

REPORTE

2021 **Febrero**
Hidrocarburos No
Convencionales en
Argentina
Energía Eléctrica

Resumen
Libre difusión

El Área de Energía de la Facultad de Ingeniería de la **Universidad Austral** y la empresa **Hub Energía** realizan esta publicación con el objeto de informar a la comunidad temas relevantes del sector.

La publicación incorpora información nacional referente al Sector Eléctrico. Como consecuencia de la potencialidad y los resultados del crecimiento de la producción de Gas Natural No Convencional, surge la necesidad de conocer el estado de situación de la comercialización internacional de Gas Natural Licuefaccionado (GNL). Es nuestra intención continuar ampliando nuestra publicación con datos de la producción, demanda y comercialización internacional en este sector.

En el presente capítulo se incluyen datos de precios internacionales de crudo y de gas natural.

Actualmente contamos con un equipo de alumnos de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Austral (Ignacio Belagardi, Martín Gaddi, Máximo La Pietra, Mariano Overst) para la realización de estos reportes y para el desarrollo de investigaciones vinculadas en temas de energía.

A partir de este número contaremos en forma continua con la participación de la Facultad de Ciencias Empresariales (FCE), así como la Facultad de Derecho (FD).

Se presenta el Informe Monetario de la República Argentina actualizado a febrero 2011. Los profesores Ewhén Jardón Angona y Federico De Cristo (FCE) nos describen el panorama monetario ante la situación actual:

“El gobierno nacional arranca el 2021 con el enorme desafío de cuidar la emisión monetaria para no desestabilizar las demás variables económicas. Por un lado, un exceso de emisión podría incrementar la demanda de activos dolarizados e incrementar la brecha cambiaria, y por otro lado podría aumentar la demanda de bienes y servicios (entre ellos, los importados), acelerando aún más los crecientes aumentos de precios de los últimos meses. El desafío no es fácil, porque el gobierno arranca el año con déficit fiscal y limitada financiación por colocación de deuda, obligando a recurrir al BCRA para cubrir el resto.”

Por su parte Francisco Romano (FD) nos comenta las medidas de estímulo del Barril Criollo y del Plan Gas IV su impacto regulatorio.

“El Barril Criollo buscó paliar la terrible caída de los precios y de la actividad producto de la combinación de múltiples factores macroeconómicos a nivel mundial y de los efectos de la pandemia. La fijación de un precio sostén para el petróleo nacional era sin dudas necesaria. Sin embargo su implementación no fue exitosa en la práctica por la falta de un acuerdo suficientemente abarcativo de toda la cadena de valor.”

“El Plan Gas también implica un precio sostén, para promover inversiones y reducir la dependencia de las importaciones, sobre todo en los meses de invierno. La gran incógnita es si el Estado Nacional cumplirá su parte, sobre todo teniendo en cuenta los incumplimientos aun no subsanados respecto de los planes anteriores y la falta de garantías. Los resultados de la licitación, parcialmente exitosa, nos indican que no basta con las medidas de promoción, sino que hace falta generar confianza. Es más, probablemente a mayor confianza, menor necesidad de subsidios y planes de estímulo.”

Finalmente, de nuestra información estadística y regulatoria, podemos resumir, que (i) la demora en implementar el Plan Gas IV (Gas.AR) genera dudas a que su impacto llegue con fuerza para la producción invernal, (ii) el retraso en generar mecanismos económicos para las expansiones al sistema de transporte y (iii) la posibilidad de un invierno más frío que lo habitual y además seco, impactan en la urgente decisión del gobierno de licitar el regreso del barco regasificador a Bahía Blanca.

The Austral University Energy Area (School of Engineering) and the firm **Hub Energía** make this publication in order to inform the community about relevant issues in the energy sector.

This publication incorporates national information regarding the Electricity Sector. Because of the results of Non-Conventional Natural Gas production growth and its potentiality, it is necessary to know the international Liquefied Natural Gas (LNG) trading and prices. It is our intention to continue expanding our publication with production, demand and international marketing data in this sector.

The University has created a student's team from the School of Engineering (Ignacio Belagardi, Martin Gaddi, Máximo La Pietra, Mariano Overst), School of Law and School of Business Sciences to develop these reports and research works associated with energy issues..

From this number on, we will have the continuous participation of the School of Business Sciences (FCE), as well as the School of Law (FD).

The **Monetary Report of the Argentine Republic** updated to February 2011 is presented. **Professors Ewhen Jardón Angona and Federico De Cristo** describe the monetary outlook for the current situation:

"The national government starts 2021 with the enormous challenge of taking care of the monetary issue so as not to destabilize the other economic variables. On the one hand, excess issuance could increase the demand for dollarized assets and increase the exchange rate gap, and on the other hand it could increase the demand for goods and services (including imported ones), further accelerating the growing price increases of the last months. The challenge is not easy, because the government starts the year with a fiscal deficit and limited financing for debt placement, forcing to resort to the BCRA to cover the rest. "

For his part, **Francisco Romano (FD)** tells us about the measures to stimulate the Barril Criollo and the Plang Gas IV on its regulatory impact.

"The Barril Criollo ought to alleviate the terrible drop in prices and activity as a result of the combination of multiple macroeconomic factors worldwide and the effects of the pandemic. Setting a support price for national oil was undoubtedly necessary. However, its implementation was not successful in practice due to the lack of a sufficiently comprehensive agreement for the entire value chain. "

"The Gas Plan also implies a support price, to promote investments and reduce dependence on imports, especially in the winter months. The great unknown is whether the National State will fulfill its part, especially taking into account the breaches not yet corrected with respect to the previous plans and the lack of guarantees. The results of the tender, which was partially successful, indicate that promotional measures are not enough, but rather that it is necessary to build trust. What's more, probably the greater confidence, the less need for subsidies and stimulus plans. "

Finally, from our statistical and regulatory information, we can summarize that (i) the delay in implementing the Gas IV Plan (Gas.AR) raises doubts that its impact will come with force for winter production, (ii) the delay in generating economic mechanisms for the expansions to the transportation system and (iii) the possibility of a colder than usual and also dry winter, impact on the urgent decision of the government to put out to tender the return of the gasification ship to Bahía Blanca.

