



*Instituto Argentino de Energía
"Gral. Mosconi"*

LA EVOLUCION DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS EN ARGENTINA

Informe anual

Año 2018

Marzo 2019

*www.iae.org.ar
iae@iae.org.ar
Tel: 4334-7715/6751*

*Equipo Técnico, Instituto
Argentino de Energía
"Gral. Mosconi".*

Índice

Prólogo.....	3
<i>Resumen Ejecutivo.....</i>	<i>5</i>
<i>Performance anual del sector hidrocarburífero Argentino</i>	<i>7</i>
1. <i>La Producción de Petróleo y Gas natural año 2018</i>	<i>7</i>
1.- <i>Introducción.....</i>	<i>7</i>
3.- <i>Gas natural.....</i>	<i>10</i>
2. <i>Reservas de Hidrocarburos.....</i>	<i>13</i>
2.1 <i>Reservas de petróleo</i>	<i>13</i>
3.- <i>Pozos terminados.....</i>	<i>16</i>
4.1 <i>Combustibles líquidos</i>	<i>17</i>
4.2- <i>Ventas de Gas natural</i>	<i>19</i>
5.- <i>Precios de los hidrocarburos y derivados</i>	<i>20</i>
5.1- <i>Barril de petróleo: precios locales e internacionales.....</i>	<i>20</i>
5.2 - <i>Gas natural: Precio en mercado local, importación y Henry Hub</i>	<i>21</i>
5.3 <i>Nafta y Gasoil: precios internos.....</i>	<i>23</i>
6.- <i>Balanza comercial energética</i>	<i>24</i>
6. <i>Subsidios al sector energético.....</i>	<i>28</i>

Prólogo

Por segundo año consecutivo el DEPARTAMENTO TECNICO DEL IAE MOSCONI publica el "ANUARIO DE HIDROCARBUROS". En este caso con fecha marzo de 2019 se reúnen en un volumen único los datos correspondientes de producción, reservas, pozos perforados; precios; subsidios y datos correspondientes al comercio exterior del petróleo y sus derivados del petróleo y gas natural de 2018. La fuente de esos datos son los INFORMES DE TENDENCIAS ENERGETICAS que mes tras mes publica nuestro instituto y difunde el periodismo nacional que considera a IAE Mosconi una fuente de información energética altamente confiable.

Es bien sabido en nuestro medio que el IAE MOSCONI no elabora información primaria, nuestra labor en este caso es producir información secundaria a partir de la información que producen instituciones públicas especializadas: la SECRETARIA DE ENERGIA; EI ENARGAS; el INDEC; y otras. La pregunta que surge entonces es: ¿Porqué el IAE MOSCONI es consultado y reproducido por los medios periodísticos nacionales e internacionales prefiriendo esta vía informativa secundaria sobre las mismas fuentes primarias y oficiales?

La respuesta es simple: el IAE MOSCONI no miente, no disimula los datos negativos edulcorándolos, y pondera adecuadamente los positivos no exagerándolos. El Instituto dice la verdad y opina sobre el probable curso positivo o negativo de las tendencias en el futuro. El IAE MOSCONI no es en definitiva ni una dependencia gubernamental cuyos miembros están a tiro de decreto, ni mucho menos un Club de empleados jerárquicos de empresas energéticas. Los especialistas de la institución son neutros en lo relativo al interés económico particular sobre la información producida y divulgada.

En este caso del ANUARIO DE HIDROCARBUROS los datos anuales se insertan en una serie de 10 años – este caso de 2009-2018- de manera que el público que analice los datos de producción y consumo de los hidrocarburos de 2018, podrá conocer no solo magnitudes aisladas que por sí solas no dicen nada, sino tendencias históricas de su evolución pasada; y a partir de ellas, inferir probables tendencias futuras.

Los lectores que afronten la lectura de este trabajo se sorprenderán al ver las diferencias abismales que existe entre el discurso de la propaganda política y del anuncio oficial de los funcionarios de los gobiernos de turno con la realidad misma. Algunos datos contenidos en el INFORME son realmente impactantes y te aseguro que te vas a sorprender. Hasta diría que vas a sonreír al comprobar algunas exageraciones de los discursos. Vas a llegar a la conclusión que, al menos, que no dicen toda la verdad.

Te doy algunos datos: ¿Vos te imaginabas que la producción petrolera argentina actual es apenas igual a la de 1991? ; ¿Sabías que en Argentina todas las cuencas petroleras convencionales están en declinación productiva en los últimos 10 años? ¿Sabías que la producción de petróleo de 2018 fue menor que la de 2015 y la de 2016, y que solo supera por muy poco a la de 2017 que fue bajísima? ; ¿Sabías que los pozos de exploración petrolera que son los que te permiten descubrir nuevos yacimientos son hoy muchos menos que en el pasado?

Dicho esto cabe preguntarse: ¿no hay entonces buenas noticias petroleras y gasíferas? Si las hay, las hay: busca vos por vos mismo que las vas a encontrar pero quizás te sorprendas al ver que el juicio energético ponderado es lo que nos va a salvar y no el entusiasmo y el optimismo infantil sin fundamento en cálculo alguno.

Quiero agradecer especialmente a quien elaboró este informe el Lic. Julián Rojo que con gran paciencia y dedicación elabora mes a mes y con puntualidad la información de los Informes de Tendencias Energéticas y a partir de ellas este ANUARIO que hoy publicamos.

28 de febrero de 2019

Jorge Lapeña

Presidente del IAE Mosconi

Resumen Ejecutivo

La producción total de petróleo en 2018 fue 28.404 Mm³, esto es 2,1% mayor a la registrada el año anterior. Sin embargo, en términos históricos la serie de producción se encuentra en niveles muy bajos siendo 24,4% inferior a la del año 2008. La producción de crudo de Argentina en 2018 es similar a la del año 1991.

Si bien el año 2018 cerró con la producción en leve alza respecto al año 2017, se evidencia una declinación tendencial a lo largo de la última década. Esta declinación productiva es de larga duración; comenzó en 1998, año en que la producción nacional petrolera alcanzó su máximo histórico con 49.148 Mm³ anuales; la producción de 2018 es apenas el 57% de la de aquel año.

En el caso del gas natural, la producción aumentó en 2018 respecto al año anterior 5,5%. La producción del año 2018 es a su vez un 6,8% inferior a la del año 2008. En la última década la producción disminuyó a una tasa del 0,7% anual acumulativo. Sin embargo, se observa un cambio de tendencia a partir del año 2014 (grafico en forma de "V") a partir del cual se inicia un proceso de recuperación hasta el presente. Ese proceso de recuperación se focaliza en la cuenca neuquina y particularmente en el gas no convencional de Vaca Muerta.

La producción de petróleo y gas natural no convencional ha aumentado en 2018 47% y 40,4% i.a respectivamente en relación al año anterior, como lo viene haciendo de manera ininterrumpida en los últimos años. En contraste continua la disminución de la producción de Petróleo y Gas de los yacimientos convencionales que representan el 87% y 65% del total producido respectivamente. En particular, la producción convencional de petróleo y gas cae 3,7% y 4,4% anual en promedio entre los años 2008 y 2018. La producción de petróleo convencional en 2018 es 32% inferior a la de 2008, mientras que la de gas es 39,5% menor a la de aquel año.

En nuestra opinión la baja producción nacional de hidrocarburos se enmarca en un contexto de baja inversión en exploración de riesgo en las áreas convencionales, lo que se manifiesta claramente en una disminución de las reservas comprobadas, probables y posibles de petróleo y gas natural según los datos oficiales de la Secretaría de Energía. Las reservas comprobadas de petróleo en 2017 fueron 22,9% inferiores a las del año 2007, mientras que las de gas natural fueron 19,6% más bajas que las de aquel año. En el caso del gas natural la caída de las reservas comprobadas es aún más impactante si se analiza el período 2000-2017.

La importación de gas natural de Bolivia aumentó 10 veces su volumen anual entre 2008 y 2018. En los últimos diez años la importación de gas natural por gasoducto ha aumentado un 26,9% promedio anual pasando de importar 558 MMm³ en 2008 a 6.075 MMm³ en 2018. En este último año se redujo 11,7% respecto de 2017.

La importación de Gas natural Licuado (GNL) se redujo 23,9% entre el año 2017 y 2018, mientras que en el último año fue un 116,3% mayor a la del año 2010 pasando de 1.689 MMm³ a 3.653 MMm³. Es decir, la importación de GNL aumentó un 10,1% promedio anual en los últimos nueve años, representado el 8,2% del total del gas entregado a usuarios en el año 2018.

Por otra parte, en la suma del total del Gas entregado a usuarios el 18% es importado (Gas natural y GNL) totalizando compras al exterior por 9.781MMm³. Este porcentaje del total entregado a usuarios

representa un valor muy elevado para Argentina que fue un país autoabastecido hasta hace apenas dos lustros.

Subsidios

Los subsidios energéticos y las transferencias de capital totales han crecido durante los últimos diez años, aunque se evidencia una disminución a partir del año 2017 en términos reales o medidos en dólares. Sin embargo, la devaluación del Peso argentino durante 2018 puso un freno a la tendencia a la baja nominal de los subsidios energéticos. En este sentido, entre 2017 y 2018 los subsidios totales crecieron en términos nominales (+45,5%) de manera similar a la inflación anual doméstica, pero se redujeron medidos en dólares.

El programa Plan Gas (actualmente "programa de incentivos a la producción de gas natural - Ex Plan Gas -") ha recibido transferencias por un total de \$ 19.594 durante el año 2018 siendo 20,5% menor a lo recibido en 2017 y 54% inferior a lo recibido en 2016 en términos nominales. El programa se presenta como el tercer beneficiario en importancia dentro de los subsidios económicos con un peso del 10,5% sobre el total. A su vez, desde su implementación en el año 2013 este ítem creció a una tasa promedio anual de 25,7%.

El Plan Gas recibió USD 3.035 millones durante 2016, USD 1.393 millones durante 2017 y USD 750 millones en 2018 medido en dólares reales a moneda de diciembre de 2016, reduciéndose en el último año 46,2% en términos reales. Estos datos muestran que los beneficiarios recibieron un total acumulado de USD 5.177 millones en términos reales durante los últimos tres años.

