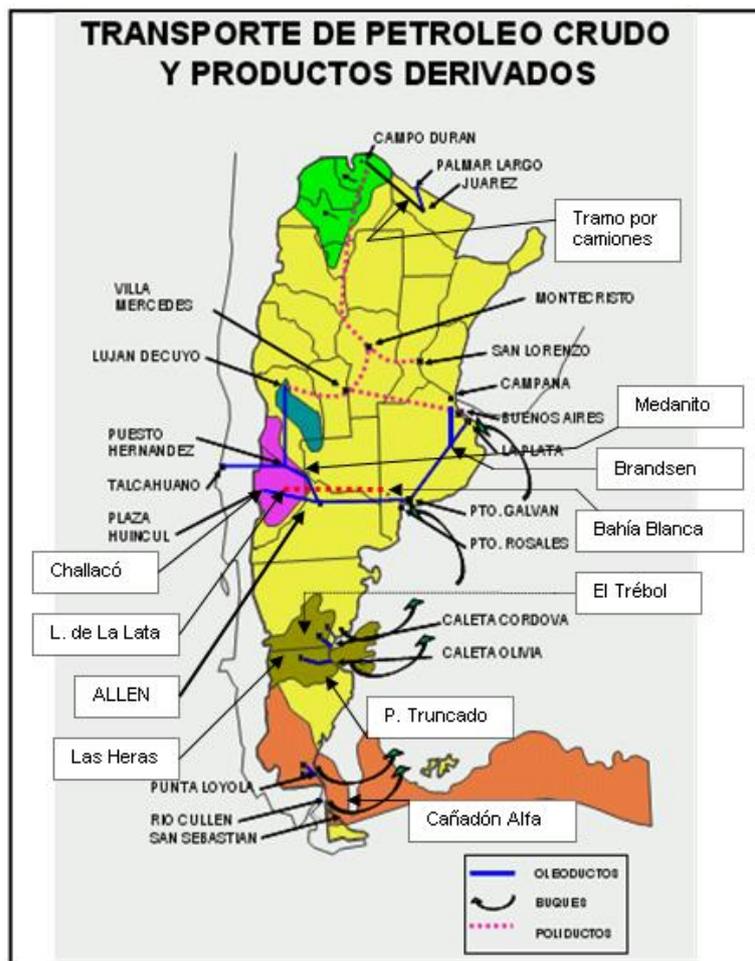
Las estaciones de servicio cuentan con depósitos subterráneos, donde se almacena el combustible que llega en los camiones cisterna, capaces de transportar aproximadamente 40.000 litros de combustible. Estos tanques son de acero recubierto de materiales sintéticos, que aseguran su hermeticidad y la calidad del producto.

Otro equipamiento central de la estación son los surtidores. Consisten en bombas accionadas eléctricamente que llevan el combustible hasta los tanques de los vehículos. Una vez a bordo, el combustible está listo para suministrar energía

Para concluir con el transporte de petróleo y sus derivados, se detalla a continuación la distribución de los mismos a lo largo de todo el país, haciendo referencia a los distintos modos de transporte que se emplean:



Ilustración 5-2: Transporte de petróleo crudo y productos derivados en la República Argentina



Fuente: Ministerio de Energía y Minería- Año 2014

## 5.2. Transporte de Gas Natural

### 5.2.1. GASODUCTO

El transporte por gasoductos, es la forma más conocida y usada de transporte del Gas Natural a gran escala. Los gasoductos pueden unir distancias de hasta 3000 km, aproximadamente, y suelen tener una red de ductos que se conectan al ducto principal con el fin de abastecer a las poblaciones cercanas a la trayectoria del mismo.

El Gasoducto consiste en una conducción de tuberías de acero por las que el Gas natural circula a alta presión desde el lugar de origen hasta el centro de distribución. Se construyen enterrados en zanjas a una profundidad habitual de 1 metro y hasta 2 metros; dependiendo del terreno y la seguridad, excepcionalmente, se construyen en superficie.

El inicio de un gasoducto puede ser un yacimiento o una planta de regasificación, generalmente situada en las proximidades de un puerto de mar al que llegan buques (para el gas natural, se llaman metaneros) que transportan gas natural licuado en condiciones criogénicas a muy baja temperatura (-161°C) y para conectar plantas de gas con las plantas



envasadoras en las ciudades, llenado de cilindros de gas y distribuir gas por tuberías a las ciudades, centros de consumo, industrias y plantas generadoras eléctricas.

Por razones de seguridad, las normas de todos los países establecen que a intervalos determinados se sitúen válvulas en los gasoductos mediante las que se pueda cortar el flujo de gas en caso de incidente, como la falta de presión por una fuga de gas. Además, si la longitud del gasoducto es importante, puede ser necesario situar estaciones de compresión a intervalos y cables de fibra óptica (para la transmisión de la información y con sensores que pueden detectar la fuga de gas en la tubería), estaciones de emergencia, equipos contra incendios y caminos para poder acceder al lugar de la fuga de gas.

La presión a la que circula el gas por el gasoducto es normalmente de 72 bar para los de las redes básicas de transporte y de 16 bares en las redes de distribución en las ciudades.

Para llevar el gas hasta los hogares y comercios es preciso bajar la presión de transporte hasta límites razonablemente seguros. Esto se consigue instalando estaciones de regulación a lo largo del gasoducto en las que se baja la presión hasta la habitual de distribución en las ciudades.<sup>1</sup>

## **Gasoductos de la República Argentina.**

**Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN)** es la empresa dedicada al transporte de gas natural por gasoductos de alta presión en el centro y norte de la Argentina. Sus dos gasoductos troncales, el Norte y el Centro Oeste, se extienden a lo largo de más de 6600 km. Con ellos, TGN abastece a 8 de las 9 distribuidoras de gas (ver ilustración 5-3: mapa argentino de gasoductos), y a numerosas generadoras eléctricas e industrias ubicadas en 15 provincias argentinas.

A su vez, el sistema de TGN está vinculado con otros gasoductos que transportan gas al centro y norte de Chile a través de los gasoductos Gas Andes, Gas del Pacífico y Nor Andino; al sur de Brasil por medio del Gasoducto a Uruguayana (Transportadora de Gas del Mercosur - TGM); y a Uruguay por el Gasoducto Entrerriano, sumando un total de 9000 km de gasoductos operados por la empresa.

### **→ El Gasoducto Norte**

El Gasoducto Norte nace en Campo Durán (provincia de Salta) y, luego de recorrer 1.454 km, llega a la planta compresora San Jerónimo (provincia de Santa Fe). A lo largo de su traza se ubican 12 plantas compresoras, una de las cuales es compartida con el gasoducto Centro Oeste. El sistema posee una capacidad de inyección de 26 millones de metros cúbicos diarios y una longitud total de 4.509 km, si se suman los tramos que alimentan el Gran Buenos Aires.

---

<sup>1</sup> Para más información, consultar las NORMAS ARGENTINAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD PARA EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y OTROS GASES POR CAÑERÍAS- ENARGAS (ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS).



→ **El Gasoducto Centro Oeste**

El Gasoducto Centro Oeste comienza en el yacimiento de Loma La Lata (provincia del Neuquén) y recorre 1.121 km para llegar a la planta compresora San Jerónimo. A lo largo de su traza se encuentran 8 plantas compresoras. Posee una capacidad nominal de transporte de 32 millones de metros cúbicos diarios y 2.174 km de cañerías en paralelo.

Actualmente, TGN opera un sistema de más de 6600 km de gasoductos, 20 plantas compresoras y 374,02 HP de potencia instalada:

**Tabla 5-3: Características Gasoductos TGN**

	Gasoducto Norte	Gasoducto centro-oeste	Total
Longitud (km)	4509	2174	6683
Plantas Compresoras	12	8	20
Potencia instalada (HP)	204,62	169,4	374,02
Cap. de transporte MMm3/d	26	32	58

Fuente: elaboración propia con datos de ENARGAS.

**Transportadora de Gas del Sur (TGS)** es el proveedor de gas más importante de Argentina, que opera el sistema de oleoductos más grande del país y de América Latina. A través de sus tres principales oleoductos, el Neuba I, Neuba II y San Martín, la compañía transporta el 60% del total de gas natural consumido en Argentina, y suministros distribuidores, generadores eléctricos y las industrias.

