



11.05 / 10HS

POR
ZOOM

PRESENTACIÓN DE ESTUDIOS SOBRE: RECURSOS E INFRAESTRUCTURA HIDROCARBURÍFERA

En el marco de la **Convocatoria a Profesionales** realizada por el Instituto de Energía de la Provincia de Buenos Aires, se realizará la presentación de los estudios realizados en **Recursos e Infraestructura Hidrocarburífera**.

EXPONE:

Mg. Sebastián Sgoifo



Requerimientos del Contexto del S. XXI a la Dirección de Proyectos

International Competence Baseline

Competencias Contextuales:

Seguridad, higiene y
medioambiente



Sector hidrocarburífero

TdR de la Consultoría

Objetivos - Actividades

- **Caracterizar los segmentos de explotación, refinación y comercialización del petróleo y sus derivados; producción, separación y tratamiento, transporte y distribución de gas.**
- **Mapeo de actores y prestadores de servicios** en cada segmento, concentración geográfica, empleo, entre otros.
- **Evaluar la demanda según categoría de usuario** y rama de actividad para cada sector.
- **Caracterizar el parque refinador de hidrocarburos** y su capacidad, cantidades y precios.
- **Identificación de las interrelaciones del sector hidrocarburífero con el sector eléctrico.**

Sector hidrocarburífero

TdR de la Consultoría

Marco metodológico

- ✓ Recopilación de **información antecedente**.
- ✓ Elaboración de **bases de datos**.
- ✓ Integración en un **Sistema de Información Geográfico (SIG)**. Elaboración de mapas temáticos:
 - Cuencas de explotación de hidrocarburos.
 - Plantas de refinación.
 - Cuencas de producción de gas.
 - Gasoductos – oleoductos y poliductos.
- ✓ **Análisis de resultados e interpretación**.

Sector hidrocarburífero

TdR de la Consultoría

Documentos entregables

- ☐ Caracterización de los segmentos. Formato de base de datos.
- ☐ Mapeo de actores y prestadores de servicios.
 - Formato de base de datos.
 - Mapas temáticos → pdf + shp.
- ☐ Demanda según categoría de usuario y rama de actividad. Formato de base de datos.
- ☐ Caracterizar el parque refinador. Evolución de la producción del parque refinador:
 - cantidades, precios. Formato de base de datos.
 - Identificación de las interrelaciones entre el sector hidrocarburífero y el eléctrico.
 - ✓ Informe de avance.
 - ✓ Presentación.
 - ✓ Informe final.

Sector hidrocarburífero

TdR de la Consultoría

Documentos entregables

INFORME SECTOR HIDROCARBURÍFERO

DICIEMBRE DE 2020

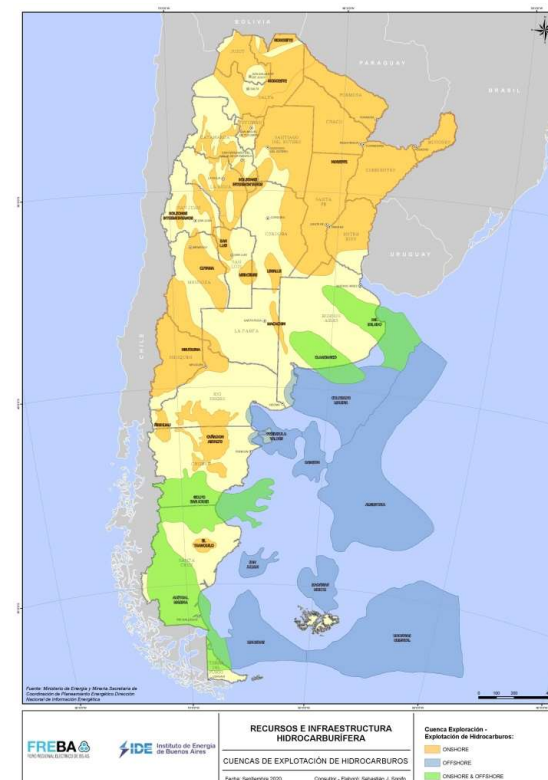
Revisión	Fecha	Realizó	Revisó	Aprobó
00	Noviembre 2020	Sebastián J. Sgoito Consultor de energía	Cecilia Graichinsky Lara Bershten IDE	Marisa Duarte IDE

Informe sobre Sector hidrocarburífero

Sebastián J. Sgoito - Consultor

versión: Sep 2020

El presente documento forma parte del informe de avance en el marco de la consultoría del sector hidrocarburífero.



Marco Legal

Ley N° 26.197 - 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**.

Estas actividades están reguladas por la Ley 17.319 de 1967 y sucesivas modificaciones, 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 off-shore.

Las operaciones de **tratamiento, transporte y distribución de gas natural** son controladas por el Ente Nacional Regulador del Gas (**ENARGAS**).

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.

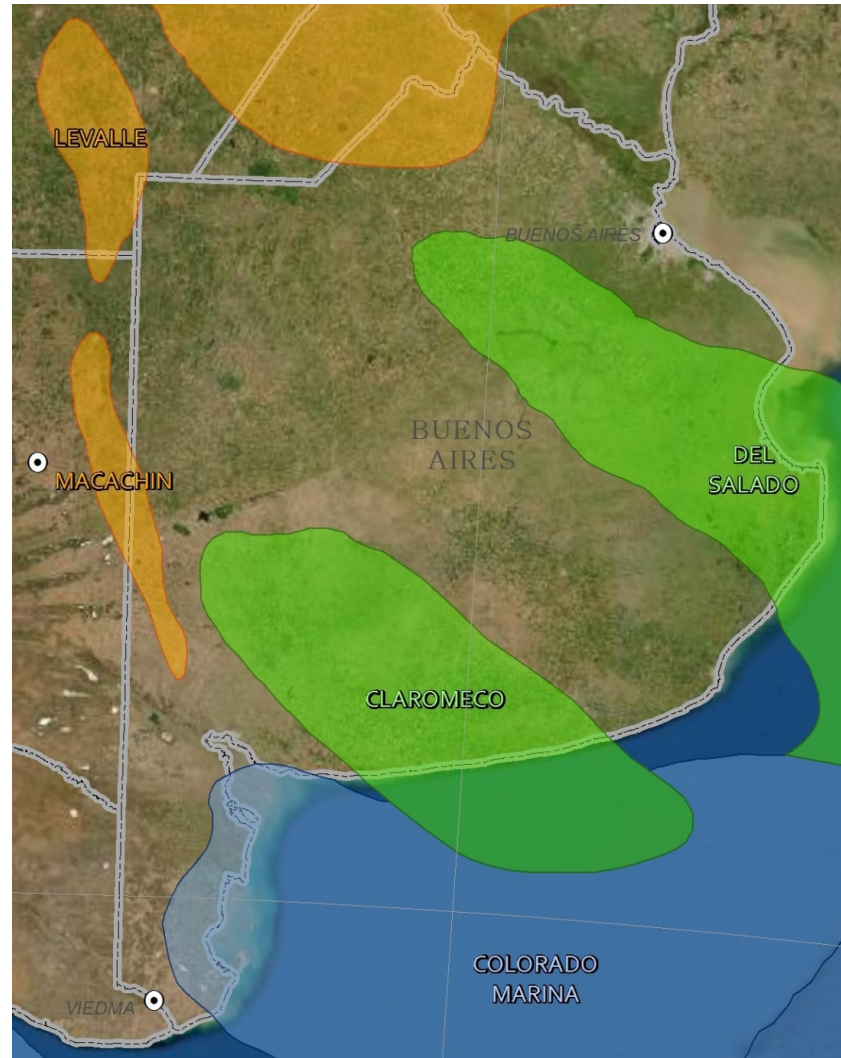
Cuencas de Argentina

Hidrocarburíferas

- Neuquina
- Golfo de San Jorge
- Austral
- Cuyana y
- Noroeste

Pcia de Buenos Aires

- Del Salado
- Claromecó



Cuencas de Argentina

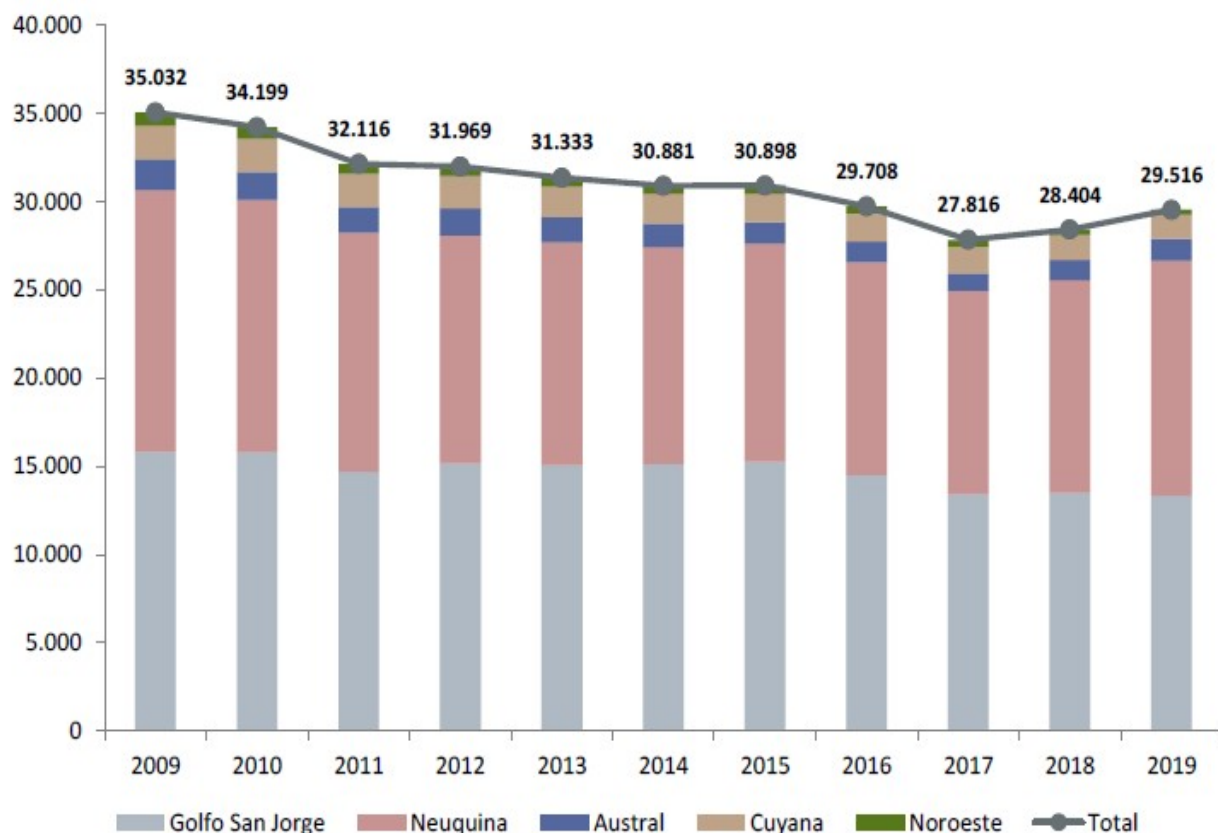
Productoras de gas

- Noroeste
- Cuyana
- Neuquina
- Golfo de San Jorge
- Austral



Cuencas Argentinas

Producción de **petróleo por cuenca** (Miles m³)

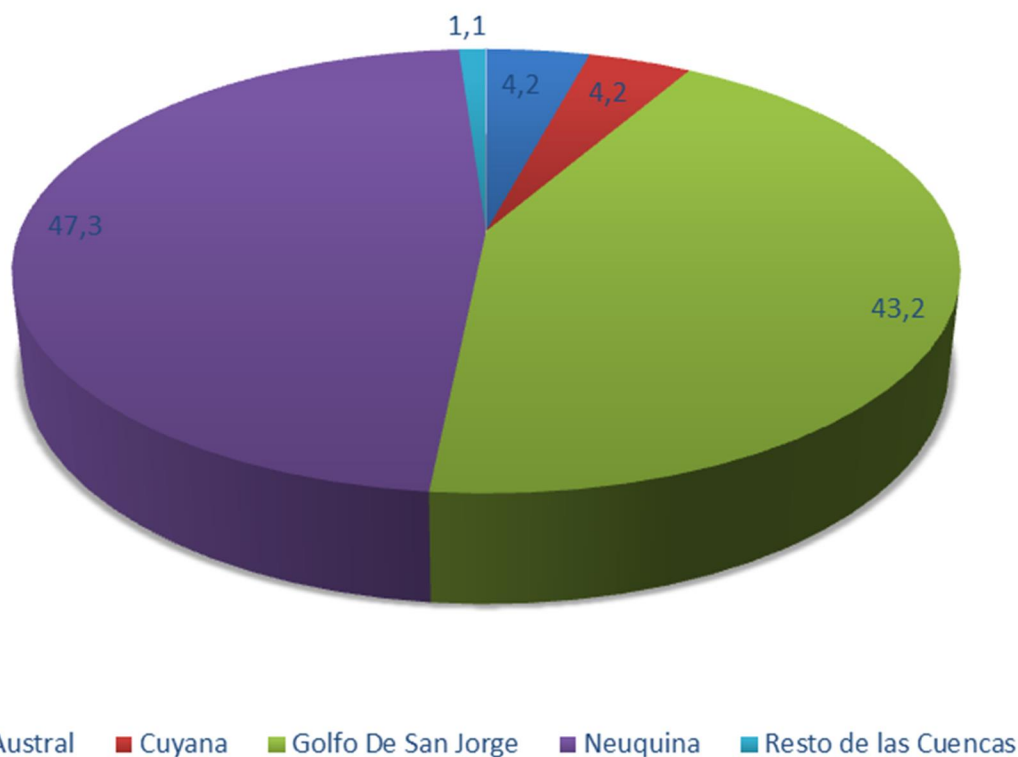


- Disminución absoluta del 15,7% entre los años 2009 y 2019.
- Producción disminuyó a una tasa anual del 1,7% en el periodo.
- Últimos dos años la producción mostró una moderada recuperación respecto de los años inmediatos anteriores, cortando con una declinación tendencial que ha sido ininterrumpida desde 2009 hasta entonces.

