

La industria Argentina de los Hidrocarburos

Panorama general a 2023



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Panorama general a 2023

- 1 Introducción
- 2 Marco Legal
- 3 Cuencas sedimentarias
- 4 Producción de petróleo y gas natural
- 5 Reservorios no convencionales
- 6 Reservas y Recursos
- 7 Posibilidades del OffShore
- 8 Tratamiento, transporte y distribución de gas natural y gases licuados
- 9 Transporte y refinación de petróleo crudo. Elaboración y distribución de productos derivados
- 10 Comercio Internacional
- 11 Matriz energética



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



1 Introducción

La industria argentina de los hidrocarburos ha superado los cien años de vida. Nació en 1907 con el descubrimiento de petróleo crudo en la Cuenca Golfo San Jorge y durante todo el siglo XX registró un crecimiento sostenido, alcanzando el **autoabastecimiento de petróleo en 1980**. A partir de 1990, de la mano de profundos cambios en las reglas de juego de la industria petrolera, se incrementó significativamente la producción y, desde 1992, Argentina pasó a ser país exportador de petróleo. El desarrollo del upstream durante el siglo XX fue acompañado por la instalación de las refinerías necesarias para abastecer al mercado nacional y aún exportar subproductos del petróleo. Asimismo, se desarrolló una infraestructura de transporte y distribución que incluye puertos marítimos y fluviales, redes de ductos, plantas terminales de carga y todas las instalaciones necesarias para asegurar la distribución de combustibles a todos los rincones de un país muy extenso.

El **gas natural** llegó desde la Patagonia a la capital argentina en 1949, con la inauguración del gasoducto Comodoro Rivadavia – Buenos Aires, extendido posteriormente hasta Tierra del Fuego. Durante las cinco décadas siguientes se construyeron otros tres gasoductos troncales que transportan el gas de los yacimientos de las cuencas Noroeste y Neuquina. En esta última, se descubrieron importantes reservas gasíferas a partir de 1977. También se desarrolló una amplia red de media y baja presión, que transporta el gas desde las cuencas productoras y lo distribuye en los mayores centros consumidores e, incluso, desde 1977, permite exportarlo a países limítrofes.

En los primeros años del siglo XXI no se produjeron aumentos relevantes. Desde 2004 la producción comenzó a estancarse, mientras la demanda interna continuaba creciendo. Esta situación se está revirtiendo, en especial gracias a la explotación de formaciones no convencionales. Argentina se encuentra ahora frente al reto de impulsar la exploración e incrementar

racionalmente la producción para recuperar y sostener el autoabastecimiento de hidrocarburos, así como también transformarse nuevamente en país exportador. Esto será posible cuando finalicen obras importantes, como el tendido de un gasoducto troncal destinado a transportar el gas producido en Vaca Muerta hacia las zonas de mayor consumo, así como la anunciada construcción de un gasoducto a la República Federativa de Brasil.

Argentina cuenta con una industria madura de la que participan **grandes empresas locales y extranjeras, operadoras de yacimientos y refinerías, y cientos de empresas proveedoras de insumos y servicios incluyendo pymes**. También cuenta con profesionales y técnicos de alto nivel de conocimiento y experiencia. En las regiones de mayor actividad de la industria han crecido ciudades y pueblos que ofrecen los servicios de salud y educación necesarios para garantizar un buen nivel de vida a profesionales, técnicos y operarios. En la mayoría de las cuarenta universidades nacionales, así como en varias universidades privadas, se dictan carreras técnicas relacionadas con la industria petrolera.

La información estadística contenida en el presente informe tiene como fuente el Sistema de Información de Petróleo y Gas ([SIPG](#)), elaborado por el **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)**. El IAPG publica además un Sistema Geográfico de Petróleo y Gas (GEO-PG) cuya información está georreferenciada. El [GEO-PG](#) se visualiza a través de capas inteligentes que pueden activarse y desactivarse para realizar distintas consultas, generar listados y armar salidas cartográficas de acuerdo a los requerimientos de cada consulta. También puede obtenerse información estadística y geográfica en el sitio web institucional de la [Secretaría de Energía de la Nación](#).



2 Marco legal

La Constitución Nacional de 1994 en su artículo 124 establece que “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio” y las faculta para celebrar convenios internacionales siempre que sean compatibles con la política exterior de la Nación. La Ley [Nº 26.197](#) de enero de 2007 reglamenta a la Constitución Nacional y restituye a las provincias los yacimientos de hidrocarburos, hasta ese momento en jurisdicción de la Nación.

Las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de petróleo y gas están bajo la órbita de la [Secretaría de Energía de la Nación](#). Estas actividades están reguladas por la Ley 17319 de 1967 a la que se introdujeron sucesivas modificaciones en normativas posteriores, especialmente a través de la Ley 27.007 de octubre de 2014 que establece normas precisas y unificadas para licitaciones en materia de hidrocarburos convencionales, no convencionales y en las zonas offshore de la Plataforma Continental Argentina. Esta ley fija los nuevos plazos y posibilidades de prórrogas que en algunos casos llegan hasta 35 años, así como beneficios fiscales y un plan estratégico de inversiones. El plan de exploración y explotación de áreas ubicadas en las cuencas marinas de la Plataforma Continental Argentina están reglamentados por el Decreto 872 de 2018, dictado por el Poder Ejecutivo Nacional y complementado

por resoluciones dictadas con posterioridad que reglamentan las convocatorias a concurso público.

Las operaciones de tratamiento, transporte y distribución de gas natural son controladas por el Ente Nacional Regulador del Gas ([ENARGAS](#)). El marco regulatorio, así como las normas técnicas correspondientes a esas operaciones, pueden consultarse en el sitio web del organismo. La producción y comercialización de Gas Licuado de Petróleo (GLP) está normalizada por la Ley 26.020 de 2005 y el Decreto N° 297/2005.

Las leyes y decretos antes mencionados han sido reglamentados y complementados por resoluciones posteriores. Toda la legislación nacional, provincial y municipal referida a las industrias del petróleo y del gas está contenida en los [Digestos de Legislación](#) publicados por el IAPG. Las leyes, decretos y resoluciones de jurisdicción nacional pueden consultarse también en [INFOLEG](#), base de datos legislativa publicada por el Ministerio de Justicia de la Nación. La legislación de las provincias en donde se realizan actividades relacionadas con petróleo y gas está disponible en los boletines oficiales de cada jurisdicción. La reglamentación referida a problemas ambientales relacionados con la actividad industrial está contenida en el [Digesto de Legislación Ambiental](#), también publicado por el IAPG.