→ **El Neuba I** va desde Sierra Barrosa a Bahía Blanca. Es una de las principales líneas de suministro de la empresa, el gasoducto transporta el suministro de gas de la cuenca en el centro de Neuquén a través de Río Negro, La Pampa y Buenos Aires provincias, que termina en el Complejo General de Cherri. Longitud: 1959 Km, Máxima Presión Admisible de Operación (MAPO):60 Kg/cm<sup>2</sup>, 5 plantas compresoras y 61.300 HP.

→ **El Neuba II**, comienza en Cerros Colorados Complex, en la cuenca Neuquén. Cruza Neuquén, Río Negro, La Pampa y Buenos Aires, que termina en Ezeiza a las afueras de Buenos Aires. El gasoducto es la distribución principal de Buenos Aires y Gran Buenos Aires también.

Longitud: 2104 Km, MAPO: 70 KG/cm<sup>2</sup>, 7 plantas compresoras y 194.000 HP.

→ **El San Martín** es el más grande de los tres; proporciona gas natural a la Provincia de Tierra del Fuego, la provincia de Chubut, Río Negro, Neuquén, y las provincias de Buenos Aires.

Longitud: 4.679 km, MAPO: 60 Kg/cm<sup>2</sup>, 17 plantas compresoras y 514.300 HP.



**Tabla 5-4: Características Gasoductos TGS**

	Gasoducto Neuba I	Gasoducto Neuba II	Gasoducto Gral. San Martin	Total
Longitud (km)	1.959	2.104	4.679	8.742
Diametro (pulgadas)	24/30	30/36	30	-
Plantas compresoras	5	7	17	29
Potencia instalada (HP)	61.300	194.000	514.300	769.600
Cap. De transporte MMm <sup>3</sup> /d	14,40	29,85	35,44	79,69

Fuente: elaboración propia con datos de ENARGAS.

### **Gasoducto Noreste Argentino (GNEA)**

La concesión para la operación del GNA fue otorgada en el año 2007 a ENARSA por 35 años prorrogables, incluyendo la responsabilidad de construir, operar, mantener, prestar el servicio de transporte y comercialización. Por el Decreto N° 805/2007: Se instruyó al MINPLAN en su carácter de socio mayoritario de ENARSA, para que adopte los recaudos necesarios para la construcción del GNEA.

El objetivo del GNA es abastecer a la Región Noreste de Argentina, es decir la comprendida por las provincias de Salta, Formosa, Chaco, Misiones, Corrientes, Entre Ríos y Santa Fe. El abastecimiento garantizará la provisión en forma sostenida de los caudales necesarios para activar su uso a nivel vehicular, para producción industrial y agroindustrial y para consumo a nivel residencial.

Para esto, se prevé la construcción de 4.144 km de gasoducto, de los cuales 1.468 km corresponden al gasoducto troncal y el resto son gasoductos de derivación a las localidades, abasteciendo durante su recorrido a 168 localidades, atravesando territorios pertenecientes a las provincias mencionadas, con capacidad de transporte de 11.200.000 de m<sup>3</sup>/d adicionales destinados al consumo residencial e industrial del sector y reforzar el sistema existente.

La Obra tiene un presupuesto estimado de U\$S 2.735.000.000 con un plazo de ejecución de tres años y medio. El Gasoducto GNEA será abastecido por el gas natural proveniente del Gasoducto Juana Azurduy.

La construcción se planificó en tres etapas:

- Etapa I (iniciada en marzo de 2015): se abastecen en total a 23 localidades de 3 provincias de las cuales 8 son de Formosa, 1 de Salta y 14 de Santa Fe.
- Etapa II: se abastecen en total a 80 localidades de las cuales 23 son de Formosa, 34 de Chaco y 23 de Santa Fe.
- Etapa III: consiste en la construcción de 345 km de Ramales Troncales y de 801 km de Ramales de Aproximación en 65 localidades de Corrientes y Misiones.



## Gasoductos en Argentina:

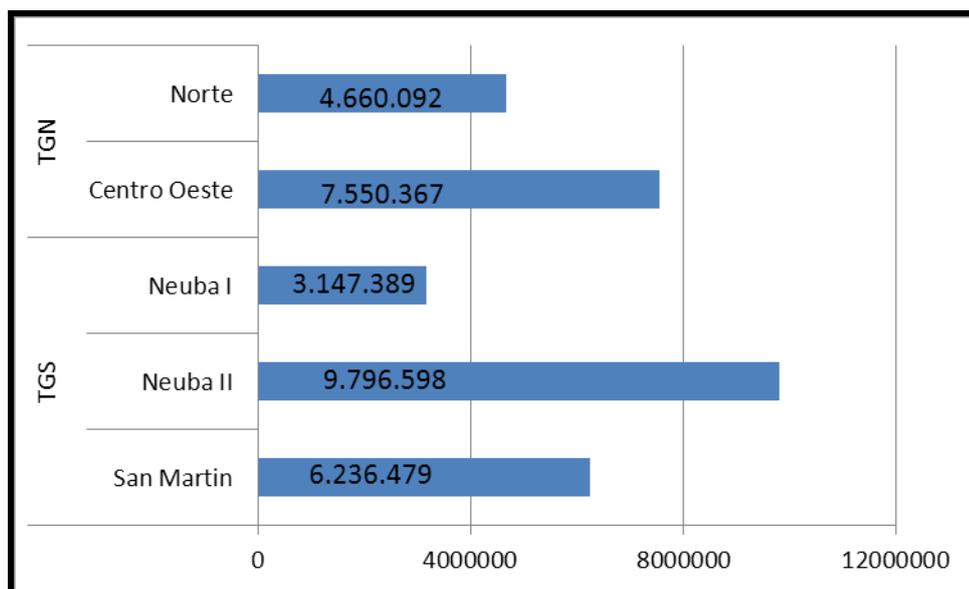
**Tabla 5-5: Gasoductos en Argentina año 2016**

<b>Gasoducto Norte</b>	Une las cuencas del NOA con BA y el Litoral	TGN
<b>Gasoducto Centro Oeste</b>	Une la Region Cuyana con el Litoral	
<b>Gasoducto Neuba (I y II)</b>	Une la Pcia de Neuquen con BA	TGS
<b>Gasoducto san martin</b>	Une el extremo sur del pais con BA	

Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Energía y Minería

La siguiente tabla indica el gas cargado al Sistema de transporte por gasoducto; los datos están representados en miles de m<sup>3</sup>