Fuente: Secretaria de Energía

Producción (upstream)

Producción de petróleo por cuenca (%)



Participación por cuenca:

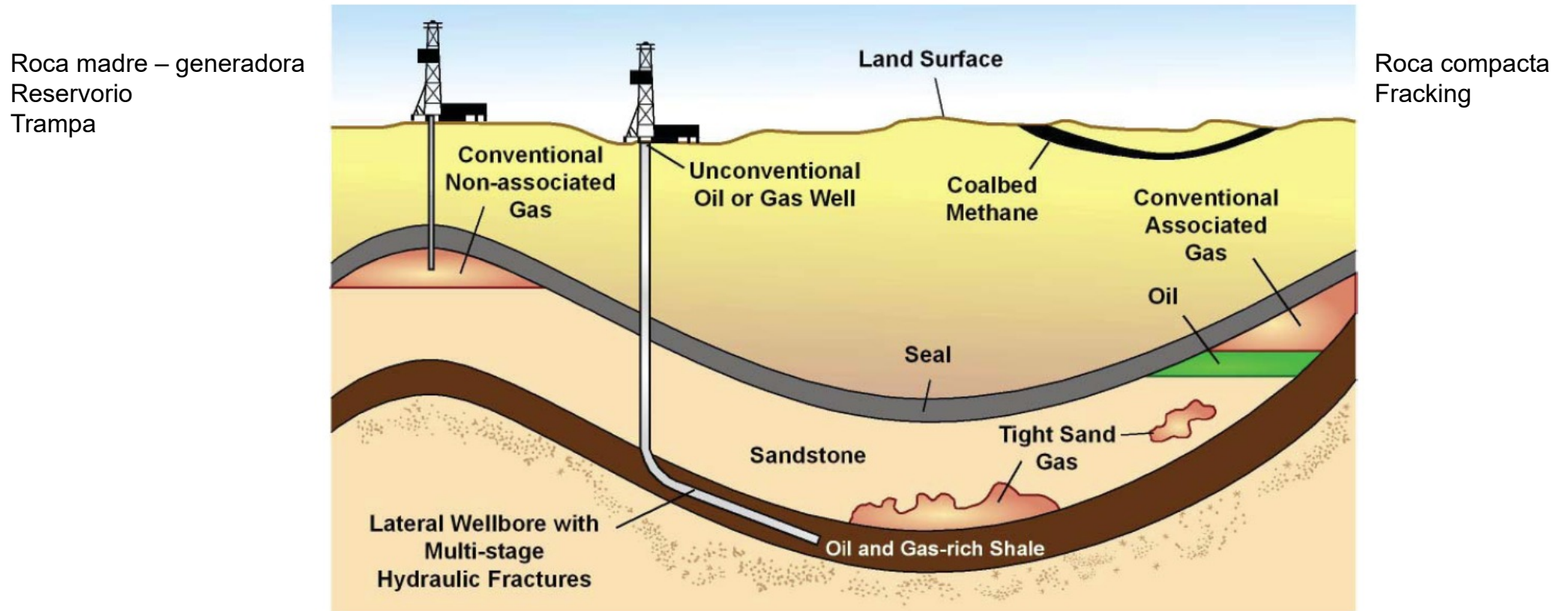
- Aprox 90%
 - Cuenca Neuquína (47,3%)
 - Golfo de San Jorge (43,2%)
- 8,4%: Cuayana + Austral

Periodo : 1er cuatrimestre 2020
Fuente: Secretaria de Energía

Producción

Tipos de recursos: convencional / no convencional

The Geology of Conventional and Unconventional Oil and Gas



Source: EIA

Producción

Tipos de recursos: convencional / no convencional

Vaca muerta

Nuestro país cuenta con la **segunda reserva mundial de shale gas**, después de China y la cuarta reserva mundial de petróleo en esquisto.

Este **reservorio ubicado en la cuenca neuquina**, denominado en forma general como “Vaca Muerta”, está conformado mayoritariamente de hidrocarburos “**no convencionales**” por encontrarse en un **tipo de formación muy compacta e impermeable**.

Estas formaciones reciben el **nombre genérico de shale, tigh**, esquisto o lutitas. Para **extraer el hidrocarburo** de estas formaciones se utiliza una técnica denominada fractura hidráulica o **fracking**, que consiste en inyectar a presión un fluido formado básicamente por **agua y arena**, más el agregado de algunos aditivos químicos (0,5%).

Producción

Producción anual de **petróleo por tipo de recurso** (Miles m³)

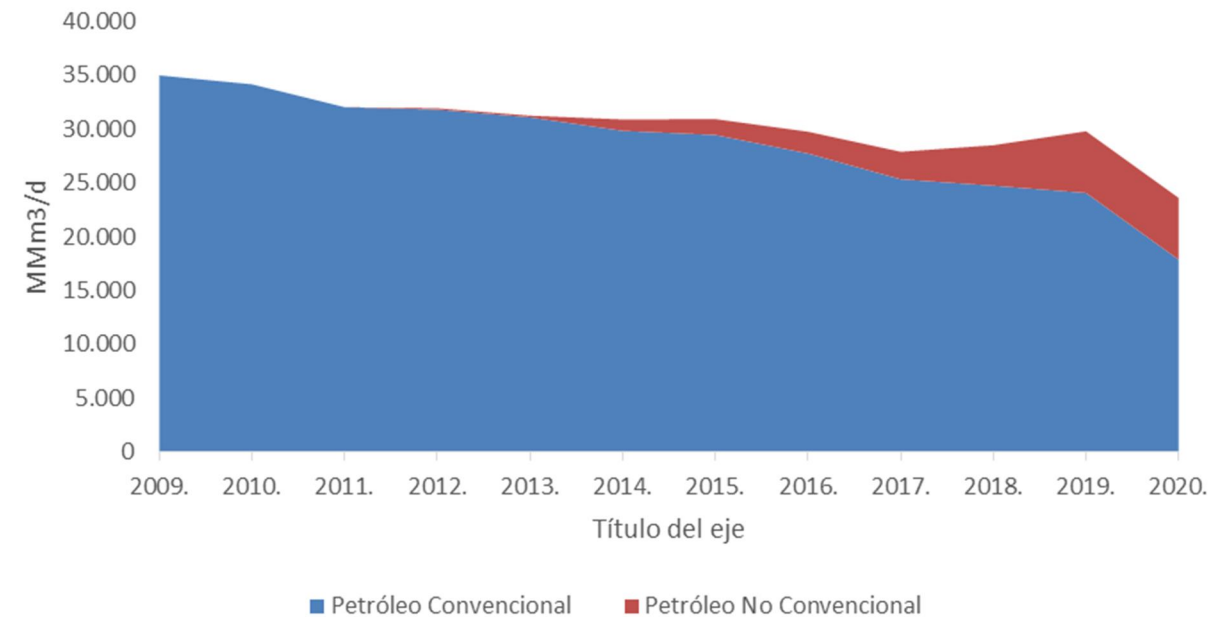
	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional/ Total
2009	35.014	10	8	18	0,1%
2010	34.171	20	9	29	0,1%
2011	32.025	78	12	90	0,3%
2012	31.766	182	20	202	0,6%
2013	30.864	400	69	469	1,5%
2014	29.810	969	100	1.069	3,5%
2015	29.390	1.346	162	1.508	4,9%
2016	27.693	1.725	290	2.015	6,8%
2017	25.234	2.177	422	2.599	9,3%
2018	24.884	3.278	543	3.821	13,3%
2019	23.787	5.249	480	5.729	19,4%
% 2009-2019	-32,1%	-	-	-	
% 2018-2019	-4,4%	60,1%	-11,6%	49,9%	
% eq. *	-3,8%	40,5%	31,2%	77,9%	

- Caída de la producción no convencional de Tight Oil y Crudo convencional.
 - 2019: representaron el 82,2% de la producción petrolera.
- Producción Total no convencional crecimiento constante.
 - todos los años en la última década: 49,9% 2018 - 2019.
 - 19,4% del total del petróleo producido en 2019.
- Shale: 60,1% 2018 – 2019.

Fuente: Secretaria de Energía

Producción

Producción anual de **petróleo por tipo de recurso** (m³/día)



- En el caso del Shale y Tight se toman la tasa promedio entre los años 2015 y 2019 para una comparación representativa:
 - % equivalente 77,9%.

Periodo : 2009 – 2020 (enero – septiembre)
Fuente: Secretaria de Energía

Producción

Producción de gas por cuenca (millones m³)

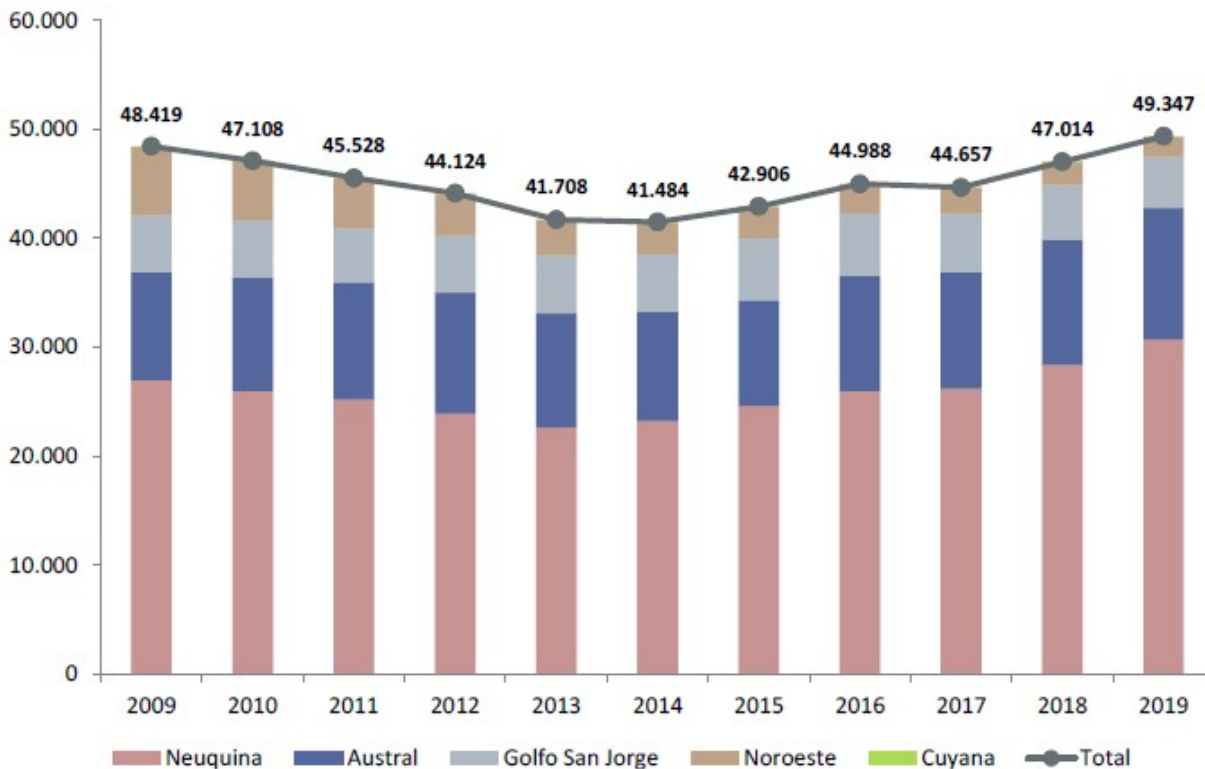
	Austral		Cuyana		Golfo San Jorge		Neuquina		Noroeste		TOTAL	
	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a	Producción	% i.a
2009	9.918		60		5.191		26.970		6.280		48.419	
2010	10.436	5,2%	59	-0,6%	5.231	0,8%	25.979	-3,7%	5.403	-14,0%	47.108	-2,7%
2011	10.818	3,7%	61	3,8%	4.880	-6,7%	25.159	-3,2%	4.609	-14,7%	45.528	-3,4%
2012	11.135	2,9%	58	-5,1%	5.219	7,0%	23.858	-5,2%	3.853	-16,4%	44.124	-3,1%
2013	10.514	-5,6%	58	-0,3%	5.234	0,3%	22.642	-5,1%	3.260	-15,4%	41.708	-5,5%
2014	10.015	-4,7%	56	-3,0%	5.302	1,3%	23.217	2,5%	2.893	-11,3%	41.484	-0,5%
2015	9.654	-3,6%	54	-4,2%	5.715	7,8%	24.630	6,1%	2.852	-1,4%	42.906	3,4%
2016	10.592	9,7%	51	-5,1%	5.704	-0,2%	25.970	5,4%	2.671	-6,4%	44.988	4,9%
2017	10.682	0,8%	48	-5,6%	5.348	-6,2%	26.177	0,8%	2.401	-10,1%	44.657	-0,7%
2018	11.521	7,9%	49	1,1%	4.948	-7,5%	28.387	8,4%	2.109	-12,2%	47.014	5,3%
2019	12.040	4,5%	50	2,2%	4.681	-5,4%	30.733	8,3%	1.843	-12,6%	49.347	5,0%
% 2018-2019	4,5%		2,2%		-5,4%		8,3%		-12,6%		5,0%	
% 2009-2019	21,4%		-15,9%		-9,8%		14,0%		-70,7%		1,9%	
% eq.	2,0%		-1,7%		-1,0%		1,3%		-11,5%		0,2%	

- **Cuenca Neuquina**, responsable del **62% de la producción total de gas natural del país**; crecimiento absoluto del 14% entre los años 2009 y 2019; tasa de crecimiento promedio anual del 1,3%.
- **Cuenca Austral**, responsable del **24% del total de gas natural producido en el país**; incremento absoluto del 21,4% entre 2009 y 2019; la producción creció a una tasa promedio anual del 2% en la última década, crecimiento anual del 4,5%.

Fuente: Secretaria de Energía

Producción

Producción de gas por cuenca (millones m³)

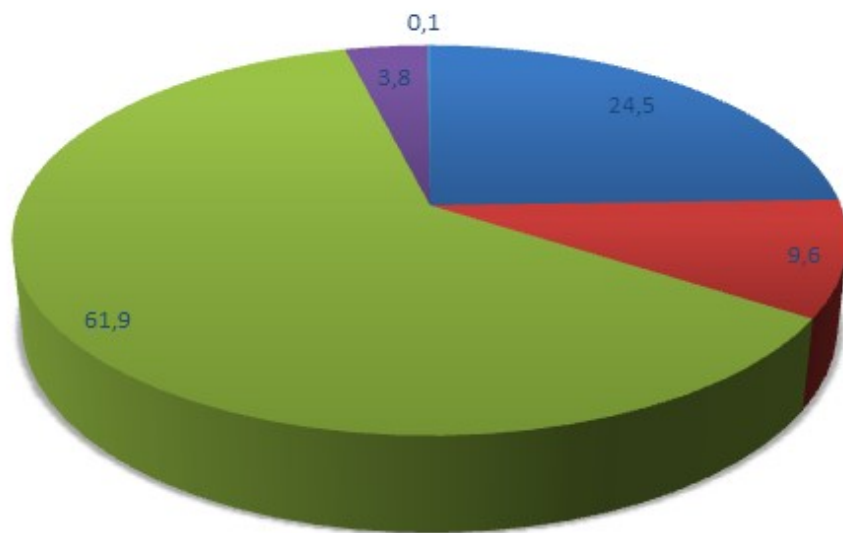


- 2009 y 2014 la producción disminuyó a una tasa promedio anual de 3%.
- Cambio en la tendencia en “V” en 2014. La producción aumentó a un ritmo de 3,6% promedio anual.
- Crecimiento absoluto en los últimos diez años fue de 1,9%.
- 2018 - 2019 la producción total de gas natural se incrementó 5%.