Comercio exterior

Desde 2009 las exportaciones de combustibles y energía han mostrado una tendencia a la baja. Entre 2009 y 2018 el monto total de exportaciones energéticas disminuyó 34,9%, implicando una disminución promedio anual del 4,7% durante el periodo. En contraste, las importaciones tuvieron una tendencia alcista, con un incremento absoluto del 148,6% en los últimos diez años y un aumento promedio anual del 10,6%. Sin embargo, en el último año las exportaciones aumentaron más que las importaciones: 63,9% y 14,1% respectivamente en relación a 2017, por lo cual se redujo el déficit comercial energético en 27,9% respecto al año anterior.

Performance anual del sector hidrocarburífero Argentino

1. La Producción de Petróleo y Gas natural año 2018

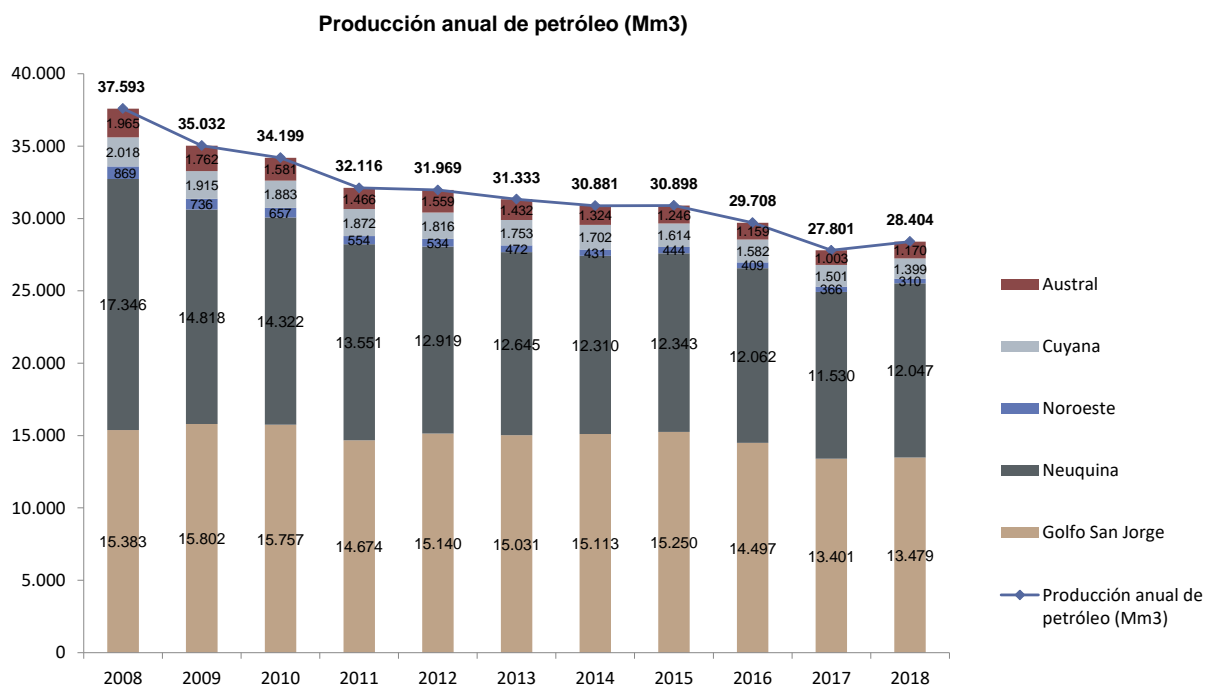
1.- Introducción

La producción de hidrocarburos ha sufrido en la década una fuerte y crónica declinación. La mayoría de los indicadores que se utilicen para medir su desempeño muestra un retroceso durante el periodo bajo análisis.

La disminución de la producción se da en un contexto de "Reservas Comprobadas" de petróleo y gas natural en disminución, subsidios crecientes a la producción en distintas versiones durante buena parte del periodo, y de precios internacionales que han sido favorables durante algunos años de la década analizada.

2.- Petróleo

Gráfico N° 1.1: producción de petróleo por cuenca en Miles de metros cúbicos



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se puede observar en el **Gráfico N° 1.1** durante el año 2018 la producción de petróleo llegó a los 28.404 Mm3, el segundo nivel más bajo de los últimos 10 años desde los 37.593 Mm3 producidos en el año 2008. La producción de 2018 se encuentra en niveles de producción similares a los del año

1991 cuando se produjeron 28.620 Mm3. Entre los años 2008 y 2018 de produjo una disminución del 24,4 %, lo que equivale a una tasa promedio anual del 2,8% en el periodo descripto.

En el último año la producción mostró una moderada recuperación siendo 2,1% mayor a la del año 2017.

En la **Tabla N° 1.1** se presenta la producción anual de petróleo desagregada por cuenca de los últimos 10 años.

	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
2008	1.965		2.018		15.383		17.346		869		37.593	
2009	1.762	-10,3%	1.915	-5,1%	15.802	2,7%	14.818	-14,6%	736	-15,2%	35.032	-6,8%
2010	1.581	-10,3%	1.883	-1,7%	15.757	-0,3%	14.322	-3,3%	657	-10,8%	34.199	-2,4%
2011	1.466	-7,3%	1.872	-0,6%	14.674	-6,9%	13.551	-5,4%	554	-15,7%	32.116	-6,1%
2012	1.559	6,4%	1.816	-3,0%	15.140	3,2%	12.919	-4,7%	534	-3,5%	31.969	-0,5%
2013	1.432	-8,1%	1.753	-3,5%	15.031	-0,7%	12.645	-2,1%	472	-11,6%	31.333	-2,0%
2014	1.324	-7,5%	1.702	-2,9%	15.113	0,5%	12.310	-2,6%	431	-8,7%	30.881	-1,4%
2015	1.246	-5,9%	1.614	-5,1%	15.250	0,9%	12.343	0,3%	444	3,0%	30.898	0,1%
2016	1.159	-7,0%	1.582	-2,0%	14.497	-4,9%	12.062	-2,3%	409	-8,0%	29.708	-3,9%
2017	1.004	-13,3%	1.508	-4,7%	13.401	-7,6%	11.530	-4,4%	366	-10,4%	27.816	-6,4%
2018	1.170	16,5%	1.399	-7,2%	13.479	0,6%	12.047	4,5%	310	-15,4%	28.404	2,1%
% 2017-2018	16,5%		-7,2%		0,6%		4,5%		-15,4%		2,1%	
% 2008-2018	-40,4%		-30,7%		-12,4%		-30,6%		-64,4%		-24,4%	
% eq.	-5,0%		-3,6%		-1,3%		-3,6%		-9,8%		-2,8%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Lo primero que cabe observar en los últimos 10 años es que la producción petrolera disminuyó en todas las cuencas. En 2018 se produce un incremento respecto a 2017 de un moderado 2,1% que a su vez se produce luego del año 2017 que fue el 2do año de mayor caída productiva de la década.

La cuenca Noroeste se muestra como la de mayor caída en la producción de los últimos 10 años. Con una disminución absoluta del 64,4% y una tasa de disminución promedio anual de 9,8% durante el periodo 2008-2018. En 2018 muestra una disminución del 15,4% i.a en 2018 respecto de 2017.

La cuenca Austral exhibe una disminución absoluta del 40,4% entre los años 2008 y 2018, y una tasa de disminución promedio anual de 5%. Sin embargo, la producción del último año de esta cuenca fue un 16,5% superior a la del año anterior, explicada principalmente por el crecimiento de la producción de las empresas Roch (On Shore) que explica en promedio el 63% del incremento, Total Austral (Off Shore) que aporta en promedio el 2% de la producción adicional y ENAP Sipetrol (Off Shore) que aporta el 34% en promedio de la producción incremental.

La cuenca Neuquina-*en donde se encuentran los yacimientos de Shale Oil*- que en la actualidad representa el 42% del total de la producción de crudo, tuvo una disminución absoluta del 30,6% en los 10 años comprendidos entre 2008 y 2018, mostrando una disminución promedio anual del 3,6% en el periodo. En esta cuenca la producción del último año fue un 4,5% superior a la del año anterior que prácticamente compensa la disminución del 4,4 % del año 2017 respecto a 2016.

La cuenca Cuyana, por su parte, tuvo una disminución absoluta del 30,6% en su producción en la última década, con una tasa de disminución promedio de 3,6% durante el periodo, y una caída interanual del 7,2% en 2018 respecto a lo producido en 2017.

Por último, la cuenca Golfo San Jorge –la mayor cuenca productora de Argentina– que representa el 47% del total de petróleo producido en el país, tuvo una disminución absoluta del 12,4% en los últimos 10 años. Esto implica una tasa de disminución promedio del 1,3% en la última década. En 2018 siendo cuenca petrolera más importante del país aumentó un 0,6% en 2018 respecto de 2017.

La década 2009- 2018: la producción de petróleo en dos periodos de gobierno.

Se puede analizar la década en dos periodos: 2009-2015 y 2015-2018. En el primer periodo que finaliza en 2015 (7 años correspondiente a la administración de la presidente Kirchner) se produce una disminución total de la producción de petróleo del 17,8 % con una disminución promedio anual del 2,7 %. En el segundo período de 3 años comprendidos entre 2015 y 2018 la disminución total de la producción fue del 8,07 %. Es sin embargo llamativo que la tasa de disminución media anual es idéntica en ambos periodos analizados.

Tabla 1.2: La década 2009-2018: el crudo convencional y no convencional con dinámicas diferentes.

Tabla N° 1.2: Producción anual de Petróleo por tipo de recurso (Mm3)					
	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional
2008	36.397	8	11	19	0,05%
2009	35.014	10	8	18	0,05%
2010	34.171	20	9	29	0,08%
2011	32.025	78	12	90	0,28%
2012	31.766	182	20	202	0,63%
2013	30.864	400	69	469	1,50%
2014	29.810	969	100	1.069	3,46%
2015	29.390	1.346	162	1.508	4,88%
2016	27.693	1.725	290	2.015	6,78%
2017	25.234	2.177	422	2.599	9,34%
2018	24.884	3.278	543	3.821	13,3%
% 2008-2018	-32%	-	-	-	
% 2017-2018	-1,4%	50,5%	28,7%	47,0%	
% eq.	-3,7%	82,5%	47,7%	70,0%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En cuanto a la desagregación de la producción por tipo de recurso, la dinámica es algo diferente: la producción de crudo no convencional (Shale Oil y Tight Oil) representa un 13,3 % del total y crece fuertemente. En contraste la producción de crudo convencional que constituye el 86,7% de la producción petrolera en 2018 cae en forma constante. Este fenómeno es común a los dos periodos analizados de las dos administraciones. El fenómeno combinado da como resultado la declinación global del rubro.

