



EFICIENCIA  
ENERGÉTICA  
EN ARGENTINA



Proyecto financiado  
por la Unión Europea

# DIAGNÓSTICO DEL SECTOR TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

OCTUBRE 2019

Proyecto  
implementado por:



La presente publicación ha sido elaborada con el apoyo financiero de la Unión Europea. Su contenido es responsabilidad exclusiva del consorcio de implementación liderado pro GFA Consulting Group y no necesariamente refleja los puntos de vista de la Unión Europea

# **Eficiencia Energética en Argentina”, apostando por conformar un sector energético más sostenible y eficiente en Argentina**

Este documento ha sido elaborado por un equipo de trabajo constituido por los siguientes profesionales coordinados Hilda Dubrovsky en el marco del Proyecto “Eficiencia Energética en Argentina” financiado por la Unión Europea.

*© Consorcio liderado por GFA Consulting Group, 2019. Reservados todos los derechos. La Unión Europea cuenta con licencia en determinadas condiciones*

## INDICE

	<b>Pág.</b>
<b>PRESENTACIÓN DEL PROYECTO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ARGENTINA .....</b>	<b>3</b>
Esquema lógico de trabajo, incluyendo diagnósticos/prediagnósticos .....	5
<b>1. LA CADENA DEL SECTOR, EVOLUCIÓN RECIENTE .....</b>	<b>5</b>
1.1. Descripción de la situación tecno-productiva del sector .....	5
1.1.1. Eslabones, principales características.....	5
1.1.2. Grado de concentración y las principales empresas del sector .....	9
1.2. Evolución de la actividad .....	11
1.2.1. Evolución de la cantidad de empresas.....	11
1.2.2. Evolución del empleo por sector .....	11
1.2.3. Evolución del nivel de actividad .....	12
1.3. Diagnóstico de la realidad tecnológica y energética de la cadena.....	13
1.3.1. Esquema productivo.....	13
1.3.2. Consumos energéticos, fuentes energéticas y usos .....	15
1.3.3. Certificaciones, normas o estándares de calidad en procesos .....	18
1.3.4. Impactos sobre emisiones de GEI.....	18
1.4. Conclusiones. Aspectos positivos y negativos de la situación reciente.....	18
<b>2. LA CADENA PRODUCTIVA EN ARGENTINA: ESCENARIOS, TENDENCIAS Y DESAFÍOS .....</b>	<b>19</b>
2.1. Perspectivas de crecimiento del sector .....	19
2.3. El nuevo escenario del sector en Argentina .....	20
2.3.1. El consumo energético y potenciales ahorros.....	20
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>23</b>

## ÍNDICE DE CUADROS

	<b>PÁG.</b>
Cuadro 1. Indicadores de TGN y TGS .....	16
Cuadro 2. Consumos de Energía en Transporte de gas natural en Autoproducción de Electricidad .....	17
Cuadro 3. Consumos de Energía en Transporte de gas natural, por fuente.....	18

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

	<b>PÁG.</b>
Gráfico 1. Evolución del Empleo en el sector Transporte y Distribución de Gas Natural (empleados).....	12
Gráfico 2. Evolución del Factor de Carga del Sistema de Transporte de Gas Natural .....	13

## ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>PÁG.</b>
Figura 1. Mapa de Gasoductos Troncales de Argentina.....	7
Figura 2. Antigüedad de la Cañería y Compresores en el Sistema Troncal de Gasoductos .....	8
Figura 3. Mapa de Licenciatarias de Distribución de gas natural de Argentina .....	9
Figura 4. Transportadora de Gas del Sur .....	10
Figura 5. Transportadora de Gas del Norte .....	11

Figura 6. TGS Consumo en Combustible y Pérdidas (En % sobre Total gas entregado) .....	15
Figura 7. TGN Consumo en Combustible y Pérdidas (En % sobre Total gas entregado) .....	16
Figura 8. Oportunidad de reducción de emisiones de metano en la industria del petróleo y el gas .....	21

## PRESENTACIÓN DEL PROYECTO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ARGENTINA

Este Diagnóstico del Sector Transporte y Distribución de Gas Natural se enmarca en un proyecto de Cooperación entre la Unión Europea y Argentina, “EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ARGENTINA”, financiado por la Unión Europea.

El proyecto como tal tiene como OBJETIVO GENERAL, **contribuir a la estructuración de una economía nacional más eficiente en el uso de sus recursos energéticos disminuyendo la intensidad energética de los diferentes sectores de consumo**. Los OBJETIVOS PARTICULARES son:

- I. Contribuir al cumplimiento de los compromisos de reducción de gases de efecto invernadero asumidos en la Contribución Nacional de la República Argentina a través del Acuerdo de París de 2015.
- II. Desarrollar un Plan Nacional de Eficiencia Energética (PlanEEAr), junto con el marco regulatorio requerido para su implementación que se oriente, especialmente, a los sectores industria, transporte y residencial.
- III. Determinar estándares de eficiencia y etiquetados de performance energética, implementar sistemas de gestión de la energía en industrias, optimizar el consumo energético en el sector público, y participar en actividades internacionales relacionadas, beneficiándose de buenas prácticas y mejoras tecnológicas de eficiencia en el uso de la energía.

El proyecto está implementado por un consorcio liderado por *GFA Consulting Group* (Alemania) junto con *Fundación Bariloche* (Argentina), *Fundación CEDDET* (España) y *EQO-NIXUS* (España) bajo la coordinación de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Secretaría de Energía de la Nación (SSERyEE), y de la Delegación de la Unión Europea (DUE) en Argentina.

El proyecto se encuentra estructurado en dos Componentes y ocho actividades que se mencionan a continuación y que interactúan entre sí y alimentan al desarrollo del plan nacional de eficiencia. Cada Actividad cuenta además con un conjunto de tareas.

### COMPONENTE I: DESARROLLO DE UN MARCO PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Actividad I.1: Asistencia técnica para el desarrollo del Plan Nacional de Eficiencia Energética
- Actividad I.2: Balance Nacional de Energía Útil para los sectores: Residencial (Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares ENGHo-INDEC), **Industria (5000 establecimientos a encuestar)** y Transporte (45000 encuestas en estaciones de servicio)
- Actividad I.3: Asistencia Técnica para reformas políticas
- Actividad I.4: Eventos anuales Argentina-Unión Europea para la Eficiencia Energética

### COMPONENTE II: TECNOLOGÍAS Y KNOW-HOW PARA SECTORES CLAVE

- Actividad II.5: Diagnósticos en Eficiencia Energética para sectores clave de la industria en el marco de Redes de Aprendizaje
- Actividad II.6: Modelos de financiamiento para proyectos de Eficiencia Energética
- Actividad II.7: Soporte a planes municipales de Eficiencia Energética
  - Actividad II.7a: Certificación en edificios residenciales
  - Actividad II.7b: Auditorías en edificios públicos

- Actividad II.7c: Eficiencia Energética en manejo de flotas
- Actividad II.8: Unión Europea – Argentina Matchmaking event

La elaboración de este diagnóstico se enmarca dentro de la Actividad I.1. en la que se desarrollará una propuesta de diseño de política energética. Ese diseño puede resumirse en torno a un conjunto de preguntas clave que guiarán el trabajo y que se resumen así:

- ✓ ¿de qué se parte?, es decir la situación actual del país o región;
- ✓ ¿a qué se aspira?, la situación deseada, visión u objetivo final que se pretende alcanzar; y
- ✓ ¿cómo actuar?, el conjunto de estrategias sectoriales (conformadas por diferentes acciones) que forman parte de la planificación de las políticas públicas.

Estas preguntas pueden ser complementadas por aquellas que guían a la selección de sectores o subsectores prioritarios en los cuales actuar (¿dónde?), la selección de las líneas estratégicas u acciones que pueden motivar el alcance de los objetivos (¿cómo?), la identificación de los motivos por los cuales estas acciones no se implementan por parte de los actores, es decir las barreras o problemas que se enfrentan (¿por qué?), la identificación de los instrumentos a utilizar (¿con qué?), qué acciones implementar (¿por medio de qué?), y de qué forma evaluar (¿cómo medir?).