Fuente: Secretaria de Energía

Producción

Producción de **gas por cuenca** (%)



■ Austral ■ Golfo de San Jorge ■ Neuquina ■ Noroeste ■ Resto de las Cuencas

Participación por cuenca:

- Neuquina: 61,9%
- Austral: 24,5%
- Golfo San Jorge: 9,6%

Periodo : 1er cuatrimestre 2020

Fuente: Secretaria de Energía

Producción

Producción anual de gas natural por tipo de recurso (MMm³)

	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional
2009	47.993	10	416	426	0,9%
2010	46.562	14	532	546	1,2%
2011	44.747	31	750	781	1,7%
2012	42.864	110	1.150	1.260	2,9%
2013	39.635	216	1.857	2.073	5,0%
2014	37.225	564	3.695	4.259	10,3%
2015	36.157	1.161	5.587	6.748	15,7%
2016	35.387	1.607	7.994	9.601	21,3%
2017	32.772	2.291	9.593	11.884	26,6%
2018	30.328	6.751	9.935	16.686	35,5%
2019	28.277	11.534	9.537	21.070	42,7%
% 2009-2019	-41,1%	-	-	-	
% 2018-2019	-6,8%	70,9%	-4,0%	26,3%	
% eq. *	-5,2%	77,5%	14,3%	32,9%	

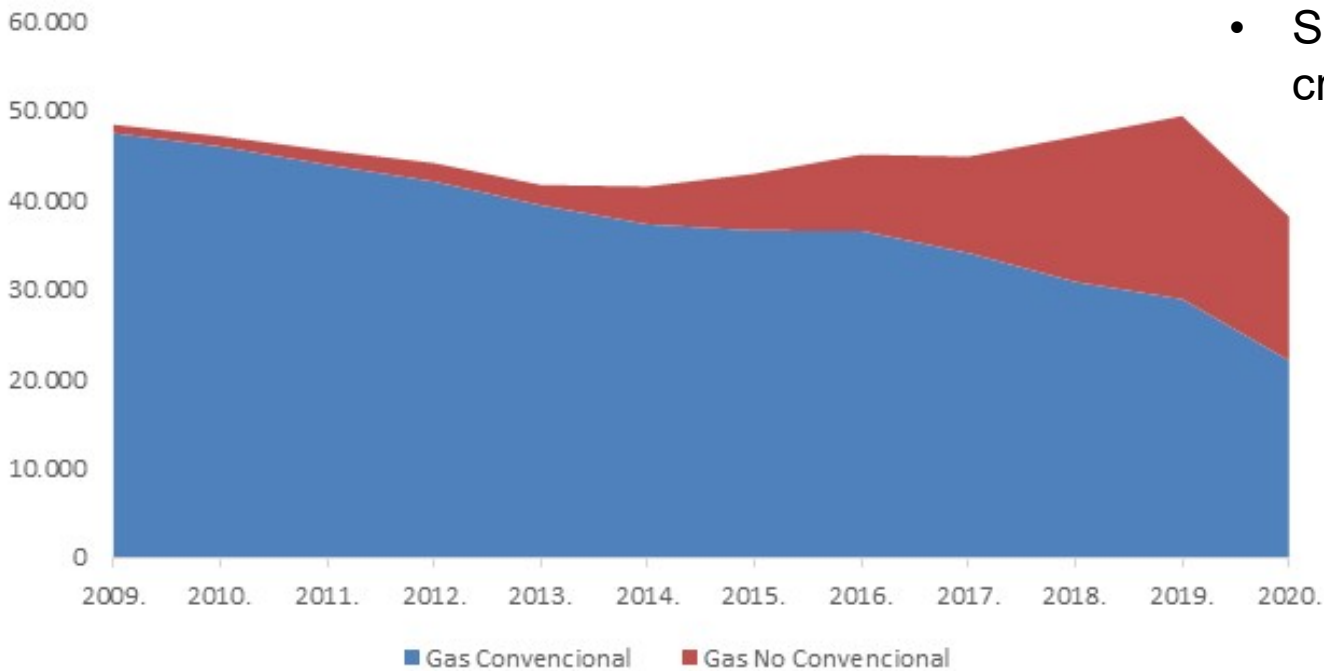
- **Producción Convencional** de gas natural en 2019 es un 41,1% inferior a la del año 2009, 6,8% menor a la del año 2018 y muestra una tasa de disminución promedio anual del 5,2% en los últimos diez años.
- **Producción No Convencional** crece durante todos los años, y llega a representar el 42,7% del total del gas natural producido en 2019.
 - La producción de Tight Gas disminuyó 4% entre 2018 y 2019.
 - Shale Gas aumentó 70,9% en el último año.
 - En conjunto, 2019 es 26,3% superior a la de 2018.

Fuente: Secretaría de Energía

Producción

Producción anual de **gas natural** por tipo de recurso (MMm³/año)

- Shale Gas en 2019 con una tasa de crecimiento del 77,5% anual (2015 y 2019).



Periodo : 2009 – 2020 (enero – septiembre)
Fuente: Secretaria de Energía

Producción

Estructura de Mercado – Eslabón Upstream

YPF: la firma de **mayor presencia en la producción de crudo y gas**, extrae:

- 50% de crudo y 93% de gas en la **cuenca Neuquina**.
- 40% de su crudo y 7% del gas natural de la cuenca **Golfo de San Jorge**,

Pan American Energy: segunda firma en importancia en producción de crudo,

- extrae 96% del petróleo y 60% del gas natural desde la cuenca **Golfo de San Jorge**.

Total Austral: segunda firma en importancia en producción de gas natural,

- extrae 66% de GN desde la **cuenca Austral** (off shore), y el restante desde la **cuenca Neuquina**.

Tecpetrol: incrementó rápidamente su relevancia, al elevar su participación en la producción gasífera del 3% en 2017, al 5% en los primeros cuatro meses de 2018. El 50% del gas extraído proviene del yacimiento Fortín de Piedra (**Vaca Muerta**). Explotación de shale gas incrementó 250% su producción entre los meses de enero y abril de 2018.

Reservas de petróleo y gas

Reservas de **petróleo** por tipo (Mm³)

- En 2018 las reservas **Comprobadas** de petróleo fueron 5,2% inferiores a las registradas en el año 2008. Caída anual 0,5%.
- Reservas **Probables** son 24% superiores respecto del año 2008, tasa promedio anual del 2,2% en la última década.
- Disminución de las reservas **Posibles** un 2,4% promedio anualmente, 21,6% inferiores a las del año 2008.
- Recursos** de petróleo disminuyeron 0,9% en promedio anual y son 8,9% inferiores a los del año 2008.

	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2008	400.698	131.644	110.786	185.589
2009	399.296	136.129	116.189	90.112
2010	401.308	138.162	114.191	85.372
2011	393.996	131.534	101.186	73.986
2012	374.289	124.249	92.527	82.527
2013	370.374	132.287	91.101	147.589
2014	380.028	135.100	96.173	141.308
2015	380.730	131.344	95.165	141.461
2016	344.525	119.987	79.972	162.918
2017	320.640	116.741	80.162	169.775
2018	379.796	163.257	86.849	169.501

% 2017-2018	18,4%	39,8%	8,3%	-0,2%
% 2008-2018	-5,2%	24,0%	-21,6%	-8,7%
% eq.	-0,5%	2,2%	-2,4%	-0,9%

Reservas de petróleo y gas

Reservas Comprobadas de petróleo, por cuenca (Mm³)

- Presentan una evolución muy diferente entre las cuencas.
- En la última década: crecimiento solamente en la Cuenca Neuquina.
 - 12,7% superiores a las del año 2008,
 - tasa promedio anual del +1,2%.

La caída absoluta y tendencial en las reservas de las cuencas convencionales revela:

- la muy escasa exploración en estas áreas,
- y se correlaciona con la declinación crónica de la producción de petróleo convencional.

	Noroeste	Cuyana	Neuquina	Golfo San Jorge	Austral	TOTAL
2008	6.783	26.279	105.235	247.838	14.563	400.698
2009	7.290	33.617	100.316	244.427	13.647	399.296
2010	6.307	33.542	94.252	253.758	13.449	401.308
2011	5.116	33.057	84.912	257.968	12.943	393.996
2012	4.677	23.915	81.224	251.824	12.649	374.289
2013	4.568	22.480	78.604	251.163	13.559	370.374
2014	4.718	22.638	84.107	255.330	13.234	380.028
2015	4.922	20.411	86.690	253.872	14.834	380.730
2016	4.780	16.715	77.429	234.174	11.426	344.525
2017	3.955	12.926	72.170	219.966	11.624	320.640
2018	3.217	14.744	118.606	232.513	10.716	379.796
% 2017-2018	-18,7%	14,1%	64,3%	5,7%	-7,8%	18,4%
% 2008-2018	-52,6%	-43,9%	12,7%	-6,2%	-26,4%	-5,2%
% eq.	-7,2%	-5,6%	1,2%	-0,6%	-3,0%	-0,5%

Reservas de petróleo y gas

Reservas de **gas natural**, por tipo (Mm³)

- **Comprobadas**: en 2018 fueron 6,8% inferiores a las existentes en 2008, resultando en una tasa de disminución promedio del 0,7% anual.
- Disminución de **Comprobadas y Posibles** de gas natural un 0,7% y 1,6% promedio anual en la última década a la vez que son 6,8% y 15,3% inferiores a las existentes en el año 2008.
- Las reservas **Probables** y los **Recursos** crecieron 2,9% y 5% promedio anual en los últimos diez años y son 33,3% y 63% superiores a los existentes en el año 2008, respectivamente.

	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2008	398.529	141.512	201.898	245.199
2009	378.820	156.400	208.548	206.825
2010	358.726	132.789	180.237	206.742
2011	332.510	137.398	155.601	197.608
2012	315.508	143.269	145.814	203.847
2013	328.260	142.011	135.033	214.391
2014	332.217	149.562	145.084	221.215
2015	350.483	160.441	158.299	251.969
2016	336.526	148.578	134.881	235.185
2017	355.459	188.987	147.640	359.924
2018	371.566	188.607	171.042	399.584
% 2017-2018	4,5%	-0,2%	15,9%	11,0%
% 2008-2018	-6,8%	33,3%	-15,3%	63,0%
% eq.	-0,7%	2,9%	-1,6%	5,0%

Fuente: Secretaría de Energía

Reservas de petróleo y gas

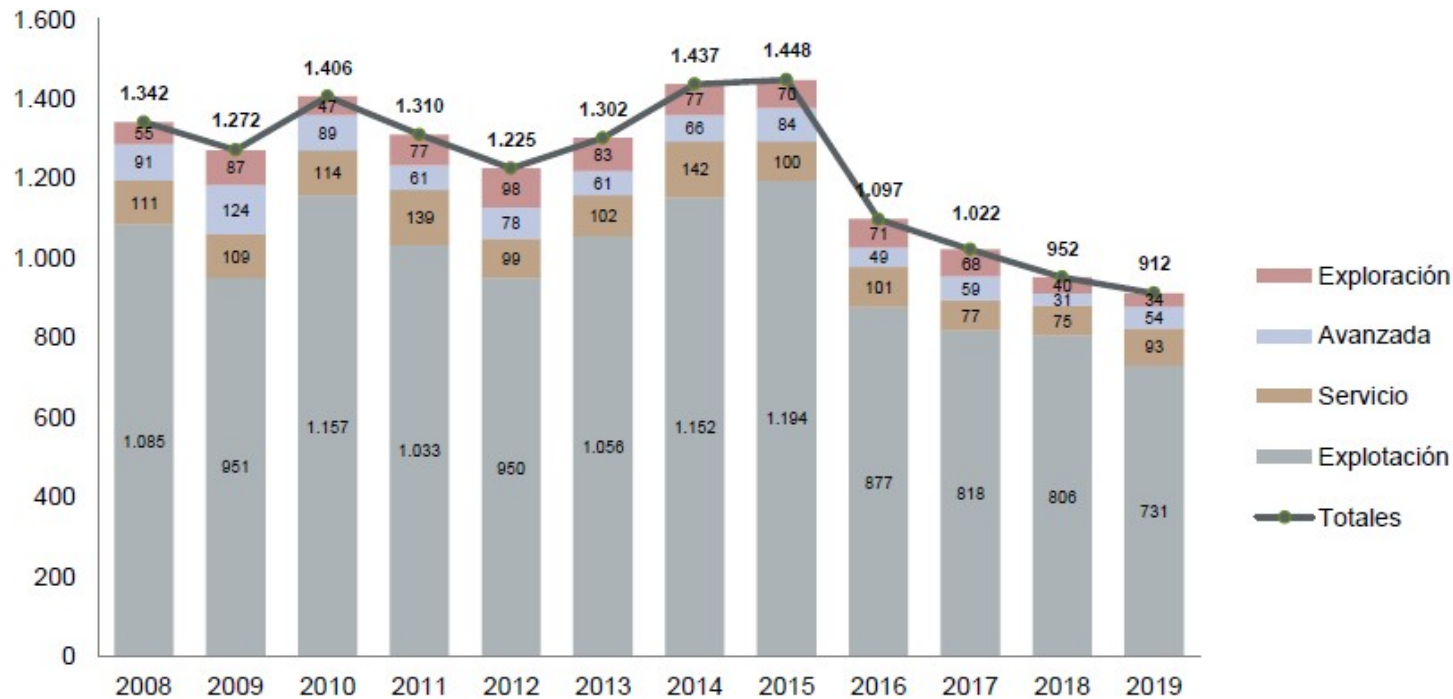
Reservas comprobadas de gas natural, por cuenca (Mm³)

- Las reservas **Comprobadas** de gas aumentaron en la **cuenca Neuquina y Golfo San Jorge**: +15,7% y +1,9% respecto al 2008, a la vez que crecieron a una tasa promedio anual del 1,5% y 0,2%.

- La **menor inversión en exploración** redundó en:
- un **menor nivel de descubrimientos de nuevos yacimientos**,
 - Asociado a una **menor producción** conforme el paso del tiempo, debido a los rendimientos decrecientes de los yacimientos.