Es muy importante señalar que la producción Convencional de petróleo en 2018 es 32% inferior a la del año 2008, y 1,4% menor a la del año 2017 mientras que muestra una tasa de disminución promedio anual del 3,7% en los últimos diez años. En contraste, la producción No Convencional crece durante todos los años en la última década llegando a representar el 13,3% del total del petróleo producido en 2018.

La producción no convencional de petróleo creció a una tasa promedio anual del 70% entre los años 2008 y 2018, partiendo de niveles de producción muy bajos. Para poder estimar una tasa de crecimiento promedio anual más realista y representativa se pueden tomar los últimos cinco años, donde se observa que crece a una tasa promedio anual de 37,5%.

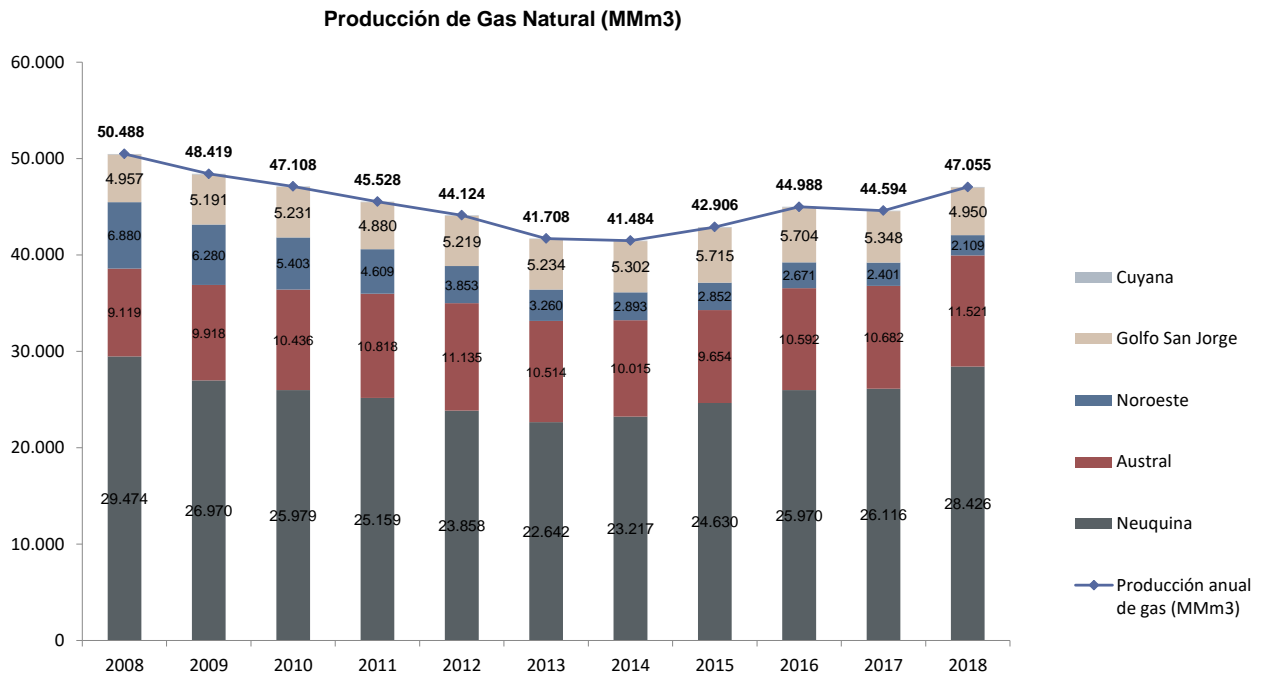
La **Tabla 1.2** revela que la variante Shale Oil predomina sobre el Tight Oil. En este sentido, las primeras tuvieron una producción de 3.278 Mm3 en 2018 con una tasa de crecimiento del 82,5% anual entre 2008 y 2018, mientras que en el caso Tight Oil la producción fue de 543 Mm3 observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 47,7% en el periodo.

En conjunto, la producción No convencional de petróleo en 2018 es 47% superior a la del año anterior. La producción de Shale Oil creció 50,5% entre 2017 y 2018, mientras que la producción de Tight Oil aumentó 28,7% en el último año.

3.- Gas natural

En el **Gráfico N° 1.2** se presenta la producción anual de Gas natural entre los años 2008 y 2018.

Gráfico N° 1.2: producción anual de Gas natural por cuenca, en millones de metros cúbicos.



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se puede observar en el **Gráfico N° 1.2**, existió una tendencia decreciente en la producción de Gas natural en la última década que fue interrumpida a partir del año 2014 donde empieza a crecer formando una "V" en la serie de producción. Esto evidencia un cambio en la tendencia productiva.

Entre los años 2008 y 2014 la producción disminuyó a una tasa promedio anual de 3,2%, mientras que a partir de ese año la producción aumento a la misma tasa promedio anual. Esto implica que si se mantiene la tendencia observada se recuperarían los niveles de producción gasífera de 2008 aproximadamente en el año 2020.

La disminución absoluta de la producción de Gas natural fue del 6,8% entre 2008 y 2018, lo cual implica una disminución promedio anual del 0,7% durante el periodo. Adicionalmente, la producción del año 2018 fue 5,5% superior a la de 2017.

En la **Tabla N° 1.3** se presenta la producción anual de Gas natural desagregada por cuenca de los últimos 10 años.

	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
2008	9.119		58		4.957		29.474		6.880		50.488	
2009	9.918	8,8%	60	3,2%	5.191	4,7%	26.970	-8,5%	6.280	-8,7%	48.419	-4,1%
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%	26.116	0,6%	2.401	-10,1%	44.595	-0,9%
2018	11.521	7,9%	49	1,1%	4.950	-7,4%	28.426	8,8%	2.109	-12,2%	47.055	5,5%
% 2017-2018	7,9%		1,1%		-7,4%		8,8%		-12,2%		5,5%	
% 2008-2018	26,3%		-15,1%		-0,1%		-3,6%		-69,3%		-6,8%	
% eq.	2,4%		-1,6%		0,0%		-0,4%		-11,2%		-0,7%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se puede observar en la **Tabla N°1.3** la cuenca Austral, que en la actualidad responsable del 24% del total de Gas natural producido en el país, ha tenido un incremento absoluto del 26,3% entre 2008 y 2018, es decir que la producción en esta cuenca creció a una tasa promedio anual del 2,4% en la última década siendo la única con crecimiento absoluto en los últimos 10 años. Por otra parte, en 2018 presentó una tasa de crecimiento interanual del 7,9% explicada principalmente por el crecimiento de la producción de las empresas CGC (On Shore) que aportó en promedio el 42% del gas incremental, ENAP Sipetrol (Off Shore) que explicó en promedio el 36% del crecimiento de la producción incremental, e YPF (On Shore) que aportó el 21% de la producción incremental.

Por su parte, la cuenca Neuquina que es responsable del 60% de la producción total de gas del país, tuvo una disminución absoluta del 3,6% entre los años 2008 y 2018, implicando una tasa de disminución promedio anual del 0,4%. Sin embargo en el año 2018 la producción en esta cuenca creció 8,8% respecto del año anterior, siendo la que presentó el mayor incremento interanual. La producción de la cuenca neuquina acompaña la tendencia del total del gas producido, y puede

analizarse en dos periodos en los cuales forma un patrón de "V" en la producción, encontrando el mínimo en el año 2013 para luego continuar una tendencia creciente hasta la actualidad. En el primer periodo (2008-2013) la producción cayó a una tasa promedio anual del 5,1%, mientras que en el segundo periodo (2014-2018) la producción creció a una tasa promedio anual del 5,2%.

Por último, la cuenca Golfo San Jorge tuvo una disminución absoluta en su producción del 0,1% en el periodo, manteniendo una producción similar a la del año 2008 luego de observarse un patrón de "V invertida", esto es, alcanzó el máximo de la década en 2015 para luego decrecer hasta niveles similares a lo producido en 2008. Por otra parte, en el último año la producción fue 0,1% inferior a la del año anterior.

La cuenca con mayor caída absoluta fue la del Noroeste, con una disminución del 63,9% entre 2008 y 2018. Esto implica que la cuenca ha disminuido su producción a una tasa promedio anual del 11,2% durante la última década. Adicionalmente, en el año 2018 la cuenca tuvo una producción 12,2% inferior a la del año anterior.

A esta le sigue la cuenca Cuyana con una disminución absoluta del 15,5% en los últimos 10 años, a lo cual le corresponde una tasa de disminución promedio anual del 1,6%. Por otra parte, mostró un aumento interanual del 1,1% en el último año.

La década 2009-2018: el Gas natural convencional y no convencional dos dinámicas diferentes.

En cuanto a la desagregación de la producción por tipo de recurso, la producción de gas natural No Convencional muestra una muy buena performance durante la última década. La **Tabla N° 1.4** muestra la producción de Gas natural desagregada por tipo de recurso entre los años 2008 y 2018.

Tabla N° 1.4: Producción anual de Gas Natural por tipo de recurso (MMm3)					
	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional
2008	50.028	5	406	411	0,8%
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%
% 2008-2018	-39,4%	-	2347,0%	3959,7%	4255,5%
% 2017-2018	-7,5%	194,7%	3,6%	40,4%	33,4%
% eq.	-4,4%	92,6%	33,7%	40,0%	40,9%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se puede observar, la producción Convencional de gas natural en 2018 es un 39,4% inferior a la del año 2008, y un 7,5% menor a la del año 2017 y muestra una tasa de disminución promedio anual del 4,4% en los últimos diez años.

En contraste, la producción No Convencional crece durante todos los años, llegando a representar el 35,5% del total del gas natural producido en 2018, muy por encima del 0,8% que representó en el año 2008.