El proceso de elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética (PlanEEAr) de la Actividad I.1, se inicia estudiando la situación de partida mediante la elaboración de un **diagnóstico de la situación actual** de 19 sectores de la economía (primario, manufacturero, comercio/servicios, y transporte), y del sector residencial nacional. Se propone dar una caracterización preliminar de la situación económica y energética, basada en información existente sobre trabajos desarrollados por la Secretaría de Gobierno de Energía y la opinión de actores clave, para ser utilizados en la elaboración de escenarios socioeconómicos y energéticos a fin de elaborar el PlanEEAr. Estos diagnósticos energéticos serán complementados, cuando sea posible, con la información del Balance Nacional de Energía Útil (BNEU) (Actividad I.2) y diagnósticos energéticos (Actividad II.5), en particular para los sectores industrial, transporte y residencial.

Es importante destacar que, si bien se ha definido un contenido de máxima de información a recopilar durante estos diagnósticos, el alcance de los mismos, dependerá de la información disponible y de la relevancia del sector en términos de consumo energético, emisiones o variables económicas. Así, no todos los diagnósticos sectoriales tendrán el mismo grado de detalle, desarrollo o profundidad de diagnósticos.

Respecto de la metodología para la elaboración de diagnósticos, la misma se basa en dos etapas. En primer lugar, revisión de escritorio de información secundaria. En segundo lugar, en la realización de entrevistas con actores clave o informantes calificados, y en la realización de talleres de trabajo participativos.

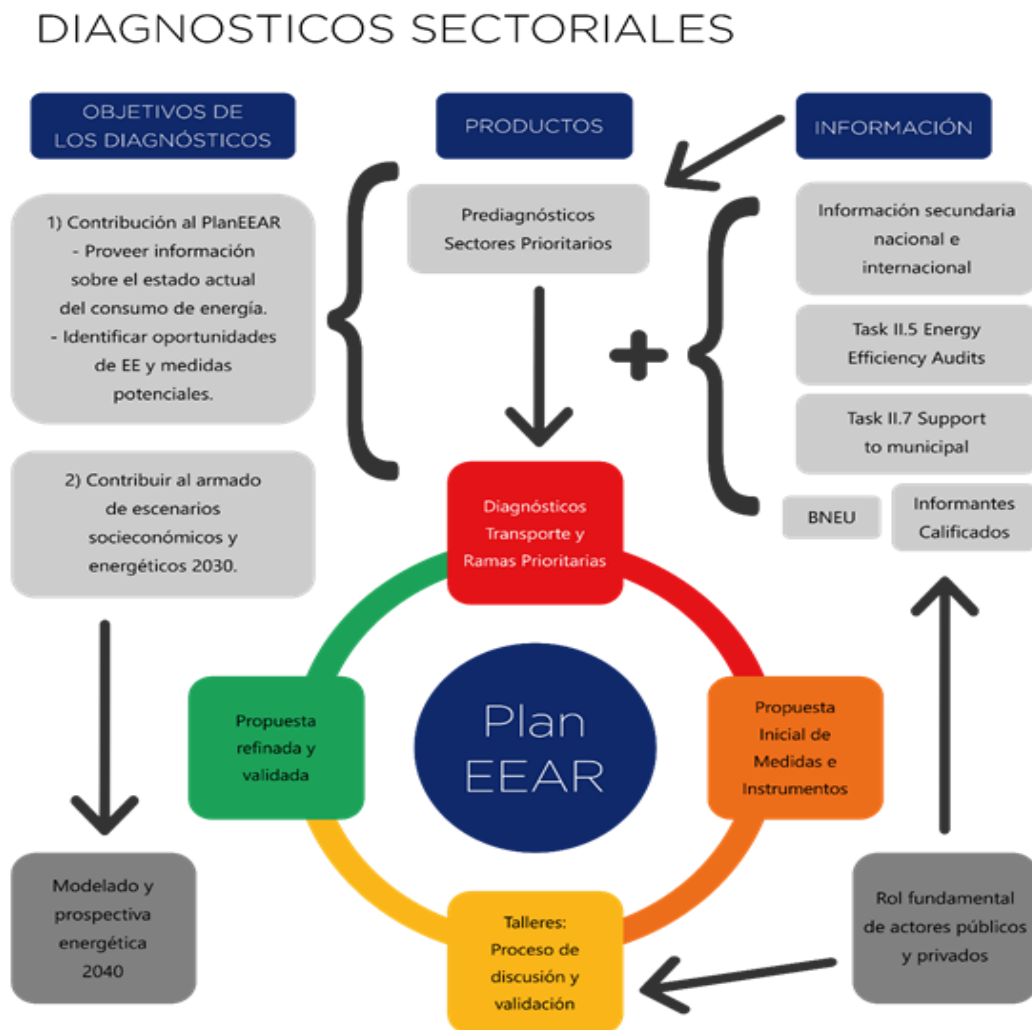
Se espera que los diagnósticos permitan estimar un potencial de eficiencia energética, así como medidas de eficiencia a implementar para alcanzar estos potenciales.

Luego, se realizará un análisis de barreras para la implementación de dichas medidas. Esta etapa de análisis de barreras en los sectores priorizados para ser incluidos en el PlanEEAr deberá ser realizado en conjunto con los actores, y es una etapa de especial importancia ya que para que el Plan se encuentre bien diseñado los instrumentos seleccionados deberán ser los adecuados para remover las barreras identificadas. El Taller de discusión del mes de septiembre de 2019 en la UIA y en la CAME, en el que participaron las principales industrias del país y PYMES, han sido el cierre de esta etapa de diagnóstico, por ello ha sido de suma importancia la participación del representante de la AFCP y de empresas del sector.

Es de esperar que en el avance del proceso participativo, se elaboren Escenarios Socioeconómicos y Energéticos (la situación deseada, visión u objetivo final que se pretende alcanzar) que serán modelados, con los que se simularán y cuantificarán los impactos de la implementación de las medidas de eficiencia finalmente adoptadas por los sectores en los procesos participativos del proyecto.

El esquema lógico adoptado en el que se insertan los diagnósticos es el que se representa en la figura siguiente.

*Esquema lógico de trabajo, incluyendo diagnósticos/prediagnósticos*



## 1. LA CADENA DEL SECTOR, EVOLUCIÓN RECIENTE

### 1.1. Descripción de la situación tecno-productiva del sector

#### 1.1.1. Eslabones, principales características

Los antecedentes del uso del gas en Argentina, se remontan al año 1824, época en la que el gas manufacturado, obtenido a partir del carbón mineral, se utilizaba en la iluminación de la vía pública, y posteriormente en la cocción. Recién en 1940, vencida ya la concesión otorgada a la Compañía Primitiva de Gas de Buenos Aires, se produjo una reactivación del sector con gran impulso en 1945, al

nacionalizarse los servicios de gas de la Capital Federal y pasar a ser prestados por el “Departamento de Gas” del entonces organismo petrolero estatal YPF.

En enero de 1946 se crea la Dirección General de Gas del Estado y por ese entonces se decide utilizar el gas natural que se ventaba en lejanos yacimientos ubicados en la Patagonia.

Por tal motivo, se construyó el Gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires, obra que fue iniciada el 21 de febrero de 1947 y concluida cumpliendo los planes previstos, el 29 de diciembre de 1949. Este gasoducto (de 10” de diámetro y 1,600 Km. de longitud), considerado en tiempos de su puesta en servicio como uno de los más largos del mundo, ubicó a la Argentina entre los primeros países en acceder al consumo masivo de gas natural<sup>1</sup>.

En el año 1951 Gas del Estado contaba con alrededor de 700.000 clientes, y a fines de 1960 ya sumaban 1.300.000 clientes, 770.000 por redes y 530.000 con Supergas (GLP en Garrafas y Cilindros), lo cual muestra el sostenido crecimiento operado desde el nacimiento de la Empresa estatal. La Argentina se ubicaba de este modo entre los tres países más avanzados en el aprovechamiento del gas natural, junto con los Estados Unidos y la Unión Soviética.

El potencial del yacimiento de Loma La Lata, más una política que propició la penetración del gas natural, a partir de una baja sostenida de las tarifas y la expansión del sistema por redes, posibilitó que actualmente el país cuente con 15.984 km de gasoductos troncales, con una capacidad de transporte de 150 MMm<sup>3</sup>/día y una potencia en compresoras de 1.154.120 HP<sup>2</sup>.

Las plantas compresoras de un gasoducto recomprimen el gas transportado para restituirle su presión a valores operativos óptimos, lo que garantiza la máxima utilización de la capacidad y eficiencia operativa. Las plantas compresoras están distribuidas a lo largo de los gasoductos (separadas por una distancia de entre 100 y 350 km) dependiendo de ciertas características técnicas de los gasoductos y de la presión de entrega requerida.