	Noroeste	Cuyana	Neuquina	Golfo San Jorge	Austral	TOTAL
2008	61.893	566	176.888	42.963	116.219	398.529
2009	61.845	925	157.611	44.398	114.041	378.820
2010	43.643	1.081	161.529	45.917	106.557	358.726
2011	33.644	1.060	145.295	48.559	103.953	332.510
2012	31.820	761	133.699	48.446	100.781	315.508
2013	30.052	744	138.960	47.849	110.655	328.260
2014	26.055	770	147.909	47.987	109.497	332.217
2015	23.764	727	156.485	48.591	120.917	350.483
2016	20.271	598	155.950	46.024	113.683	336.526
2017	17.358	362	177.129	43.441	117.169	355.459
2018	14.900	418	204.711	43.798	107.739	371.566
% 2017-2018	-14,2%	15,5%	15,6%	0,8%	-8,0%	4,5%
% 2008-2018	-75,9%	-26,1%	15,7%	1,9%	-7,3%	-6,8%
% eq.	-13,3%	-3,0%	1,5%	0,2%	-0,8%	-0,7%

Pozos terminados



- La cantidad anual de **pozos terminados** ha **disminuido en los últimos 10 años** de manera tendencial, llegando al **nivel más bajo durante el 2019** con un total de 912 pozos: 731 de explotación, 93 de servicio, 54 de avanzada y 34 de exploración.
- **Pozos totales: disminución absoluta del 28,1%, periodo 2009-2019.** Tasa de disminución promedio anual del 3,3%, mientras que en el último año la retracción total de pozos fue de 4,2%.

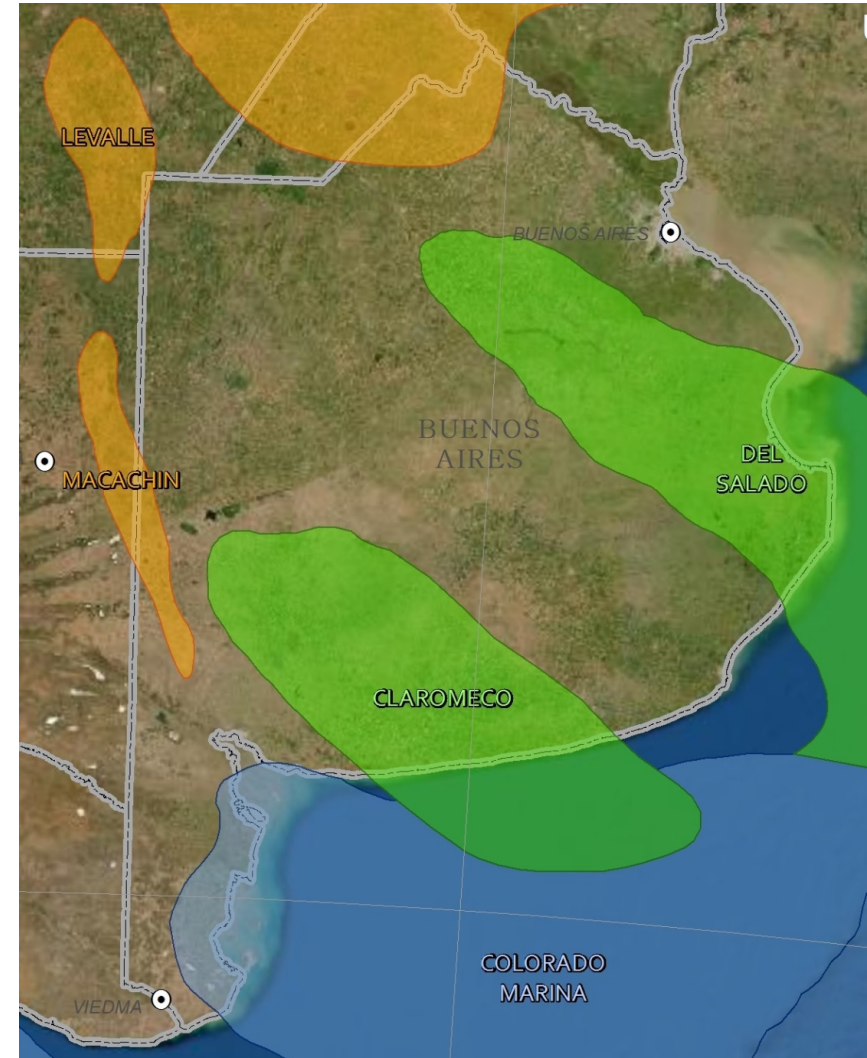
Fuente: Secretaría de Energía

Cuencas de la pcia de Buenos Aires

Cuenca del Salado

Actividad exploratoria

- Sísmica de refracción: YPF (1937-1942)
- Diez pozos exploratorio
 - ✓ 6 onshore
 - ✓ 4 offshore
- Resultados
 - Manifestaciones de petróleo residual
 - Esteriles



Cuencas de la pcia de Buenos Aires

Cuenca de Claromecó

- Distintos tipos de Carbón de edad Pérmica
- Facies finas carbonosas dentro de Fm Las Tunas

Actividad exploratoria

- Barranca Sur (subsidiaria de PAE, 1995)
 - 1.270km de sísmica 2D.
 - 7 pozos exploratorios
 - Pozo Paragüil, zona Gral Lamadrid y Laprida



Cuencas de la pcia de Buenos Aires

Cuenca de Claromecó

Experiencia profesional*

Evaluación de Informes Ambientales y relevamiento de campo

- *“Prospección Sísmica 2D San Cayetano en el Bloque CCL-4”, partidos de San Cayetano, Tres Arroyos y Adolfo Gonzales Chaves. 2003*
- *“Exploración del Pozo La Madrid X-1, Area CCL-1” General La Madrid de la Cuenca de Claromecó, partido de General La Madrid”, 2003*

(*) Subsecretaría de Política Ambiental de la pcia de BA, Ministerio de Asuntos Agrarios y Producción, en conjunto con personal de la Dirección Provincial de Energía (DPE).
Estudios presentados en el marco de la Ley 11.723.

Cuencas de la pcia de Buenos Aires

Cuenca de Claromecó

- ❖ **No hay precisiones sobre el potencial** de la cuenca.
- ❖ Existen coincidencias en que para **explotar el carbón** se aplicaría la **técnica de gasificación subterránea** (vetas a profundidades entre los 500 y 850 metros).
- ❖ Este método consiste en la **combustión del carbón en la misma veta**, transformándolo en gas de síntesis o syngas, el cual puede ser utilizado como combustible o insumo no energético para la industria química.
- ❖ 2010 el **Ministerio de Producción de la provincia** ejecutó el **Estudio de Tecnologías Limpias para la Explotación y Utilización del Carbón Mineral**.
- ❖ 2015 la **Subsecretaría de Desarrollo de Servicios Públicos** inició el expediente 2174-369 sobre **Producción de energía eléctrica mediante gasificación de carbón mineral en la Cuenca de Claromecó**.

Explotación vs exploración de riesgo

Situación actual

La **exploración en áreas poco exploradas de cuencas existentes, o en nuevas cuencas**, ha tenido escaso desarrollo en Argentina en, al menos, los últimos 20 años, dando como **resultado la extracción de hidrocarburos en yacimientos maduros y de alto costo de producción con rendimientos decrecientes**.

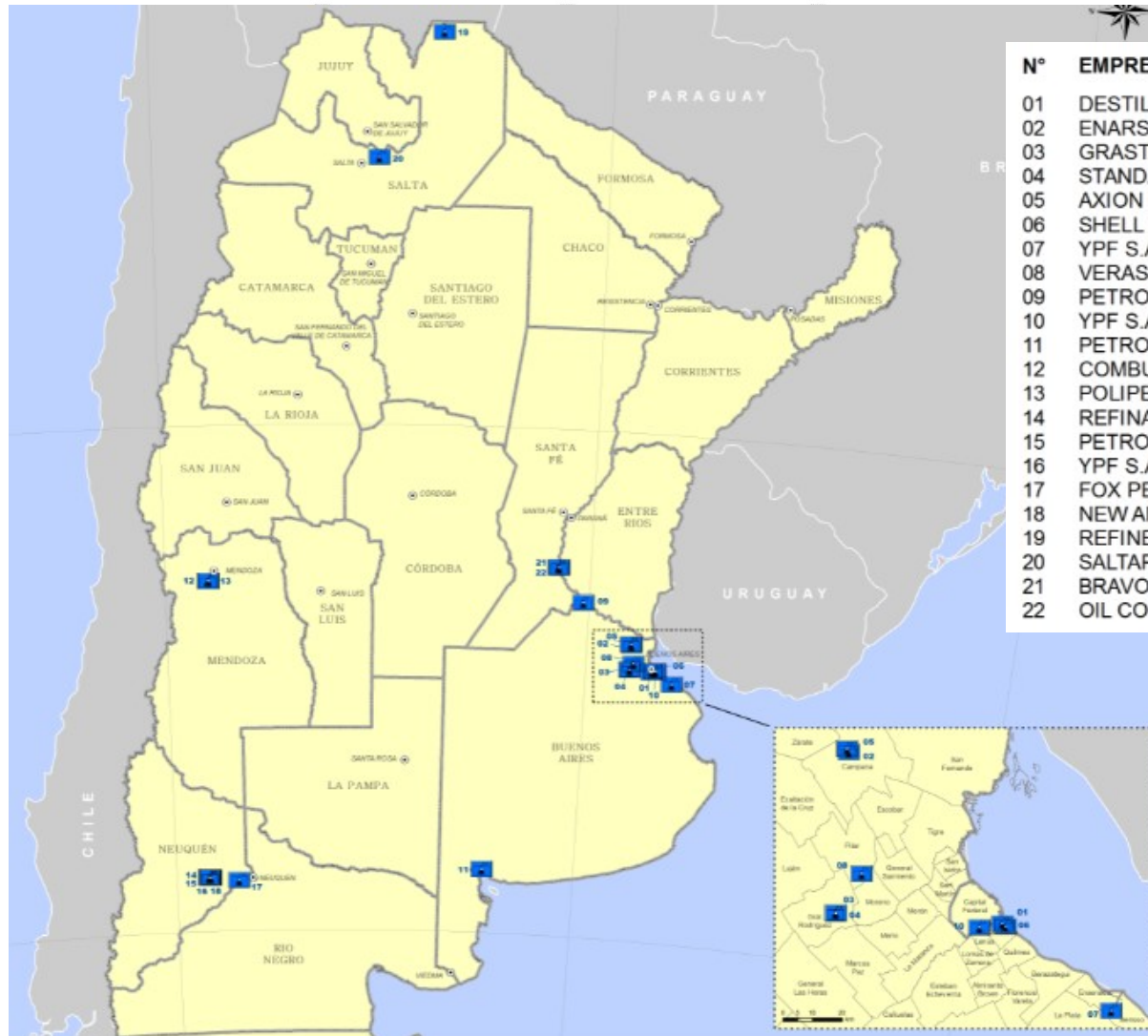
Consecuencias

De esto se desprende que **sin exploración de riesgo la producción hidrocarburífera del país indefectiblemente retomará su sendero de declinación en el mediano / largo plazo**.

Parque refinador de hidrocarburos

- 22 Refinerías → 9 de ellas se ubican en cercanías a los yacimientos de petróleo:
 - provincias de Neuquén (5), Mendoza (2) y Salta (2).
 - El resto (13) se ubican en cercanías de los centros de consumo, de las cuales **once (11) instaladas en la provincia de Buenos Aires**, y dos (2) en San Lorenzo, pcia de Santa Fe.

Parque refinador de hidrocarburos



N°	EMPRESA REFINACIÓN	PLANTA	PROVINCIA	DEPARTAMENTO
01	DESTILERIA ARG. DE PETROLEO S.A.	DOCK SUD	BUENOS AIRES	AVELLANEDA
02	ENARSA ENERGIA ARGENTINA S.A.	CAMPANA	BUENOS AIRES	CAMPANA
03	GRASTA PETROLEO S.A.	GRAL. RODRÍGUEZ	BUENOS AIRES	GRAL. RODRÍGUEZ
04	STANDARD ENERGY	GRAL. RODRÍGUEZ	BUENOS AIRES	GRAL. RODRÍGUEZ
05	AXION ENERGY ARGENTINA S.A.	CAMPANA	BUENOS AIRES	CAMPANA
06	SHELL C.A.P.S.A.	DOCK SUD	BUENOS AIRES	AVELLANEDA
07	YPF S.A.	LA PLATA	BUENOS AIRES	BERISSO
08	VERASUR S.A.	PILAR	BUENOS AIRES	PILAR
09	PETROLERA DEGAB S.A.	RAMALLO	BUENOS AIRES	RAMALLO
10	YPF S.A.	ALSINA	BUENOS AIRES	LANUS
11	PETROBRAS ARGENTINA S.A.	ELICABE	BUENOS AIRES	BAHIA BLANCA
12	COMBUSTIBLES ARGENTINOS SRL	LUJÁN DE CUYO	MENDOZA	LUJAN DE CUYO
13	POLIPETROL S.A.	LUJÁN DE CUYO	MENDOZA	LUJAN DE CUYO
14	REFINADORA NEUQUINA S.A.	PLAZA HUINCUL	NEUQUEN	CONFLUENCIA
15	PETROLERA ARGENTINA S.A.	NEUQUÉN	NEUQUEN	CONFLUENCIA
16	YPF S.A.	PLAZA HUINCUL	NEUQUEN	CONFLUENCIA
17	FOX PETROL S.A.	NEUQUÉN	NEUQUEN	CONFLUENCIA
18	NEW AMERICAN OIL	PLAZA HUINCUL	NEUQUEN	CONFLUENCIA
19	REFINERIA DEL NORTE S.A.	CAMPO DURÁN	SALTA	GRAL. SAN MARTÍN
20	SALTAPETROL S.R.L.	GRAL. GÜEMES	SALTA	GENERAL GÜEMES
21	BRAVO ENERGY ARGENTINA	SAN LORENZO	SANTA FE	SAN LORENZO
22	OIL COMBUSTIBLES S.A.	SAN LORENZO	SANTA FE	SAN LORENZO

El 72% del crudo es procesado fuera del área de producción de petróleo.

La conectividad vía oleoductos o por transporte marítimo que posee el país, permite que buena parte del petróleo nacional sea transformado en sus derivados en cercanías a las zonas más urbanizadas del país.