La producción de Tight Gas creció 3,6% entre 2017 y 2018, mientras que la de Shale Gas aumentó 194,7% en el último año. En conjunto, la producción No convencional de gas natural de 2018 es 40,4% superior a la de 2017.

La **Tabla 1.4** revela que, a diferencia del caso del petróleo, la variante Tight Gas es la que predomina sobre el Shale Gas. En este sentido, las primeras tuvieron una producción de 9.935 MMm³ en 2018 con una tasa de crecimiento del 33,7% anual entre 2008 y 2018, mientras que en el caso Shale Gas la producción fue de 2.291 Mm³ observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 92,6% en el periodo. En conjunto, la producción No Convencional de gas natural creció a una tasa promedio del 40% anual.

La producción de gas natural no convencional aún goza de los beneficios estipulados en la Resolución 46/2017 del Ex Minem. Sin embargo, la Resolución ha sido reformada debido a las exigencias fiscales del Estado planteadas durante 2018. Esta resolución, que otorga un precio diferencial al gas no convencional incremental de la cuenca neuquina, vence en el año 2021. Por este motivo, y debido a los fuertes incentivos que otorga a la producción en ese horizonte temporal, es difícil extrapolar la producción futura en base a la performance pasada.

2. Reservas de Hidrocarburos

2.1 Reservas de petróleo

Como se ha expuesto, la producción de petróleo presenta una caída tendencial en los últimos diez años en un contexto donde las reservas comprobadas¹, probables² y posibles³ también disminuyen.

La producción de gas natural en cambio revirtió la tendencia declinante a partir del año 2014, en un contexto donde las reservas comprobadas, probables y posibles también disminuyen. Sin embargo en este último caso el incremento productivo de los últimos 5 años proviene de la explotación de "recursos" y no de "reservas": los recursos no convencionales de Vaca Muerta.

¹ Son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.

² Son aquellas reservas no comprobadas que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las reservas comprobadas, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.

³ Son aquellas reservas no comprobadas que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

En este capítulo analizamos precisamente la evolución del inventario de Reservas (Tabla 2.1).

En 2017 las reservas comprobadas de petróleo fueron 22,9% inferiores a las registradas en el año 2007. Esto implica que han caído a una tasa promedio anual del 2,6% en el periodo. De la misma manera han disminuido las reservas probables y posibles (2,5% y 5,5% promedio anual). Esto implica que las reservas de petróleo han disminuido en todas sus categorías.

Tabla N° 2.1: Reservas de petróleo por tipo

Reservas de petróleo				
	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2007	415.914	150.140	140.868	48.442
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
% eq.	-2,6%	-2,5%	-5,5%	13,4%
% 2007-2017	-22,9%	-22,2%	-43,1%	250,5%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Según el Informe de Reservas de la Secretaría de Energía de la Nación las reservas comprobadas de petróleo disminuyeron en todas las cuencas entre los años 2007 y 2017. En la cuenca Golfo San Jorge, donde se encuentra el 68% de las reservas comprobadas de petróleo, cayeron 1,32% anual promedio en el periodo mientras que entre 2016 y 2017 disminuyeron 6%. Por su parte, en la cuenca Neuquina que tiene el 22% de las reservas comprobadas de petróleo del país- y *donde se encuentra Vaca Muerta* - las reservas comprobadas de petróleo disminuyeron a una tasa promedio anual del 4,1% entre 2007 y 2017, mientras que en 2017 fueron 6,7% inferiores a las del año anterior.

Por otra parte, la **Tabla 2.1** muestra que los Recursos⁴ de petróleo se han incrementado considerablemente siendo 250% superiores a los del año 2007. En particular, en 2017 respecto a 2016 los Recursos de petróleo crecieron en la cuenca Neuquina (11,1% i.a) mientras que disminuyeron considerablemente en la cuenca Austral y Golfo san Jorge (-80,5% i.a y -15,1% i.a).

Hacemos notar que las cantidades de "Recursos de petróleo" consignadas en el inventario oficial de la Secretaria de Energía (columna 4 de la Tabla 2.1) son considerablemente inferiores a las cantidades de "recursos de petróleo no convencional" que han sido publicados en otros medios no oficiales para dicha categoría.

Cuando se menciona el volumen de los Recursos No Convencionales de Petróleo de Vaca Muerta se dice que estos ascenderían a 27.000 millones de barriles, valor que sería 25 veces superior al de los

⁴ Son todas las cantidades de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales.

recursos oficialmente consignados por la propia Secretaría de Energía de la Nación lo cual en principio muestra una contradicción inadmisibles que debería ser subsanada o al menos explicada.

2.2 Reservas de Gas natural

Las reservas comprobadas de gas natural en 2017 fueron 19,6% inferiores a las existentes en 2007, resultando en una tasa de disminución promedio del 2,2% anual.

Tabla N° 2.3: Reservas de gas por tipo

Reservas de Gas				
	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2007	441.974	202.673	201.571	124.473
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
% eq.	-2,2%	-0,7%	-3,1%	11,2%
% 2007-2017	-19,6%	-6,8%	-26,8%	189,2%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Al igual que en el caso del petróleo, han disminuido las reservas comprobadas, probables y posibles de gas natural 2,2%, 0,7% y 3,2% promedio anual respectivamente.

Las cuencas Neuquina y Austral aumentaron sus reservas comprobadas de gas entre 2017 y 2016 13,58% y 3,07%.

Según el Informe de Reservas de la Secretaría de Energía de la Nación las reservas comprobadas de gas natural se mantuvieron aproximadamente invariantes en las cuencas Neuquina (49% del total), Austral (32% del total) y Golfo San Jorge entre los años 2007 y 2017, con variaciones promedio anual de 0,02%, 0,09% y 0,12%. Sin embargo, en 2017 respecto a 2016 los Recursos de gas crecieron en la cuenca Neuquina (103,8% i.) mientras que disminuyeron considerablemente en la cuenca Austral y Golfo San Jorge (-76,3% i-a y -4,6% i.a).

2.3 Conclusión sobre la evolución del Inventario de Reservas de Crudo y gas natural

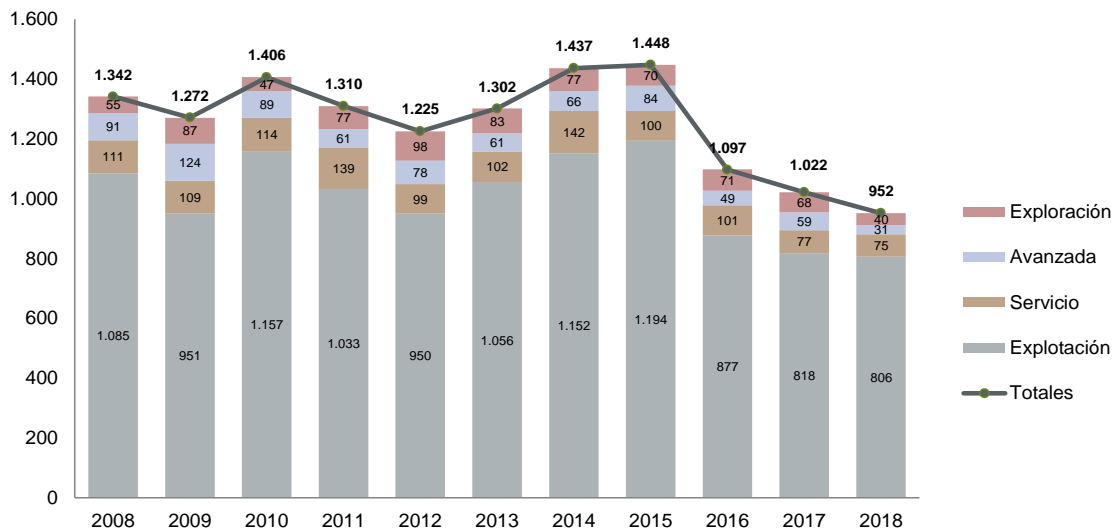
La menor inversión en exploración redundante en un menor nivel de descubrimientos de nuevos yacimientos lo cual trae aparejado, indefectiblemente, una menor producción convencional conforme el paso del tiempo debido a que los rendimientos decrecientes de los yacimientos.

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

3.- Pozos terminados

Como se puede ver en el **Gráfico N° 2.1** la cantidad anual de pozos terminados ha disminuido en los últimos 10 años, llegando al nivel más bajo durante 2018 con un total de 952 pozos: 806 de explotación, 75 de servicio, 31 de avanzada y 40 de exploración.

Gráfico N° 2.1: evolución de la cantidad de pozos terminados por tipo



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

En la **Tabla N° 2.4** se puede observar la cantidad de pozos terminados por tipo por año y su variación inter anual, absoluta y promedio

Tabla 2.4: cantidad de pozos por tipo

	Avanzada		Exploración		Explotación		Servicio		Total	
	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a	Pozos	% i.a
2008	91		55		1.085		111		1.342	
2009	124	36%	87	58%	951	-12%	109	-2%	1.272	-5,2%
2010	89	-28%	47	-46%	1.157	22%	114	5%	1.406	10,6%
2011	61	-31%	77	64%	1.033	-11%	139	22%	1.310	-6,8%
2012	78	28%	98	27%	950	-8%	99	-29%	1.225	-6,5%
2013	61	-22%	83	-15%	1.056	11%	102	3%	1.302	6,2%
2014	66	8%	77	-7%	1.152	9%	142	39%	1.437	10,4%
2015	84	27%	70	-9%	1.194	4%	100	-30%	1.448	0,8%
2016	49	-42%	71	1%	877	-27%	101	1%	1.097	-24,2%
2017	59	20%	68	-4%	818	-7%	77	-24%	1.022	-6,9%
2018	31	-47,5%	40	-41,2%	806	-1,5%	75	-2,6%	952	-6,9%
% 2017-2018	-47,5%		-41,2%		-1,5%		-2,6%		-6,9%	
% 2008-2018	-65,9%		-27,3%		-25,7%		-32,4%		-29,1%	
% eq.	-10,2%		-3,1%		-2,9%		-3,8%		-3,4%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Como se muestra en la **Tabla N° 2.4** la cantidad de pozos totales ha tenido una disminución absoluta del 29,1% en 2018 respecto de 2008. Esto da como resultado una tasa de disminución promedio anual del 3,4%, mientras que en el último año la retracción total de pozos fue de 6,9% ubicándose en un nivel inferior al promedio de la década y de los últimos cinco años.