**Tabla 5-6: Gas cargado al sistema por gasoducto año 2015**

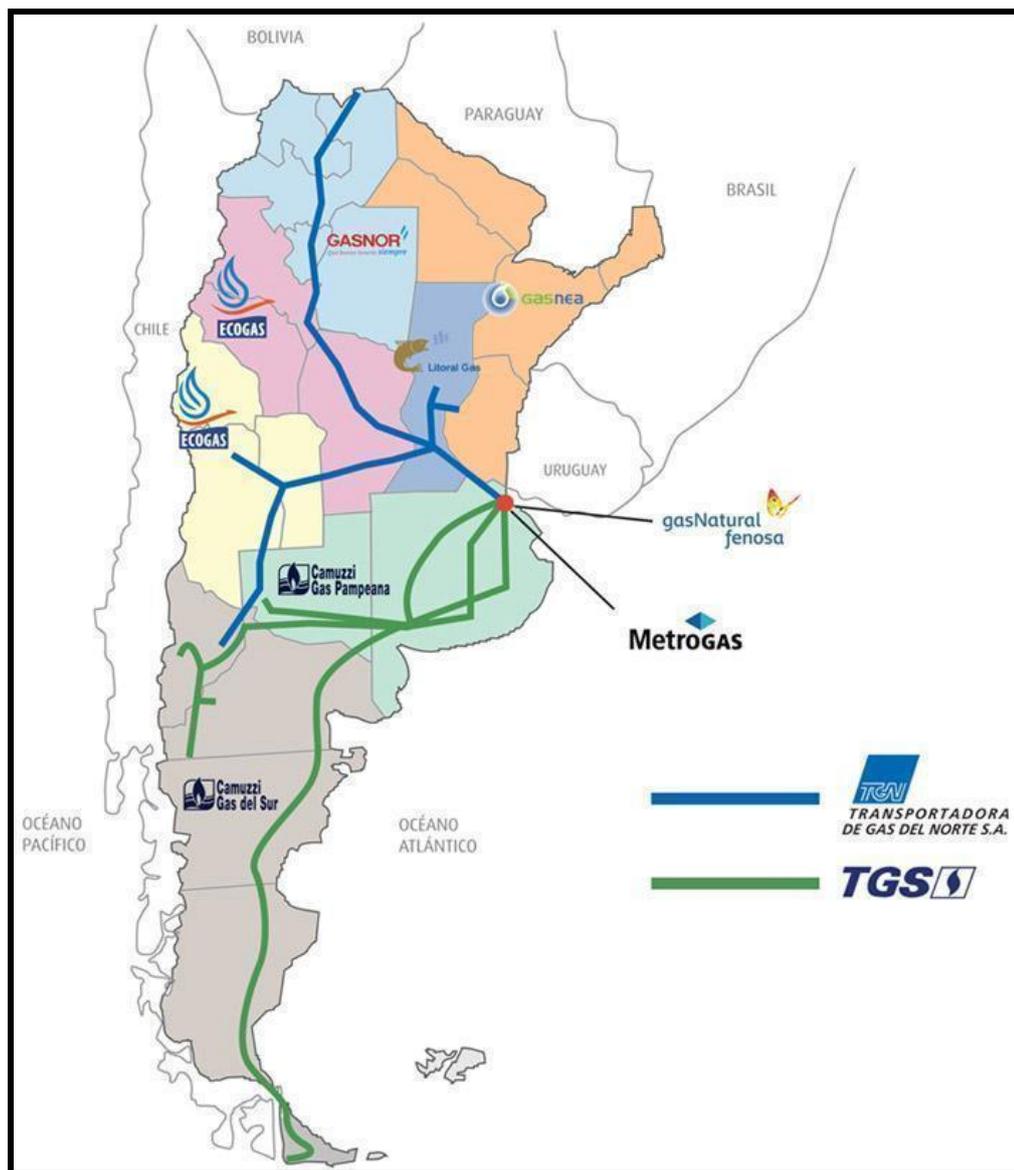


Fuente: Elaboración Propia con datos de ENARGAS

Por último se presenta un mapa de la República Argentina indicando el recorrido que realizan ambas transportadoras (TGS y TGN) y las distribuidoras a las que abastecen.



Ilustración 5-3: Mapa argentino de Gasoductos



Fuente: ADIGAS-Año 2010

## DISTRIBUCIÓN DEL GAS

El sistema de distribución de gas natural hasta sus clientes finales se encuentra concesionado a nueve compañías:

- **GASNOR S.A.:** Abarca las Provincias de Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero.
- **Distribuidora de Gas de Centro:** Provincias de Catamarca, Córdoba y La Rioja.
- **Distribuidora Cuyana:** Provincias de Mendoza, San Juan y San Luis.
- **Camuzzi Gas Pampeana:** Abarca la Provincia de La Pampa y parte de la Provincia de Buenos Aires (excepto el área cubierta por las Distribuidoras Gas Natural Ban, Litoral, Camuzzi Gas del Sur y MetroGas).



- **Camuzzi Gas del Sur:** Comprende las Provincias de Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego y el partido de Patagones en la provincia de Buenos Aires, al sur del río Colorado.
- **Litoral Gas:** Su actividad consiste en la distribución de gas natural por redes en el área geográfica conformada por las provincias de Santa Fe y el noreste de la Provincia de Buenos Aires.
- **Gas Natural BAN:** Comprende los siguientes Partidos de la Provincia de Buenos Aires: Belén de Escobar, Campana, Capitán Sarmiento, Carmen de Areco, Exaltación de la Cruz, General Las Heras, General Rodríguez, General Sarmiento, La Matanza, Luján, Marcos Paz, Mercedes, Merlo, Moreno, Morón, Pilar, San Andrés de Giles, San Antonio de Areco, San Fernando, San Isidro, San Martín, Suipacha, Tres de Febrero, Tigre, Vicente López y Zárate
- **Metrogas:** Comprende el área de Capital Federal y los siguientes Partidos de la Provincia de Bs. Aires: Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente.
- **Gas Nea:** Comprende las Provincias de Formosa, Chaco, Misiones, Corrientes y Entre Ríos.

Para aplicar la tarifa correspondiente, ENARGAS determina 8 tipos de usuarios en función a los rangos de consumo:

- **RESIDENCIALES:** Usuarios que utilizan el gas para usos típicos de vivienda única, departamentos, pisos o sus partes comunes para cubrir sus necesidades.
- **COMERCIALES:** Usuarios que usan el fluido para actos de comercio y de prestación de servicios. Son usuarios habituales los establecimientos gastronómicos (bares, restaurantes, confiterías), hoteles y hosterías. También se consideran los establecimientos de salud y educación privada, la banca pública y privada y el abastecimiento de alimentos (mercados, grandes almacenes, etc.).
- **INDUSTRIALES:** Usuarios que tienen como actividad el proceso de elaboración de productos, transformación de materias primas, reparación de maquinarias y equipos, y fabricaciones varias.
- **CENTRALES ELÉCTRICAS:** Usuarios que emplean el gas para la generación de energía eléctrica (usinas). La autogeneración de energía eléctrica para establecimientos fabriles se excluye de esta clasificación.
- **ENTES OFICIALES:** Son usuarios de esta categoría los entes centralizados y descentralizados, los establecimientos del área pública de la salud como hospitales, dispensarios, salas de primeros auxilios, los centros de educación públicos y en general, todos los organismos oficiales de cualquier jurisdicción, excluyendo en todos los casos aquellos cuya principal función sea un proceso productivo de bienes o la prestación de servicios con retribuciones explícitas en precios o tarifas.
- **GNC - GAS NATURAL COMPRIMIDO:** Son usuarios excluyentes las estaciones de servicio, las que luego de comprimir el gas natural adquirido lo expenden para utilización como combustible en vehículos.



- SDB - SUBDISTRIBUIDORES: Entes/Sociedades de derecho privado que operan cañerías de gas que conectan el Sistema de Distribución de una Distribuidora con un grupo de usuarios.).