Parque refinador de hidrocarburos

Capacidad de refinación en Argentina (millones m³/año)

Refinería	Empresa	Capacidad productiva	Provincia	Año de inauguración
Total	-	36,86	-	-
La Plata	YPF	10,97	Buenos Aires	1925
Luján de Cuyo	YPF	6,27	Mendoza	1940
Dock Sud	Shell	5,80	Buenos Aires	1931
Campana	Axion	5,04	Buenos Aires	1911
San Lorenzo	Oil	2,92	Santa Fe	1938
Bahía Blanca	Petrobras	1,77	Buenos Aires	1926
Campo Duran	Refinor / YPF	1,53	Salta	1962
Plaza Huincul	YPF	1,46	Neuquén	1975
Resto	PyMEs	1,10	-	-

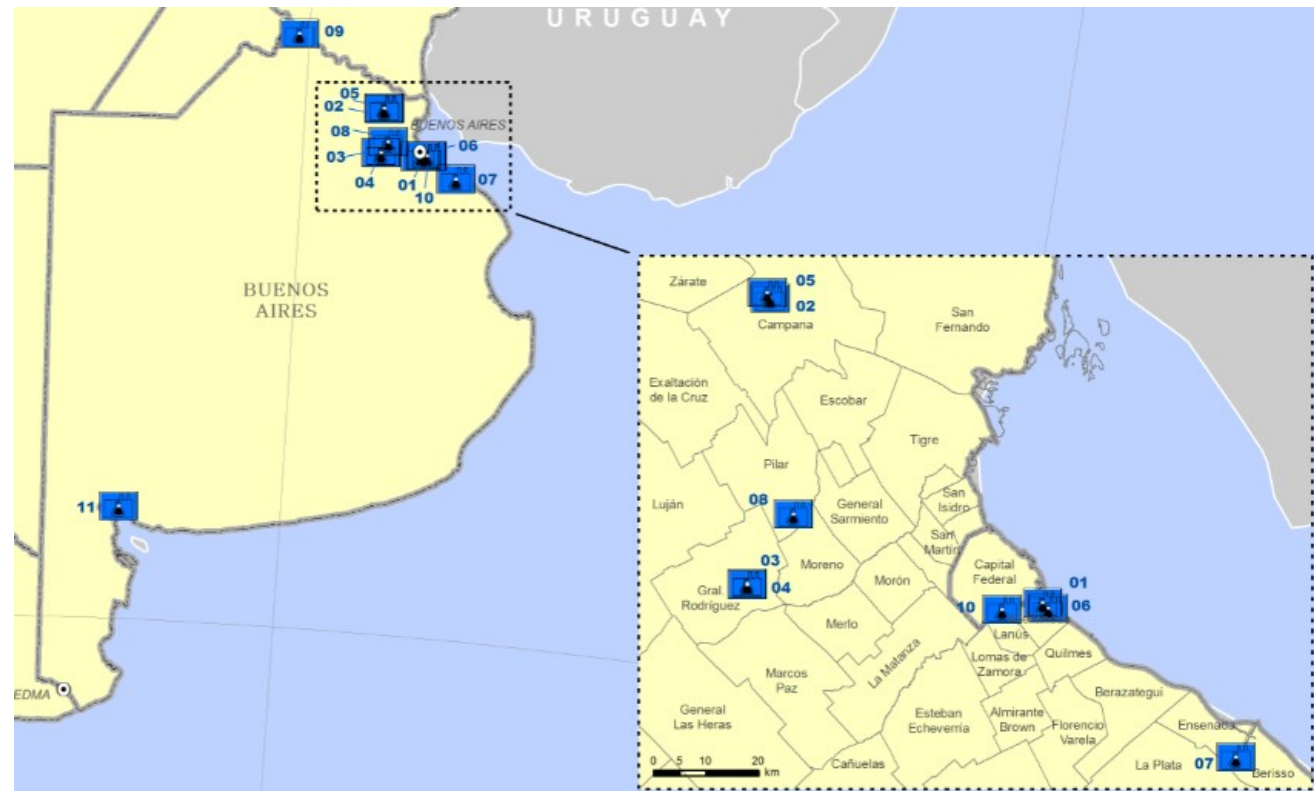
Fuente: Informes de Cadena de Valor, elaborado por la Secretaria de Política Económica y Planificación del Desarrollo. Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas (Julio 2016)

Parque refinador de hidrocarburos

Provincia de Buenos Aires

Principales refinerías - Capacidad de Refinación

YPF-La Plata:	67.200 m ³ /día
Axion-Campana:	32.140 m ³ /día
Raizen-Dock Sud:	38.770 m ³ /día
Trafigura-Bahía Blanca:	9.690 m ³ /día



Fuente: Diagnóstico del sector refinación de petróleo. Eficiencia Energética en Argentina (2019)

Parque refinador de hidrocarburos

Provincia de Buenos Aires

En la **provincia de Buenos Aires** se concentra más del **60%** de la capacidad de refinación de combustibles líquidos del país.

Los **puertos de regasificación de GNL** se localizan en la localidad de **Bahía Blanca** y en el **partido de Escobar**.

Parque refinador de hidrocarburos

Entre las empresas **YPF, Shell y Axion**, se concentra entonces el 93% del mercado refinador, destacándose YPF con el 63%, seguida por Shell con el 16% y Axion con el 14%, lo que refleja que se trata de un mercado altamente concentrado.

YPF cuenta con tres complejos industriales: **La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul**, además, participa del 50% de la plata industrial Refinor, en Salta.

Parque refinador de hidrocarburos

La de mayor capacidad de conversión del país es el **Complejo Industrial Luján de Cuyo** (CILC):

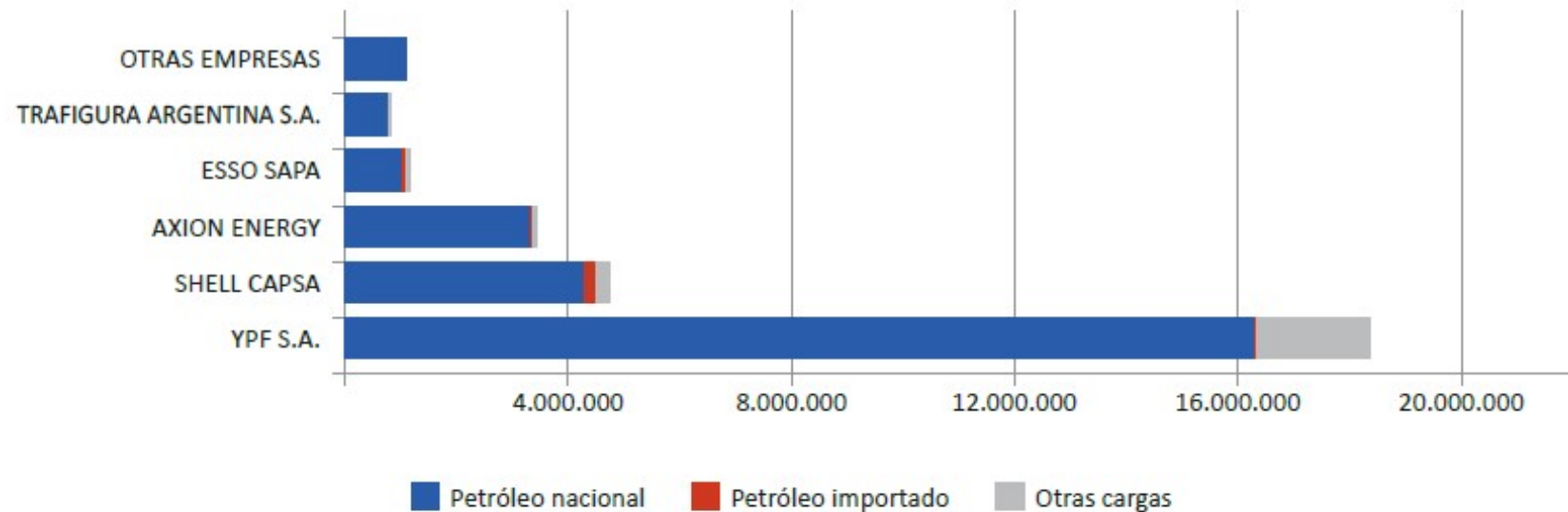
- potencial de refinación de 105.500 barriles de crudo por día.

Complejo Industrial La Plata (CILP), es una de las más importantes de América del Sur y de los activos industriales más dinámicos de Argentina:

- refina 189.000 por día y 118.800 barriles diarios de conversión.

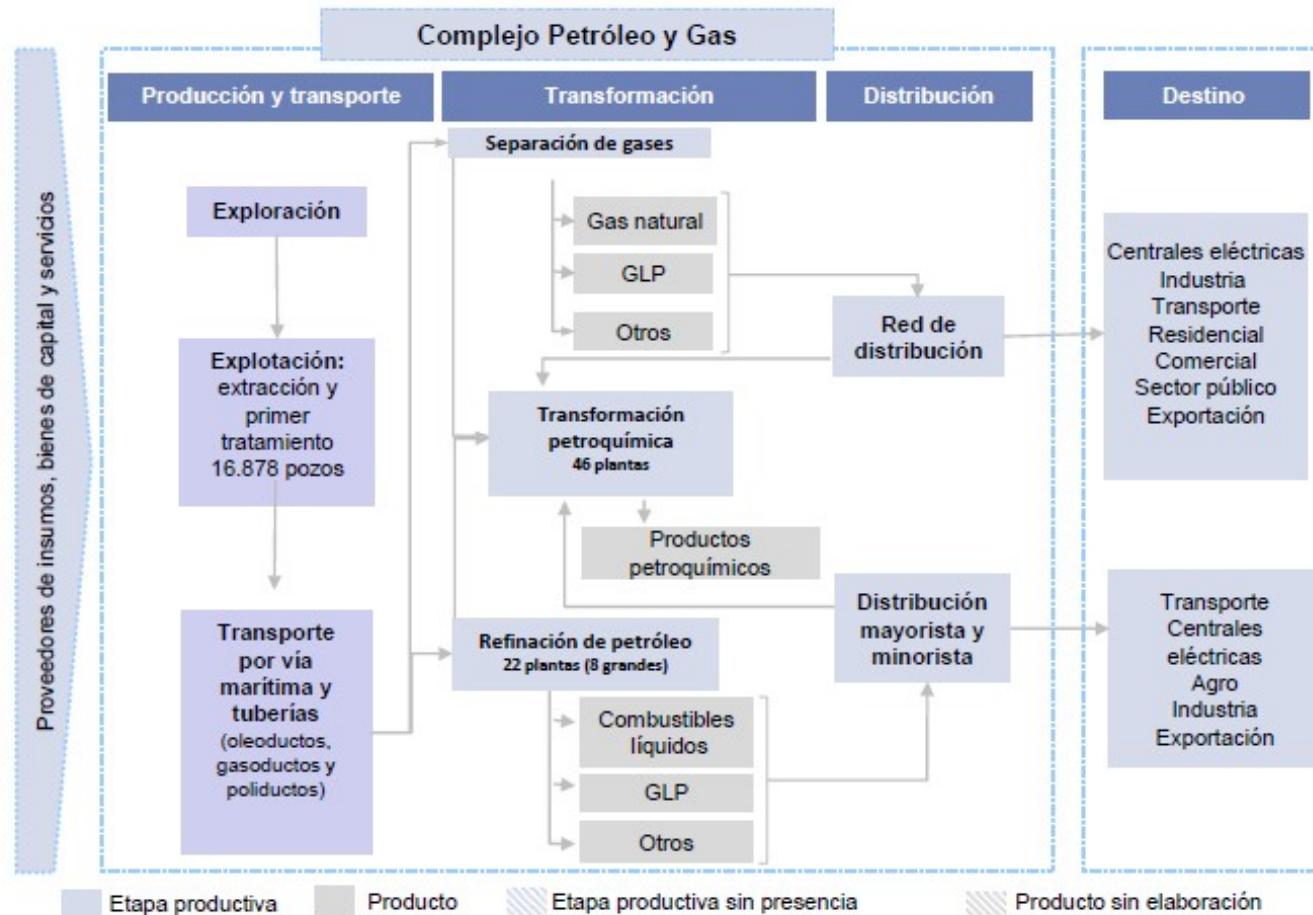
Parque refinador de hidrocarburos

Petróleo crudo y otras cargas procesadas en refinerías – 2018 (m³)



Fuente: Diagnóstico del sector refinación de petróleo . 2019

Separación y tratamiento



Fuente: Hidrocarburos. Informe de cadenas de valor. Secretaría de Política Económica. 2018

Parque refinador de hidrocarburos

Gas Licuado de Petróleo - GLP

Producción de GLP:

- plantas separadoras de Gas Natural, 77% de la producción,
- Refinerías, 22%
- Industria petroquímica, 1% del total.

La producción local se encuentra repartida casi en partes iguales entre propano y butano.

Las ventas de gas licuado a fraccionadores aumentaron 6 % en el primer trimestre de 2020 respecto al mismo período de 2019. (último informe trimestral 2020, SEN).

El gas licuado comercializado en envases resulta el principal producto energético para el sector residencial que no accede al gas natural de red.

La **mayor concentración** de este tipo de usuarios se encuentra en el **conurbano bonaerense Buenos Aires (34%), seguido por Santa Fe (29%) y Córdoba (9%)**. Este segmento de la población se compone mayoritariamente por **hogares con bajos ingresos**.

Cadena de Valor

Sistema productivo

En términos porcentuales, los **hidrocarburos extraídos se distribuyen** según los destinos en:

- gas distribuido en redes (39%),
- combustibles líquidos (36%),
- electricidad (19%),
- GLP (4%) y
- el resto de productos primarios (2%).

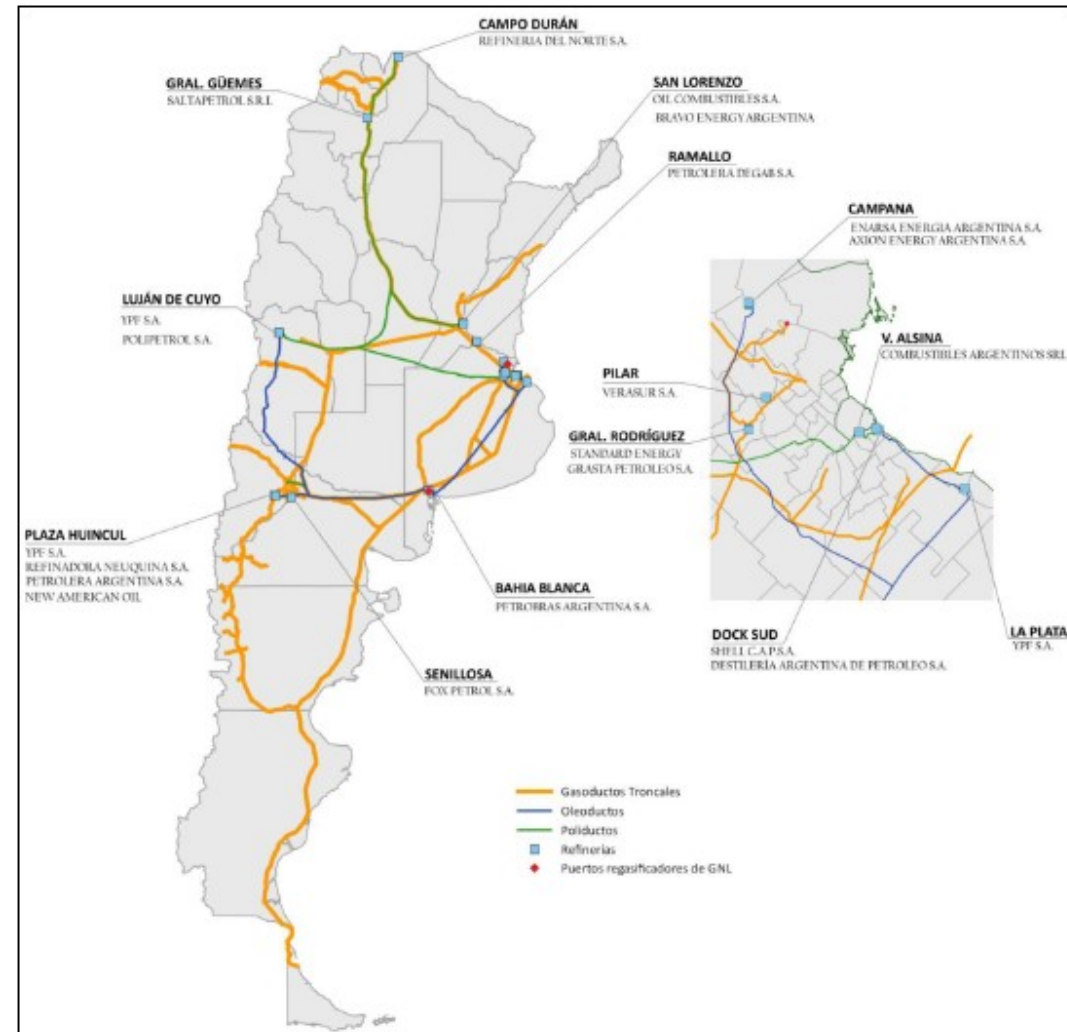
Transporte

Petróleo

El sistema de **transporte de petróleo** y sus derivados opera diferenciadamente a través de redes de **oleoductos o poliductos** y por medio de **buques**.