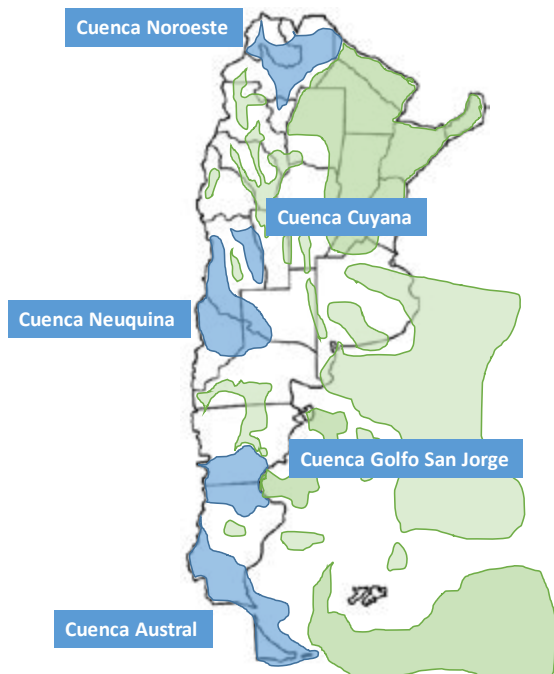
3 Cuencas sedimentarias

El territorio argentino alberga veinticinco cuencas sedimentarias terrestres y marítimas que se extienden en una superficie superior a los tres millones de km² dentro de las cuales están delimitadas 850 áreas. Cinco de las cuencas han sido puestas en explotación entre 1907 y 1949. Se trata de las Cuencas Golfo San Jorge, Neuquina, Austral, Noroeste y Cuyana, siendo las tres primeras las de mayor proporción de reservas y producción.

Las cuencas marinas aún no se encuentran en producción, con excepción de la Cuenca Marina Austral, pero constituyen un objetivo estratégico de exploración y desarrollo.

Las condiciones geológicas de las cuencas argentinas están resumidas en el libro [“Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina”](#), publicado por el IAPG. La información

sobre áreas concesionadas puede conocerse en el sitio web de la [Secretaría de Energía de la Nación](#) y del [Sistema Geográfico de Petróleo y Gas \(GEO PG\)](#) elaborado por el IAPG.



Fuente: IAPG - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

Los hidrocarburos son una fuente de energía indispensable para el desarrollo del país. Casi el 90% de la energía utilizada proviene del petróleo y del gas. La Argentina cuenta con veinticinco cuencas sedimentarias, de las cuales cinco (Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral) producen actualmente hidrocarburos.

Teniendo en cuenta la producción y las reservas, se estima que el país contaría con petróleo para 10 años y con gas, para 9.

Sin embargo, el reciente desarrollo de recursos no convencionales de gas y petróleo, conocidos como shale gas y shale oil, abre un nuevo panorama energético. Estos recursos se encuentran fundamentalmente en la Cuenca Neuquina, en la que se destaca la Formación Vaca Muerta, que es una de las formaciones “shale” más importantes del mundo.

El desarrollo de estos recursos permitiría multiplicar significativamente las actuales reservas de petróleo

y gas del país, asegurándose el autoabastecimiento y la exportación de hidrocarburos por muchos años, incluyendo importantes desarrollos industriales, exportación de petróleo y gas, y solvencia energética general. Los hidrocarburos no convencionales son el medio para alcanzar producciones significativas y convertir al país en un importante exportador de energía en general.

Hace aproximadamente 13 años comenzó la exploración de los recursos no convencionales de petróleo y de gas, y hace 6 años se inició el desarrollo y puesta en producción comercial de las reservas asociadas a esos recursos que se fueron confirmando tanto en calidad como en cantidad, coincidiendo con las estimaciones previas de la AIE y de los técnicos argentinos.

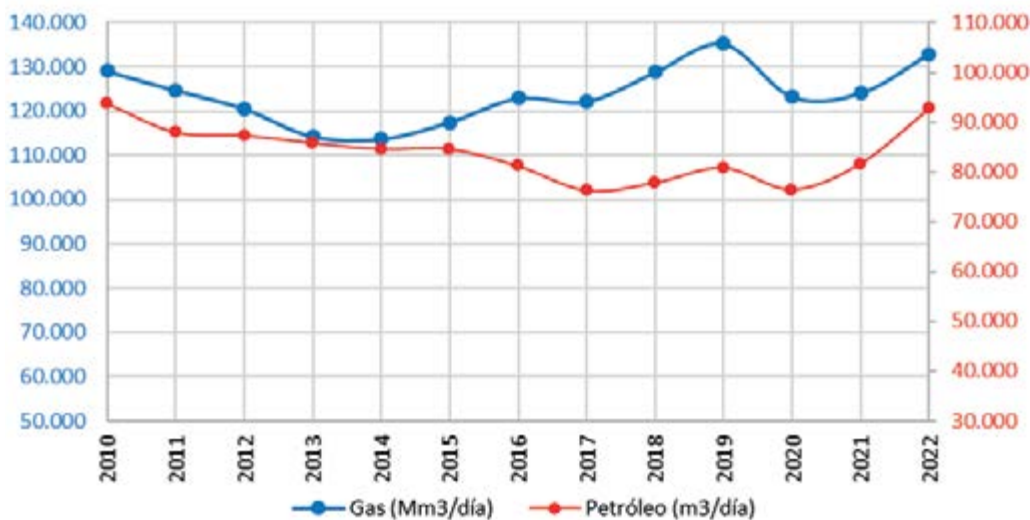
4 Producciones de Petróleo y de Gas Natural

Fuente: IAPG - SIPG Sistema de Información de Petróleo y Gas

Producción total de Petróleo y Gas de Argentina		
Año	Petróleo (m ³ /día)	Gas (mm ³ /día)
2010	93.740	129.067
2011	87.987	124.724
2012	87.345	120.556
2013	85.843	114.269
2014	84.602	113.653
2015	84.599	117.522
2016	81.168	122.917
2017	76.196	122.178
2018	77.770	128.822
2019	80.819	135.259
2020	76.406	123.221
2021	81.642	124.120
2022	92.485	132.964



Producción total de petróleo y gas de Argentina



Producción Total Petróleo Año 2022

CUENCA	Petróleo total (m ³ /día promedio año)	%
AUSTRAL	2.060	2
CUYANA	2.968	3
GOLFO	32.203	35
SAN JORGE	54.520	59
NEUQUINA	734	1
NOROESTE	734	1
TOTAL	92.485	100