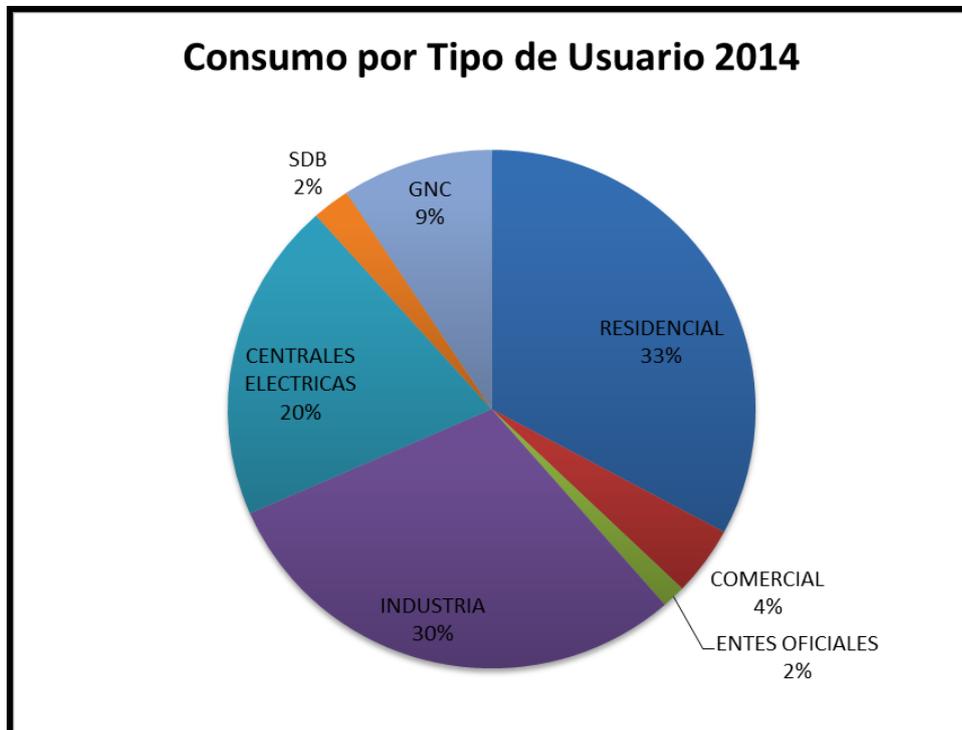
## CONSUMOS

**Tabla 5-7: Gas entregado en miles de m3 de 9300 kcal por usuario año 2014**

MES	RESIDENCIAL	COMERCIAL	ENTES OFICIALES	INDUSTRIA	CENTRALES ELECTRICAS	SDB	GNC	TOTAL
ENERO	298.699	62.344	12.406	770.092	761.151	29.545	221.911	2.156.148
FEBRERO	310.882	66.180	13.082	725.226	611.789	30.628	204.965	1.962.752
MARZO	433.218	73.085	17.537	846.662	663.243	35.953	232.164	2.301.862
ABRIL	707.599	97.434	28.354	835.216	556.284	54.474	228.443	2.507.804
MAYO	1.168.812	136.437	51.041	812.620	432.741	79.753	240.157	2.921.561
JUNIO	1.633.967	170.908	65.692	689.595	281.964	105.948	234.938	3.183.012
JULIO	1.741.661	182.775	76.296	679.468	254.082	115.869	241.985	3.292.136
AGOSTO	1.375.829	160.252	64.991	731.567	437.369	88.984	248.688	3.107.680
SEPTIEMBRE	951.267	126.468	47.215	770.881	428.577	65.427	244.320	2.634.155
OCTUBRE	685.256	97.929	32.616	786.874	555.987	44.281	253.362	2.456.305
NOVIEMBRE	439.472	82.347	19.441	778.574	552.217	33.462	245.863	2.151.376
DICIEMBRE	361.025	69.759	13.012	744.487	614.884	27.554	255.721	2.086.442
<b>TOTAL</b>	<b>10.107.687</b>	<b>1.325.918</b>	<b>441.683</b>	<b>9.171.262</b>	<b>6.150.288</b>	<b>711.878</b>	<b>2.852.517</b>	<b>30.761.233</b>

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS

**Ilustración 5-4: Consumo por tipo de usuario**



Fuente: elaboración propia con datos extraídos de ENARGAS-Año 2014



## CENTRALES ELÉCTRICAS

De los 31.048MW de potencia instalada (capacidad de producción) en el país, las empresas socias de la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA) tienen el 89%, repartido: en 35% Hidráulica, 59% Térmica y 6% Nuclear.

Las empresas que consumen gas en su proceso son las centrales térmicas que serán nombradas a continuación con su correspondiente capacidad de potencia:

**Tabla 5-8: Centrales eléctricas**

<b>CENTRALES ELECTRICAS</b>			
<b>Empresas Hidroeléctricas Térmicas</b>		<b>Empresas termicas</b>	
<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>
AES Argentina Generación S.A.	2752	Aggreko	195,5
Central Puerto S.A.	3858	Capex S.A.	661
Epec. Potencia	1925	Central Dock Sud S.A.	869,5
Petrobras Argentina S.A.	1123	Central Termica Dique S.A.	55
		Central Termica Güemes S.A.	361
		Central Termica de la Lata S.A.	540
		Central Termica Piedra Buena	620
		Centrales de la Costa Atlántica S.A.	536
		Central Costera ENDESA Costanera S.A.	2303
		Energía del Sur S.A.	125
		Energyst Rental Solutions Arg. S.A.	20
		Generación Independencia S.A.	130
		Generación Mediterranea S.A.	248
		Generación Córdoba S.A.	26
		Generación Eléctrica de Tucumán S.A.	236
		Genneia S.A.	263
		Grupo Medanito S.A.	32
		Siderca SAIC	163
		Termoandes S.A.	644
		Termoeléctrica José de San Martín S.A.	865
		Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	868
		Turbodiesel S.A.	23
		YPF Energía Eléctrica S.A.	829

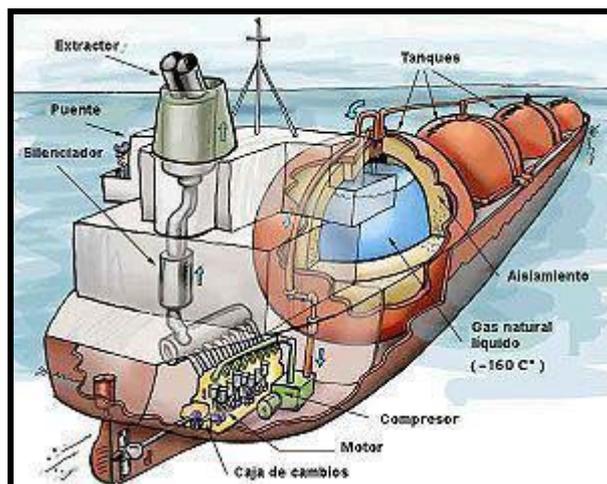
Fuente: Elaboración propia con datos de Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina

### **5.2.2. BUQUES METANEROS**

Otro sistema es el transporte en Buques Metaneros estos son usados cuando las distancias son bastante amplias entre el punto de producción y el de consumo. En este caso la opción de la construcción de un gasoducto llegaría a ser demasiado costosa. Estos buques metaneros cuentan con tanques especialmente acondicionados para mantener el GNL a la temperatura indicada y transportarlo de manera segura. Uno de estos buques metaneros puede transportar hasta 170 mil metros cúbicos de GNL.



Ilustración 5-5: Buque metanero



Fuente: Wikipedia Enciclopedia Libre

### 5.2.3. GASODUCTO VIRTUAL

Sistema de compresión, transporte y descompresión de GNC, para abastecer Gas Natural, por un medio diferente a gasoducto físico, a mercados relevantes, municipios, usuarios finales, estaciones de GNC u otros, cuando el gasoducto físico no es posible técnicamente o no es viable financieramente.

Este sistema consiste en el transporte terrestre del Gas Natural, que se logra a través de botellas que almacenan el mismo a presiones de 250 bares aprox. y en módulos de aprox. 36 cilindros con un peso aprox. de 7 toneladas por módulo.

Es usado en distancias relativamente cortas utilizando camiones especialmente acondicionados para este fin. Existen diversas tecnologías desarrolladas en este campo.

Hay dos opciones de hacer uso de este transporte:

**a) Usando Gas Natural Comprimido (GNC):** cuando lo que se transporta es el Gas Natural que se comprime al someterlo a grandes presiones (de allí su nombre), logrando que su volumen se reduzca en 100 veces. La ruta del camión es lo que llamamos Gasoducto Virtual. Una vez en su destino, el GNC es descomprimido para su posterior uso en plantas industriales o comercialización en estaciones de Gas Natural Vehicular (GNV).

El GNC se almacena en módulos independientes de hasta 1,500 metros cúbicos de capacidad cada uno, transportándose en cada camión de hasta 4 módulos. Esto totaliza una capacidad máxima de transporte de 6,000 metros cúbicos de GNC por camión.



**Ilustración 5-6: Camión transportador de GNC**



Fuente: <http://www.galileoar.com/es/>

**b) Usando Gas Natural Licuefactado (GNL):** Para este sistema de transporte se enfría el Gas Natural a  $-161^{\circ}\text{C}$ , convirtiéndolo en líquido (GNL) y reduciendo en 600 veces su volumen. Al igual que en el caso anterior, el transporte de GNL constituye un gasoducto virtual. Debido a su mayor reducción de volumen frente al GNC, esta opción transporta un mayor volumen hacia puntos distantes. Sin embargo, para que su uso sea viable, es necesario contar con plantas de regasificación en las zonas de destino, para su posterior uso y distribución final como Gas Natural a través de una estación de servicios (GNV) o de una red de distribución domiciliaria.

**Ilustración 5-7: Camión transportador de GNL**



Fuente: <http://www.galileoar.com/es/>

Esta tecnología de gasoducto virtual es actualmente desarrollada en ocho localidades del sur de la provincia Argentina de Córdoba (Cesira, Viamonte, Mattaldi, Jovita, Villa Valeria, Pueblo Italiano, Serrano e Italo).