En 2008 se perforaron 55 pozos Exploratorios, los cuales se incrementaron hasta llegar a 98 pozos en el año en 2012. Desde ese año hasta 2018 se produce una disminución en la cantidad de pozos de exploración anuales hasta alcanzar los 40 pozos en 2018.

Los pozos de Explotación han tenido una disminución absoluta del 25,9% en 2018 respecto de 2008, es decir, una disminución promedio anual del 2,9% en la última década. A su vez, en 2018 se observa una retracción del 1,5% respecto del año anterior.

4.- Downstream: Ventas de los principales combustibles

4.1 Combustibles líquidos

Durante 2018 la venta total de GasOil al mercado⁵ fue de 13.472 Mm3, disminuyendo 1,7% respecto al año anterior. Esta caída está explicada por menores ventas de gasoil grado 1 y grado 2 (agro gasoil y gasoil común). Por otra parte, en el año 2018 se consume 2,7% menos de gasoil que en el año 2008 a la vez que se observa cierto estancamiento en las ventas de los últimos diez años (ver Gráfico 3.1).

⁵ No incluye ventas de Gasoil para generación eléctrica.

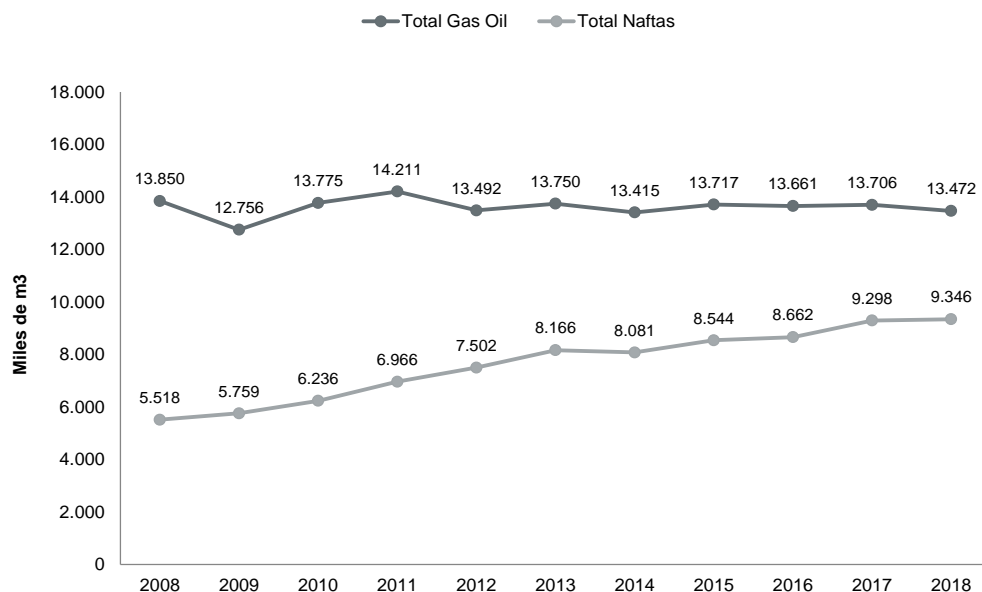
Tabla N° 3.1: Ventas de principales combustibles líquidos en el mercado interno (Miles de m3)

Ventas de principales combustibles líquidos en el mercado interno (Miles de m3)										
	Gas Oil			Naftas			TOTALES			
	Gas Oil G1	Gas Oil G2	Gas Oil G3	Nafta G1	Nafta G2	Nafta G3	Total Gas Oil	% i.a	Total Naftas	% i.a
2007	-	-	-	-	-	-	13.857		4.967	
2008	-	-	-	-	-	-	13.850	-0,1%	5.518	11,1%
2009	-	-	-	-	-	-	12.756	-7,9%	5.759	4,4%
2010	0	12.860	915	279	4.696	1.262	13.775	8,0%	6.236	8,3%
2011	0	12.731	1.479	205	5.028	1.733	14.211	3,2%	6.966	11,7%
2012	0	12.231	1.260	131	5.545	1.827	13.492	-5,1%	7.502	7,7%
2013	0	12.210	1.540	123	6.090	1.954	13.750	1,9%	8.166	8,8%
2014	0	11.754	1.661	27	6.161	1.892	13.415	-2,4%	8.081	-1,0%
2015	0	11.594	2.123	29	6.159	2.356	13.717	2,2%	8.544	5,7%
2016	0,14	11.299	2.361	33	6.197	2.432	13.661	-0,4%	8.662	1,4%
2017	0,95	10.664	3.041	16	6.388	2.894	13.706	0,3%	9.298	7,3%
2018	0,00	10.087	3.385	9	6.668	2.669	13.472	-1,7%	9.346	0,5%
% 2017-2018	-100,0%	-5,4%	11,3%	-43,8%	4,4%	-7,8%	-1,7%		0,5%	
% 2008-2018	-	-	-	-	-	-	-2,7%		69,4%	
% eq.	-	-	-	-	-	-	-0,3%		5,4%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Las ventas totales de Naftas aumentaron 0,5% en 2018 respecto de 2017. Entre 2008 y 2018 las ventas totales de Naftas aumentaron 69,4% debido al considerable incremento de las ventas de Naftas grado 2 (súper) y grado 3 (ultra). Adicionalmente, las ventas de este combustible han aumentado a una tasa promedio anual del 5,4% durante los últimos diez años.

Gráfico N° 3.1: venta de los principales combustibles líquidos en el mercado interno



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

4.2- Ventas de Gas natural

Las ventas totales de gas natural tuvieron un aumento sostenido en la última década. Sin embargo, durante el año 2018 las ventas totales disminuyeron 0,9% respecto al año anterior explicado principalmente por un menor consumo de la industria según datos estimados a diciembre de 2018.

Por otra parte, entre 2008 y 2018 las ventas totales de gas natural aumentaron 14% en términos absolutos observándose una tasa de crecimiento promedio anual del 1,3% durante el periodo, mientras que las mismas son 0,8% inferiores en 2018 respecto de 2016.

Tabla 3.2 Gas Natural entregado por tipo de Usuario, en MMm3

Gas Natural entregado por tipo de Usuario, en MMm3									
Mes	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total	% i.a
2008	8.521	1.207	403	12.371	12.982	658	2.728	38.869	
2009	8.469	1.275	406	11.805	12.436	670	2.633	37.693	-3,0%
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	9.638	1.263	442	12.499	17.257	1.043	2.554	44.696	0,0%
2018*	10.105	1.298	435	11.651	17.347	1.086	2.394	44.316	-0,9%
% 2017-2018	4,9%	2,7%	-1,6%	-6,8%	0,5%	4,1%	-6,3%	-0,9%	
% 2008-2018	18,6%	7,5%	8,0%	-5,8%	33,6%	65,1%	-12,3%	14,0%	
% eq.	1,7%	0,7%	0,8%	-0,6%	2,9%	5,1%	-1,3%	1,3%	

* Estimación anualizada con datos hasta noviembre de 2018

Fuente: IAE en base a ENARGAS

En particular los usuarios Residenciales, que consumen el 22% del total, aumentaron su consumo un 18,4% entre 2008 y 2018. Esto implica que los consumos de estos usuarios se incrementan a una tasa promedio anual del 1,7% en ese periodo. Durante 2018 el consumo Residencial tuvo un aumento del 4,9% respecto del año anterior llegando a los 10.105 MMm3, con lo cual se alcanzó un nivel de consumo similar al del año 2014. Sin embargo, entre 2016 y 2018 el consumo residencial de gas se redujo 6,7%.

Por su parte la Industria, que es responsable del 26% de las ventas totales, consumió 5,8% menos de gas natural que en el año 2008, a la vez que una disminución del 6,8% en el acumulado estimado a diciembre de 2018 respecto de 2017, mientras que es 3,6% inferior al consumo del año 2016.

En el caso de las Centrales Eléctricas, que consumen el 39% del Gas natural entregado, se observa un incremento importante en el consumo entre el año 2008 y 2018: las entregas aumentaron 33,6% respecto de 2008, y 2,9% promedio anual. Adicionalmente, durante 2018 presenta un incremento del 0,5% en el consumo, respecto a igual periodo del año anterior mientras que es 8,4% superior al del año 2016.

Los usuarios del tipo Comercial consumieron 2,7% más de gas natural que en 2017, y 5,2% menos que en 2016. Por otra parte, estos usuarios aumentaron su consumo un 7,5% respecto al año 2008 resultando en una tasa de crecimiento promedio 0,7% anual entre el año 2008 y 2018.

La demanda de gas natural ha tenido una sustitución entre categorías en los últimos dos años: mientras se reduce el consumo Residencial (después de haber crecido, Comercial e Industrial en este periodo, crece la utilización de gas natural en las Centrales Eléctricas. Esto se refuerza al observar el comportamiento de la demanda mensual de gas para Centrales Eléctricas, que se ha vuelto más "aplanada" durante el año eliminando los fuertes picos estacionales para la generación en el verano. Esto indica también que las Centrales Eléctricas de generación térmica han sustituido la utilización de combustibles líquidos por gas natural.