Producción Total de Gas Año 2022

CUENCA	Gas total (m ³ /día promedio año)	%
AUSTRAL	27.189	21
CUYANA	140	0
GOLFO	11.172	8
SAN JORGE	90.282	68
NEUQUINA	3.843	3
NOROESTE	3.843	3
TOTAL	132.626	100

Evolución de pozos terminados 2010 - 2022

Año	Cuenca Austral	Cuenca Cuyana	Cuenca Golfo S. Jorge	Cuenca Neuquina	Cuenca Noroeste	TOTAL
2010	26	38	738	574	1	1.377
2011	10	34	730	528	3	1.306
2012	10	32	657	520	5	1.224
2013	9	30	650	611	2	1.302
2014	11	28	712	685	1	1.437
2015	22	37	691	687	3	1.440
2016	2	35	443	613	3	1.097
2017	33	32	336	618	0	1.019
2018	52	29	378	568	3	1.030
2019	40	22	413	429	1	905
2020	8	7	234	132	1	382
2021	20	4	292	369	0	685
2022	24	4	376	366	1	771
TOTAL	267	332	6.650	6.700	24	13.975
Participación	2%	2%	48%	48%	0%	100%

A partir del año 2016, con el atractivo de los recursos no convencionales confirmado, se perforaron más pozos no convencionales horizontales, de mayor rendimiento que los pozos verticales. En el año

2020 bajó la actividad general por la pandemia de Covid 19, que para 2022 ya se había regularizado, aunque el potencial es mucho mayor.

5 Reservorios no convencionales

El desarrollo de recursos no convencionales se propone como el medio para alcanzar el autoabastecimiento y retornar a la exportación de hidrocarburos. Las primeras experiencias con recursos tight datan de 2005, y la exploración de las formaciones shale se iniciaron en 2011, para alcanzar una producción significativa a partir de 2017.

Recursos de "Shale Oil"		
Ranking	País	Millones de BBL
1	Rusia	75.000
2	USA	58.000
3	China	32.000
4	Argentina	27.000
5	Libia	26.000
6	Australia	18.000
7	Venezuela	13.000
8	México	13.000
9	Paquistán	9.000
10	Canadá	9.000
TOTAL		280.000

Fuente: Agencia de Información de Energía de los EEUU - 2013

La denominación de "reservorios no convencionales" toma como parámetro principal la permeabilidad de las rocas en las que se encuentran almacenados los recursos. Aquellos ubicados en rocas generadoras, impermeables, se los denomina "recursos shale", y los almacenados en rocas que, sin ser generadoras, presentan permeabilidad muy reducida son denominados corrientemente "recursos tight". En los dos casos, se los considera "recursos no convencionales".

El estudio "World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment", publicado por la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (IEA) 2013, basándose en estudios geológicos de los reservorios shale y tight, ubica a la Argentina en segundo lugar en el mundo, después de China, en el ranking de recursos de shale gas. En el ranking de shale oil ocupa el cuarto lugar, precedida por Rusia, Estados Unidos y China. En ese estudio se estima que más de un 25% de los recursos de shale gas de la Cuenca Neuquina son técnicamente

recuperables, una tasa significativa teniendo en cuenta que en los reservorios estadounidenses oscila en un 10 %.

Entre esos recursos, sobresalen los de la Formación Vaca Muerta, en la Cuenca Neuquina. Las formaciones shale Los Molles y Mulichinco, en la misma cuenca, han sido menos exploradas, pero presentan igualmente un gran potencial. Algo similar ocurre en otras cuencas sedimentarias actualmente en producción, como la Cuenca Golfo San Jorge y la Cuenca Austral y, de manera incipiente, la Cuenca Noroeste. También se están iniciando trabajos de exploración y desarrollo en la zona sur de la provincia de Mendoza, que forma parte de la Cuenca Neuquina.

Las posibilidades que ofrece el desarrollo de esos recursos constituyen un polo de atracción de inversiones. Empresas como YPF S.A., Pan American Energy SL, Total Austral, Shell Argentina S.A., Tecpetrol S.A., Pluspetrol S.A., ExxonMobil Exploration Argentina, Vista Oil & Gas Argentina SAU, Chevron Argentina, Pampa Energía, CGC S.A., entre otras, han invertido en esas operaciones.

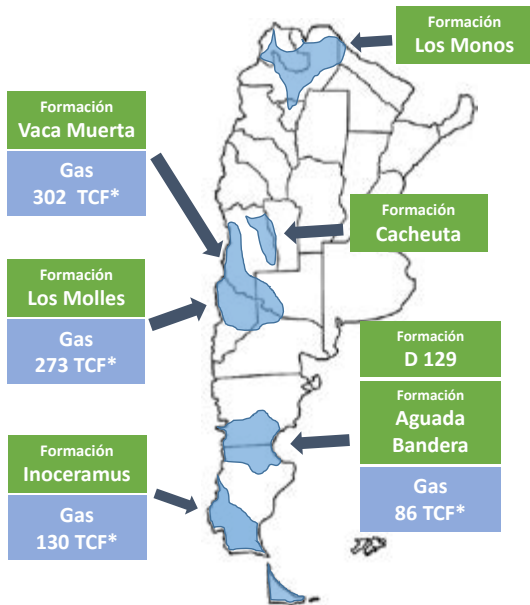
Recursos de "Shale Gas"		
(*) TCF: Trillones de pies cúbicos		
Ranking	País	Shale Gas TCF (*)
1	China	1.115
2	Argentina	802
3	Argelia	707
4	USA	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	South Africa	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245
TOTAL		7.299

Fuente: Agencia de Información de Energía de los EEUU - 2013

En los últimos seis años el Estado Nacional ha dictado decretos y resoluciones que proponen programas de estímulo a las inversiones destinadas



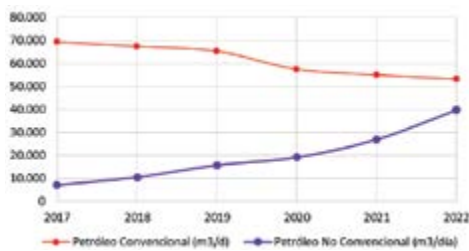
a desarrollar la producción de gas en los reservorios tight y shale. En todos los casos se establecen compensaciones económicas para las concesiones que ofrezcan un plan de inversión específico para la explotación de esos recursos. Como consecuencia de estas acciones, se ha producido un incremento considerable en la producción total de gas y de petróleo crudo, así como en la participación porcentual de los no convencionales.