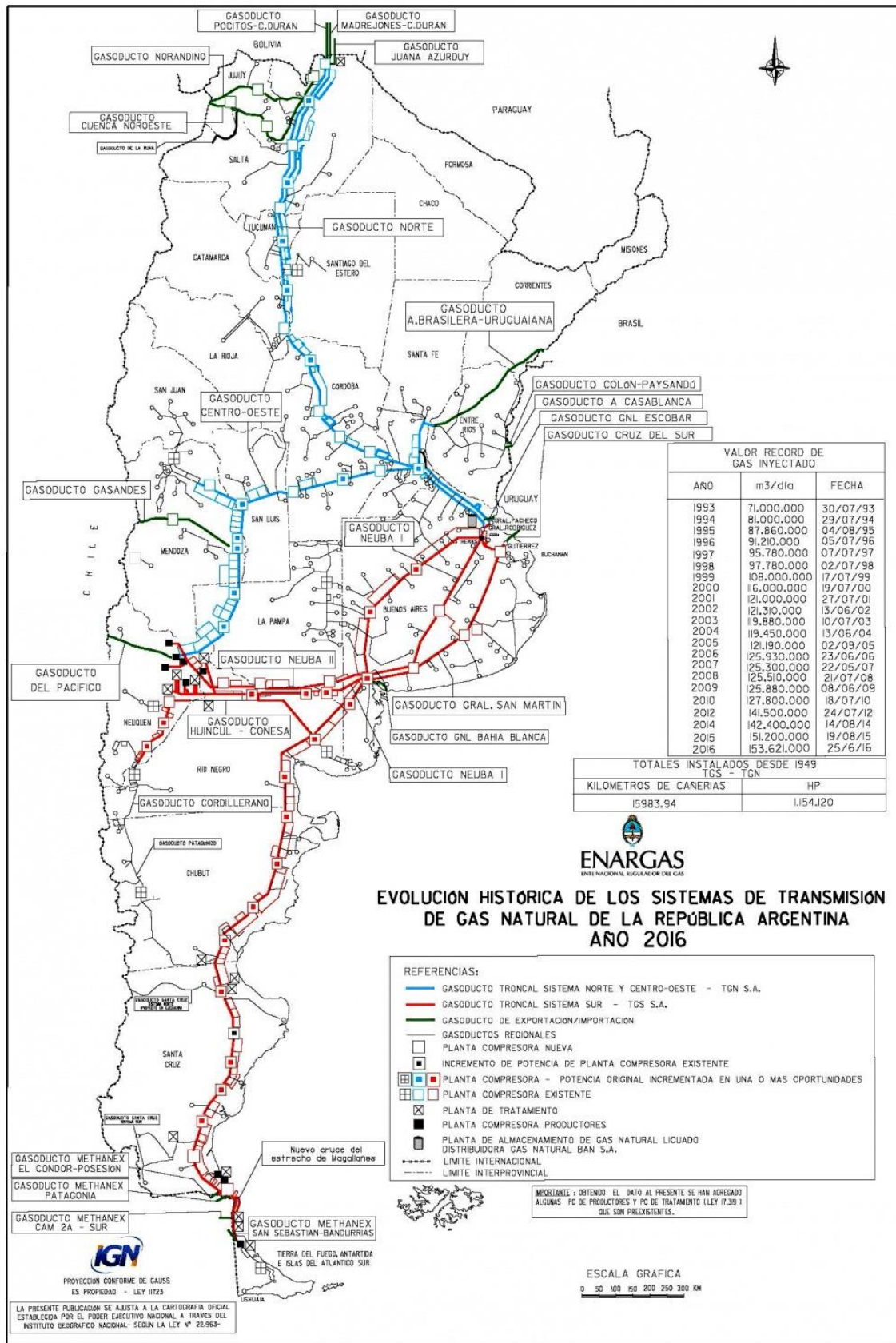
Las plantas compresoras incluyen compresores centrífugos a turbina (fabricados por Ruston, Dresser, HispanoSuiza y Solar) y compresores alternativos a motor (pistón) (fabricados por Clark y Worthington), los cuales utilizan gas natural como combustible.

---

<sup>1</sup> Ver: CAI. Centro Argentino de Ingenieros. Un viaje en el tiempo....la historia del Gas Natural en Argentina. Fernando E. Risuleo. 2016.

<sup>2</sup> Ver: [https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Gasoductos\\_de\\_Argentina](https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Gasoductos_de_Argentina)

Figura 1. Mapa de Gasoductos Troncales de Argentina



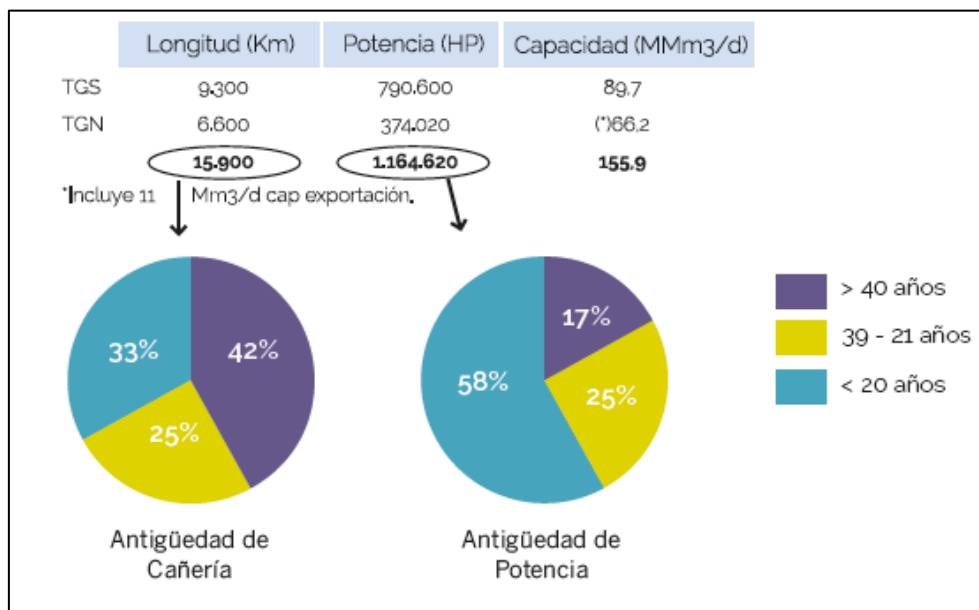
Fuente: [https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Gasoductos\\_de\\_Argentina](https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Gasoductos_de_Argentina)



En síntesis, el transporte de gas natural a través de los gasoductos troncales (actividad llevada a cabo en el país por 2 empresas privadas), consiste en la etapa del sistema gasífero nacional, que vincula la oferta de gas (ya sea proveniente de los yacimientos, como el gas importado), con el siguiente eslabonamiento del sector (la distribución).

En cuanto a la infraestructura del transporte de gas en gasoductos troncales, se aprecia que más del 40% de la cañería y más del 15% de los compresores poseen una antigüedad media superior a los 40 años. Por otra parte, las nuevas ampliaciones han sido diseñadas, en general, sin considerar la modernización de la infraestructura existente. Sin embargo, en el mediano plazo estas instalaciones serán altamente exigidas lo que obligará a importantes inversiones para asegurar confiabilidad y seguridad<sup>3</sup>.

**Figura 2. Antigüedad de la Cañería y Compresores en el Sistema Troncal de Gasoductos**



Fuente: IAPyG, De Vaca Muerta al hogar de los Argentinos. El Desafío del Downstream del Gas en Argentina. 2015.

La distribución de gas natural resulta entonces el eslabón subsiguiente, encargado de transportar el fluido desde “city gate” (puerta de ciudad), hasta los usuarios finales de dicho recurso.