Roberto S. Carnicer

► GAS TOTAL PAIS

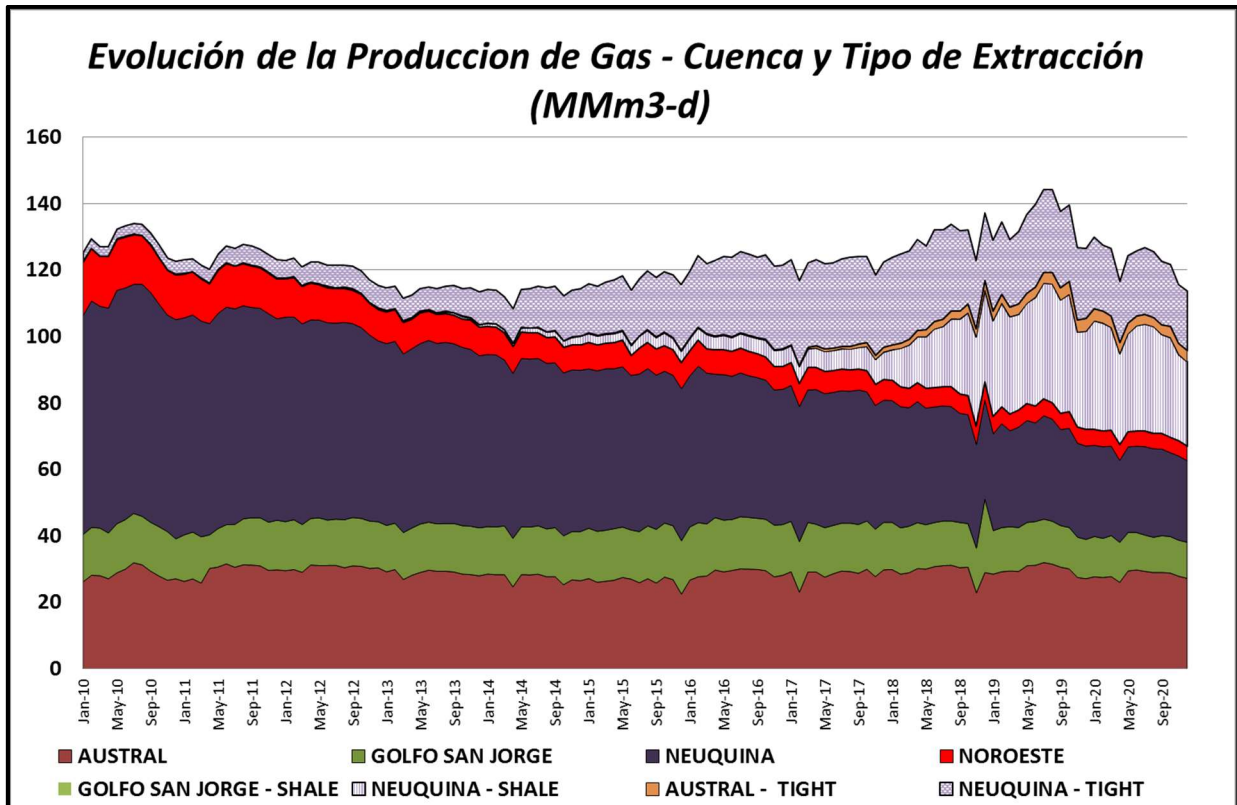
		dic-18	dic-19	dic-20	
Producción de gas	MM m3/d (var. anual)	128,72	126,86	113,82	-10%
<i>Natural Gas Gross production</i>	<i>bcf/d (yoy)</i>	4,55	4,48	4,02	-10%

► GAS NO CONVENCIONAL (TOTAL PAIS)

		dic-18	dic-19	dic-20	
Producción de gas NC	MM m3/d (var. anual)	50,89	54,69	46,70	-15%
<i>Unconventional Natural Gas production</i>	<i>bcf/d (yoy)</i>	1,80	1,93	1,65	-15%
Respecto a (%)	Total País <i>total country</i>	39,54%	43,11%	41,03%	

- La producción total país de gas en Diciembre 2020 fue de 113,82 MMm3/día, presentando un 10% menos respecto del mismo mes del 2019.
- La producción no convencional total país en Diciembre fue de 46,70 MMm3/d, presentando una caída del 15% respecto al mismo mes del 2019 y representa el 41,03% del total país.
- *Total natural gas gross production in December-20 was 4.02 bcf/d, it represented 10% less with than December-19.*
- *Total of non-conventional country production in December was 1.65 bcf/d, presenting 15% less than the same month in 2019 and representing 41.03% of the total country.*

H Evolución de la Producción de Gas por cuenca y por tipo de Recurso (MMm3/d)



► SHALE GAS Cuenca NQN NQN basin		dic-18	dic-19	dic-20	
Producción de Shale gas NQN	MM m3/d (var. anual)	27,7	29,65	25,27	-15%
<i>Shale Gas production NQN</i>	<i>bcf/d (yoy)</i>	0,98	1,05	0,89	-15%
Respecto a (%)	Total País <i>total country</i>	21,52%	23,37%	22,20%	
<i>Respect to (%)</i>	Total cuenca <i>total basin</i>	35,53%	37,54%	37,27%	

► TIGHT GAS Cuenca NQN NQN basin		dic-18	dic-19	dic-20	
Producción de gas NQN	MM m3/d (var. anual)	20,39	21,25	17,98	-15%
<i>Natural Gas Gross production NQN</i>	<i>bcf/d (yoy)</i>	0,72	0,75	0,64	-15%
Respecto a (%)	País <i>country</i>	15,84%	16,75%	15,80%	
<i>Respect to (%)</i>	Cuenca NQN NQN basin	26,15%	26,90%	26,52%	

► GAS NO CONVENCIONAL Cuenca NQN		dic-18	dic-19	dic-20	
Producción de gas NQN	MM m3/d (var. anual)	48,09	50,90	43,25	-15%
<i>Natural Gas Gross production NQN</i>	<i>bcf/d (yoy)</i>	1,70	1,80	1,53	-15%
Respecto a (%)	País <i>country</i>	37,36%	40,12%	38,00%	
<i>Respect to (%)</i>	Cuenca NQN NQN basin	61,68%	64,44%	63,79%	