Fuente: Agencia de Información de Energía de los EEUU - 2013

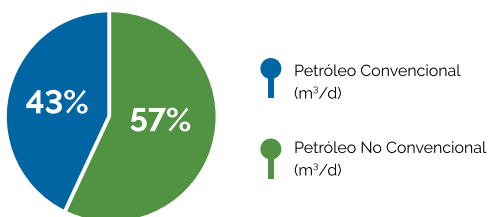
Producción de Petróleo Convencional vs. Petróleo No Convencional

Total País - Evolución de la Producción de Petróleo Convencional y No Convencional



Fuente: IAPG - SIPG Sistema de Información de Petróleo y Gas

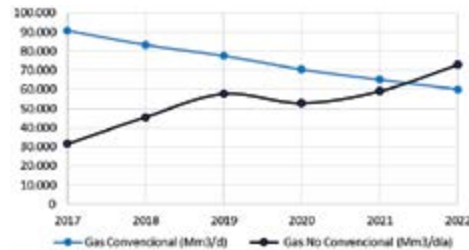
Total País 2022 - Producción de Petróleo Convencional y No Convencional



Fuente: IAPG - SIPG Sistema de Información de Petróleo y Gas

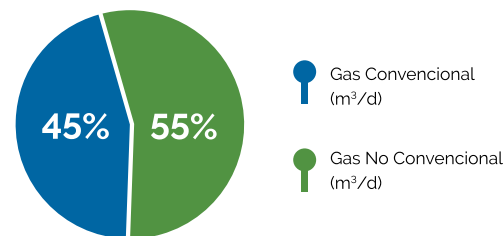
Producción de Gas Convencional vs. Gas No Convencional

Total País - Evolución de la Producción de Gas Convencional y No Convencional



Fuente: IAPG - SIPG Sistema de Información de Petróleo y Gas

Total País 2022 - Producción de Gas Convencional y No Convencional



Fuente: IAPG - SIPG Sistema de Información de Petróleo y Gas

6 Reservas y Recursos

Las reservas comprobadas de petróleo y gas se han incrementado medianamente en los últimos años, mientras la demanda interna sostiene un ritmo menor a los valores históricos.

Esta situación se puede revertir si se logran convertir en reservas parte de los recursos contenidos en reservorios no convencionales que, según estimaciones de la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (IEA), equivalen a varias veces esas reservas actuales de gas y de petróleo.

En cuanto a recursos, se considera que el "convencional" cuenta con buenas perspectivas, así como excelentes posibilidades en el caso del no convencional.

Reservas comprobadas de Petróleo – Evolución 2010 – 2021

(Convencionales + No Convencionales en mm³)

Año	Cuenca Austral	Cuenca Cuyana	Cuenca Golfo S. Jorge	Cuenca Neuquina	Cuenca Noroeste	TOTAL
2010	13.451	33.543	253.758	94.232	6.308	401.292
2011	12.943	33.056	257.969	84.913	5.115	393.996
2012	12.648	23.915	251.824	81.224	4.676	374.289
2013	13.559	22.480	251.163	78.604	4.568	370.374
2014	13.234	22.638	255.330	82.423	4.718	378.343
2015	14.834	20.411	253.872	86.691	4.922	380.731
2016	11.426	16.715	233.413	77.429	4.780	343.764
2017	11.624	12.926	219.966	72.170	3.955	320.640
2018	10.716	14.744	232.513	118.294	3.213	379.480
2019	10.180	7.060	224.866	162.288	3.027	407.421
2020	8.555	6.757	208.445	156.903	2.621	383.281
2021	7.844	8.954	209.604	222.332	2.492	451.226
%	2	2	46	49	1	100

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Reservas comprobadas de Gas – Evolución 2010 – 2021

(Convencionales + No Convencionales en mm³)

Año	Cuenca Austral	Cuenca Cuyana	Cuenca Golfo S. Jorge	Cuenca Neuquina	Cuenca Noroeste	TOTAL
2010	106.559	1.081	45.915	161.363	43.643	358.561
2011	103.945	1.062	48.552	145.292	33.643	332.494
2012	100.781	761	48.446	133.700	31.821	315.508
2013	110.653	744	47.849	138.960	30.052	328.258
2014	109.497	770	47.987	147.855	26.055	332.165
2015	120.917	727	48.591	156.486	23.764	350.484
2016	113.685	598	46.164	155.950	20.271	336.669
2017	117.170	362	43.441	177.129	17.358	355.460
2018	107.739	418	43.798	203.864	14.862	370.682
2019	101.040	206	42.464	242.941	13.581	400.231
2020	96.130	225	36.393	252.383	12.116	397.247
2021	88.590	233	37.563	278.526	11.075	415.987
%	21	0	9	67	3	100

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

7 Posibilidades del Offshore

Las cuencas offshore de la Argentina se encuentran muy poco exploradas y, por lo tanto, se desconoce el potencial de las mismas. Desde la década del 80 hay producción offshore, principalmente de gas, en la Cuenca Austral, frente a las costas de la isla de Tierra del Fuego.

En 2018, el Ministerio de Energía convocó a un concurso para adjudicar áreas de la Cuenca Argentina Norte (CAN), de la Cuenca Malvinas

Oeste (MLO) y de la Cuenca Austral (AUS). El proceso resultó exitoso. Se adjudicaron 18 áreas, y contó con la participación de importantes compañías nacionales e internacionales. Si bien se preveía el inicio de la exploración de las áreas en el año 2020, la pandemia de Covid 19 retrasó la actividad programada. En la actualidad se están iniciando las actividades preparatorias para las campañas de adquisición de sísmica y, en el caso del área CAN 100 (YPF / Equinor / Shell) se prevé la perforación

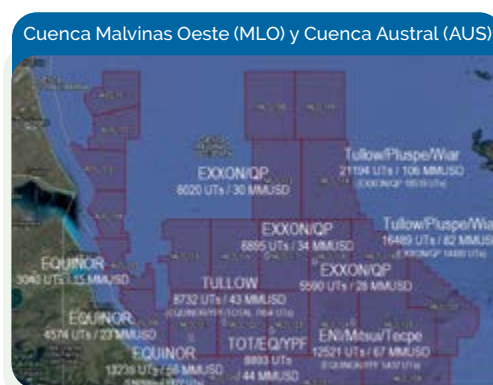


del primer pozo exploratorio para la segunda parte del año 2023. Los recientes descubrimientos de hidrocarburos frente a las costas de Namibia, en el continente africano, han despertado el interés, ya que se considera que las formaciones geológicas de la CAN son de origen similar.