La red de ductos está dispuesta fundamentalmente en la **zona centro y norte** del país, que transporta la producción de las **cuencas Norte, Cuyana y Neuquina**.

La producción de las **cuencas del Golfo San Jorge y Austral**, es enviada a través de ductos hasta las plantas de almacenaje de las terminales marítimas para luego ser transportadas por **buques**.



Transporte

Gas natural por redes

GN inyectado al sistema de transporte
Red de 16.000km de gasoductos.

Primer trimestre 2020 vs 2019 (millones m³/día)


Dividido en **dos grandes regiones:**

- ❑ Región norte, administrada por la empresa licenciataria TGN.
- ❑ Región sur, empresa licenciataria TGS.

	Primer Trimestre 2020	Primer Trimestre 2019	Var %	(%) T1 2020
MMm3/d				
Sur	32,3	34,1	-5,2%	25,5%
Neuba I/II	35,3	34,4	2,7%	27,8%
Norte	17,0	15,7	7,8%	13,4%
Centro Oeste	28,7	27,6	4,0%	22,6%
Fuera Sistema	13,5	13,6	-0,4%	10,7%
Total	126,8	125,4	1,1%	100,0%

Provincia de Buenos Aires

Transporte de Gas:

- Gasoducto de Transporte
 Gasoducto de Importación / Exportación

Transporte de Hidrocarburos:

- Oleoducto

Poliducto:

-  Poliducto



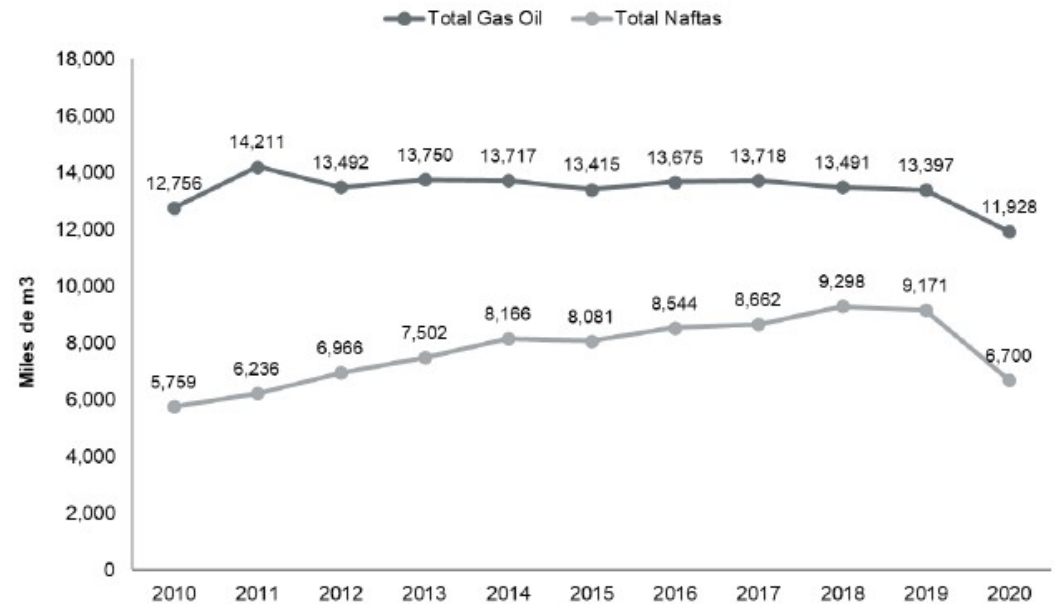
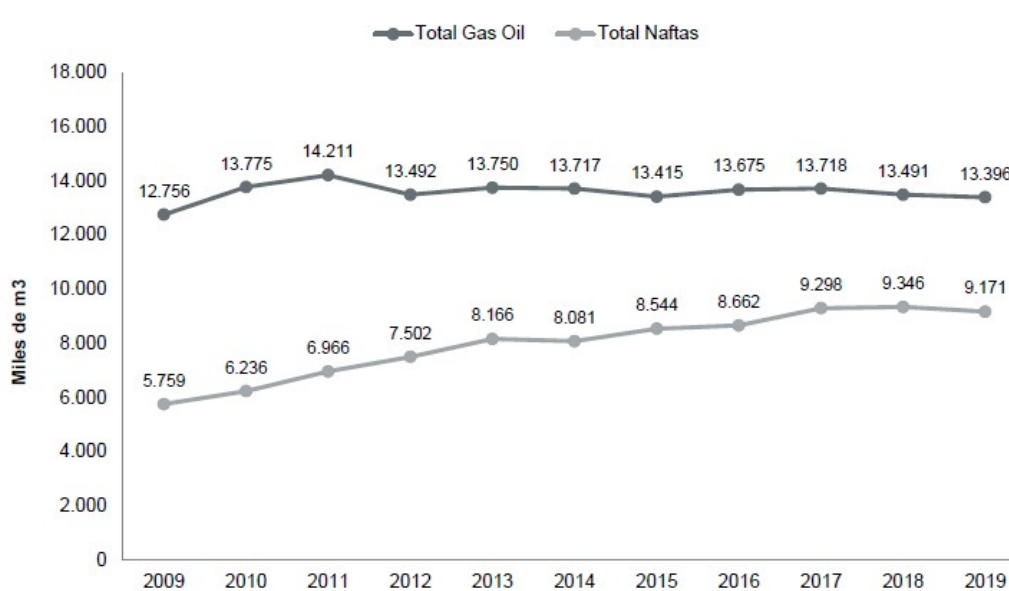
Usuarios

Hidrocarburos líquidos

Venta de los principales combustibles líquidos en el mercado interno.
Periodo 2009-2019 / 20 (Miles m³/día)

Gas Oil: 5% incremento (↓13,2% 2020)

Naftas: ventas totales aumentaron 59,2% (↓26,9% 2020)



Fuente: IAE en base SEN. 2019-2020

Usuarios

Gas Natural

Gas entregado por tipo de usuario. MMmm3

Gas Natural entregado por tipo de Usuario, en MMm3									
Mes	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total	% i.a
2009	8.469	1.275	406	11.805	12.436	670	2.633	37.693	
2010	9.182	1.248	429	12.038	11.519	727	2.664	37.808	0,3%
2011	9.552	1.255	426	12.512	12.951	879	2.761	40.335	6,7%
2012	10.032	1.343	444	11.661	14.350	937	2.785	41.552	3,0%
2013	10.491	1.344	446	12.391	14.472	1.012	2.759	42.915	3,3%
2014	10.108	1.326	442	12.478	14.543	1.001	2.853	42.750	-0,4%
2015	10.229	1.334	431	12.632	14.916	1.047	2.981	43.571	1,9%
2016	10.835	1.368	479	12.084	16.002	1.090	2.827	44.686	2,6%
2017	9.606	1.271	446	12.516	17.278	1.044	2.551	44.712	0,1%
2018	9.568	1.257	432	13.193	17.189	1.045	2.401	45.085	0,8%
2019*	9.228	1.418	428	13.457	15.393	986	2.465	43.376	-3,8%
% 2018-2019	-3,6%	12,8%	-0,8%	2,0%	-10,4%	-5,6%	2,7%	-3,8%	
% 2009-2019	9,0%	11,3%	5,4%	14,0%	23,8%	47,3%	-6,4%	15,1%	
% eq.	0,9%	1,1%	0,5%	1,3%	2,2%	3,9%	-0,7%	1,4%	

SDB: Subdistribuidor

Fuente: ENARGAS . Informe anual. 2019

Usuarios

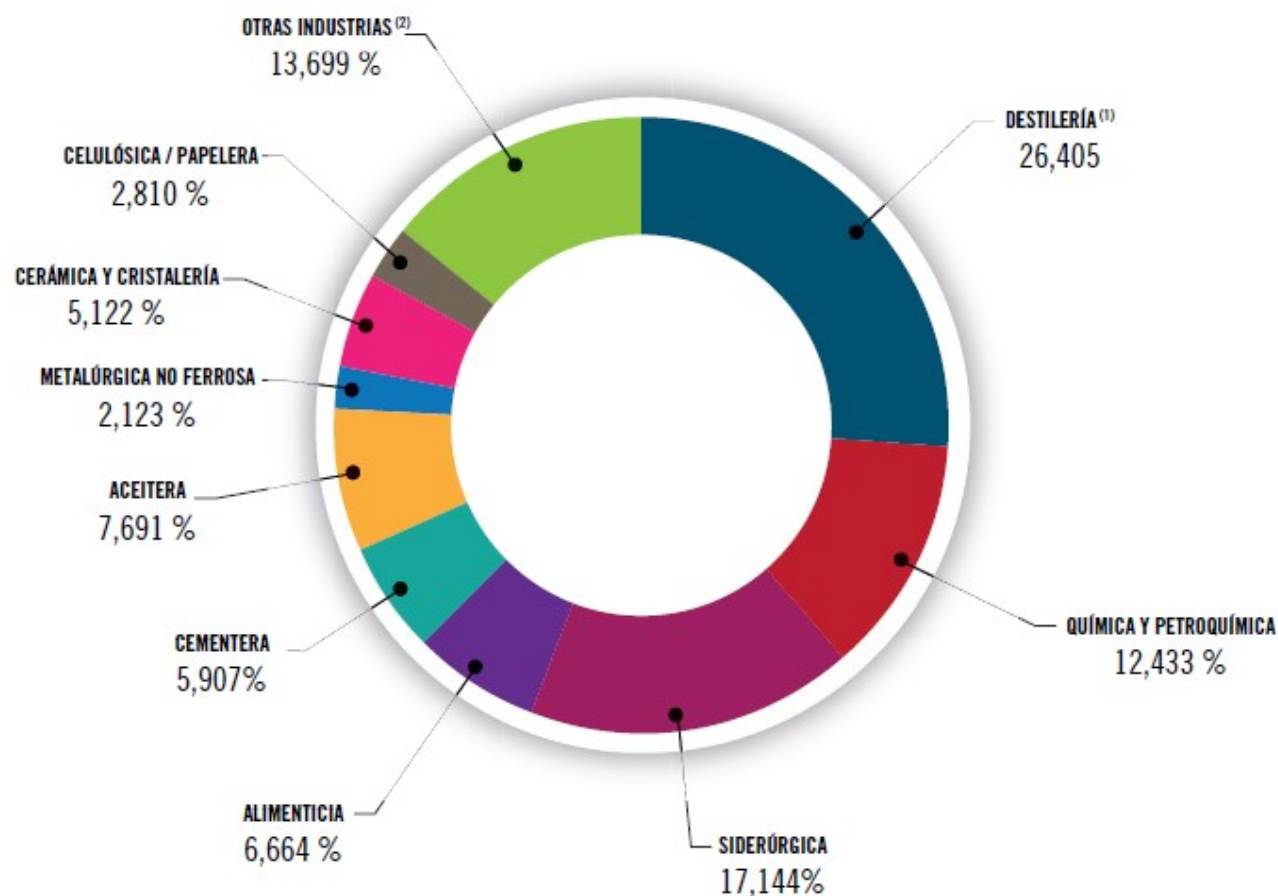
Gas

Grandes usuarios: 2019

volumen de gas entregado.

Destilería, Química y Petroquímica y Siderúrgica: 56,0 %.

Industrias Alimenticia, Aceitera, Cementera, Cerámica y Cristalería, totalizan el 25,4 % del consumo total.



Fuente: ENARGAS . Informe anual. 2019

Usuarios

GNC vs Nafta Súper

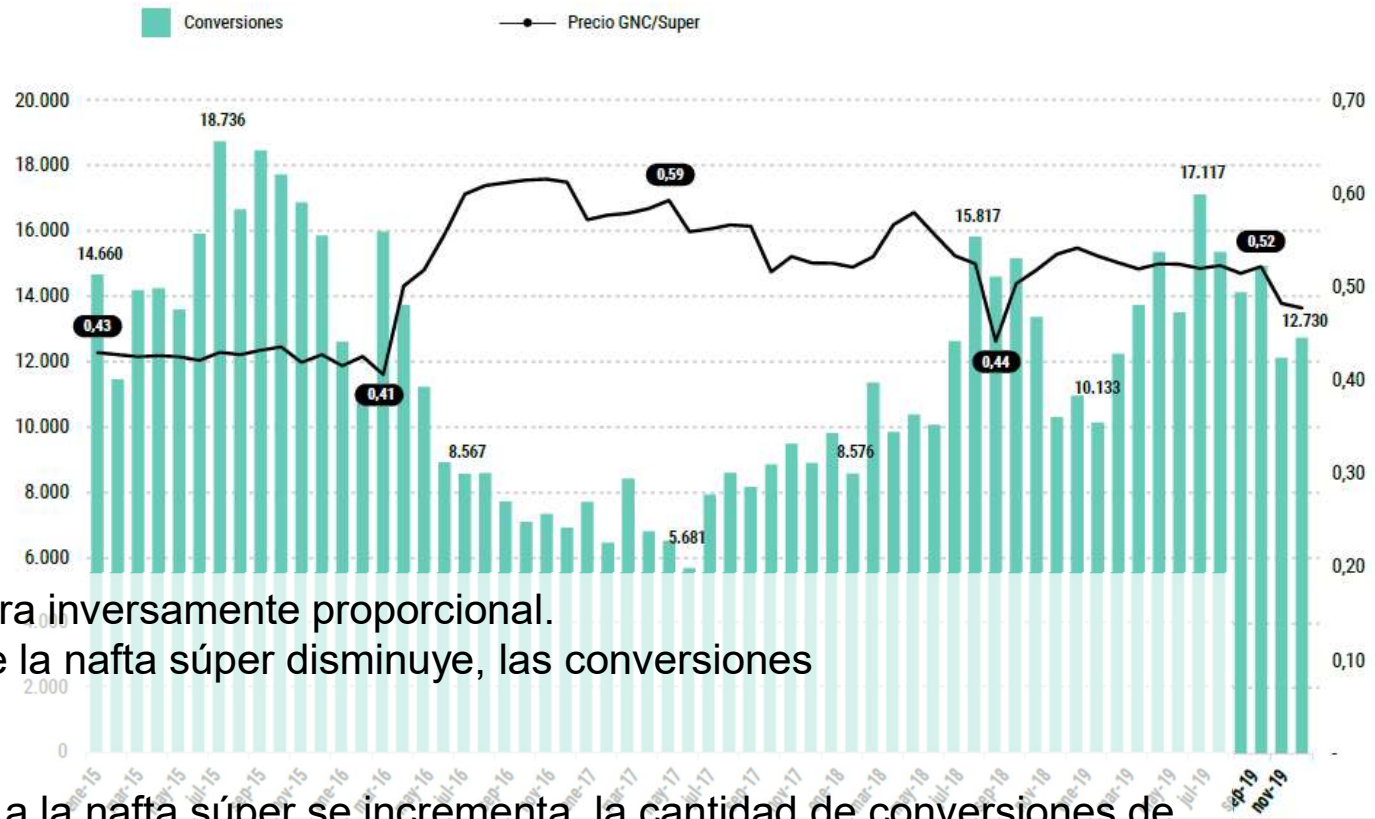
Conversión del parque automotor propulsado a GNC.