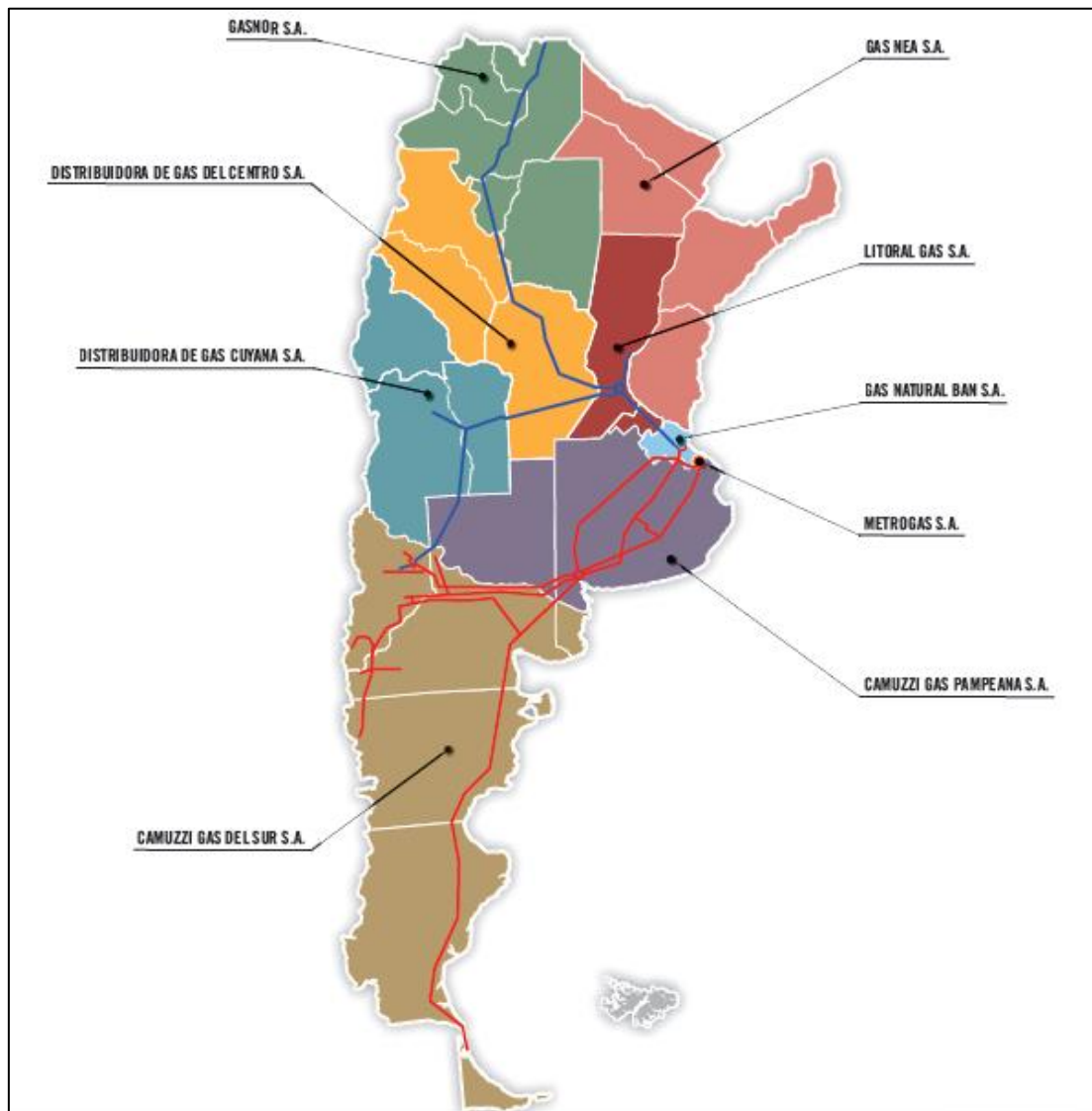
El país cuenta con 9 empresas privadas que llevan a cabo la tarea de distribución. La privatización de la empresa estatal Gas del Estado en el año 1992 dio a lugar al nacimiento de ocho distribuidoras de gas natural que cubrían casi todo el territorio de nuestro país. Con la creación en el año 1997 de la novena distribuidora –Gas Nea– se terminó de cubrir la totalidad de la geografía de la Argentina<sup>4</sup>.

La longitud total de la red de distribución a fines de 2013 ascendía a 138.200 km. Mientras que para la misma fecha la cantidad total de clientes era de 8,19 millones.

<sup>3</sup> Ver: IAPyG, De Vaca Muerta al hogar de los Argentinos. El Desafío del Downstream del Gas en Argentina. 2015.

<sup>4</sup> Ver: OP.CIT.

Figura 3. Mapa de Licenciatarias de Distribución de gas natural de Argentina



Fuente: IAPyG, De Vaca Muerta al hogar de los Argentinos. El Desafío del Downstream del Gas en Argentina. 2015

### 1.1.2. Grado de concentración y las principales empresas del sector

En el ámbito del transporte del gas natural a través de gasoductos troncales, existen dos empresas, Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur, cuyas principales características, en cuanto a su infraestructura, se detallan a continuación:

Figura 4. Transportadora de Gas del Sur

TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.					
GASODUCTO		DESCRIPCIÓN	LONGITUD	DIÁMETRO	POTENCIA
			(km)	(Pulgadas)	(Miles de HP)
NEUBA II	TRONCAL	Loma de La Lata (Neuquén)			
		Gral. Cerri (Buenos Aires)	591,0	36	
	PARALELOS		122,1	30	
	PLANTAS	3 compresoras			77,70
OESTE-NEUBA I	TRONCAL	Barrosa (Neuquén)			
		Gral. Cerri (Buenos Aires)	573,6	24	
	PARALELOS		37,0	24	
	PLANTAS	3 compresoras			41,50
GRAL. SAN MARTÍN	TRONCAL	San Sebastián (Tierra del Fuego)			
		Gral. Cerri (Buenos Aires)	1968,2	30	
		Derivación	5,8	18	
	PARALELOS		2008,6	30 - 24	
	PLANTAS	20 compresoras			462,40
TRAMOS FINALES	TRONCAL SAN MARTÍN	Gral. Cerri — Gutiérrez (Buenos Aires)			
	TRONCAL NEUBA I	Gral. Cerri — Pacheco (Buenos Aires)	1879,1	30	
	TRONCAL NEUBA II	Gral. Cerri — Gral. Las Heras (Buenos Aires)			
	PARALELOS		608,7	36	
	PLANTAS	8 compresoras			191,00
ANILLO BUENOS AIRES	TRONCAL ALTA PRESIÓN	Buchanan — Gral. Las Heras	82,6	36 - 30	
		Cañuelas — Ezeiza	29,3		
	PARALELOS	Gral. Las Heras — Cañuelas	33,2	36	
	NEUBA I - Anillo	Gral. Las Heras — Rodríguez	24,5		
CORDILLERANO	REGIONAL	Plaza Huincul — Collón Curá (Neuquén)	243,9	8	
	PARALELOS		147,4	12	
	PLANTAS	3 compresoras			7,50
PLAZA HUINCUL CONESA	REGIONAL	Plaza Huincul — Senillosa (Neuquén)	67,3	8 - 10	
		Chelforó — Conesa (Río Negro)	219,6	8	
	PLANTAS	1 compresora			
GASODUCTOS DE INTERCONEXIÓN Y DERIVACIONES			541,6	18 - 16 - 12	
				10 - 8 - 6	

Fuente: ENARGAS. Informe 2017.

Figura 5. Transportadora de Gas del Norte

GASODUCTO		DESCRIPCIÓN	LONGITUD (km)	DIÁMETRO (Pulgadas)	POTENCIA (Miles de HP)
NORTE	TRONCAL	Campo Durán (Salta)	1457,1	24	
		San Jerónimo (Santa Fe)			
	PARALELOS	2106,05	30-24-16		
	PLANTAS	12 compresoras			204,62
CENTRO OESTE	TRONCAL	Loma La Lata (Neuquén)	1265,3	30-18	
		San Jerónimo (Santa Fe)			
	PARALELOS	990,7	30-24		
	PLANTAS	8 compresoras			171,00
TRAMOS FINALES	TRONCAL	San Jerónimo (Santa Fe)	294,1	24-22	
		Pacheco (Buenos Aires)			
		San Jerónimo (Santa Fe) — Paraná			
	PARALELO	San Jerónimo (Santa Fe)	190,8	24-16-12	
		Rodríguez (Buenos Aires)	328,4	30	
		San Jerónimo (Santa Fe) — Paraná	173,1	24-30	

Fuente: ENARGAS. Informe 2017.

En el ámbito de la distribución, como fuera dicho, existen 9 empresas que llevan a cabo dicha actividad.