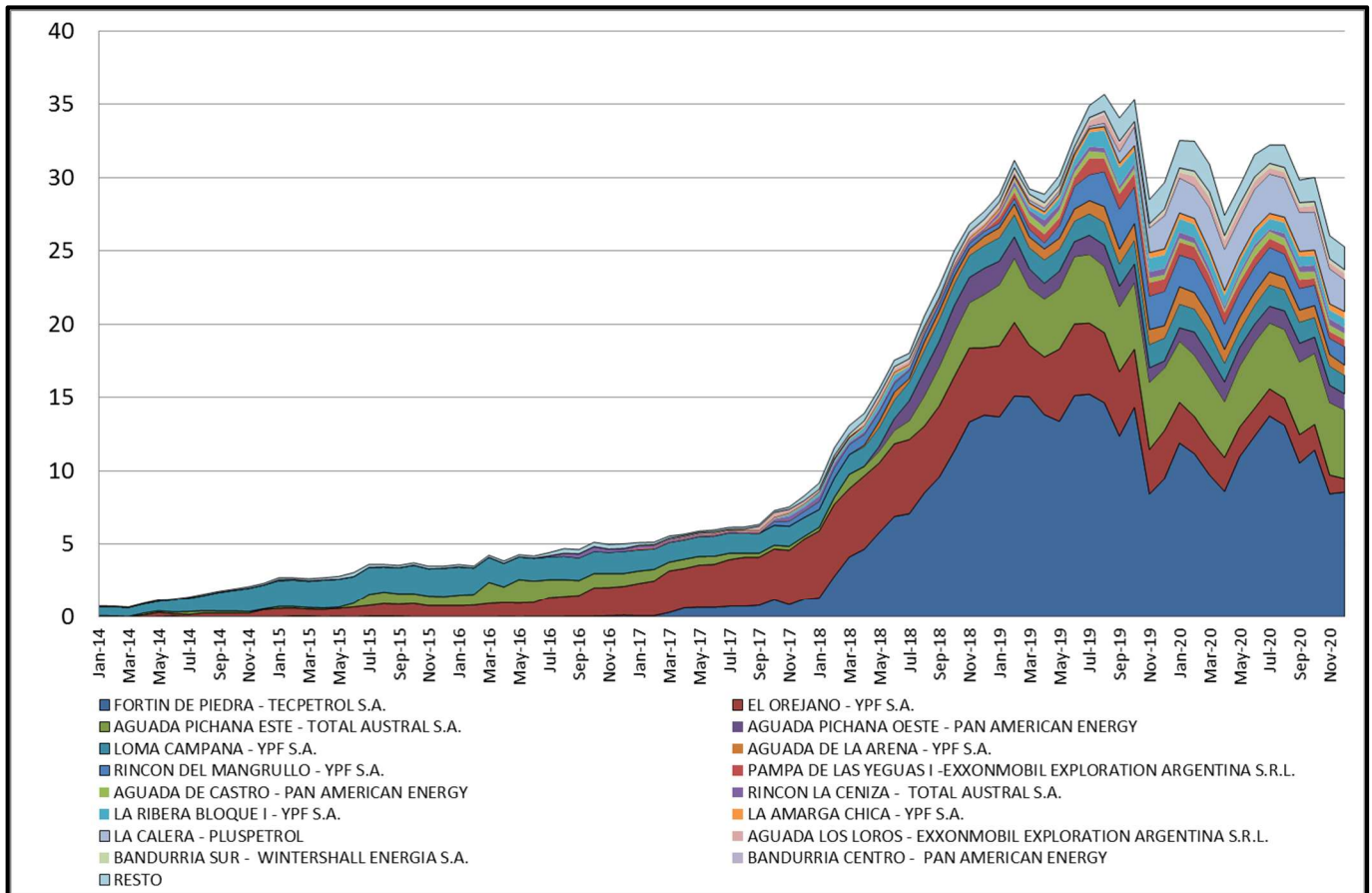
► GAS CONVENCIONAL Cuenca NQN NQN basin		dic-18	dic-19	dic-20	
Producción de gas Convencional NQN	MM m3/d (var. anual)	29,88	28,09	24,55	-13%
<i>Natural Gas Gross production NQN</i>	<i>bcf/d (yoy)</i>	1,06	0,99	0,87	-13%
Respecto a (%)	País <i>country</i>	23,21%	22,14%	21,57%	
<i>Respect to (%)</i>	Cuenca NQN NQN basin	38,32%	35,56%	36,21%	

► GAS TOTAL Cuenca NQN NQN basin		dic-18	dic-19	dic-20	
Producción de gas Total NQN	MM m3/d (var. anual)	77,97	78,99	67,80	-14%
<i>Total Natural Gas production</i>	<i>bcf/d (yoy)</i>	2,76	2,79	2,40	-14%
Respecto a (%)	País <i>country</i>	60,57%	62,26%	59,57%	

- La producción de gas no convencional (NQN) alcanzó los 43,25 MMm3d en Diciembre del 2020 representando el 38,00% del total producido en el país y el 63,79% del total de la cuenca neuquina.
- La cuenca Austral presenta una producción de Tight gas de 3,45 MMm3/d (Diciembre 2020) en las áreas de El Cerrito y Campo indio (CGC)
- *The unconventional gas gross production achieved the 38.00% of total country and 63.79% of Neuquén basin with 1.53 bcf/d in December-20. About 15 percent less than December-19*
- *Austral Basin, unconventional gas gross production was 0.12 MMm3/d (December 2020) coming from El Cerrito and Campo Indio (CGC) fields.*

Producción GAS (Neuquén)