Áreas Offshore adjudicadas

Área	Compañía adjudicataria
MLO 113	Exxon Mobil / Qatar Petroleum Int.
MLO 114	Tullow Oil / Pluspetrol / Wintershall
MLO 117	Exxon Mobil / Qatar Petroleum Int.
MLO 118	Exxon Mobil / Qatar Petroleum Int.
MLO 119	Tullow Oil / Pluspetrol / Wintershall
MLO 121	Equinor Argentina
MLO 122	Tullow Oil
MLO 123	Total Austral / Equinor Argentina / YPF
MLO 124	ENI Argentina / Tecpetrol / Mitsui
CAN 100	YPF / Equinor Argentina / Shell
CAN 107	Shell / Qatar Petroleum
CAN 108	Equinor Argentina
CAN 109	Shell Argentina / Qatar Petroleum Int.
CAN 111	Total Austral / BP
CAN 113	Total Austral / BP
CAN 114	Equinor Argentina / YPF
AUS 105	Equinor Argentina
AUS 106	Equinor Argentina

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación (Res. SGE 276/19)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación (Res. SGE 276/19)

8 Tratamiento, transporte y distribución de gas natural y gases licuados

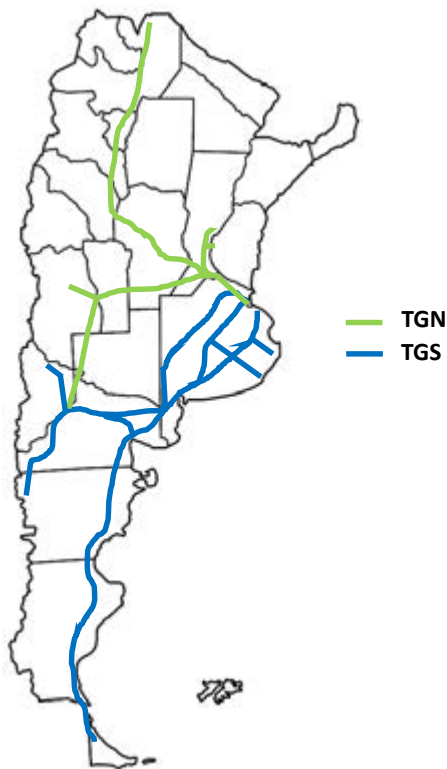
Las cuencas con mayores expectativas gasíferas actuales y a futuro son la Cuenca Neuquina y la Cuenca Austral. La participación de los yacimientos de la Cuenca Marina Austral en el total nacional es significativa y, además, se ha mantenido históricamente.

El gas natural es fundamental en la matriz energética argentina, a la que desde mediados de la década del 90 aporta más del 50% de la provisión de energía primaria.

El transporte del gas natural se realiza a través de más de 16.000 km de gasoductos troncales que, en los últimos veinte años, han incrementado

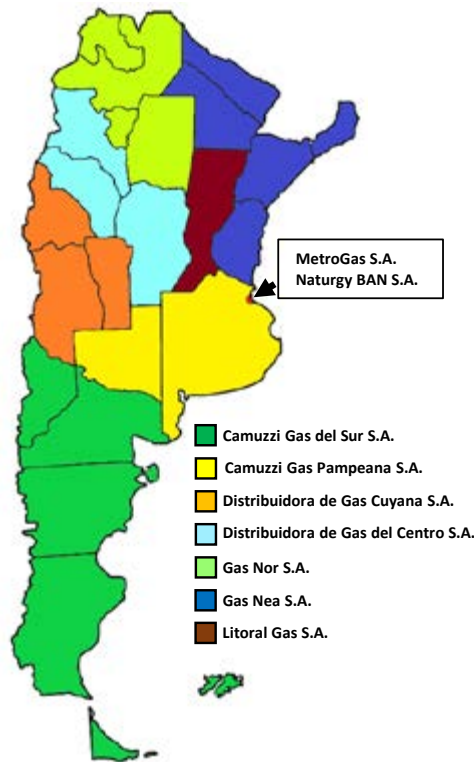
su capacidad en un 110%. En ese período se construyeron también cuatro gasoductos que cruzan los Andes hacia Chile y otros cuatro hacia Brasil y Uruguay. Además, se tendieron varios tramos de gasoductos que atraviesan Tierra del Fuego, transportando gas destinado al sur de Chile. La operación de los gasoductos troncales está en manos de dos empresas transportadoras, y la distribución hacia los centros de población por redes de media y baja presión, de nueve distribuidoras regionales. A ellos hay que agregarles la construcción de los gasoductos que transportan el gas natural licuado (GNL) que llega a los puertos de Escobar y Bahía Blanca.

Sistema de Transporte Gas



Fuente: IAPG – Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas



Fuente: IAPG – Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

Sistema de transporte y distribución. Gas entregado por tipo de usuario 2012-2021

Unidad: mm³ de 9300 kcal

Año	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	Sub distribuidoras	GNC	Total
2011	9.552.089	1.255.001	425.574	12.511.707	12.951.424	878.538	2.761.088	40.335.421
2012	10.031.821	1.342.963	444.186	11.661.256	14.350.359	936.731	2.784.981	41.552.297
2013	10.491.043	1.343.634	445.904	12.391.359	14.471.673	1.012.083	2.759.075	42.914.771
2014	10.107.687	1.325.918	441.683	12.477.649	14.542.907	1.001.170	2.852.517	42.749.531
2015	10.229.001	1.334.006	430.631	12.632.440	14.916.184	1.047.421	2.980.874	43.570.557
2016	10.835.009	1.368.085	478.704	12.084.232	16.002.489	1.090.381	2.826.613	44.685.513
2017	9.637.658	1.262.860	442.281	12.498.756	17.257.368	1.043.463	2.553.603	44.695.989
2018	9.568.375	1.256.816	431.586	13.193.227	17.189.400	1.044.737	2.400.545	45.084.687
2019	9.224.068	1.456.003	428.812	13.752.395	15.105.114	986.074	2.462.237	43.414.704
2020	9.647.190	1.080.487	314.517	12.672.761	14.438.565	851.668	1.867.799	40.872.987
2021	9.708.923	1.152.938	408.037	10.503.981	16.152.930	817.163	2.343.108	41.087.080