## 6. COMERCIO EXTERIOR

A continuación se realiza una descripción de las importaciones-exportaciones de Gas Natural y en la República Argentina. Luego se describe la cantidad de petróleo crudo y derivados que migra de cada puerto.

### 6.1. Gas Natural

En nuestro país se importa actualmente, gas natural a través de dos modos de transporte. Por un lado, a través de un gasoducto ingresa al país gas natural proveniente de Bolivia. Por otro lado, se importa gas natural licuado a través de buques metaneros.

#### 6.1.1. Importación de Gas Natural

A continuación se puede ver en la tabla las empresas encargadas de importar el gas natural, el país emisor y la cantidad de gas importado en Mm3 y en USD por año, durante los últimos 6 años.

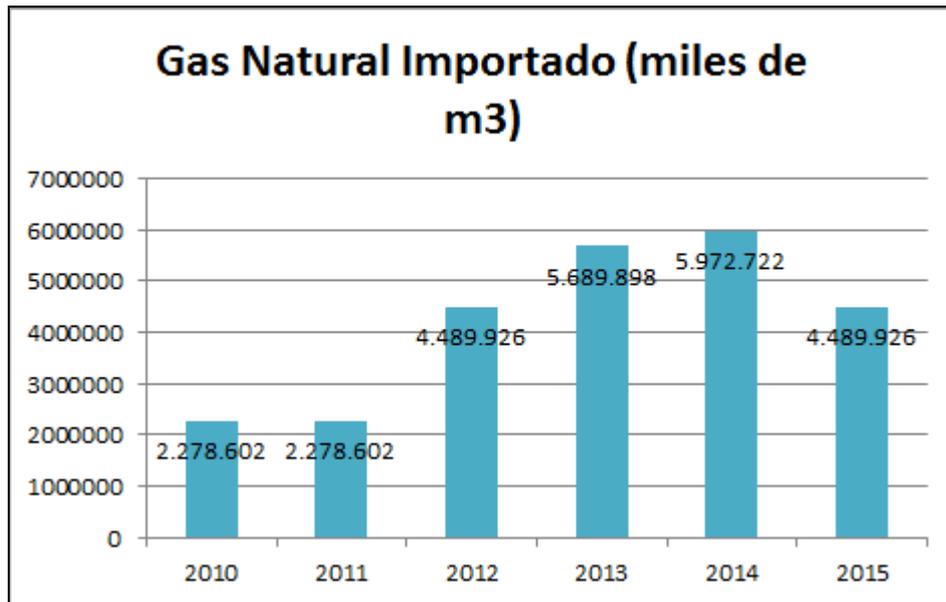
Tabla 6-1: Importación de Gas Natural por año

IMPORTACIÓN GAS NATURAL						
Año	Empresa	PAÍS	Suma Cantidad (Mm3)	Suma Monto (USD)	Total Cantidad (Mm3)	Total Monto (USD)
2010	ENARSA ENERGIA ARGENTINA S.A.	Bolivia	1.845.194,8	495.750.499,3	1.922.324,2	522.977.367,0
		Gran Bretaña	77.129,4	27.226.867,7		
	YPF S.A.	Bolivia	356.277,8	36.422.385,0	356.277,8	36.422.385,0
	<b>TOTAL</b>					<b>2.278.602,0</b>
2011	ENARSA ENERGIA ARGENTINA S.A.	Bolivia	2.820.670,9	990.043.922,3	2.973.613,0	1.050.071.745,5
		Estados Unidos	152.942,1	60.027.823,2		
	YPF S.A.	Bolivia	563.557,8	57.267.341,4	563.557,8	57.267.341,4
	<b>TOTAL</b>					<b>3.537.170,8</b>
2012	ENARSA ENERGIA ARGENTINA S.A.	Bolivia	4489926,294	1075843776	<b>4489926,294</b>	<b>1075843776</b>
2013	ENARSA ENERGIA ARGENTINA S.A.	Bolivia	5.689.897,8	2.183.518.550,2	<b>5.689.897,8</b>	<b>2.183.518.550,2</b>
2014	ENARSA ENERGIA ARGENTINA S.A.	Bolivia	5.899.840,8	2.250.209.422,0	<b>5.972.721,8</b>	<b>2.293.172.011,0</b>
		Noruega	72.881,0	42.962.589,0		
2015	ENARSA ENERGIA ARGENTINA S.A.	Bolivia	4.489.926,3	1.075.843.776,1	<b>4.489.926,3</b>	<b>1.075.843.776,1</b>

Fuente: elaboración propia con datos extraídos de Secretaría de Energía



Ilustración 6-1: Gas Natural importado



Fuente: elaboración propia con datos extraídos de Secretaría de Energía

Como se puede observar en la tabla, ENARSA (Energía Argentina S.A.) es la única empresa que importa gas natural actualmente a través de una red de gasoductos, se hace cargo de la comercialización del gas natural proveniente de Bolivia, mediante la suscripción del Convenio Marco entre la República Argentina y la República de Bolivia para la venta de Gas Natural y la realización de Proyectos de Integración Energética. El contrato con YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) fue suscripto en enero de 2007 por una duración de 20 años. A los efectos de ajustar los volúmenes que debía entregar YPFB durante el período 2007-2009, las partes realizaron diferentes negociaciones a lo largo de este periodo arribando finalmente a un acuerdo en marzo de 2010, que motivó la suscripción de la Primera Adenda al Contrato cuya entrada en vigencia fue el 1° de mayo de 2010. En el mes de mayo de 2011 se inició la recepción de gas natural de Bolivia a través del Gasoducto Internacional Juana Azurduy (GIJA), cuya construcción fue realizada por empresas contratistas de ENARSA.

El 18 de julio de 2012 se firma un Contrato Interrumpible de Compra y Venta de Gas de volúmenes de Gas Excedentes de la Cantidad Diaria Contractual establecida en la Adenda al Contrato firmado en 2010 por un plazo de 15 años, es decir hasta el 31 de diciembre del 2026. Por esta razón se explica el aumento en las cantidades importadas a partir de ese año.

### **Gasoducto Juana Azurduy (GIJA)**

El Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA) de 42 Km de longitud une los países de Bolivia y Argentina.

En territorio boliviano el gasoducto nace en las proximidades de Yacuiba y se extiende con una longitud de 12 km hasta la frontera, con un diámetro nominal de Ø32". En territorio argentino el gasoducto es de Ø 30" de diámetro nominal, con una longitud final



de 30 Km. La cabecera de este tramo se ubica en las cercanías de la frontera argentino-boliviana, en la provincia de Salta y finaliza en la Planta Compresora Campo Durán. En este lugar se encuentra la trampa receptora y la planta de Separación y Medición del gas importado de Bolivia, que posteriormente se inyecta al sistema de transporte de gas existente.

La vinculación con el tramo boliviano se realiza a través de un bypass que vincula la trampa receptora en territorio boliviano con la trampa de lanzamiento en territorio argentino. En la progresiva del km 17 se encuentra la derivación para el Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA).

### 6.1.2. Importación de Gas Natural Licuado

El gas natural licuado (GNL) es gas (metano) que ha sido procesado y enfriado, lo que reduce su volumen 600 veces, para ser transportado en forma líquida por medio de buques metaneros. Se lo traslada hasta una terminal de recepción, donde se lo convierte en gas natural nuevamente o bien se realiza esa transformación mediante un buque regasificador. Luego se lo almacena o se lo distribuye directamente a partir del enlace con los gasoductos de tierra conectados con las redes troncales.

En Argentina hay dos puntos de regasificación de GNL. Uno en el puerto de Bahía Blanca, que inyecta en el sistema de la transportadora TGS y el otro en el Puerto de Escobar, provincia de Buenos Aires, que inyecta en el sistema de la transportadora TGN.

El GNL se utiliza principalmente para atender los "picos de demanda" cuando el gas natural transportado por gasoductos no es suficiente. Esto sucede en períodos de frío intenso o de calor intenso, ya que el gas es utilizado como combustible y también como fuente energética para producir electricidad.

Los principales países exportadores de GNL son Gran Bretaña, Noruega, Qatar y Singapur.