Producción de gas desde reservorios Shale por concesión en MMm3/d

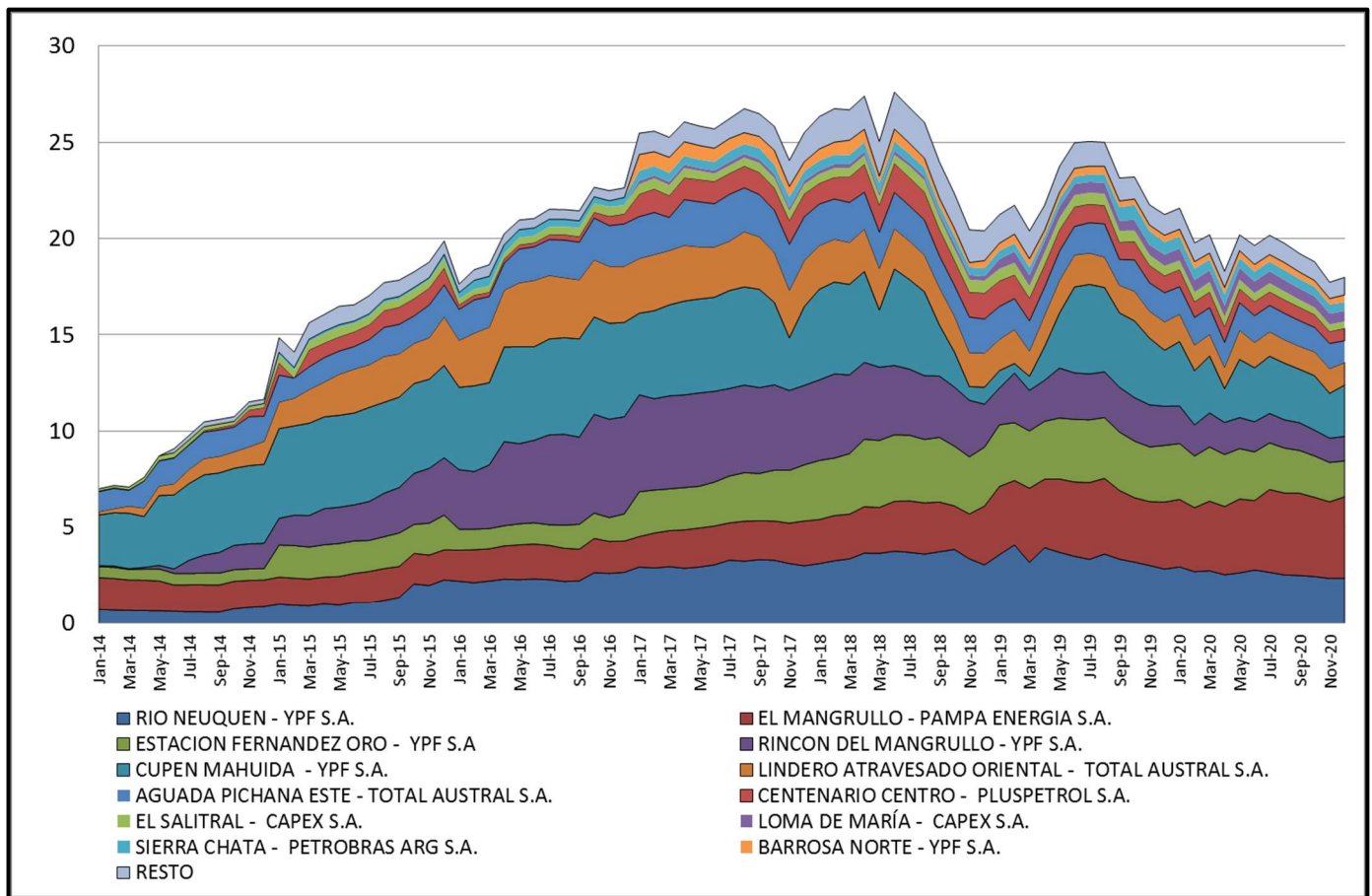


Shale (MMm3/d)												
AREA	Jan-20	Feb-20	Mar-20	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20
FORTIN DE PIEDRA - TECPETROL S.A.	11.90	11.16	9.72	8.60	10.96	12.36	13.74	13.10	10.53	11.42	8.44	8.55
EL OREJANO - YPF S.A.	2.78	2.53	2.45	2.31	2.02	1.90	1.85	1.83	1.94	1.75	1.28	0.92
AGUADA PICHANA ESTE - TOTAL AUSTRAL S.A.	4.17	4.19	4.19	3.81	4.16	4.53	4.50	4.71	4.96	4.85	4.94	4.69
AGUADA PICHANA OESTE - PAN AMERICAN ENERGY	0.91	1.56	1.47	1.34	1.25	1.19	1.13	1.26	1.27	1.09	1.18	1.09
LOMA CAMPANA - YPF S.A.	1.63	1.59	1.63	1.29	1.14	1.31	1.48	1.46	1.45	1.36	1.32	1.26
AGUADA DE LA ARENA - YPF S.A.	1.17	1.11	1.06	0.92	0.93	0.87	0.87	0.85	0.81	0.80	0.77	0.69
RINCON DEL MANGRULLO - YPF S.A.	2.18	2.25	1.94	1.73	1.72	1.76	1.68	1.57	1.49	1.40	1.11	1.26
PAMPA DE LAS YEGUAS I - EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	0.87	0.88	0.88	0.79	0.70	0.67	0.60	0.58	0.58	0.45	0.46	0.49
AGUADA DE CASTRO - PAN AMERICAN ENERGY	0.26	0.24	0.08	0.17	0.40	0.57	0.47	0.49	0.52	0.45	0.43	0.40
RINCON LA CENIZA - TOTAL AUSTRAL S.A.	0.42	0.39	0.40	0.22	0.27	0.24	0.15	0.34	0.39	0.45	0.44	0.41
LA RIBERA BLOQUE I - YPF S.A.	0.92	0.89	0.82	0.77	0.73	0.74	0.72	0.72	0.68	0.65	0.59	0.62
LA AMARGA CHICA - YPF S.A.	0.39	0.40	0.37	0.34	0.32	0.34	0.37	0.38	0.35	0.38	0.42	0.48
LA CALERA - PLUSPETROL	2.40	2.24	2.95	2.81	2.59	2.71	2.69	2.67	2.66	2.61	2.39	2.17
AGUADA LOS LOROS - EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	0.37	0.65	0.69	0.60	0.66	0.53	0.41	0.40	0.36	0.42	0.41	0.43
BANDURRIA SUR - WINTERSHALL ENERGIA S.A.	0.20	0.24	0.26	0.23	0.21	0.22	0.23	0.24	0.22	0.19	0.18	0.17
BANDURRIA CENTRO - PAN AMERICAN ENERGY	0.11	0.10	0.11	0.10	0.10	0.08	0.08	0.08	0.08	0.09	0.10	0.08
RESTO	1.86	2.04	1.88	1.38	1.26	1.52	1.25	1.54	1.54	1.64	1.57	1.55
Total Shale Neuquen	32.52	32.47	30.90	27.42	29.40	31.56	32.21	32.22	29.83	30.01	26.03	25.27
Total Shale Golfo San Jorge	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	0.00	0.00
Total Shale Pais	32.53	32.48	30.90	27.42	29.40	31.56	32.21	32.22	29.83	30.01	26.03	25.27

► La producción de gas natural Shale (NQN) alcanzó 25,27 MMm3d en Diciembre del 2020 representando el 22,20% del total producido en el país y el 35,56% del total de la cuenca neuquina. Un 15% menos, respecto a Diciembre del 2019.