## 1.2. Evolución de la actividad

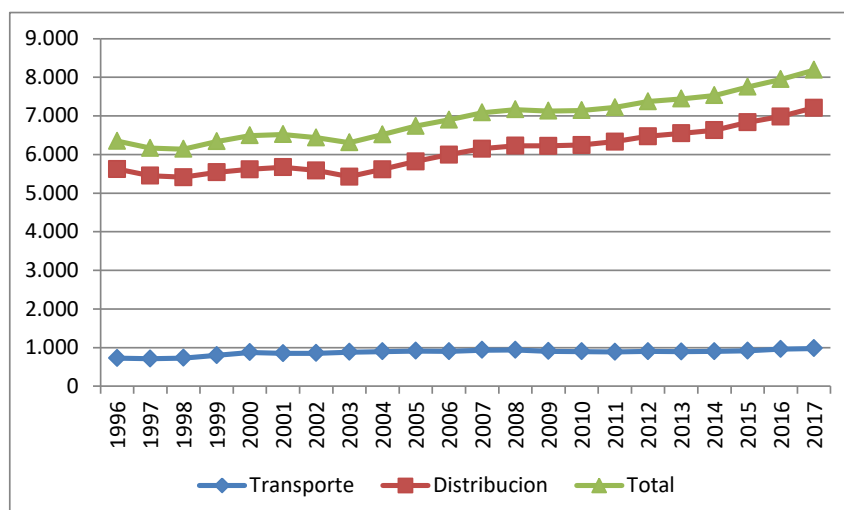
### 1.2.1. Evolución de la cantidad de empresas

En el año 1992 y con la privatización del sector energético se crearon las dos empresas de transporte por gasoducto troncales y nueve empresas de distribución, una última fue creada en 1997.

### 1.2.2. Evolución del empleo por sector

En el siguiente gráfico se aprecia la evolución del empleo en el sector. Se observa que el 88% del empleo registrado en el 2017 trabaja en la distribución, mientras que el 12% lo hace en el transporte de gas natural a través de grandes gasoductos.

**Gráfico 1. Evolución del Empleo en el sector Transporte y Distribución de Gas Natural (empleados)**



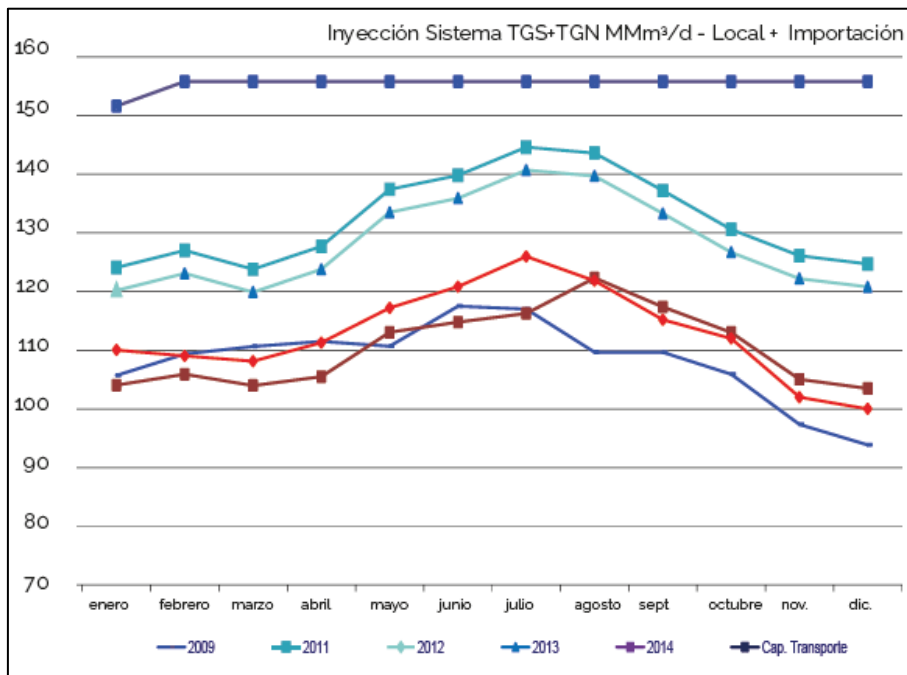
Fuente: Boletín de Empleo Registrado 2017. Ministerio de Trabajo Empleo y Seguridad Social.

Se observa que ha habido un crecimiento en el empleo en la distribución desde el 2011 a la fecha, alcanzando en el 2017 a los 7.211 empleados, mientras que en el transporte el empleo se mantuvo entorno a los 976 empleados.

### 1.2.3. Evolución del nivel de actividad

Como se observa en el siguiente gráfico, el sistema de transporte de gas natural de Argentina presenta una importante estacionalidad. Se aprecia que a lo largo de los años ha habido una gestión del sistema que ha permitido disminuir la capacidad ociosa del mismo, sin embargo el ingreso de importantes volúmenes de gas natural provenientes de Vaca Muerta han generado cuellos de botella que impiden llegar con gas natural a Buenos y el Litoral. Es por ello que la Secretaría de Energía y el Ente Regulador están analizando diversas opciones para resolver el tema. Entre ellos se analiza realizar un gasoducto nuevo entre Neuquén y San Nicolás.

**Gráfico 2. Evolución del Factor de Carga del Sistema de Transporte de Gas Natural**

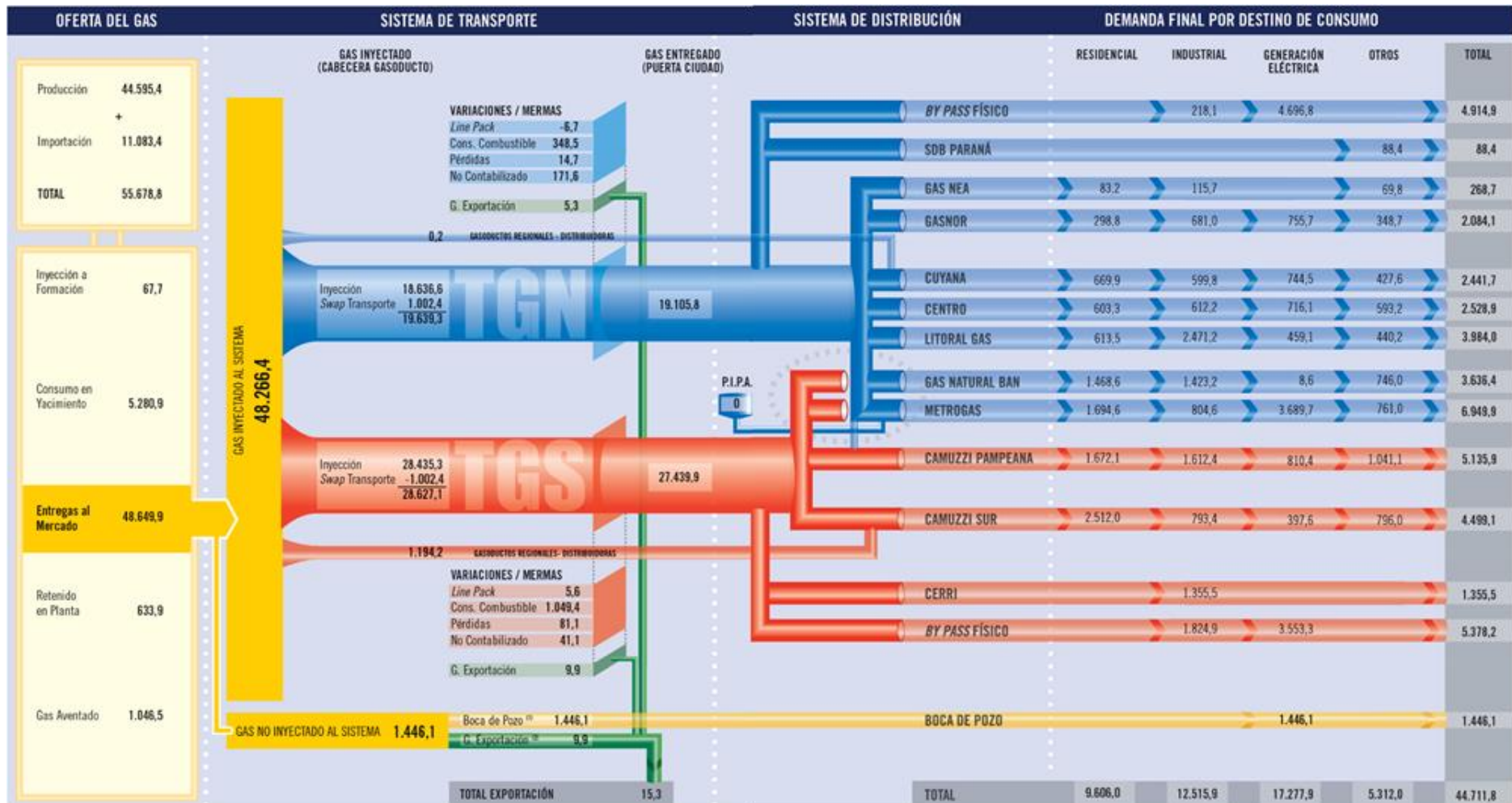


Fuente: IAPyG, De Vaca Muerta al hogar de los Argentinos. El Desafío del Downstream del Gas en Argentina. 2015

### 1.3. Diagnóstico de la realidad tecnológica y energética de la cadena

#### 1.3.1. Esquema productivo

A continuación se presenta la cadena de gas natural de la República Argentina.