Relación entre el precio del GNC y la Nafta Súper.
Total país 2015 – 2019

Las dos variables evolucionan de manera inversamente proporcional.

- Cuando el precio del GNC respecto de la nafta súper disminuye, las conversiones de vehículos se incrementan;

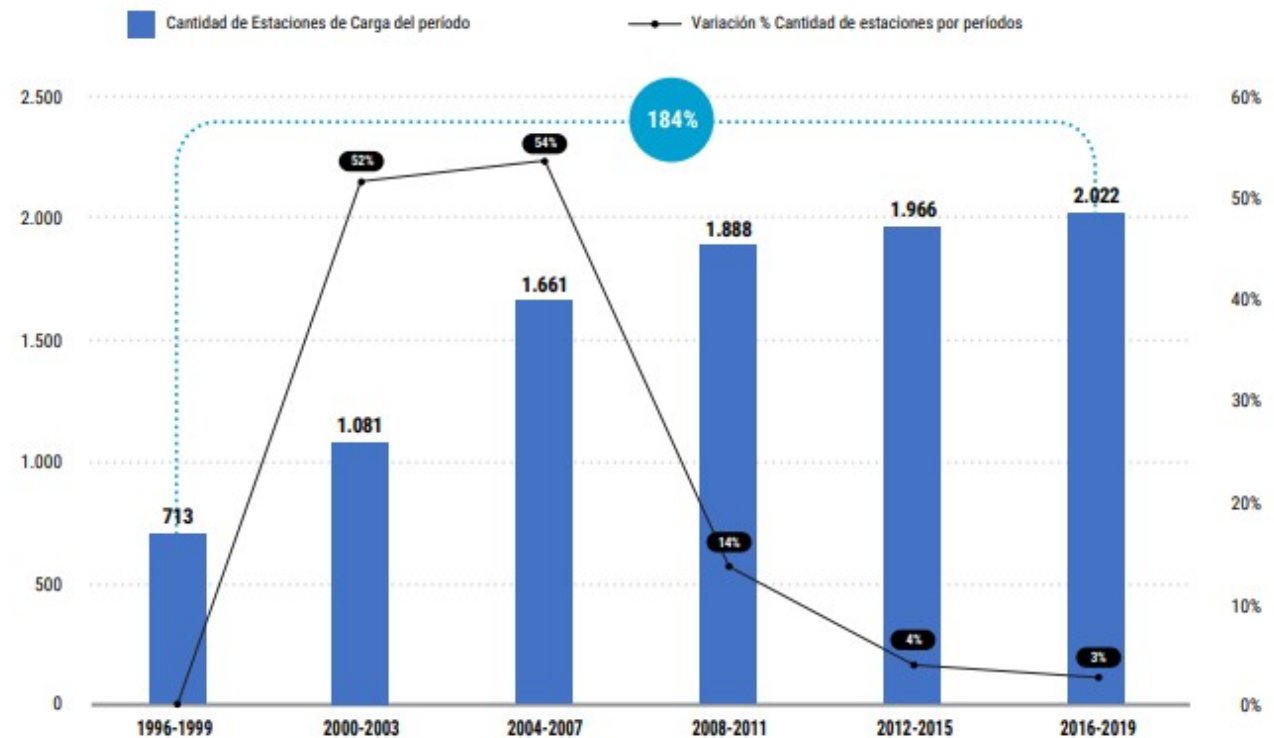
- Cuando el precio del GNC en relación a la nafta súper se incrementa, la cantidad de conversiones de vehículos a GNC disminuye.



Usuarios

Gas Natural Comprimido - GNC

Estaciones de carga de GNC
Expansión periodo 1996 – 2019:
Crecimiento + 184%



Fuente: ENARGAS . Informe gráfico. Octubre 2020

Consumos de combustibles

Generación de energía eléctrica

En abril de 2020 el consumo de combustibles en la generación eléctrica muestra una disminución del gas natural y del Gasoil del 9,4% i.a y 55,4% i.a., respectivamente.

En cuanto a la variación anual, el Consumo de Gas Natural se redujo 0,3% durante los últimos doce meses, mientras que se consumió 49,2% menos de Gas Oil y 59,2% menos de Fuel Oil. Por otra parte, la utilización de Carbón mineral se redujo 19,5% en el último año móvil.

	abr-20	abr-19	Media año móvil	Media año móvil anterior	Var. % i.a.	Var. % año móvil
Carbón Mineral (MTn)	0,0	0,0	26	32	-	↓ -19,5%
Fuel oil (MTn)	0,0	0,0	16	39	-	↓ -59,2%
Gas Natural (MMm3)	1.174,4	1.296,2	1.431	1.435	↓ -9,4%	↓ -0,3%
Gas Oil (Mm3)	2,8	6,4	35	68	↓ -55,4%	↓ -49,2%

Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA)

Consumos de combustibles

Balanza comercial energética del mes de abril de 2020 se muestra superavitaria en sólo 19 millones, mientras que en el primer cuatrimestre de 2020 presenta un superávit de USD 144 millones.

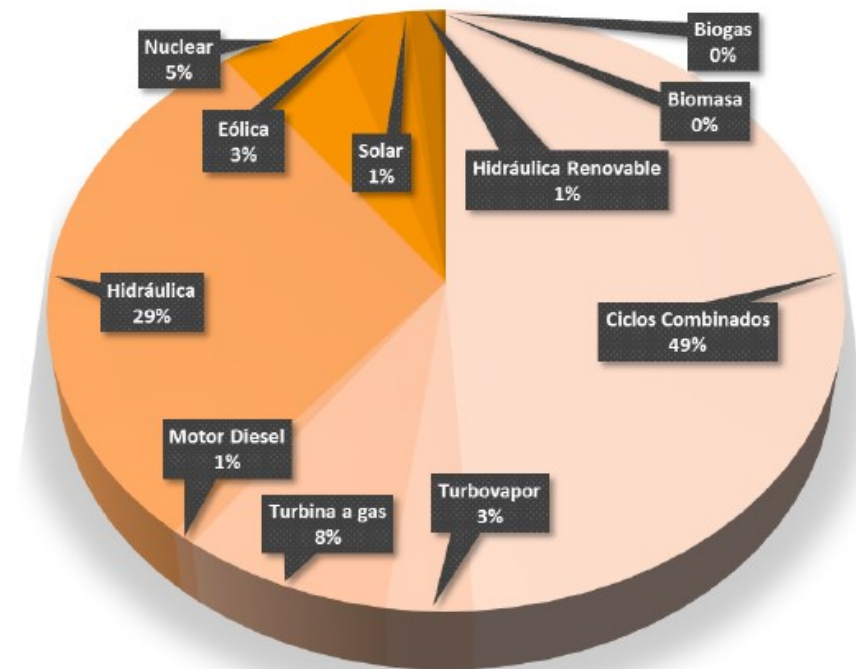
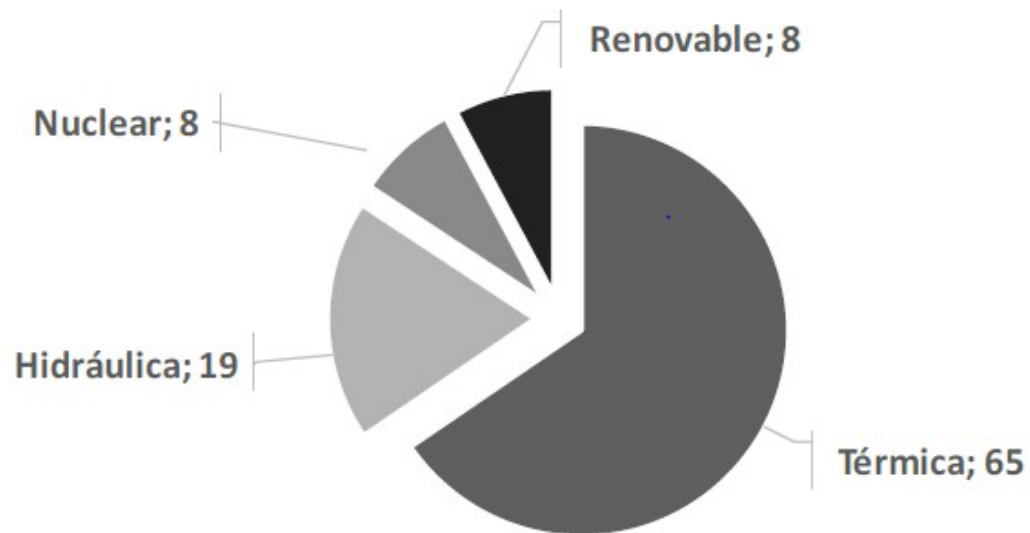
	abr-20	abr-19	Acumulado 2020	Acumulado 2019	% i.a	% var. Acumulado
Balanza comercial energética	19	-58	144	104	↓ -132,8%	↑ 38,5%
Exportación combustibles y energía	244	369	1.190	1.500	↓ -33,9%	↓ -20,7%
Importación combustibles y lubricantes	225	427	1.046	1.396	↓ -47,3%	↓ -25,1%

Fuente: IAE en base INDEC

Interrelación con el sector eléctrico

Potencia instalada - fuentes

- ❖ Marzo 2020, una potencia instalada de **40.140MW**:
 - ❖ 65% (61% interanual) corresponde a fuente de origen térmico.
 - ❖ 8% de participación de energía renovables.

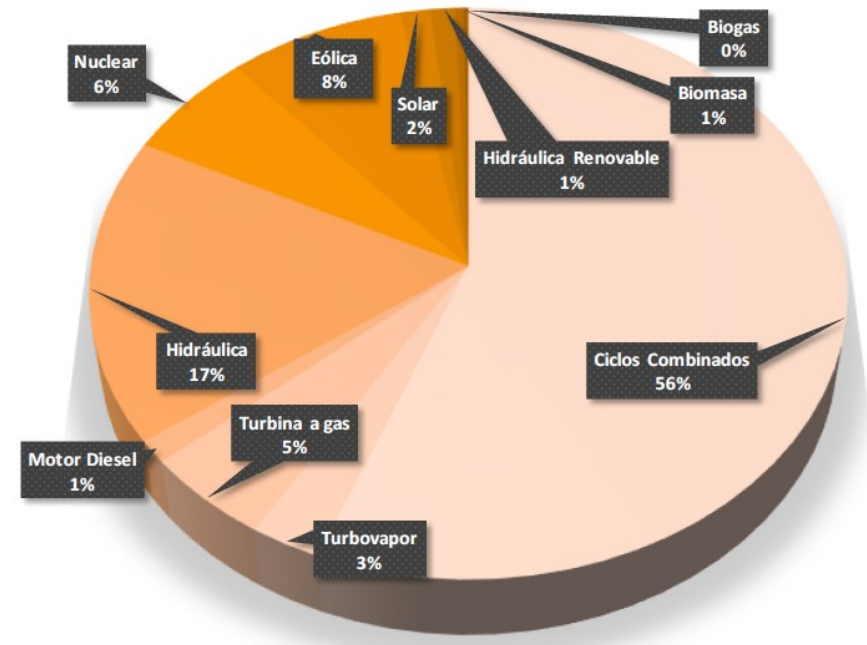
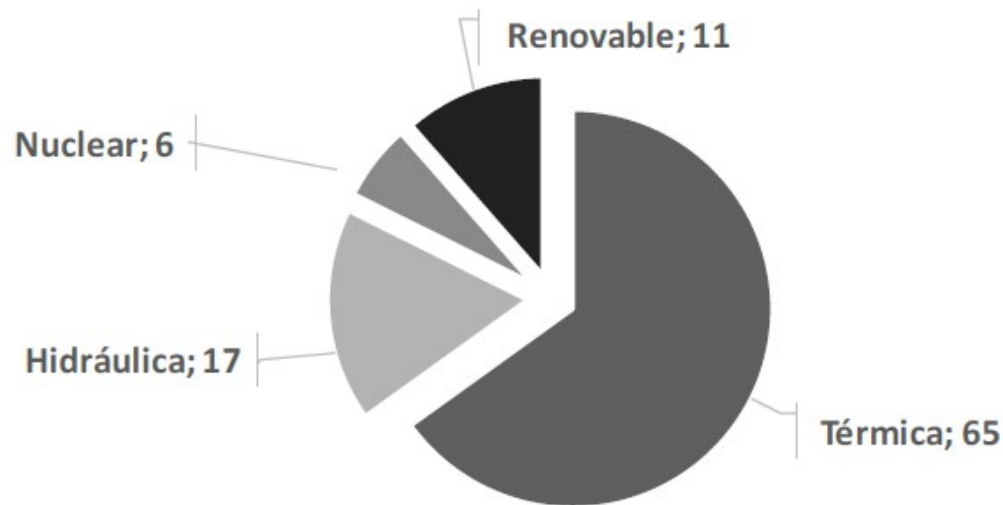


Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), Marzo 2020

Interrelación con el sector eléctrico

Potencia instalada - fuentes

- ❖ Marzo 2021, una potencia instalada de **42.286MW** (↑)
 - ❖ 65% (↓ 60% interanual) corresponde a fuente de origen térmico.
 - ❖ ↓ Nuclear e hidráulica
 - ❖ ↑ **11% (10%) de participación de energía renovables.**