Fuente: ENARGAS. Datos operativos

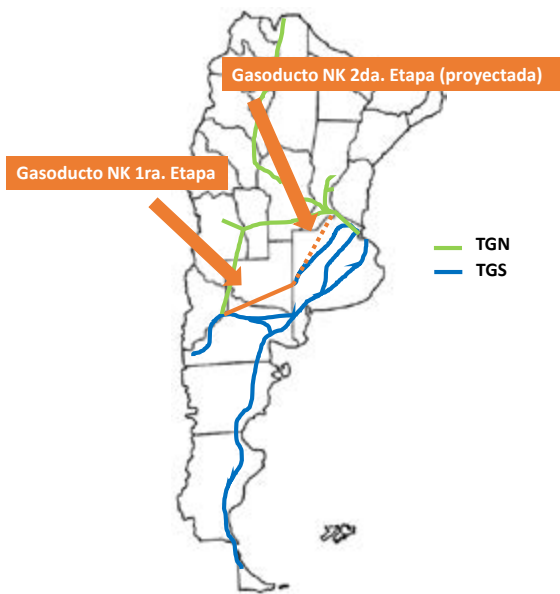
Tanto el [Sistema Geográfico de Petróleo y Gas \(GEO PG\)](#) elaborado por el IAPG como el [Sistema de Información Geográfica](#) de la Secretaría de Energía ofrecen importante información sobre la infraestructura de transporte y distribución de gas.

La red existente resulta insuficiente para transportar el gas producido en la Cuenca Neuquina a los centros de mayor consumo durante

la época de mayor demanda, lo que obliga a importar gas natural licuado. La solución para este problema se basa en un plan de obras, la más importante de las cuales es la construcción y puesta en marcha del Gasoducto Néstor Kirchner, de Tratlalén (Neuquén) a Salliqueló (Pcia. de Buenos Aires). La Resolución 67/2022 de la Secretaría de Energía, declara de interés público nacional la construcción de ese gasoducto, calificado como



Sistema de Transporte Gas



Fuente: IAPG - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

“estratégico”. Se tiene en consideración que permitirá lograr el autoabastecimiento energético, incrementar las exportaciones regionales y desarrollar proyectos de GNL para llevar gas al mundo. Otra resolución creó, en el ámbito de la Secretaría de Energía, el programa “Transport.Ar Producción Nacional”, que en una presentación resume los beneficios que se alcanzarán.

El programa “Transport.Ar Producción Nacional” tiene como objetivos aumentar la confiabilidad del sistema energético, optimizar el sistema de transporte en el ámbito nacional e incrementar la capacidad de exportación. Transport.Ar está a cargo

de un paquete de obras que incluyen la ampliación y modernización de otros gasoductos troncales y la expansión de las redes de distribución.

La purificación y tratamiento de los gases naturales extraídos, así como los procesos de extracción de gases licuados, están a cargo de más de 30 plantas de tratamiento distribuidas en las cuencas productoras. En estas plantas se produce etano, gases licuados (propano y butano), gasolina natural y condensados, destinados al consumo interno domiciliario y comercial, a la industria petroquímica y a la exportación. Los gases licuados se producen, además, a partir de petróleo crudo en refinerías. Históricamente, alrededor del 30% de la producción total de gases licuados se consume en el mercado interno, y el 70% restante se exporta.

Producción de Propano y Butano en Refinerías

Ranking	Propano	Butano
2012	469.187	499.168
2013	448.671	535.380
2014	440.560	573.914
2015	462.088	604.128
2016	461.515	635.982
2017	462.737	564.921
2018	478.549	560.985
2019	454.168	557.734
2020	326.223	444.974
2021	462.327	560.331
2022	472.897	573.188

Producción en Centros de Tratamiento de Gas (CTG) 2012 - 2022

Unidades originales

Año	Propano (ton)	Butano (ton)	Gas Licuado (ton)	Gasolina (m³)	Condensado (m³)	Etano (ton)
2012	1.056.224	707.042	65.516	568.676	-	824.646
2013	1.019.987	650.932	69.209	449.034	-	837.292
2014	1.027.698	650.745	67.503	453.589	-	889.009
2015	949.350	609.787	65.847	438.235	-	908.055
2016	938.425	621.195	63.351	444.224	-	990.848
2017	941.981	546.783	64.268	468.246	94.773	939.631
2018	998.269	662.300	56.394	481.099	85.406	915.642
2019	1.160.285	764.393	47.120	464.373	94.288	721.264
2020	1.132.640	743.043	39.104	460.777	77.525	937.860
2021	1.087.547	706.517	40.671	412.045	66.902	836.606
2022	1.226.526	791.101	42.539	480.942	63.715	913.455

Producción total. Centros de tratamiento de Gas + Refinerías

Unidades: Toneladas

Año	Propano	Butano	Gas Licuado	Total Gases Licuados
2012	1.525.411	1.206.210	65.516	2.797.137
2013	1.468.657	1.186.312	69.209	2.724.179
2014	1.468.258	1.224.659	67.503	2.760.420
2015	1.411.438	1.213.916	65.847	2.691.201
2016	1.399.940	1.257.177	63.351	2.720.468
2017	1.404.718	1.111.704	64.268	2.580.691
2018	1.476.818	1.223.286	56.394	2.756.498
2019	1.614.453	1.322.127	47.120	2.983.699
2020	1.458.863	1.188.017	39.104	2.685.985
2021	1.549.874	1.266.849	40.671	2.857.393
2022	1.699.423	1.364.289	42.539	3.106.250

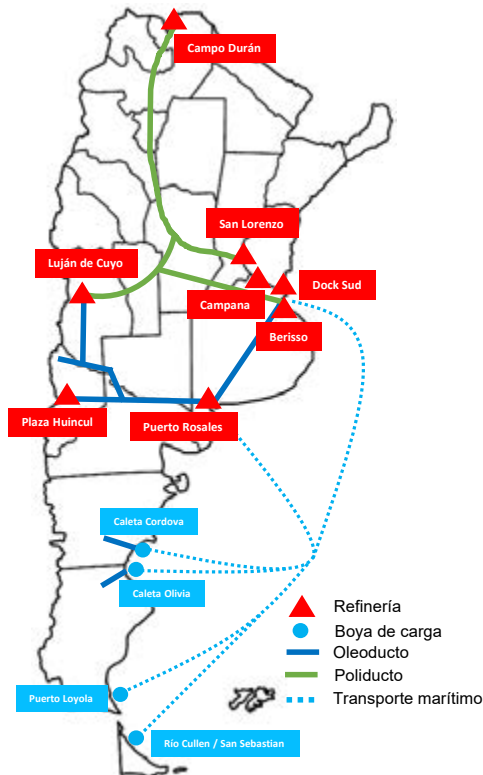
9 Transporte y refinación de petróleo crudo. Elaboración y distribución de productos derivados