5.- Precios de los hidrocarburos y derivados

5.1-Barril de petróleo: precios locales e internacionales

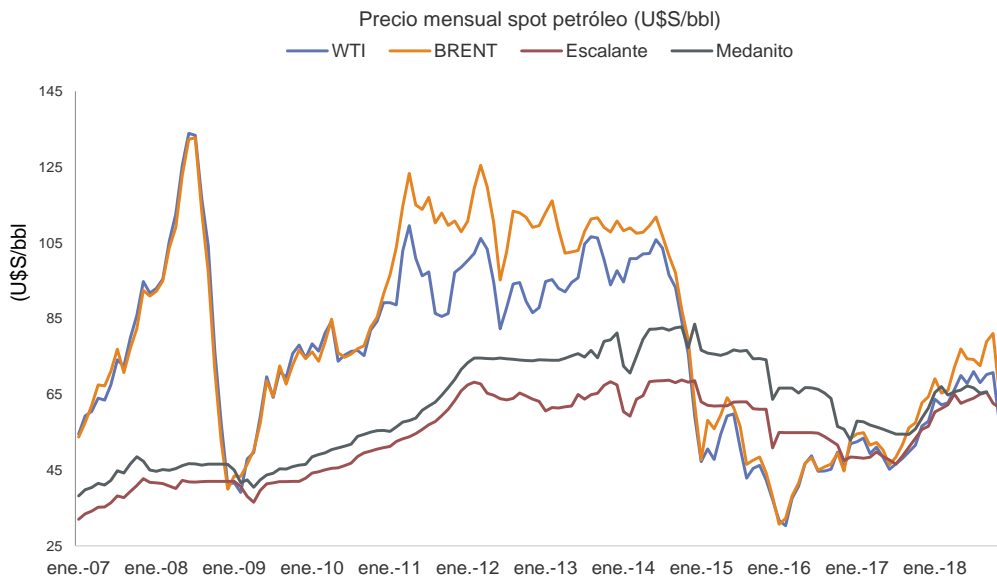
El barril de petróleo tipo WTI tuvo un precio de US\$/bbl 49,5 en diciembre de 2018. Esto implica una disminución del 14,4% respecto a diciembre de 2017. Adicionalmente, a este precio, el barril de petróleo WTI aún se encuentra por debajo de su promedio de la década que a la fecha es US\$ 75, pero por encima de los US\$/bbl 30,32 de febrero de 2016 que marcó el precio mínimo de los últimos diez años.

Por otra parte, el barril de petróleo tipo BRENT tuvo un precio de US\$/bbl 57,3 en diciembre de 2018. Esto es un precio 10,9% inferior al del mismo mes del año anterior. En este caso el promedio de la década se ubica también por encima del valor actual, en los US\$/bbl 80.

En el mercado local, el precio del barril de petróleo del tipo Escalante en diciembre de 2018 fue US\$/bbl 52,2. Este precio es 7,7% inferior al del mismo mes del año anterior e incluso 5,5% inferior al precio promedio de la última década, ubicado en los US\$/bbl 55,4.

En el caso del petróleo del tipo Medanito, el precio del barril fue US\$/bbl 65,5 en septiembre de 2018, último dato disponible según la Secretaría de Energía. Este precio es un 20% superior al de igual mes del año anterior aunque 4% menor al precio promedio de la última década.

Gráfico N° 4.1: Precios locales e internacionales del barril de petróleo



Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía e EIA US

El **Gráfico 4.1** muestra la evolución de los precios internacionales y locales del barril de petróleo. Como se puede observar, hasta mediados del año 2014 el precio internacional fue superior al precio local. Es preciso destacar que la política de "Barril Criollo" ha estado presente desde el año 2007 hasta el año 2017, incluso aún en los tres años donde los precios locales fueron superiores a los internacionales. En la actualidad se observa cierta convergencia entre los diferentes tipos de petróleo comercializados.

5.2 -Gas natural: Precio en mercado local, importación y Henry Hub

En el mercado local, el precio de Gas natural doméstico en boca de pozo tuvo un incremento del 10,9% promedio anual entre 2008 y 2018, tomando como cálculo el precio promedio de cada año. En este caso, a 2018 hay datos disponibles sólo hasta agosto, con lo cual se toma el promedio hasta ese mes.

Por otra parte, entre el precio promedio del año 2008 y el precio promedio del año 2018 hubo un incremento del 181,9% en el Gas natural Doméstico. Adicionalmente, entre agosto de 2017 y agosto 2018 el precio promedio se incrementó 34%

Tabla N° 8: Precios promedio anual del Gas. Mercado local e importación (u\$/Mmbtu)

	Mercado local		Importación			
	Gas Natural	% i.a	Gas Natural (Bolivia)	% i.a	Gas Natural Licuado	% i.a
dic-07	1,53		1,87		-	
dic-08	1,89	24,0%	2,63	40,8%	-	-
dic-09	1,94	2,7%	2,36	-10,5%	-	-
dic-10	2,05	5,5%	6,64	182,0%	7,53	-
dic-11	2,08	1,4%	8,47	27,5%	12,53	66,5%
dic-12	1,82	-12,3%	9,42	11,2%	15,69	25,2%
dic-13	1,81	-0,7%	10,38	10,2%	16,71	6,5%
dic-14	2,19	21,0%	10,39	0,0%	14,60	-12,6%
dic-15	2,09	-4,4%	6,21	-40,2%	10,98	-24,8%
dic-16	3,23	54,5%	3,75	-39,5%	5,45	-50,4%
dic-17	3,74	15,7%	4,95	32,0%	5,71	4,9%
dic-18*	5,33	-	6,23	25,7%	7,81	36,8%
% 2017-2018	42,5%		25,7%		36,8%	
% 2008-2018*	181,9%		136,7%		-	
% eq.*	10,9%		9,0%		-	

* Gas domestico 2018 con últimos datos disponibles a agosto de 2018

Fuente: IAE en base Secretaría de Energía

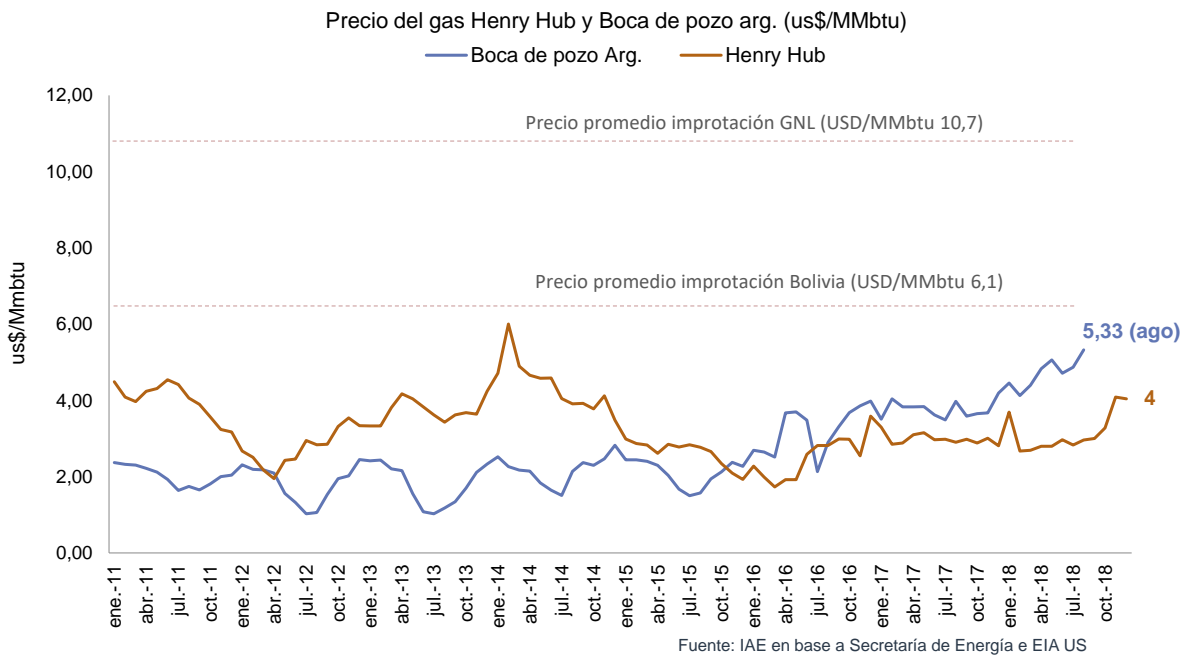
En cuanto a la importación de Gas natural, el país pagó en 2018 un precio promedio anual 25,7% mayor al del año anterior a la vez que este fue 136,7% superior al del año 2008. Durante los años observados, el precio promedio de importación de Gas natural (Desde Bolivia y Chile) aumentó 9% promedio anual. En contraste, la importación de Gas natural Licuado (GNL)⁶ se ha hecho a precios promedio inferiores a los registrados en los últimos ocho años, aunque algo mayores al de los año 2016 y 2017. En este caso, en 2018 se importó GNL a un precio promedio 36,8% superior al del año anterior.

El precio del gas natural Henry Hub es el que se registra en el NYMEX⁷ en Estados Unidos. En diciembre de 2018 el precio fue de US\$/MMbtu 4. Es decir, un 43,8% superior al del mismo mes del año anterior. El mínimo de la década se alcanzó en marzo del año 2016 cuando cotizó US\$/MMbtu 1,73.

⁶ No incluye costo de regasificación.

⁷ New York Mercantile Exchange por sus siglas en inglés.

Gráfico N° 4.3: Precio Spot del Gas natural en Henry Hub



El **Gráfico 4.3** muestra la evolución del precio del gas natural Henry Hub junto con el precio promedio pagado por la importación Argentina de gas natural de Bolivia y GNL (a partir de 2010). Como se puede observar, desde el año 2008 los precios promedio de importación han sido superiores a la referencia internacional y al precio del gas natural doméstico en boca de pozo.

5.3 Nafta y Gasoil: precios internos

Los precios internos de los principales combustibles líquidos en Argentina tienen diferentes valores dependiendo de la región donde se efectivice la venta al público. Por este motivo, seguir el precio en una región es un buen indicador del nivel de variaciones que ha tenido en el tiempo aunque, por la razón expuesta, no significa que la trayectoria haya sido exactamente igual en todas las regiones.

En la **Tabla N° 4.2** se presenta los precios de los principales combustibles líquidos según las ventas minoristas al público informadas por la Secretaría de Energía a diciembre de cada año.

Los combustibles líquidos han disminuido sus precios medidos en dólares corrientes alrededor de un 20% entre 2018 y 2017.