En la siguiente tabla se muestran los buques que ingresaron a ambas terminales regasificadoras argentinas y la cantidad de gas inyectada a la red luego del proceso de regasificación.

**Tabla 6-2: Importación Gas Natural Licuado**

<b>GNL IMPORTADO AÑO 2013</b>		
<b>Puerto</b>	<b>Buques</b>	<b>Total Gas inyectado a la red (Mm3)</b>
Escobar	62	2.745.000
Bahía Blanca	43	3.307.000

### 6.1.3. Exportación de Gas Natural

En Argentina se exporta actualmente, gas natural a través de gasoductos a los países de



Uruguay y Chile.

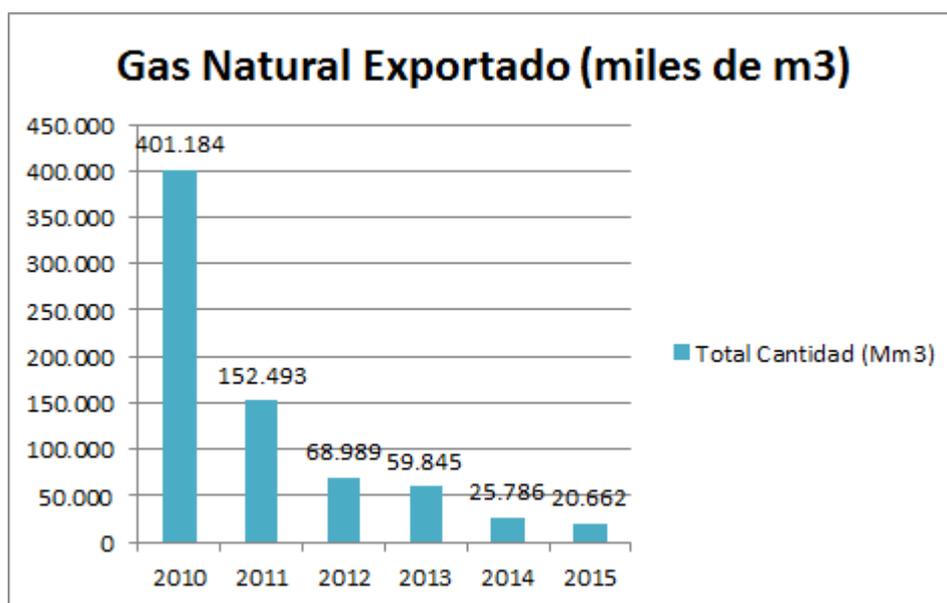
A continuación se puede ver en la tabla las empresas encargadas de la operación, el país receptor y la cantidad de gas exportado en Mm3 y en USD por año.

**Tabla 6-3: Exportación de Gas Natural por año**

EXPORTACIÓN GAS NATURAL						
Año	Empresa	PAÍS	Suma Cantidad (Mm3)	Suma Monto (USD)	Total Cantidad (Mm3)	Total Monto (USD)
2010	PAN AMERICAN ENERGY (SUCURSAL ARGENTINA) LLC	Chile	29.692,4	11.044.354,0	29.692,4	11.044.354,0
	PAN AMERICAN SUR S.A.	Uruguay	39.692,6	18.493.322,5	39.692,6	18.493.322,5
	TOTAL AUSTRAL S.A.	Chile	8.493,8	990.064,0	8.493,8	990.064,0
	YPF S.A.	Chile	323.304,9	140.396.249,9	323.304,9	140.396.249,9
	<b>TOTAL</b>					<b>401.183,7</b>
2011	PAN AMERICAN ENERGY (SUCURSAL ARGENTINA) LLC	Chile	11.820,4	6.701.550,4	11.820,4	6.701.550,4
	PAN AMERICAN SUR S.A.	Uruguay	37.955,7	23.907.278,4	37.955,7	23.907.278,4
	TOTAL AUSTRAL S.A.	Chile	10.355,3	1.331.841,9	10.355,3	1.331.841,9
	YPF S.A.	Chile	92.361,9	58.484.903,1	92.361,9	58.484.903,1
	<b>TOTAL</b>					<b>152.493,2</b>
2012	PAN AMERICAN ENERGY (SUCURSAL ARGENTINA) LLC	Chile	91,0	61.900,6	91,0	61.900,6
	PAN AMERICAN SUR S.A.	Uruguay	23.595,9	17.912.862,3	23.595,9	17.912.862,3
	YPF S.A.	Chile	43.038,0	28.497.707,4	45.301,9	30.157.198,4
		Bolivia	2.263,9	1.659.491,0		
	<b>TOTAL</b>					<b>68.988,9</b>
2013	PAN AMERICAN ENERGY (SUCURSAL ARGENTINA) LLC	Chile	48,8	38.024,8	48,8	38.024,8
	PAN AMERICAN SUR S.A.	Uruguay	33.113,2	28.508.105,3	33.113,2	28.508.105,3
	YPF S.A.	Chile	26.682,6	20.692.824,8	26.682,6	20.692.824,8
	<b>TOTAL</b>					<b>59.844,7</b>
2014	PAN AMERICAN SUR S.A.	Uruguay	17.147,1	14.317.023,9	17.147,1	14.317.023,9
	YPF S.A.	Chile	8.639,0	6.533.696,0	8.639,0	6.533.696,0
	<b>TOTAL</b>					<b>25.786,2</b>
2015	PAN AMERICAN SUR S.A.	Uruguay	19.179,1	15.016.014,5	19.179,1	15.016.014,5
	YPF S.A.	Chile	1.482,4	1.056.987,0	1.482,4	1.056.987,0
	<b>TOTAL</b>					<b>20.661,5</b>

Fuente: elaboración propia con datos extraídos de Secretaría de Energía

**Ilustración 6-2: Gas Natural Exportado**



La Argentina tiene en la actualidad 10 gasoductos de exportación: 7 con destino a Chile, 2 con destino a Uruguay y uno con destino a Brasil.

**Tabla 6-4: Gasoductos de Exportación**

GASODUCTOS DE EXPORTACIÓN					
Gasoducto	Conexión	Operador	Cabecera - Terminal	Diámetro (pulgadas)	Longitud (km)
Norandino	Chile	TGN	Gasoducto del Norte - Paso Jama Chile	20"	380
Atacama	Chile	CNS Energy	Cnel. Cornejo - Paso Jama Chile	20"	531
Gasandes	Chile	TGN	La Mora - Paso Maipo Chile	24"	313
Pacífico	Chile	Nova Gas International	Loma La Lata - Paso Buta Martin Chile	20" y 24"	296
Methanex YPF	Chile	Repsol- YPF	El Condor- Posesión Cabo Virgenes	12"	8
Methanex SIP	Chile	Sipetrol	Dungeness San Sebastian	8"	12
Methanex PAN	Chile	Bridas SAPIC	Bandurrias Aldea Brasilera	10"	48,5
TGM	Brasil	TGN	Uruguayana Gdto Entrerriano - Pte Int Artigas	24"	450
Petrouuguay	Uruguay	TGN	Uruguay	10"	15
Cruz del Sur	Uruguay	British Gas	Punta Lara - Colonia	24 y 18"	55 y 38

Fuente: elaboración propia, fuente ENARGAS.

Transportadora Gas del Norte es el mayor exportador de gas natural de Argentina, operando dos gasoductos a Chile (Gas Andes y Norandino), uno a Brasil (Uruguayana) y otro a Uruguay (Petrouuguay), mientras que Transportadora Gas del Sur opera un solo gasoducto, con destino Uruguay (Cruz del Sur) . Los restantes gasoductos de exportación son operados por las empresas productoras de gas, con destino Chile (Pacífico, Atacama, Methanex YPF, Methanex PAN y Methanex SIP).

## **CONEXIONES CON CHILE**

### **NORANDINO**

El gasoducto Norandino tiene una extensión total de 780 km (380 km por Argentina y 400 km por Chile). De propiedad de la belga Tractebel y Southern Electric, el ducto -que comenzó a operar en 1999- tuvo un costo total de U\$S400 millones.