Fuente: ENARGAS. Informe 2017.

A partir de dicho esquema se aprecia que la empresa TGS entregó en Puerta de Ciudad 27.444 MMm3/año, mientras que TGN 19.106 MMm3/año. De allí en más las diferentes distribuidoras, llevan el gas a los usuarios finales (junto al complejo de Cerri de TGS). Allí se aprecia que Metrogas, seguida por Camuzzi Pampeana, Camuzzi Sur y Litoral Gas, son las distribuidoras que mayores volúmenes de gas natural comercializan.

En el proceso de transporte en gasoductos troncales y en la etapa de distribución, se registran consumos propios de gas natural, principalmente asociados al uso de estaciones compresoras y a esto hay que sumarle las pérdidas por fugas y venteos a lo largo de todo el proceso de transporte y distribución.

### 1.3.2. Consumos energéticos, fuentes energéticas y usos

De acuerdo a la información consignada en el Balance Energético Nacional del año 2017, el consumo propio de gas natural en el transporte de gas ascendió a 973 MMm3. Por otra parte en este sector se registraron 2.456 MMm3 de pérdidas (principalmente asociadas a la etapa de distribución, debido a venteos y pérdidas fugitivas), dado que 95,8 MMm3 de ese valor, fueron pérdidas en la etapa de transporte e gasoductos troncales.

Si se considera que el sistema de transporte entregó en el 2017 unos 46.546 MMm3, esto indica que el consumo propio representó el 2,1% de lo transportado y las pérdidas el 5,2%.

En base a la información del ENARGAS<sup>5</sup>, se observa que en el caso de TGN el consumo propio representó en promedio, durante el 2017, el 1,8% del gas entregado, mientras que en el caso de TGS del 4%.

En cuanto a las pérdidas TGN consigna el 0,07% y TGS el 0,29% del gas entregado, en promedio.

**Figura 6. TGS Consumo en Combustible y Pérdidas (En % sobre Total gas entregado)**

Mes	Consumo en Combustible	Pérdidas
ene-17	4.41	0.25
Feb	3.95	0.37
Mar	4.37	0.24
Abr	4.15	0.25
May	3.59	0.21
Jun	3.66	0.28
Jul	3.58	0.3
Ago	3.68	0.4
Sep	4.11	0.3
Oct	4.14	0.28
Nov	3.96	0.35
Dic	4.39	0.28

Fuente: ENARGAS.

<sup>5</sup> Ver: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/datos-operativos-subsec.php?sec=2&subsec=3&subsecord=03>



Figura 7. TGN Consumo en Combustible y Pérdidas (En % sobre Total gas entregado)

Mes	Consumo en Combustible	Pérdidas
ene-17	2.14	0.02
Feb	2.06	0.02
Mar	2.15	0.07
Abr	1.98	0.11
May	1.57	0.06
Jun	1.34	0.05
Jul	1.37	0.2
Ago	1.67	0.05
Sep	1.46	0.08
Oct	2.13	0.13
Nov	2.02	0.07
Dic	1.81	0.01

Fuente: ENARGAS.

Cabe destacar que además del cargo por volumen de gas contratado o transportado, los clientes deben también hacerse cargo del costo del gas que las empresas de transporte utilizan como combustible para las plantas compresoras y del gas que se pierde por diferencias de medición y fugas (en conjunto denominado "gas combustible"), hasta un máximo establecido en la Licencia, que se expresa normalmente como un porcentaje del volumen realmente transportado.

En la medida en que el gas combustible utilizado fuera menor al porcentaje máximo establecido en la Licencia (en promedio, aproximadamente un 3,2% del gas inyectado), se le debe acreditar al cliente la diferencia que exista entre dicho máximo y la cantidad efectivamente utilizada. Si el gas combustible excede el máximo permitido por la Licencia, tal exceso deberá ser pagado por la transportista. Los porcentajes de gas combustible permitidos en la Licencia son iguales para los servicios de transporte firme e interrumpible<sup>6</sup>.

En lo que se refiere a las pérdidas en el transporte en gasoductos troncales, en el siguiente cuadro se presentan una serie de indicadores que permiten comparar las pérdidas por km de cañería y por HP (MW) en compresoras (datos 2015).

**Cuadro 1. Indicadores de TGN y TGS**

		TGN	TGS	Combinado
Pérdidas de Gas	MMm3	20,4	63,6	84,0
Longitud Ductos	km	6310	9127,4	15437,4
Potencia Instalada Compresión	miles HP	363,71	795,1	1158,81
	MW	268	585	852
<b>Indicador de Ductos</b>	<b>m<sup>3</sup>/km-año</b>	<b>3233</b>	<b>6968</b>	<b>5441</b>
<b>Indicador Estaciones Compresoras</b>	<b>m<sup>3</sup>/MW-año</b>	<b>76259</b>	<b>108756</b>	<b>98556</b>

Fuente: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector de Gas y Petróleo. Situación y Perspectivas. Ing. Juan Manuel Álvarez. 2017.

<sup>6</sup> Ver: Programa para la emisión de Obligaciones Negociables por un monto máximo de hasta US\$ 600.000.000. Transportadora de Gas del Norte S.A. 2018.

En base a esta información, se observa que TGN posee mejores indicadores tanto en ductos como en estaciones compresoras. Debería entonces analizarse con mas detalle la situación de TGS a fin de identificar los nichos para reducir esas pérdidas.

El resto de las pérdidas que figuran en el BEN 2017 (2.456 MMm3, menos 95,8 MMm3 registradas en el transporte en gasoductos troncales), se deben a la etapa de distribución.

Al calcular dicho indicador por km de ducto en distribución, se aprecia que este se ubica en 17.081 m3/km-año, prácticamente tres veces superior al observado en la etapa de gasoductos troncales.

En tal sentido, las cañerías de distribución a nivel nacional requieren de una modernización sustancial de sus instalaciones para acompañar el avance de la industria internacional del gas<sup>7</sup>. El paso de cañería de acero a polietileno, representan importantes economías no solo por el menor costo de los materiales incorporados respecto a los reemplazados y por las más sencillas técnicas constructivas que estos involucraban, sino fundamentalmente porque esas incorporaciones tecnológicas posibilitaron aumentar considerablemente las presiones utilizadas para la distribución.

En cuanto a los consumos de energía en este sector, por una parte existen consumos de electricidad, provenientes principalmente de la autoproducción, además de consumos energéticos para accionar los compresores, básicamente utilizando gas natural.

De acuerdo a la Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Nación, en el año 2016, bajo la categoría Servicio de Transporte Terrestre, Transporte por cañería, se registran 70,6 MW de potencia instalada en centrales a Vapor (10%), Diesel (83%) y Turbo Gas (7%).

La generación de ese año se ubicó en 122,6 GWh, utilizando como combustibles gas natural (32,2 MMm3), gas residual (26,6 MMm3) y diesel (1.446 ton). En base a esta información se aprecia que existe un bajo rendimiento en el proceso de generación eléctrica en autoproducción (21%). Por otra parte, la compras de electricidad al sistema interconectado por parte de TGS, TGN y las principales distribuidoras, durante el año 2017, se ubicaron en 12,9 GWh. Por lo tanto el consumo total de electricidad resultó 135,5 GWh.

El consumo propio de gas natural en el transporte se ubicó, según el BEN 2017, en 973 MMm3, por lo tanto, unos 940,8 MMm3 se destinaron al uso en compresores y el resto (32,2 MMm3) a la autoproducción de electricidad. A esto debe sumarse el consumo de gas residual y diesel en autoproducción de electricidad.

En síntesis, los consumos energéticos relevados en este sector son los siguientes:

**Cuadro 2. Consumos de Energía en Transporte de gas natural en Autoproducción de Electricidad**

		Ktep
Gas Residual	26,6 MMm3	22,6
Gas Natural	32,2 MMm3	26,7
Diesel	1446 ton	1,5
<b>TOTAL</b>		<b>50,8</b>

Fuente: Elaboración propia.