Tabla N° 4.2: precio de combustibles líquidos

Precios por litro de los principales combustibles en estaciones de servicio de CABA, en U\$D corrientes									
	\$/U\$D	Nafta súper		Nafta Premium		Gas Oil G3		Gas Oil G2	
		Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a	Precio	% i.a
dic-08	3,42	0,80		0,98		0,93		0,63	
dic-09	3,81	0,84	6,0%	0,94	-3,3%	0,81	-13,1%	0,77	22,0%
dic-10	3,98	1,02	20,4%	1,21	28,3%	1,02	26,0%	0,90	17,0%
dic-11	4,29	1,21	18,8%	1,45	19,6%	1,31	28,4%	1,07	18,3%
dic-12	4,88	1,32	9,8%	1,44	-0,7%	1,41	7,2%	1,22	14,3%
dic-13	6,32	1,40	5,7%	1,53	6,6%	1,42	1,1%	1,27	3,8%
dic-14	8,55	1,44	2,8%	1,62	5,5%	1,50	5,6%	1,31	3,2%
dic-15	11,43	1,18	-17,7%	1,32	-18,7%	1,22	-18,6%	1,07	-18,4%
dic-16	15,83	1,10	-7,4%	1,23	-6,2%	1,15	-5,7%	1,00	-6,1%
dic-17	17,70	1,29	18,0%	1,48	20,3%	1,33	15,0%	1,14	14,0%
dic-18	37,89	1,00	-22,7%	1,16	-22,0%	1,09	-17,9%	0,94	-17,8%
% 2017-2018		-22,7%		-22,0%		-17,9%		-17,8%	
% 2008-2017		25,5%		18,6%		16,6%		48,4%	
% eq.		2,3%		1,7%		1,5%		4,0%	

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía y BCRA

Tomando los precios en dólares corrientes a diciembre de cada año⁸ los precios de los combustibles han tenido una variación promedio anual del orden del 2%. En este caso, el gasoil grado 2 (común) lideró los aumentos con una variación del 4% promedio anual y del 48,4% en términos absolutos entre 2008 y 2018. Adicionalmente, en el último año ha tenido una variación negativa de 17,8% respecto de diciembre de 2018.

6.- Balanza comercial energética

La balanza comercial energética de Argentina se define como la diferencia entre los bienes energéticos vendidos (exportaciones de combustibles y energía) y los bienes energéticos comprados al exterior (importación de combustibles y lubricantes).

La **Tabla N° 5.1** muestra la evolución de las exportaciones e importaciones energéticas, el saldo y el peso de este saldo sobre el saldo total comercial durante el año 2018.

⁸ Se toma el tipo de cambio promedio del mes informado por el BCRA.

Tabla N° 5.1: Exportaciones e importaciones por grandes rubros, en millones de Dólares corrientes

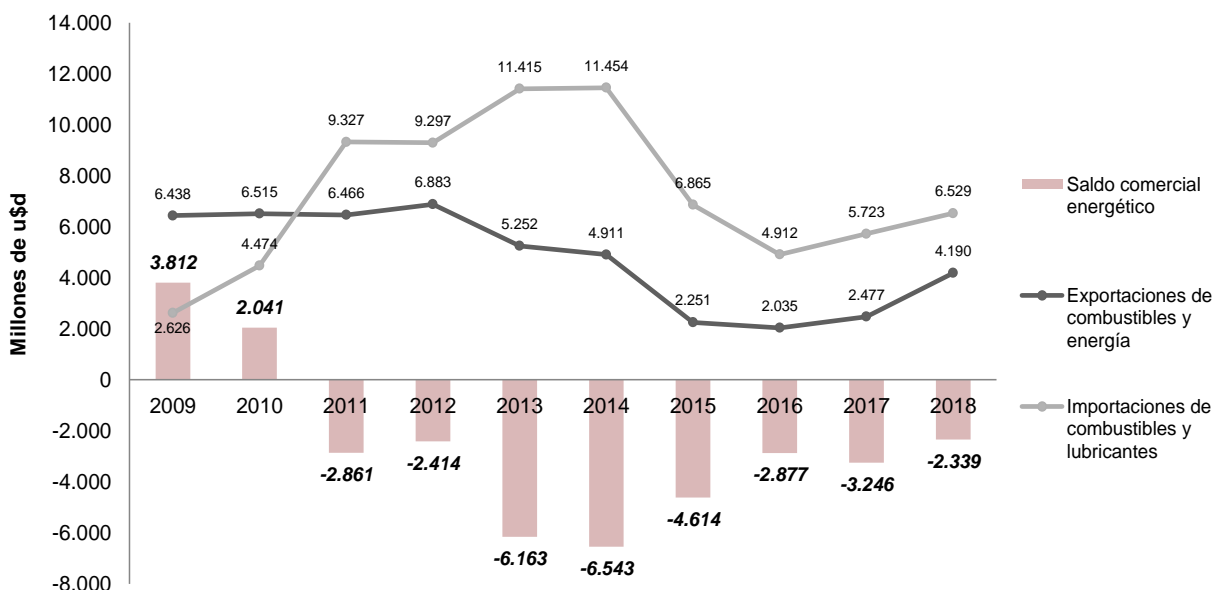
	Exportaciones de combustibles y energía		Importaciones de combustibles y lubricantes		Saldo comercial energético		Balanza comercial total	
	MM u\$d	% i.a	MM u\$d	% i.a	MM u\$d	% i.a	Saldo	Energético/total
2009	6.438		2.626		3.812		16.888	22,6%
2010	6.515	1,2%	4.474	70,4%	2.041	-46,5%	11.632	17,5%
2011	6.466	-0,8%	9.327	108,5%	-2.861	-240,2%	10.347	-
2012	6.883	6,4%	9.297	-0,3%	-2.414	-15,6%	12.419	-
2013	5.252	-23,7%	11.415	22,8%	-6.163	155,3%	9.024	-
2014	4.911	-6,5%	11.454	0,3%	-6.543	6,2%	3.106	-
2015	2.251	-54,2%	6.865	-40,1%	-4.614	-29,5%	-3.105	149%
2016	2.035	-9,6%	4.912	-28,4%	-2.877	-37,6%	1.969	-
2017	2.477	21,7%	5.723	16,5%	-3.246	12,8%	-8.309	39%
2018	4.190	69,2%	6.529	14,1%	-2.339	-27,9%	-3.820	61,2%
% 2017-2018	69,2%		14,1%		-27,9%		-54,0%	
% 2009-2018	-34,9%		148,6%		-		-	
% eq.	-4,7%		10,6%		-		-	

Fuente: IAE en base a INDEC

Como se puede observar, desde 2009 las exportaciones de combustibles y energía han mostrado una tendencia a la baja. Entre 2009 y 2018 el monto total de exportaciones energéticas disminuyó 34,9%, implicando una disminución promedio anual del 4,7% durante el periodo. En contraste, las importaciones tuvieron una tendencia alcista, con un incremento absoluto del 148,6% en los últimos diez años y un aumento promedio anual del 10,6%. Sin embargo, en el último año las exportaciones aumentaron más que las importaciones: 63,9% y 14,1% respectivamente en relación a 2017, por lo cual se redujo el déficit comercial energético en 27,9% respecto al año anterior.

El saldo comercial energético ha sido deficitario desde el año 2011, con picos de déficit en los años 2013 y 2014 (US\$ -6.163 y USD -6.543 millones respectivamente), donde se registró la mayor suma de importaciones de energía con USD 11.415 y USD 11.454 millones respectivamente.

Gráfico N° 5.1: Balanza comercial energética (años 2009-2018)



Fuente: IAE en base a INDEC

En cuanto a las importaciones de los principales productos energéticos en términos de cantidades, se observa un incremento absoluto de 986% entre 2008 y 2018 en el caso del Gas natural, mientras que para el GNL, El GasOil⁹ y las Naftas¹⁰ es de 116,3%, 50,3% y 450,5% entre 2010 y 2018 respectivamente.

Tabla N° 5.2: Importaciones de combustibles y petróleo en cantidades

	Petróleo (Mm3)	% i.a	Gas Natural (MMm3)	% i.a	GNL (MMm3)	% i.a	GasOil (Mm3)	% i.a	Naftas (Mm3)	% i.a
2008	-		558		-		-		-	
2009	0		1.232	120,6%	-		-		-	
2010	0		2.279	84,9%	1.689		1.466		140	
2011	0		3.537	55,2%	3.928	132,6%	1.995	36,1%	143	2,0%
2012	248		5.835	65,0%	4.595	17,0%	1.349	-32,4%	53	-63,0%
2013	421	69,9%	5.690	-2,5%	5.711	24,3%	2.427	80,0%	379	615,1%
2014	548	30,1%	5.973	5,0%	6.604	15,6%	2.026	-16,5%	449	18,6%
2015	292	-46,6%	5.957	-0,3%	5.315	-19,5%	1.934	-4,5%	15	-96,7%
2016	920	214,8%	6.221	4,4%	4.651	-12,5%	2.190	13,3%	247	1543,8%
2017	1.195	29,9%	6.870	10,4%	4.799	3,2%	2.132	-2,7%	416	68,6%
2018	445	-62,8%	6.065	-11,7%	3.653	-23,9%	2.203	-2,7%	618	48,6%
%2017-2018	-62,8%		-11,7%		-23,9%		3,3%		48,6%	
% 2008/10-2018	-		986%		116,3%		50,3%		340,5%	
% eq.*	-		26,9%		10,1%		5,2%		20,4%	

* Variaciones equivalentes inician en el primer año con dato positivo en cada caso. Variación absoluta desde 2008 o 2010 según el caso

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

⁹ Incluye total Gas Oil grado 1, 2 y 3.

¹⁰ Incluye total Naftas grado 1, 2 y 3.