► The shale gas gross production in December-20 was 0.89 bcf/d, it represented the 22.20% of total country and 35.56% of Neuquén basin. About 15% less than December-19.

Producción de gas desde reservorios tight por concesión en MMm3/d



Tight(MMm3/d)												
AREA	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
RIO NEUQUEN - YPF S.A.	2,95	2,71	2,75	2,55	2,64	2,79	2,67	2,54	2,51	2,45	2,35	2,36
EL MANGRULLO - PAMPA ENERGIA S.A.	3,51	3,32	3,62	3,54	3,84	3,60	4,30	4,25	4,27	4,11	3,98	4,23
ESTACION FERNANDEZ ORO - YPF S.A.	2,90	2,68	2,81	2,70	2,61	2,53	2,42	2,33	2,22	2,15	2,04	1,87
RINCON DEL MANGRULLO - YPF S.A.	1,95	1,62	1,77	1,67	1,61	1,57	1,53	1,46	1,44	1,34	1,26	1,27
CUPEN MAHUIDA - YPF S.A.	3,34	2,81	2,95	1,76	3,02	2,80	2,97	2,94	2,78	2,83	2,33	2,67
LINDERO ATRAVESADO ORIENTAL - TOTAL AUSTRAL S.A.	1,42	1,33	1,12	1,11	1,52	1,32	1,27	1,22	1,19	1,24	1,29	1,17
AGUADA PICHANA ESTE - TOTAL AUSTRAL S.A.	1,42	1,43	1,39	1,28	1,43	1,38	1,36	1,37	1,33	1,27	1,30	1,13
CENTENARIO CENTRO - PLUSPETROL S.A.	0,90	0,83	0,82	0,83	0,73	0,74	0,71	0,71	0,70	0,67	0,62	0,64
EL SALITRAL - CAPEX S.A.	0,46	0,49	0,51	0,48	0,47	0,44	0,44	0,43	0,38	0,37	0,37	0,35
LOMA DE MARÍA - CAPEX S.A.	0,64	0,64	0,62	0,61	0,61	0,62	0,63	0,60	0,59	0,58	0,56	0,56
SIERRA CHATA - PETROBRAS ARG S.A.	0,61	0,58	0,56	0,57	0,52	0,50	0,50	0,51	0,50	0,49	0,48	0,45
BARROSA NORTE - YPF S.A.	0,38	0,37	0,32	0,36	0,37	0,36	0,36	0,39	0,35	0,32	0,30	0,37
RESTO	1,09	0,97	0,95	0,84	0,82	0,99	1,00	1,00	0,96	0,97	0,85	0,91
Total Tight Neuquen	21,57	19,77	20,19	18,30	20,19	19,64	20,16	19,75	19,22	18,79	17,73	17,98
Total Tight Austral	3,76	3,64	3,54	3,40	3,27	3,06	2,93	2,86	2,97	3,30	3,28	3,45
Total Tight Pais	25,33	23,42	23,73	21,70	23,46	22,69	23,08	22,61	22,18	22,10	21,01	21,43

► La producción de Tight gas (NQN) alcanzó los 17,98 MMm3d en Diciembre del 2020 representando el 15,80% del total producido en el país y el 26,52% del total de la cuenca.

► The tight gas gross production in December-20 was 0.64 bcf/d, it represented the 15.80% of total country and 26.52% of Neuquén basin.

► PETROLEO TOTAL PAIS

		Dec-18	Dec-19	Dec-20	
Producción de petróleo	M m3/d (var. anual)	80.72	83.92	77.74	-7%
Oil Gross production	Kbd (yoy)	507.7	527.8	488.9	-7%

► PETROLEO NO CONVENCIONAL (TOTAL PAIS)

		Dec-18	Dec-19	Dec-20	
Producción de petróleo NC	M m3/d (var. anual)	12.98	18.98	20.61	9%
Unconventional Oil production	Kbd (yoy)	81.65	119.37	129.66	9%
Respecto a (%)	Total País total country	16.1%	22.6%	26.5%	