El petróleo crudo producido en la Patagonia se transporta a las refinerías por vía marítima y por oleoductos troncales. Las cuencas Golfo San Jorge y Austral cuentan con una red local de oleoductos, que lleva el crudo hacia las terminales de carga de buques, encargados de llevar el crudo, principalmente, a las refinerías de la provincia de Buenos Aires. El petróleo producido en la Cuenca Neuquina llega a las refinerías por una red de oleoductos, en tanto el crudo de las cuencas Cuyana y Noroeste se procesa en refinerías ubicadas en esas regiones. Una red de poliductos atraviesa el centro y el norte argentinos, transportando derivados del petróleo producidos en Campo Durán (Salta), Luján de Cuyo (Mendoza), San Lorenzo (Santa Fe) y La Plata (Buenos Aires).

Los productos petroleros también viajan en buques fluviales, que llevan petróleo crudo a Campana, y combustibles a los puertos ubicados a lo largo de la Hidrovía Paraguay – Paraná, abasteciendo a las provincias del Litoral.

El sistema nacional de transporte y distribución de petróleo y derivados se completa con camiones tanque o cisterna que trasladan los combustibles desde las terminales ubicadas a lo largo de la red de

Transporte de petróleo crudo productos y derivados



Fuente: IAPG – Instituto Argentino del Petróleo y del Gas



poliductos, los puertos o las refinerías, hasta los puntos de consumo, especialmente estaciones de servicio y plantas industriales. La distancia media de transporte automotor de combustibles se sitúa en el orden de los 250 kilómetros, en tanto casi nunca se superan los 800 km.

La industria de la refinación en Argentina tiene una vida casi tan larga como la producción petrolera. Esta industria, con más de cien años de historia, está liderada desde hace ocho décadas por tres grandes empresas: YPF S.A., Shell CAPSA y Axion Energy (Pan American Energy Group), que adaptaron progresivamente su capacidad de procesamiento al crecimiento de la demanda. Históricamente YPF, propietaria de las refinerías La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huinul, ha cubierto más del 50% de la producción total de derivados

del petróleo. La refinería de Shell, en Dock Sud, y la de Axion Energy, en Campana, aportan un porcentaje que oscila entre el 30 % y el 35% de la elaboración de subproductos, quedando los porcentajes restantes a cargo de otras 10 plantas de elaboración más pequeñas.

Las ventas al mercado interno de combustibles, lubricantes y otros subproductos de petróleo replican porcentajes similares a los de la elaboración, salvo en el caso del fueloil, un mercado liderado por Shell y otras refinerías. Geográficamente, los mayores porcentajes de ventas se concentran en las provincias de Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba y Mendoza y en la Ciudad de Buenos Aires, regiones donde, por otra parte, se concentran las plantas con mayor capacidad de refinación.

Petróleo crudo y otras cargas procesadas en refinerías 2012 - 2022

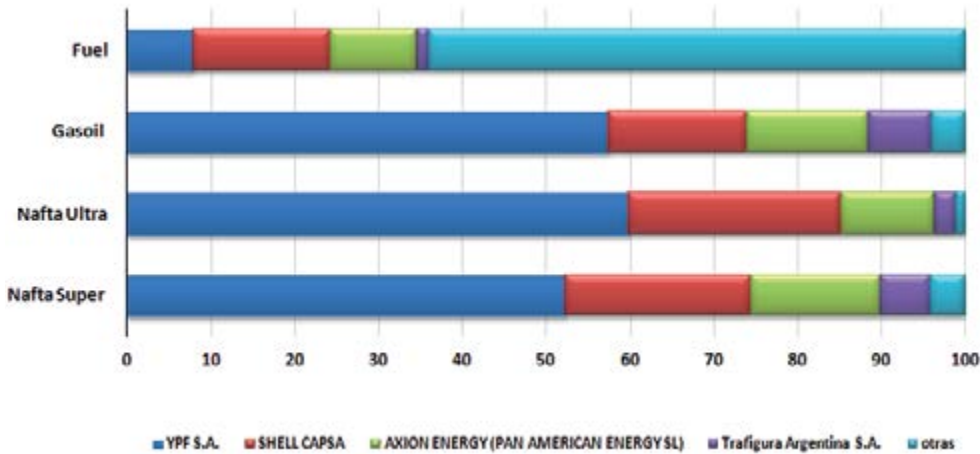
Unidad: m³

Año	Petróleo nacional	Petróleo importado	Otras cargas
2012	30.490.740	247.866	3.714.464
2013	30.119.333	421.240	3.830.747
2014	29.943.410	546.858	3.889.743
2015	30.122.756	915.926	3.931.775
2016	28.810.377	888.145	3.919.701
2017	27.746.234	1.217.648	3.798.695
2018	26.614.520	581.760	3.491.153
2019	27.626.434	-	2.951.656
2020	24.277.486	-	2.272.463
2021	27.328.213	-	2.361.534
2022	28.323.597	126	2.511.735

Ventas al mercado interno de combustible por empresa - 2022

	Nafta Super	Nafta Ultra	GasoiLF	uel
YPF S.A.	52,2%	59,8%	57,4%	8%
SHELL CAPSA ENERGY (PAN AMERICAN ENERGY SL)	22,3%	25,4%	16,5%	16,4%
Trafigura Argentina S.A.	6%	2,6%	7,5%	1,4%
Otras	4,2%	1,1%	4%	64%

Ventas de combustibles por empresa - Porcentaje de participación en el mercado - 2022