<sup>7</sup> Ver: IAPyG, De Vaca Muerta al hogar de los Argentinos. El Desafío del Downstream del Gas en Argentina. 2015.

**Cuadro 3. Consumos de Energía en Transporte de gas natural, por fuente.**

		Ktep	%
Gas Residual	26,6 MMm3	22,6	2,7%
Gas Natural	973 MMm3	807,6	97,0%
Electricidad SP	12,9 GWh	1,1	0,1%
Diesel	1446 ton	1,5	0,2%
<b>TOTAL</b>		<b>832,8</b>	

Fuente: Elaboración propia.

### **1.3.3. Certificaciones, normas o estándares de calidad en procesos**

Las empresas TGN y TGS cuentan con certificaciones ISO 9001 de Calidad, ISO 14001 de Medio Ambiente y OHSAS 18001 de Seguridad y Salud Ocupacional, así como las distribuidoras. Sin embargo, no informan haber certificado ISO 50.001.

Al respecto, recientemente la empresa Oldelval del Valle S.A., informó que implementó en forma global en dicha empresa la ISO 50.001. Oldelval se dedica al transporte de petróleo por oleoductos. Los ahorros alcanzados fueron del 9,5% en un año, con un costo de implementación de 91.425 U\$. Dicho monto se aplicó a las actividades de capacitación adaptadas a sus necesidades a su propio personal y a la preparación de campañas de difusión y sensibilización, contratando una consultoría externa para el desarrollo y la implementación de EnMS.

### **1.3.4. Impactos sobre emisiones de GEI**

De acuerdo a la tercera comunicación nacional, las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2012, provenientes de las fugas en el proceso del transporte de gas natural ascendieron a 1,06 millones ton CO<sub>2</sub>eq. en la etapa de distribución y a 0,4 millones ton CO<sub>2</sub>eq. en la etapa de transporte por gasoductos troncales, siendo la contribución a las emisiones totales del sector energía del orden del 1%.

## **1.4. Conclusiones. Aspectos positivos y negativos de la situación reciente**

El transporte de gas natural a través de los gasoductos troncales es llevado a cabo por dos empresas TGS y TGN. La longitud en cañerías de ambas empresas es de 15.984 km.

En lo que respecta a la infraestructura del transporte de gas en gasoductos troncales, se observa que más del 40% de la cañería y más del 15% de los compresores poseen una antigüedad media superior a los 40 años. En el mediano plazo estas instalaciones serán altamente exigidas lo que obligará a importantes inversiones para asegurar confiabilidad y seguridad.

El país posee nueve empresas que llevan a cabo la tarea de distribución de gas natural. La longitud de las cañerías de las empresas de distribución asciende a 138.200 km.

El empleo del sector en 2017 ascendió a 8.187, de los cuales el 88% trabaja en la distribución, mientras que el 12% lo hace en el transporte de gas natural a través de grandes gasoductos.

Según el Balance Energético Nacional del año 2017, el consumo propio de gas natural en el transporte de gas ascendió a 973 MMm<sup>3</sup>, de los cuales 941 MMm<sup>3</sup> se utilizaron en compresores y 10,5 Ktep de electricidad (producida con diesel, gas residual y gas natural). Estos equipos presentan bajos rendimientos, siendo plausibles de mejoras en su eficiencia. Considerando otros combustibles utilizados para autogeneración de electricidad, más la electricidad comprada al sistema interconectado nacional, el consumo total ascendió a 832,8 Ktep.

Por otra parte, se registraron 2.456 MMm<sup>3</sup> de gas natural de pérdidas (principalmente asociadas a la etapa de distribución como fugitivas y venteos), dado que 95,8 MMm<sup>3</sup> de ese valor, fueron pérdidas en la etapa de transporte en gasoductos troncales.

En cuanto a los indicadores de pérdidas por km, estos se ubican en 3.233 m<sup>3</sup>/km-año para TGN, 6.968 m<sup>3</sup>/km-año para TGS y 17.081 m<sup>3</sup>/km-año en la etapa de distribución. Observándose espacio para reducciones principalmente en el caso de la distribución.

Las empresas TGN y TGS cuentan con certificaciones ISO 9001 de Calidad, ISO 14001 de Medio Ambiente y OHSAS 18001 de Seguridad y Salud Ocupacional, así como las distribuidoras. Sin embargo, no informan haber certificado ISO 50.001. A partir de la aplicación de estas normas habría potenciales ahorros del orden del 10%.

Las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2012, provenientes de las fugas en la etapa de distribución ascendieron a 1,06 millones ton CO<sub>2</sub>eq. y en la etapa de transporte a 0,4 millones ton CO<sub>2</sub>eq., representando el 1% de las emisiones del sector energía.

## **2. LA CADENA PRODUCTIVA EN ARGENTINA: ESCENARIOS, TENDENCIAS Y DESAFÍOS**

### **2.1. Perspectivas de crecimiento del sector**

De acuerdo a un estudio recientemente realizado por el IAPyG<sup>8</sup>, en un horizonte de 20 años, se prevé que los usuarios de gas natural pasen de 8,2 millones a 13,2 millones, en consecuencia la demanda promedio anual alcanzará a 234 MMm<sup>3</sup>/día con picos invernales de 290 MMm<sup>3</sup>/día. El ingreso del gas de Vaca Muerta juega un rol central en dicho escenario.

En tal sentido, se plantea la necesidad de la ampliación del transporte por gasoductos troncales con las siguientes obras:

Completar las ampliaciones en el Gasoducto San Martín y el Gasoducto Norte para ampliar la oferta de gas desde las Cuencas, Austral, San Jorge y de Bolivia.

Otras prioridades son:

- Ampliar la interconexión entre TGS y TGN en el anillo de Buenos Aires (Gasoducto Mercedes – Cardales) para poder trasladar el gas disponible a los centros de consumo metropolitanos en el norte de GBA y Santa Fe.
- Incrementar la capacidad de transporte de los tramos finales en la Provincia de Buenos Aires mediante la ampliación Neuba III entre Cerri – Las Heras.
- Construir el Gasoducto Rodríguez – Rosetti para aumentar la oferta de gas en invierno a las centrales térmicas metropolitanas (reemplazo de combustible alternativo).

---

<sup>8</sup> Ver: IAPyG, De Vaca Muerta al hogar de los Argentinos. El Desafío del Downstream del Gas en Argentina. 2015.

En tal sentido, un desarrollo tan ambicioso de gas presupone que toda la infraestructura existente de transporte de gas será requerida con altos niveles de exigencia en el mediano plazo, gasoductos y plantas compresoras antiguas requerirán inversiones importantes para asegurar la sustentabilidad del sistema<sup>9</sup>.

En el largo plazo, se requerirán en los sistemas de TGN y TGS ampliaciones incrementales de entre 70 a 130 MMm<sup>3</sup>/día de capacidad firme, y entre 4.300 km y 8.000 km de nuevos gasoductos con 700.000 y 1.200.000 HP de potencia incremental de compresión.

Las inversiones previstas en los próximos 20 años, de acuerdo a dicho estudio, alcanzarían en los sistemas de transporte cifras entorno a los 12.000 y 22.000 millones de dólares.

Adicionalmente, la ampliación del sistema de distribución al 2035 sería de 86.900 km de líneas y 1.420 estaciones de regulación. Además, será necesaria una revisión sistémica de las instalaciones internas de los clientes.

Las inversiones en nuevas líneas de distribución, mas las plantas de regulación y la revisión de las instalaciones internas rondarían los 20.000 millones de dólares de aquí al 2035.

En línea con los resultados de dicho estudio, TGS, presentó recientemente su plan de inversiones para los próximos años que contempla \$ 9.000 millones para operación y mantenimiento en gasoductos y plantas compresoras y US\$ 300 millones en un gasoducto y una planta de tratamiento en Vaca Muerta.<sup>10</sup>

La empresa plantea además llevar a cabo un proyecto de licuefacción de gas en la ciudad bonaerense de Bahía Blanca en conjunto con la firma estadounidense Excelerate Energy LP. El objetivo es generar demanda en el período estival que acelere el desarrollo del gas no convencional, aumentando las oportunidades de exportación y reduciendo las necesidades de importación.