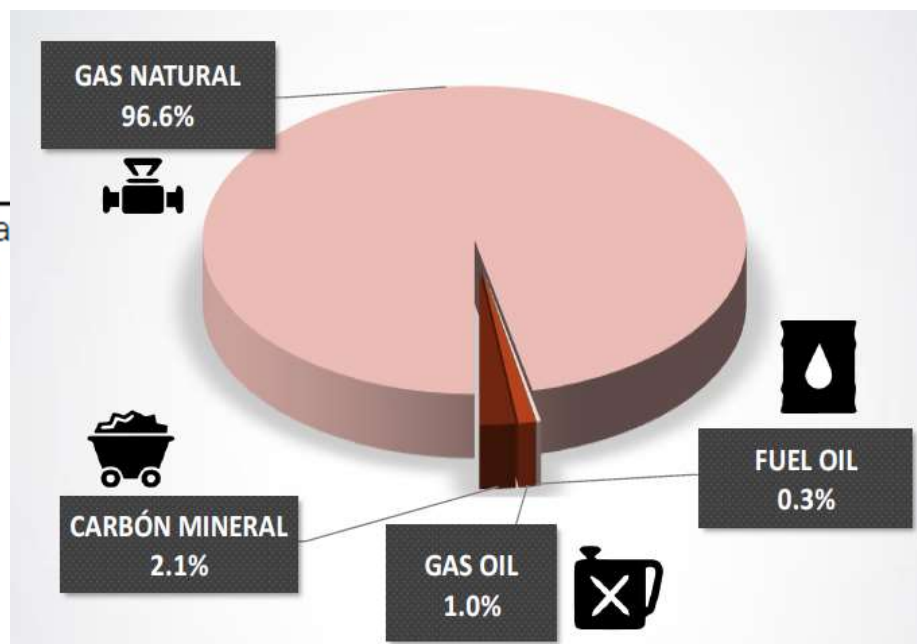


Fuente: CAMMESA, Marzo 2021

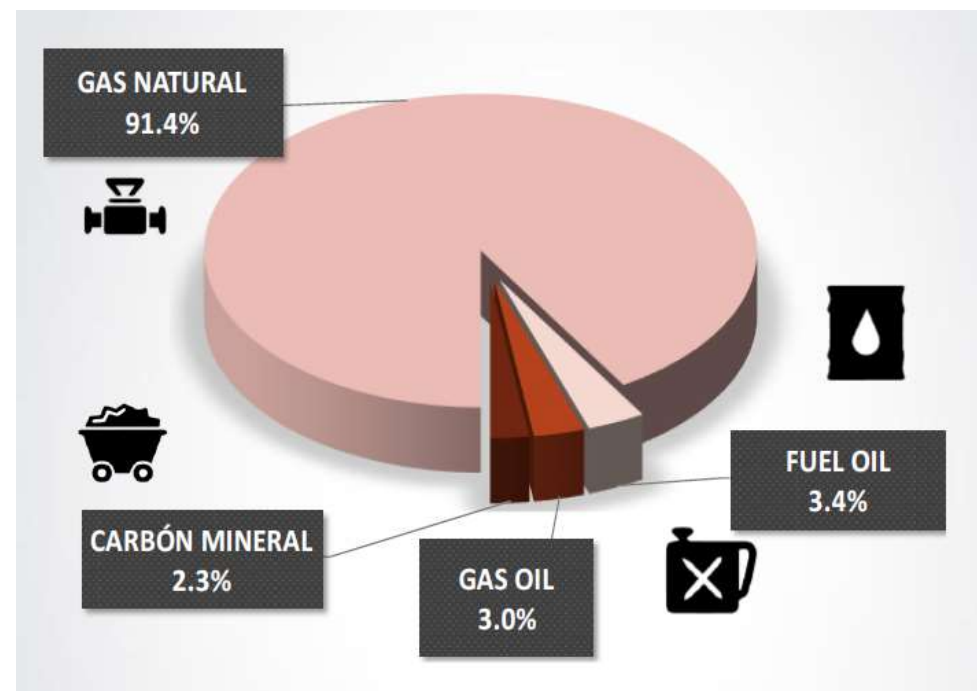
Interrelación con el sector eléctrico

Participación de combustibles

- ❖ **Consumo de combustible del parque térmico.** Primer trimestre 2020 vs 2019.
- ❖ Participación de combustibles (Gas Natural Equivalente) **Gráficos Marzo 2020 - 2021**



Fuente: CAMMESA, Marzo 2020/21



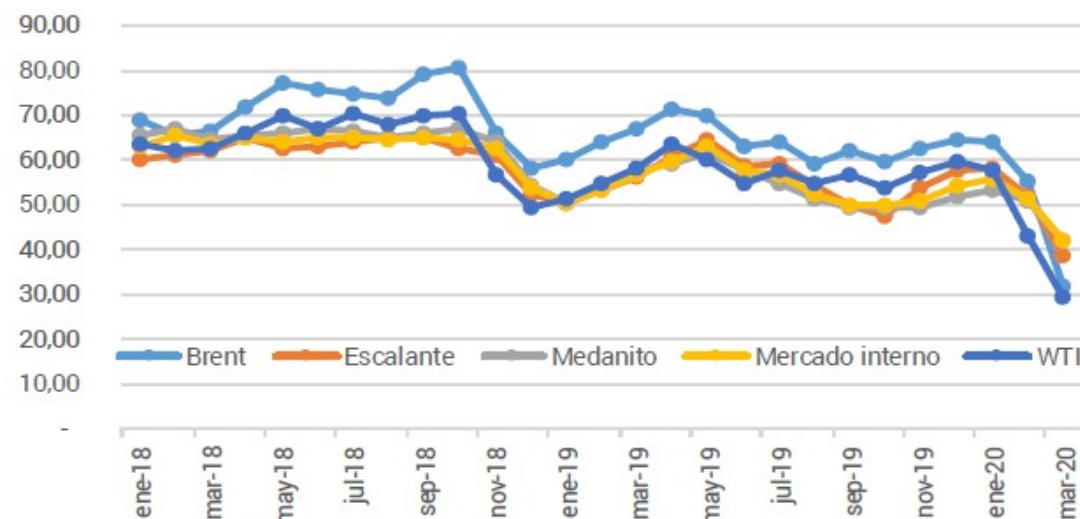
Precios de los hidrocarburos

Barril de petróleo

Precios mercado interno e internacional (US\$/bbl).

- El barril Argentino del tipo **Medanito** tuvo un precio de USD/bbl 22,9 en abril de 2020. Caída del 61,2% i.a y del 45,4% respecto marzo.

- Barril del tipo **Escalante** Cotizó USD/bbl 22,7 en abril de 2020: Caída del 62,4% i.a y 40,3% mensual.



Fuente: SEN

Precios de los hidrocarburos

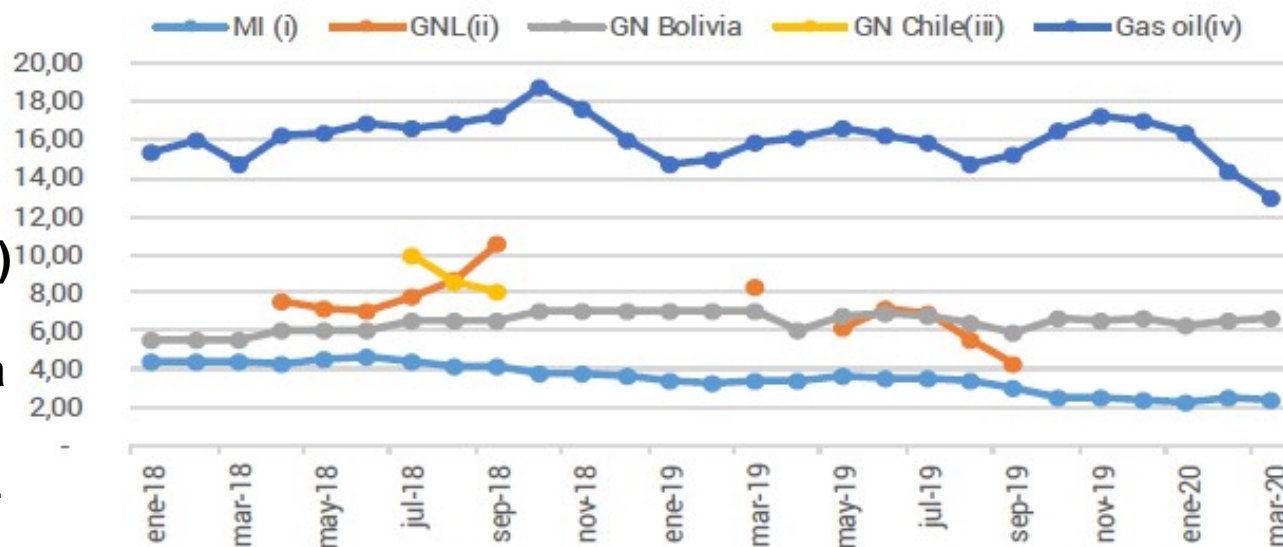
Gas Natural

Precios mercado interno (MI) e internacional (US\$/bbl).

- **Gas Natural en boca de pozo** (lo que reciben los productores locales) fue de 2,04 USD/MMbtu en abril de 2020, 14,7% menor a marzo y 37,3% i.a.

- **Gas importado por gasoductos de Bolivia (marginalmente de Chile)**
Precio de importación promedio ponderado de 5,8 US\$/MMBTU para el mes de abril de 2020.

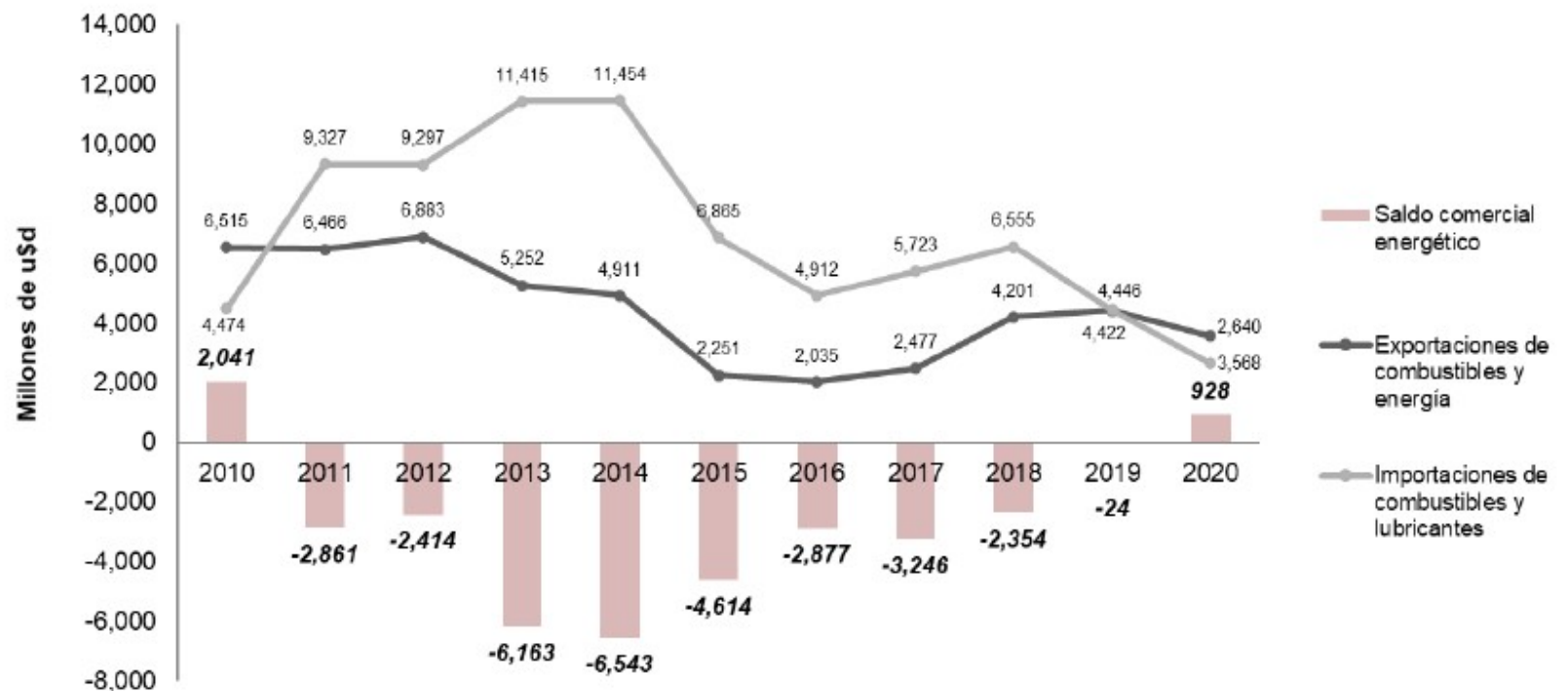
Precio 12,8% menor marzo y 14% i.a.



I: Precio promedio sin Plan Gas – ii: No Incluye costo de gasificación y otros – iii: Precio promedio en frontera
Iv: Principal sustituto del gas natural en la industria y generación eléctrica.

Balanza comercial energética

- ❖ **Saldo comercial energético deficitario desde el año 2011.**
- ❖ Picos de déficit en los años 2013 y 2014 (-6.163 y -6.543 M US\$).
- ❖ Mayor suma de importaciones de energía con US\$ 11.415 y US\$ 11.454 millones.
- ❖ Año 2019, déficit energético de USD 72 millones.
- ❖ 2020 superávit, exportaciones de combustible y energía aumentaron 19.4% respecto a 2019.



Fuente: IAE en base INDEC

Comentarios finales

Conclusiones - Desafíos

➤ Necesidad de inversiones:

- **en exploración de riesgo** asociada a yacimientos convencionales y no convencionales, para aumentar las reservas.
- **en energía hidroeléctrica y nuclear**, para una mayor diversificación de la matriz de generación eléctrica.
- **sustituir a los hidrocarburos por energías renovables en la matriz energética primaria y a la infraestructura de generación eléctrica** existente, altamente dependiente de la energía térmica e hidroeléctrica.

Comentarios finales

Desafíos

- Desarrollo de **Proyectos de Energías renovables**: Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (**PERMER**), acceso a la energía por medio de fuentes renovables a la población rural del país fuera del alcance de las redes de distribución.
- **Incrementar la producción de energía térmica y eléctrica derivada de biomasa** (suministro seguro y confiable). Generar capacidades agroforestales, estimular el desarrollo regional y contribuir a mitigar el cambio climático. PROBIOMASA.
- Cumplir las **metas de incorporación de energías limpias** que plantea la **Ley nacional 27.191**. (2019: 8% - 2020: 10% de la potencia total instalada).
 - “lograr una **contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional**, al 31 de diciembre de **2025**.
 - **35% como contribución mínima** al 31 de diciembre de **2030**, y metas intermedias.

Comentarios finales

Desafíos

- Adoptar objetivos energéticos (y de sostenibilidad) a mediano y largo plazo.



www.argentina.travel



MUCHAS GRACIAS!!!

Contacto:

sgoifosebastian@gmail.com