El gasoducto une el yacimiento Pichanai (Salta) con la localidad de María Elena (II Región), punto en donde el gasoducto se divide en dos ramales, uno con destino a Tocopilla y el otro hacia Mejillones y Coloso. Su capacidad total de transporte es de 7,1 millones de metros cúbicos diarios por tubos de entre 20 pulgadas y 12 pulgadas de diámetro. Sus principales clientes son las generadoras Edelnor y Electroandina, además de la comercializadora Distrinor.

### **ATACAMA**

El transporte de gas natural desde el noreste de Argentina al Norte Grande de Chile se realiza a través del Gasoducto Gas Atacama. Este posee una extensión de 941 kilómetros, y se extiende desde la localidad de Coronel Cornejo (Salta) en Argentina, hasta la zona industrial



de la ciudad de Mejillones, II Región, Chile.

Su operación comercial se inició en 1999, con el objeto de prestar servicio de transporte de gas natural a generadoras en Chile, y a clientes industriales y mineros de las provincias de Salta y Jujuy, en Argentina, y de las regiones II y III en nuestro país.

### **GAS ANDES**

El gasoducto Gas Andes, está ubicado entre las localidades de La Mora, en la provincia de Mendoza, Argentina y en San Bernardo, en las afueras de Santiago de Chile. La capacidad anual es 3.3 mil millones de metros cúbicos. Se suministra principalmente de los yacimientos de gas de Neuquén.

Desde el año 2009 Gas Andes transporta gas desde la Región de Valparaíso para Gas Valpo y Metrogas, y también surte a las centrales de Colbún (Central Candelaria) y Endesa (Chile).

### **GASODUCTO DEL PACÍFICO**

Gasoducto del Pacífico es una empresa transportadora de gas natural, compuesta por las sociedades Gasoducto del Pacífico Cayman Ltd., Gasoducto del Pacífico S.A. y Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.

Desde 1999 presta servicio de transporte de gas natural vía gasoducto, desde la provincia de Neuquén, Argentina, a la Región del Bío Bío en Chile. Además, transporta gas natural hacia la red local de gasoductos argentinos y gas natural proveniente del Terminal de GNL Quintero desde la planta de regasificación de Pemuco a la Refinería Bío Bío de Enap.

Nutrido de gas natural desde el yacimiento Loma La Lata, Cuenca de Neuquén, el Gasoducto del Pacífico tiene una capacidad de transporte nominal -por tubos de entre 20 y 10 pulgadas de diámetros- de 9,5 millones de metros cúbicos diarios. Su extensión es de 298 km por suelo argentino y 242 km por territorio chileno (incluyendo ramales).

### **METHANEX**

El gasoducto Methanex YPF es propiedad de YPF. Finalmente el gasoducto Methanex PAN es propiedad de Pan American Energy y el gasoducto Methanex SIP pertenece a Sipetrol.

### **CONEXIONES CON URUGUAY**

Actualmente existen en operación dos interconexiones entre el sistema argentino de gasoductos y el sistema uruguayo.

El primero, **Petrouruguay** entró en operación en 1998, es el Gasoducto Cr. Federico Slinger, también denominado Gasoducto del Litoral. Construido y operado por ANCAP (Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland Uruguay), cruza el río Uruguay desde la República Argentina a través del puente Paysandú-Colón y con una capacidad de transporte de 1 MM sm<sup>3</sup>/día (1 millón de metros cúbicos por día) abastece varias plantas industriales de

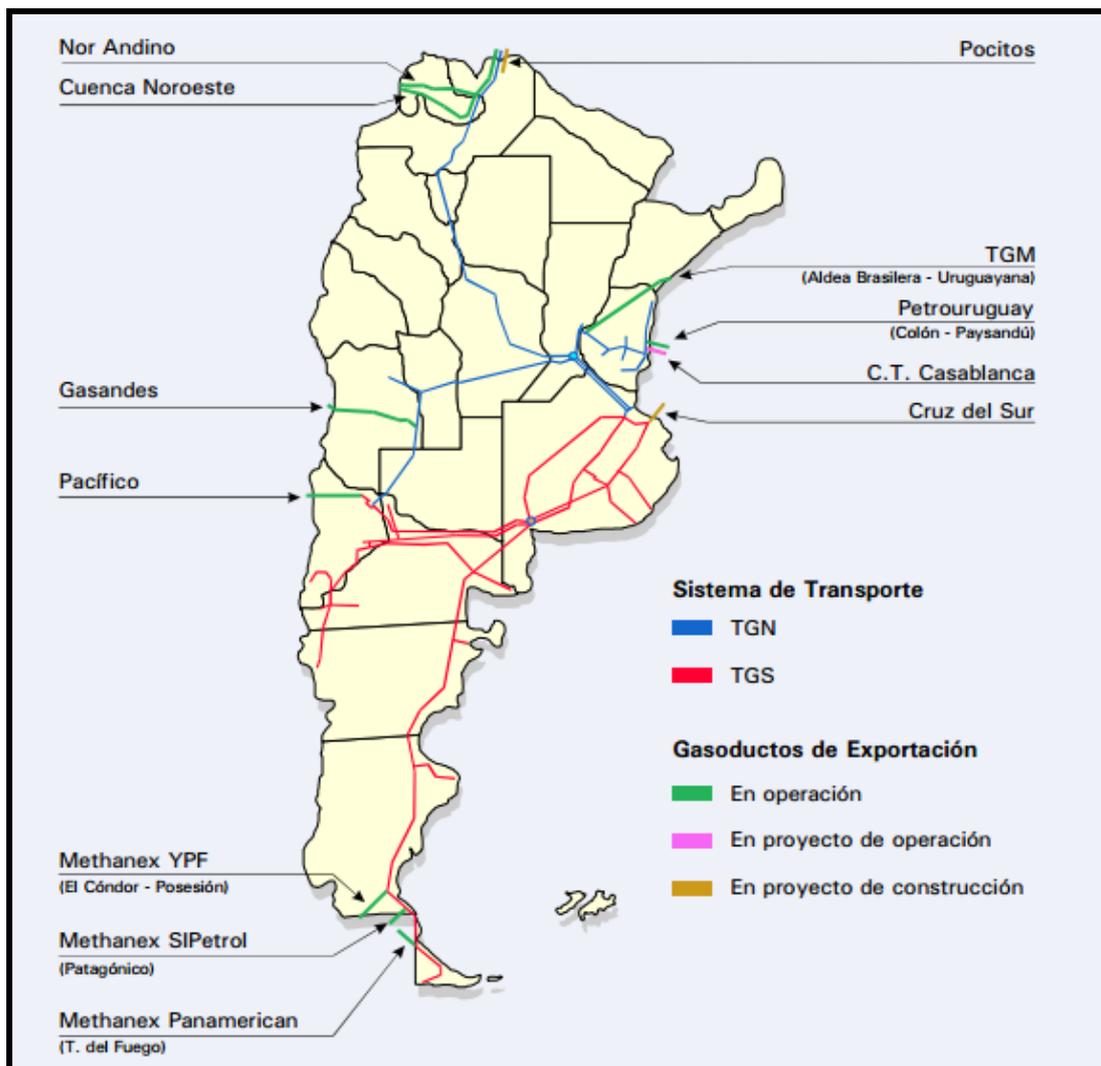


Paysandú, así como la red de distribución de la misma ciudad operada por Conecta.

El segundo, el **Gasoducto Cruz del Sur**, con 6 MM sm<sup>3</sup>/día (6 millones de metros cúbicos por día) de capacidad, se extiende desde las inmediaciones de Punta Lara (La Plata), hasta la ciudad de Montevideo, abasteciendo también a otras ciudades uruguayas. Cruza el Río de la Plata a la altura de Colonia y abastece algunas plantas industriales uruguayas, así como la red de distribución de Conecta (Canelones) y la red de distribución de Gaseba (Montevideo).

A continuación se muestra un mapa que incluye el sistema de gasoductos nacional, a través de las dos transportadoras, TNG y TGS y el sistema de gasoductos de exportación.

**Ilustración 6-3: Gasoductos de Exportación**



Fuente: ENARGAS-Año 2004

De este apartado puede concluirse que gran parte del norte del país se abastece de gas natural importado desde Bolivia a través del Gasoducto Juana Azurduy, mientras que se exporta a Chile y Uruguay, pero, en menores cantidades.