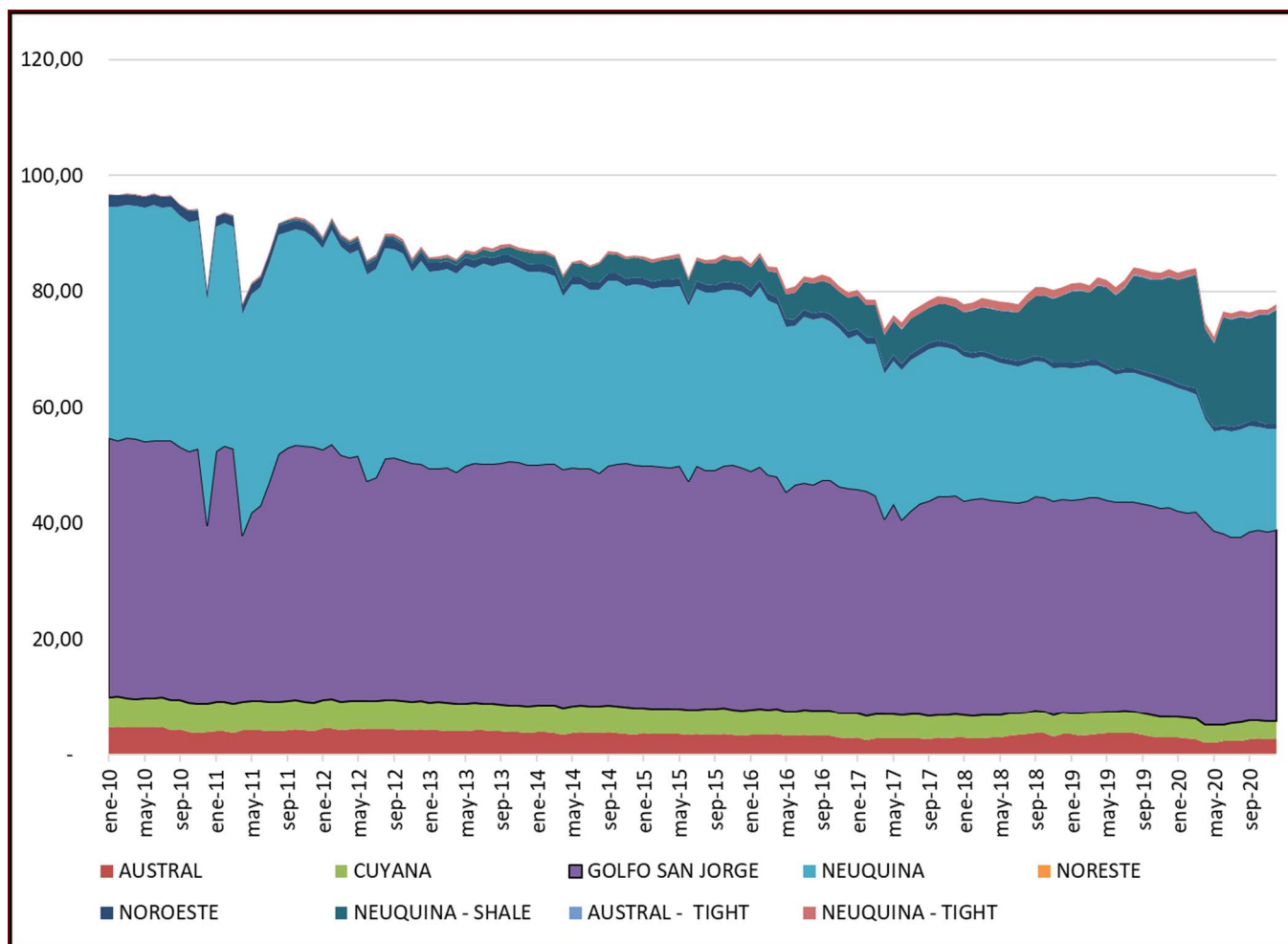
► La producción de petróleo total país en Diciembre fue de 77,74 Mil m3/día, presentando 7% menos, respecto del mismo mes del 2019.

► La producción de Petróleo no convencional total país en Diciembre 2020 fue de 20,61 Mm3/d, presentando un aumento del 9% respecto al mismo mes del 2019 y representa el 26,5% del total país

► Total crude oil gross production in December-20 was 488.9 kbls/d, it represented 7% less than December-19.

► The total non-conventional country crude oil production in December was 129.66 dcf/d, showing an increase of 9% compared to the same month of 2019 and represents the 26.5% of the total country.

H Evolución de la Producción de Petróleo por cuenca y por tipo de Recurso (Mm3/d)



► PETROLEO SHALE		Cuenca NQN NQN basin	Dec-18	Dec-19	Dec-20	
Producción de petróleo Shale NQN	Mm3/d (var. anual)		11.60	17.65	19.73	12%
<i>Shale Oil Production NQN</i>	<i>kbd (yoy)</i>		72.97	111.04	124.08	12%
Respecto a (%)	Total País <i>total country</i>		14.37%	21.04%	25.38%	
<i>Respect to (%)</i>	Cuenca NQN NQN basin		32.56%	43.96%	52.02%	

► PETROLEO TIGHT		Cuenca NQN NQN basin	Dec-18	Dec-19	Dec-20	
Producción de petróleo Tight NQN	Mm3/d (var. anual)		1.30	1.19	0.76	-36%
<i>Tight Oil production NQN</i>	<i>kbd (yoy)</i>		8.17	7.50	4.81	-36%
Respecto a (%)	Total País <i>total country</i>		1.61%	1.42%	0.98%	
<i>Respect to (%)</i>	Cuenca NQN NQN basin		3.64%	2.97%	2.02%	

► PETROLEO NO CONVENCIONAL		Cuenca NQN NQN	Dec-18	Dec-19	Dec-20	
Producción petróleo (shale + tight)	Mm3/d (var. anual)		12.90	18.85	20.49	9%
<i>Shale & Tight Oil Gross production</i>	<i>Kbd (yoy)</i>		81.14	118.54	128.89	9%
Respecto a (%)	Total País <i>total country</i>		15.98%	22.46%	26.36%	
<i>Respect to (%)</i>	Cuenca NQN NQN basin		36.20%	46.93%	54.04%	

► PETROLEO CONVENCIONAL		Cuenca NQN NQN basin	Dec-18	Dec-19	Dec-20	
Producción Convencional NQN	M m3/d (var. anual)		22.74	21.31	17.43	-18%
<i>Conventional Oil production NQN</i>	<i>Kbd (yoy)</i>		143.00	134.04	109.62	-18%
Respecto a (%)	Total País <i>total country</i>		28.17%	25.39%	22.42%	
<i>Respect to (%)</i>	Cuenca NQN NQN basin		63.80%	53.07%	45.96%	

► PETROLEO TOTAL		Cuenca NQN NQN basin	Dec-18	Dec-19	Dec-20	
Producción de Petróleo	M m3/d (var. anual)		35.64	40.16	37.92	-6%
<i>Oil Gross production</i>	<i>Kbd (yoy)</i>		224.15	252.58	238.52	-6%
Respecto a (%)	País <i>country</i>		44.15%	47.85%	48.78%	

► La producción de petróleo (NQN) no convencional en Diciembre fue de 20,49 Mil m3/día, representando el 26,36 % del país y el 54,04% de la cuenca neuquina.

► La producción de petróleo no convencional (NQN) creció un 9% entre Diciembre 2020 y Diciembre 2019.