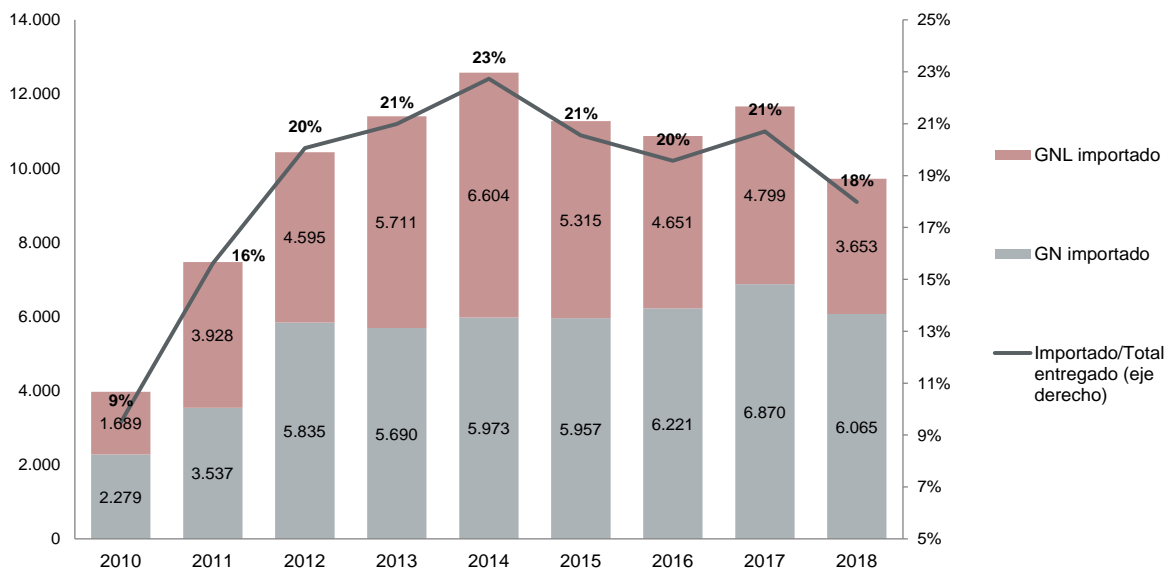
La importación de petróleo ha aumentado considerablemente entre 2012 y 2018, pasando de 248 Mm³ a 445 Mm³, teniendo años como el 2017 que se importó 1.195 Mm³, el año con mayor importación dentro de los analizados.

En el caso del gas natural, la importación de Bolivia se redujo 11,7% entre 2017 y 2018, y es 986% superior a la del año 2008. En los últimos diez años la importación de gas natural por gasoducto ha aumentado un 26,9% promedio anual pasando de importar 558 MMm³ en 2008 a 6.075 MMm³ en 2018. Por esto, en la actualidad, el 9,8% del total de gas entregado a usuarios es gas natural importado de Bolivia.

La importación de Gas natural Licuado (GNL) se redujo 23,9% entre el año 2017 y 2018, mientras que en el último año fue un 116,3% mayor a la del año 2010 pasando de 1.689 MMm³ a 3.653 MMm³. Es decir, la importación de GNL aumentó un 10,1% promedio anual en los últimos nueve años, representado el 8,2% del total del gas entregado a usuarios en el año 2018.

Por otra parte, en la suma del total del Gas entregados usuarios el 18% es importado (Gas natural y GNL) totalizando compras al exterior por 9.781 MMm³.

Gráfico N° 5.2: Gas importado y % sobre entregado a usuarios.

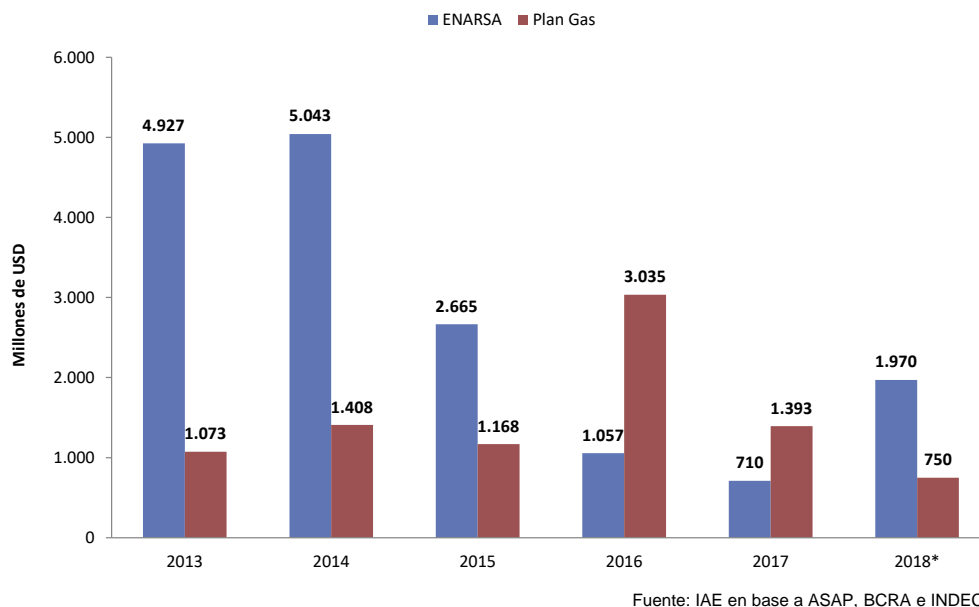


Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

6. Subsidios al sector energético

Los subsidios energéticos y las transferencias de capital totales han crecido durante los últimos diez años, aunque se evidencia una disminución a partir del año 2017 en términos reales o medidos en dólares. Sin embargo, la devaluación del Peso argentino durante 2018 puso un freno a la tendencia a la baja nominal de los subsidios energéticos. En este sentido, entre 2017 y 2018 los subsidios totales crecieron en términos nominales (+45,5%) de manera similar a la inflación anual, pero se redujeron medidos en dólares.

Gráfico 6.1: Transferencia en millones de USD constantes a ENARSA y Plan Gas



Según datos de la Asociación Argentina de Presupuesto (ASAP) las transferencias corrientes al sector energético aumentaron 45,5% en el acumulado a diciembre de 2018 respecto del año anterior. Esto implica que en términos reales en pesos se corresponde una disminución del 1,4% en el último año tomando los datos acumulados.

En cuanto a la tendencia histórica de los subsidios energéticos en términos anuales, los aumentos más importantes entre 2008 y 2018 fueron para CAMMESA, ENARSA (Subsidios a la importación de GNL) y el Plan Gas (subsidios a la producción incremental de gas no convencional), destinatarios en conjunto del 93% del total de los fondos en el año 2018, siendo CAMMESA el principal destinatario.

En particular, el programa Plan Gas (actualmente "programa de incentivos a la producción de gas natural - Ex Plan Gas-") ha recibido transferencias por un total de \$ 19.594 durante el año 2018 siendo 20,5% menor a lo recibido en 2017 y 54% inferior a lo recibido en 2016 en términos nominales. El programa se presenta como el tercer beneficiario en importancia dentro de los subsidios económicos

con un peso del 10,5% sobre el total. A su vez, desde su implementación en el año 2013 este ítem creció a una tasa promedio anual de 25,7%.

El Plan Gas recibió USD 3.035 millones durante 2016, USD 1.393 millones durante 2017 y USD 750 millones en 2018 medido en dólares reales a moneda de diciembre de 2016, reduciéndose en el último año 46,2% en términos reales. Estos datos muestran que los beneficiarios recibieron un total de USD 5.177 millones en términos reales durante los últimos tres años.

En 2018 ENARSA recibió subsidios por la suma de \$ 51.450 millones mostrando un aumento de 309% respecto al año anterior, lo cual equivale a un desembolso de USD 1.970 millones y una variación real de 117% entre 2017 y 2018. Sin embargo, los subsidios reales a ENARSA se encuentran por debajo del promedio histórico siendo éste de USD 2.250 millones entre 2007-2018.

Las transferencias de capital totalizaron \$ 11.112 millones en 2018, siendo 41,6% inferiores a las del año anterior. En este caso, todos los beneficiarios recibieron menos transferencias que el año anterior. Particularmente, ENARSA (actual IEASA) recibió 73% menos de recursos que el año anterior.

Tabla N°6.1: Transferencias anuales corrientes y de capital al sector energético (años 2008-2018)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018*	% 2017-2018	% 2008-2018	% eq.
Subsidios Corrientes	12.023	12.530	20.663	36.195	44.840	76.444	127.983	138.014	221.245	128.071	186.294	45,5%	1449,5%	31,5%
CAMMESA	8.472	8.541	13.492	23.876	24.577	36.229	71.333	89.793	142.154	75.319	103.095	36,9%	1116,9%	28,4%
ENARSA	2.282	2.584	5.200	9.689	17.075	28.644	40.470	27.146	14.997	12.559	51.468	309,8%	2155,4%	36,6%
Plan Gas	0	0	0	0	0	6.236	11.299	11.894	43.072	24.652	19.594	-20,5%	-	-
F.F para Subsidios de Consumos residenciales de GLP	0	0	380	844	1.052	1.402	1.563	4.083	4.417	5.103	6.735	32,0%	-	-
YCF - Rio Turbio	208	401	570	907	1.121	2.136	2.182	3.150	3.250	4.187	2.377	-43,2%	1042,2%	27,6%
Ente Binacional Yaciretá	412	520	565	370	490	1.070	184	1.004	1.098	1.123	2.859	154,6%	593,9%	21,4%
Organismos provinciales	304	300	316	333	319	297	329	318	338	0	0	-	-	-
F.F para Subsidios de Consumos residenciales de de Gas	0	135	50	119	121	122	299	360	419	3.229	0	-	-	-
otros sin discriminar	345	49	90	57	85	308	324	266	1.498	1.897	165	-91,3%	-52,2%	-7,1%
Transferencias de Capital	4.463	3.647	6.257	6.923	10.665	14.273	32.771	32.262	22.022	19.034	11.112	-41,6%	149,0%	9,6%
ENARSA	657	205	290	818	2.134	2.543	12.980	6.950	5.950	4.677	1.238	-73,5%	88,5%	6,5%
Organismos provinciales	488	604	630	875	1.231	1.593	2.734	5.876	2.584	0	0	-	-	-
Ente Binacional Yaciretá	93	113	26	183	39	235	0	16	0	0	0	-	-	-
Nucleoeléctrica S.A.	480	122	462	1.402	3.395	4.882	6.608	5.703	6.477	7.420	7.290	-1,8%	1418,8%	31,3%
Fdo Fid para el transporte eléctricos federal	167	0	1.454	275	592	1.025	1.274	770	1.840	2.800	394	-85,9%	136,6%	9,0%
YCF Rio Turbio	116	140	160	205	317	777	1.529	1.249	913	398	211	-47,0%	82,7%	6,2%
Otros	2.463	2.465	3.235	3.164	2.958	3.218	7.646	11.699	4.257	3.631	1.978	-45,5%	-19,7%	-2,2%
Total, corrientes + capital	16.486	16.177	26.921	43.118	55.505	90.716	160.754	170.276	243.267	147.105	197.406	34,2%	1097,4%	28,2%

Fuente: IAE en base a SIDIF - ASAP.

* Datos provisionales