## **2.3. El nuevo escenario del sector en Argentina**

### **2.3.1. El consumo energético y potenciales ahorros**

En el sector del transporte y la distribución del gas natural, independientemente de la oportunidad y el potencial de reducción del consumo de energía y emisiones de cada caso en particular, los siguientes hechos se han verificado de manera constante al implementar proyectos de reducción de emisiones<sup>11</sup>:

- El primer paso consiste en la identificación y cuantificación de emisiones de metano.
- Las tecnologías probadamente exitosas para recuperación o reducción de emisiones son fuentes de ingresos y de beneficios ambientales, mejorando la seguridad de las operaciones.
- El liderazgo y compromiso de los más altos niveles de la empresa aceleran la implementación de proyectos al hacer disponibles los recursos y financiamiento necesarios para ello.
- La reducción de emisiones de metano no sólo es del interés de las empresas operadoras, sino también de los socios corporativos, las instituciones financieras

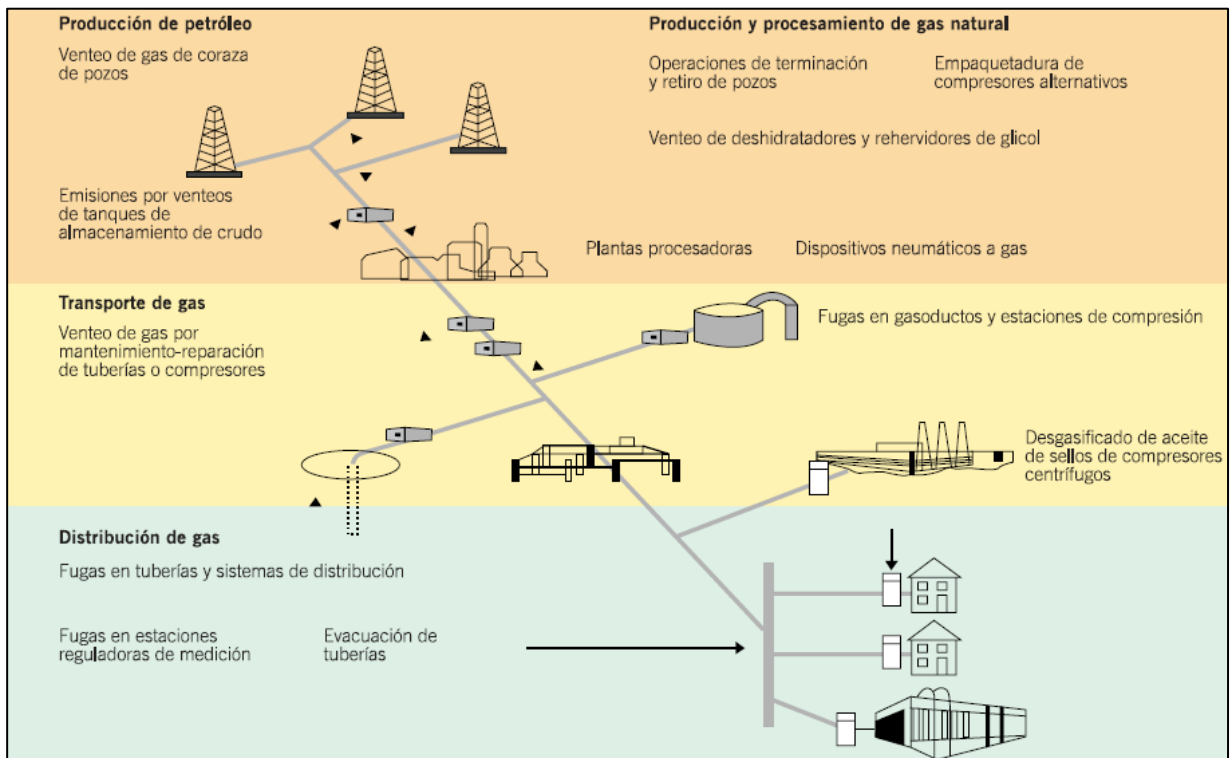
---

<sup>9</sup> Op.Cit.

<sup>10</sup> Ver: [http://www.vacamuertanews.com.ar/ver\\_noticia.php?id=20181011082201](http://www.vacamuertanews.com.ar/ver_noticia.php?id=20181011082201)

<sup>11</sup> Ver: Reducción de emisiones de metano en el sector del petróleo y del gas. Carey Bylin, Jorge Plauchú. Febrero 2008.

**Figura 8. Oportunidad de reducción de emisiones de metano en la industria del petróleo y el gas**



Fuente: Weatherford.

Se señalan a continuación algunas de las principales medidas propuestas en la literatura<sup>12</sup>:

Mejora de la eficiencia operativa de las unidades de turbina a gas a través de la limpieza del canal de flujo de su compresor axial.

Control de las condiciones de operación de las plantas compresoras en una operación conjunta de Turbinas de gas y compresores de gas eléctricos.

Control de las condiciones de operación de las líneas de conducción de gas al cerrar los “compressors shop” y las estaciones de compresores.

Control y optimización de las condiciones operativas de los sistemas de refrigeración de las estaciones compresores.

Evaluación de la eficiencia de las condiciones operativas para estaciones de compresión y secciones del proceso de líneas de transmisión de gas.

Control de pérdidas técnicas de gas en líneas de transmisión de gas.

Ahorro de energía por recuperación de calor residual.

<sup>12</sup> Ver: Energy saving technologies during operation of the gas pipeline systems. KTH School of Industrial Engineering and Management. Stockholm. 2013.

Instalación de medidores de gas en cada compresor para calcular la eficiencia del motor y compresor. Con esto, junto a la aplicación de sensores de consumos y eficiencias y softwares específicos provistos por empresas proveedoras de compresores, se lograrían eficiencias del 5 al 10%<sup>13</sup>.

A esto se le suma la política de compra de equipos nuevos con mayores potencias e igual o menor consumo y que sean capaces de utilizar gas con bajas calorías (con exceso de CO<sub>2</sub>, por ejemplo).

La limitación de la falta de personal para el control de los compresores también es vista como una limitación.

Para acompañar el desarrollo de la infraestructura de gas, en la etapa de distribución se deberán incorporar las tecnologías que modernamente se aplican en los sistemas avanzados en materia de uso de gas, tales como: medidores inteligentes, sistemas de búsqueda de fugas mediante uso de láser, tubos de polietileno para alta presión, telecomando generalizado de válvulas, GIS, entre otras.

La generación de electricidad por parte del sector, presente rendimiento bajos (21%), debiéndose analizar posibles medidas para mejorar dichos rendimientos.

A este tipo de medidas, como se mencionara oportunamente, la implementación de un sistema de gestión de la energía, a través de la ISO 50.001, podría aportar, ahorros energéticos del orden del 10%.

---

<sup>13</sup> Ver: entrevista con expertos del sector de YPF S.A.

## BIBLIOGRAFÍA

Carey Bylin, Jorge Plauchú (2008). Reducción de emisiones de metano en el sector del petróleo y del gas.

CAI. Centro Argentino de Ingenieros. Un viaje en el tiempo....la historia del Gas Natural en Argentina. Fernando E. Risuleo. 2016.

Dirección General de Estudios y Estadísticas Laborales. Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social. Boletín de Empleo Registrado. Año 2017

ECyT-AR. Historia de los hidrocarburos en Argentina. [https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Historia\\_de\\_los\\_hidrocarburos\\_en\\_Argentina](https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Historia_de_los_hidrocarburos_en_Argentina)

ENARGAS. Gasoductos de Argentina

[https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Gasoductos\\_de\\_Argentina](https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Gasoductos_de_Argentina)

ENARGAS. Informe 2017

IAPyG, De Vaca Muerta al hogar de los Argentinos. El Desafío del Downstream del Gas en Argentina. 2015.

IPIECA. Guidelines for implementing ISO 50001 Energy Management Systems in the Oil and Gas Industry. 2013.

KTH School of Industrial Engineering and Management. Energy saving technologies during operation of the gas pipeline systems. Stockholm. 2013.

Secretaría de Energía. C2. Autoproducción 2016. Informe Estadístico del Sector Eléctrico - Año 2016

TGN Transportadora de Gas del Norte S.A. Programa para la emisión de Obligaciones Negociables por un monto máximo de hasta US\$ 600.000.000. Año 2018.





[eficienciaenergetica.net.ar](http://eficienciaenergetica.net.ar)

[info@eficienciaenergetica.net.ar](mailto:info@eficienciaenergetica.net.ar)

Proyecto financiado por  
la Unión Europea