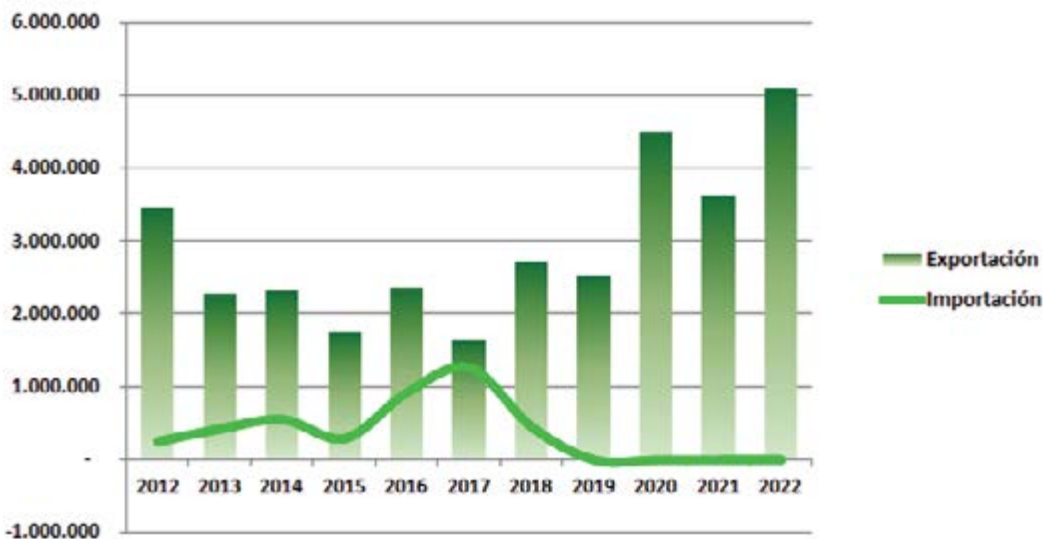
10 Comercio internacional

Argentina alcanzó el autoabastecimiento de petróleo crudo en 1980, contando además con la capacidad de refinación necesaria para producir los combustibles y otros subproductos de petróleo destinados a la demanda interna. En 1985 comenzó a exportar petróleo crudo en porcentajes que no superaban el 2% de la producción anual. A partir de 1990, los cambios en el marco regulatorio de la industria impulsaron un proceso de exportación que llegó a su pico máximo en 1997 y 1998,

cuando se vendió fuera del país el 40% de la producción anual. Desde el año 2001 se sostuvo el abastecimiento interno, pero la exportación comenzó a disminuir.

El mercado internacional de productos derivados del petróleo presenta desde hace cinco décadas una paridad entre ingresos y egresos con algunos picos estacionales, debidos a circunstancias especiales.

Argentina. Importación y exportación de petróleo crudo
Unidad: m³

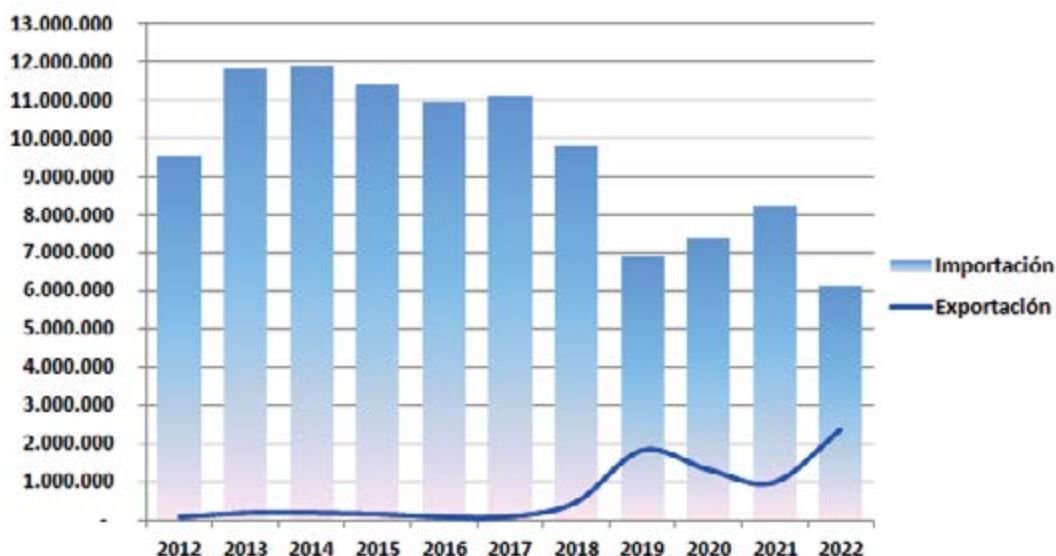


El gas natural representa un problema particular. Tradicionalmente, aún en los años de mayor producción, Argentina importa gas de Bolivia, que llega al país por un gasoducto conectado con la red de nacional de transporte. En 1997 Argentina comenzó a exportar gas natural, a Brasil, Chile y Uruguay. Los volúmenes máximos de exportación de gas se registraron ente 2001 y 2006.

El incremento de la demanda proveniente de todos los sectores consumidores, especialmente de las centrales eléctricas, hicieron necesario no

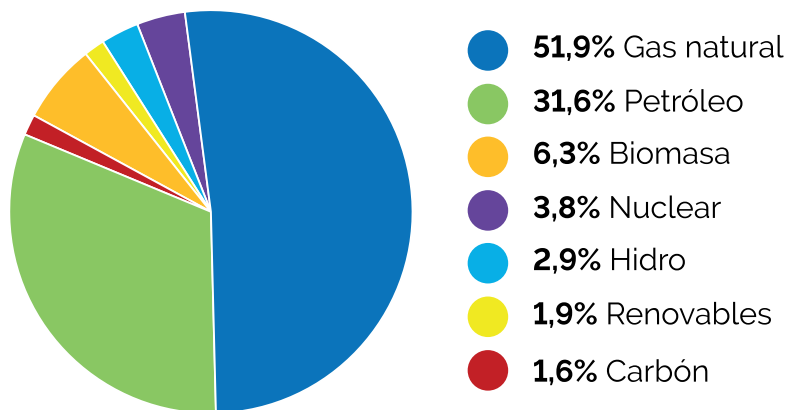
solo disminuir la exportación desde 2007, sino también iniciar el camino de la importación de gas natural licuado (GNL). Como ya se ha planteado, el desarrollo de los reservorios no convencionales y la construcción de un nuevo gasoducto abren una puerta a la solución para este problema. Las miradas más optimistas sugieren que Argentina dejará de importar GNL en dos años, incrementando su participación en el mercado exportador. Para ello, cuenta con una importante infraestructura de transporte por ductos que le permite acceder a los mercados de países limítrofes.

Argentina. Importación y exportación de gas natural
Unidad: mm³



11 Matriz energética Argentina

Matriz Energética primaria 2021



Fuente: Secretaría de Energía - Balance Energético Nacional 2021

©2023 - Todos los derechos registrados
por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

Se permite su reproducción mencionando la fuente.

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)
Maipú 639 – (C1006ACG) Buenos Aires – ARGENTINA
informa@iapg.org.ar
www.iapg.org.ar