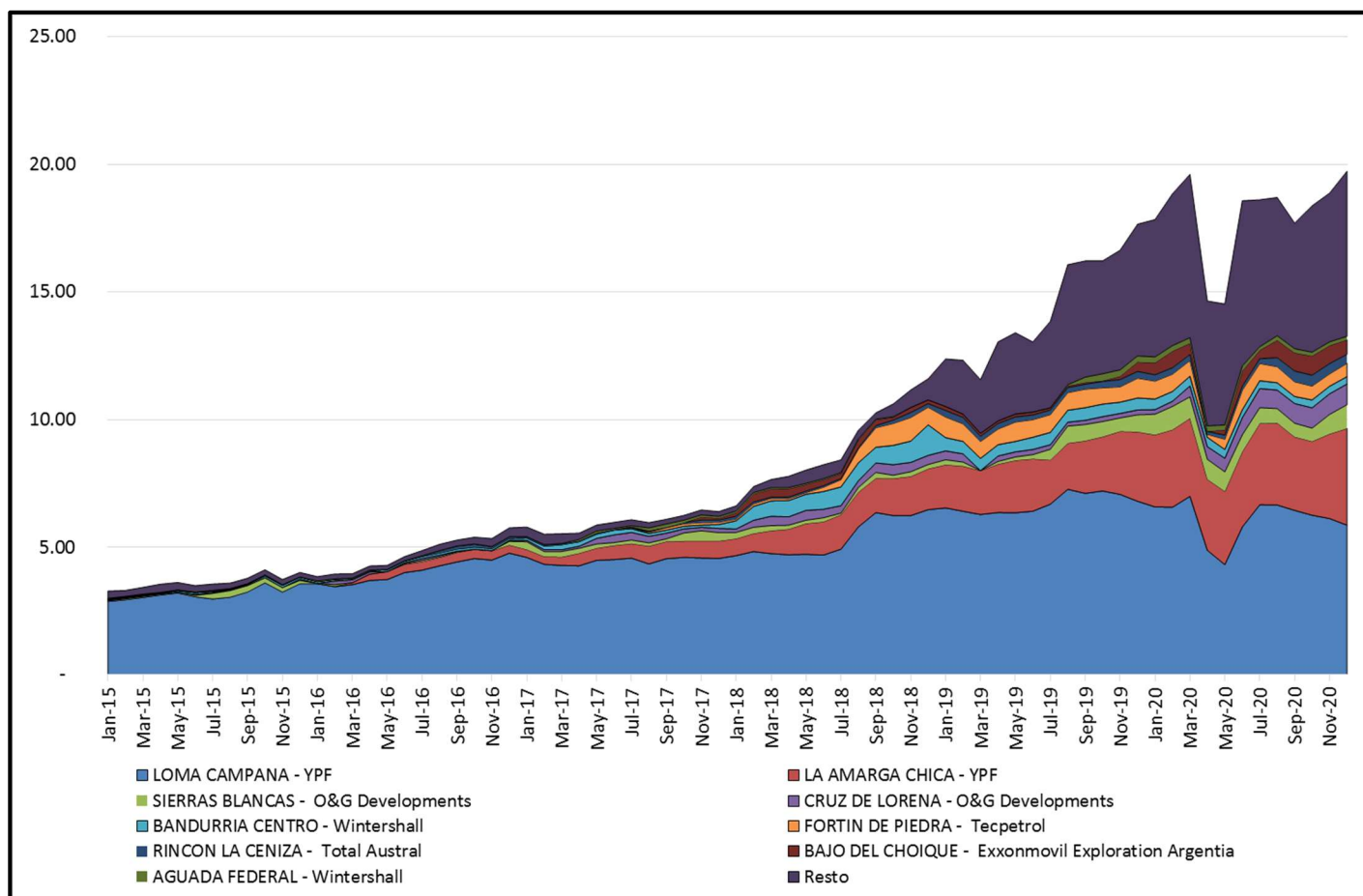
► *Shale & Tight crude oil gross production (NQN) in December-20 was 1208,89 kbls/d, it represented the 26.36% of total country and 54.04 % of Neuquén basin.*

► *Shale & Tight crude oil gross production (NQN) increase 9% between December-20 and December-19.*

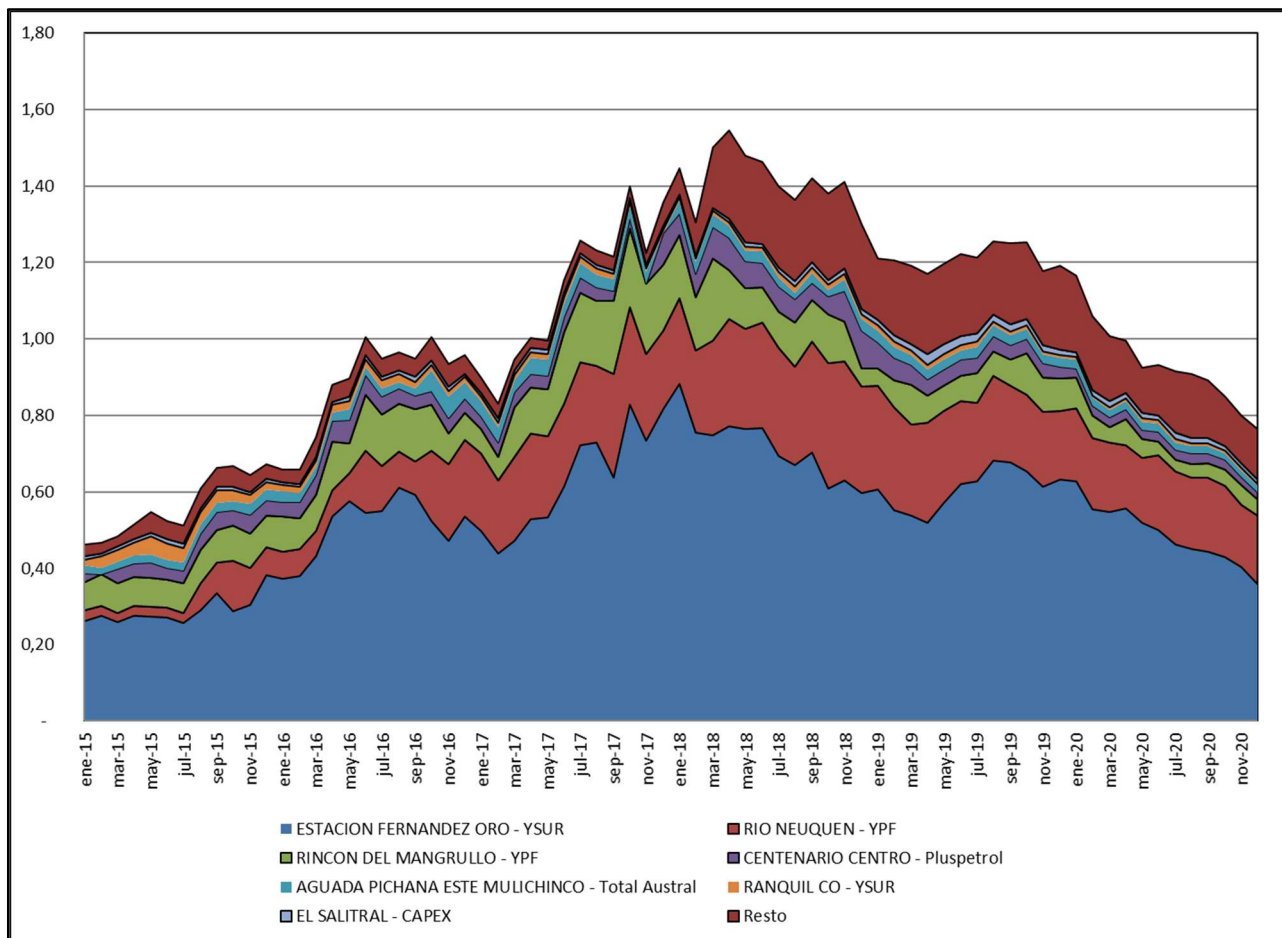
Producción PETROLEO (Neuquén)