## 6.2. Petróleo

### 6.2.1. Importaciones y exportación de petróleo y derivados

En el siguiente cuadro se ve el movimiento internacional de mercaderías a través de los puertos aptos para tratar con inflamables:

Tabla 6-5: Productos importados y exportados

ESTADÍSTICAS PORTUARIAS ARGENTINA			PERIODO		
			Enero - Junio 2015		
MOVIMIENTO DE MERCADERIAS (En Toneladas)					
PUERTO	TIPO DE MERCADERIAS	IMPORTACION	EXPORTACION	TOTAL	
LA PLATA	COMBUSTIBLES LIQUIDOS	2.097	203.809	205.906	
	CARBON		42.857	42.857	
DOCK SUD	COMBUSTIBLES LIQUIDOS Y GASES	503.701	90.937	594.638	
SAN LORENZO	COMBUSTIBLE	146.756	33.620	180.376	
COMODORO RIVADAVIA	MATERIAL PETROLERO	139		139	
MAR DEL PLATA	COMBUSTIBLES (MUELLE YPF)		20.054	20.054	
USHUAIA	PCV / RESINAS	48.681	9.761	58.442	
BAHIA BLANCA	COMBUSTIBLES LIQUIDOS Y GASES	1.049.143	409.589	1.458.732	
	PRODUCTOS QUIMICOS Y PETROQUIMICOS	25.196	113.661	138.857	
	PRODUCTOS MINERALES	10.068		10.068	
<b>TOTAL</b>		<b>1.785.781</b>	<b>924.288</b>	<b>2.710.069</b>	

Fuente: elaboración propia con datos de Asociación Consejo Portuario Argentino.

En la tabla anterior puede observarse que, en el primer semestre del año 2015, la importación de petróleo superó la exportación en un 193%, debiéndose la amplia diferencia a la importación de combustibles líquidos y gases a través del puerto de Bahía Blanca.



## 7. CONCLUSIÓN

A partir de la realización del presente informe, se concluye que el modo de transporte interno más utilizado y conveniente para los hidrocarburos y derivados es a través de los ductos (oleoductos, poliductos y gasoductos), superando en varios aspectos a los ya mencionados modos restantes.

En el mercado internacional, los hidrocarburos se transportan por buques, debido a que los ductos debajo del mar son muy costosos y difíciles de construir. Aquí se percibió el problema de la falta de información oficial acerca del movimiento portuario en el rubro de hidrocarburos que hubiera sido de gran ayuda para comprender y tomar dimensión del transporte internacional.

Analizando las diferentes empresas productoras de petróleo, se llegó a la conclusión de que YPF es la empresa de mayor importancia en el país, abarcando un 52% de la capacidad instalada de refinamiento de hidrocarburos en Argentina. Además, es la única empresa que explota la totalidad de las cuencas y procesa la totalidad de los productos derivados (naftas, biodiesel, bioetanol, kerosene, residuo de destilación, entre otros).

Un punto a destacar, es la diferencia existente entre la cantidad de reservas de gas natural en el país (332.164 MMm<sup>3</sup> en 2014) y la cantidad de gas procesado y purificado por la totalidad de las refinerías (223.321 m<sup>3</sup> en 2014). Esto conduce a la necesidad de importar la casi totalidad del gas natural consumido en Argentina desde Bolivia y procesar el gas licuado en las plantas regasificadoras de Escobar y Bahía Blanca proveniente de diferentes países.

Sería interesante conocer el proceso de purificación del gas natural para poder determinar cuál es el porcentaje que se aprovecha de dicho proceso para inyectar a la red de gasoductos.

Las reservas no convencionales son un tema que no se tocó en el este trabajo. Sería de gran importancia la futura investigación de las mismas ya que su aprovechamiento podría beneficiar la diferencia mencionada anteriormente. Por otro lado, su explotación afectaría directamente a la logística de los hidrocarburos en el país, sumando fuentes de extracción y haciendo necesaria probablemente una nueva distribución.



## 8. BIBLIOGRAFÍA

- Ministerio de Energía y Minería -  
<http://energia3.mecon.gov.ar/home/hidrocarburos.php>
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) -  
[http://www.iapg.org.ar/web\\_iapg/estadisticas/informe-anual/blog](http://www.iapg.org.ar/web_iapg/estadisticas/informe-anual/blog)
- “EPG: Estadísticas de petróleo y gas” Argentina, Anuario 2013 - IAPG
- “El abecé del petróleo y del gas en el mundo y en la Argentina” - IAPG, 2009.
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas-  
<http://www.iapg.org.ar/estadisticasnew/index.htm>
- Secretaría de Energía- Informe sobre transporte de petróleo Crudo y derivados
- YPF  
<http://www.ypf.com/Paginas/Home.aspx>  
[http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion\\_sectores/direccion\\_exploracion/jornada\\_sobre\\_transportepdf/presentaciones\\_empresas/empresas\\_transportistas\\_integradas/ypf/direc\\_terminales\\_Ductos.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_sectores/direccion_exploracion/jornada_sobre_transportepdf/presentaciones_empresas/empresas_transportistas_integradas/ypf/direc_terminales_Ductos.pdf)
- INTI -  
[https://www.ypf.com/ypfylaindustria/Documents/El\\_2013\\_JoseLuisEsperon%20.pdf](https://www.ypf.com/ypfylaindustria/Documents/El_2013_JoseLuisEsperon%20.pdf)
- IAE (Instituto Argentino de la Energía)- <http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2015/07/tendencias-mayo-2015-IAE-Mosconi.pdf>
- Asociación Consejo Portuario Argentino - <http://www.consejoportuario.com.ar/>
- Tecnet Ingeniería y Sistemas - <http://www.tecnet.com.ar/es/index.php>
- Fundación Nuestro Mar -  
[http://www.nuestromar.org/servicios/puertos/puertos\\_fluviales](http://www.nuestromar.org/servicios/puertos/puertos_fluviales)
- Energía Argentina S. A. - <http://www.enarsa.com.ar/>
- Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina -  
<http://www.ageera.com.ar/>
- ENARGAS - <http://www.enargas.gov.ar/>
- Informe: Análisis de la producción e importación de gas natural en el primer cuatrimestre del 2015, por Ricardo De Cicco OETEC Infraestructura para el desarrollo. -  
<http://www.oetec.org/informes/gasprodimp170615.pdf>
- Dirección de terminales y ductos - Gerencia de Ductos y Despacho Central YPF 2005 -  
[http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion\\_sectores/direccion\\_exploracion/jornada\\_sobre\\_transportepdf/presentaciones\\_empresas/empresas\\_transportistas\\_integradas/ypf/direc\\_terminales\\_Ductos.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_sectores/direccion_exploracion/jornada_sobre_transportepdf/presentaciones_empresas/empresas_transportistas_integradas/ypf/direc_terminales_Ductos.pdf)
- Revista Petrotecnia, Edición: Abril 2004.
- “Rutas y redes de transporte y distribución - Técnicas Energéticas” - Facultad de Ingeniería UBA.
- “Complejo Petróleo y Gas” - Serie “Producción Regional por Complejos Productivos” - Ministerio de Economía y Finanzas Públicas - Octubre 2011.



- “Cadena del Petróleo y el Gas Natural en la Región Patagónica” - 3er Foro Federal de la Industria El Calafate 2004.
- Asociación Distribuidores de Gas de la República Argentina” - <http://www.adigas.com.ar/>
- <https://www.google.com.ar/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=7&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjVq4OFgY7LAhWMIpAKHanoBEEQFghCMAY&url=http%3A%2F%2Fapolo.creg.gov.co%2FPublicac.nsf%2F4cc22458dd96408005256eef006e84eb%2Fd2fa67bc73b594f005257d3a0083a9dc%2F%24FILE%2FCREG%2520E-2014-002346.docx&usg=AFQjCNFh0x2XFuLmAAJB-T9HQz4aRYaw&sig2=6R1GpTmsJV9Ky7Bk5dy5lg&bvm=bv.114733917,d.Y2I>
- GALILEO Technologies - <http://www.galileoar.com/es/>
- <http://www.indexmundi.com/es/argentina/>
- Puerto La Plata – <http://puertolaplata.com/>