Producción de Petróleo desde reservorios Shale por concesión en Mm3/día



Shale (Mm3/d)												
AREA	Jan-20	Feb-20	Mar-20	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20
LOMA CAMPANA - YPF	6.59	6.57	7.00	4.89	4.32	5.80	6.67	6.66	6.45	6.26	6.13	5.87
LA AMARGA CHICA - YPF	2.82	3.03	3.06	2.78	2.87	2.95	3.18	3.21	2.88	2.89	3.31	3.79
SIERRAS BLANCAS - O&G Developments	0.81	0.91	0.84	0.78	0.76	0.66	0.62	0.56	0.53	0.52	0.76	0.93
CRUZ DE LORENA - O&G Developments	0.18	0.21	0.43	0.50	0.53	0.67	0.75	0.73	0.77	0.80	0.81	0.81
BANDURRIA CENTRO - Wintershall	0.41	0.38	0.38	0.36	0.34	0.31	0.31	0.29	0.27	0.31	0.30	0.29
FORTIN DE PIEDRA - Tecpetrol	0.70	0.68	0.61	0.11	0.40	0.77	0.67	0.63	0.58	0.54	0.48	0.52
RINCON LA CENIZA - Total Austral	0.25	0.25	0.23	0.11	0.16	0.15	0.19	0.35	0.42	0.42	0.40	0.35
BAJO DEL CHOIQUE - Exxonmobil Exploration Argentina	0.47	0.65	0.44	0.01	0.21	0.60	0.34	0.68	0.71	0.75	0.71	0.57
AGUADA FEDERAL - Wintershall	0.23	0.21	0.21	0.21	0.19	0.18	0.14	0.17	0.16	0.15	0.14	0.14
Resto	5.38	5.95	6.40	4.89	4.74	6.47	5.75	5.41	4.92	5.73	5.83	6.46
Total Shale Neuquina	17.83	18.85	19.60	14.65	14.53	18.57	18.61	18.70	17.70	18.37	18.87	19.73
Total Shale Golfo San Jorge	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-
Total Shale Pais	17.83	18.85	19.60	14.65	14.53	18.57	18.60	18.70	17.70	18.37	18.87	19.73



<i>Tight(Mm3/d)</i>												
AREA	Jan-20	Feb-20	Mar-20	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20
ESTACION FERNANDEZ ORO - YSUR	0.63	0.55	0.55	0.56	0.52	0.50	0.46	0.45	0.44	0.43	0.40	0.36
RIO NEUQUEN - YPF	0.19	0.19	0.18	0.16	0.17	0.19	0.19	0.18	0.19	0.18	0.16	0.18
RINCON DEL MANGRULLO - YPF	0.08	0.06	0.04	0.07	0.05	0.04	0.03	0.04	0.04	0.04	0.05	0.04
CENTENARIO CENTRO - Pluspetrol	0.02	0.03	0.02	0.03	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02
AGUADA PICHANA ESTE MULICHINCO - Total Austral	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
RANQUIL CO - YSUR	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00
EL SALITRAL - CAPEX	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Resto	0.20	0.19	0.17	0.14	0.12	0.13	0.16	0.17	0.15	0.13	0.12	0.13
Total Tight Neuquina	1.16	1.06	1.01	1.00	0.93	0.93	0.89	0.91	0.89	0.85	0.80	0.76
Total Tight Austral	0.13	0.12	0.12	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.11	0.12	0.13	0.12
Total Tight Pais	1.30	1.18	1.13	1.11	1.04	1.04	0.98	1.01	1.00	0.97	0.93	0.89

Gas natural – Demanda Historica

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (BCM)													
	<u>2000</u>	<u>2005</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>
Residencial/Comercial/Público/SDB	8,70	9,40	11,59	12,11	12,76	13,29	12,88	13,04	13,77	12,37	12,30	12,15	11,96
Transporte (GNC)	1,68	3,20	2,66	2,76	2,78	2,76	2,85	2,98	2,83	2,55	2,40	2,46	1,87
Industrial	9,96	11,27	12,04	12,51	11,66	12,39	12,48	12,63	12,08	12,52	13,19	13,75	12,49
Centrales Térmicas	10,90	10,68	11,52	12,95	14,35	14,47	14,54	14,92	16,00	17,28	17,19	15,08	14,49
Demanda Interna	30,72	34,55	37,81	40,34	41,55	42,91	42,75	43,57	44,69	44,71	45,08	43,44	40,82

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (MMm3/d)													
	<u>2000</u>	<u>2005</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>
Residencial/Comercial/Público/SDB	23,83	25,75	31,74	33,18	34,95	36,42	35,28	35,73	37,73	33,88	33,70	33,28	32,77
Transporte (GNC)	4,60	8,77	7,30	7,56	7,63	7,56	7,82	8,17	7,74	6,99	6,58	6,74	5,13
Industrial	27,30	30,88	32,98	34,28	31,95	33,95	34,19	34,61	33,11	34,29	36,15	37,66	34,23
Centrales Térmicas	29,86	29,26	31,56	35,48	39,32	39,65	39,84	40,87	43,84	47,34	47,09	41,32	39,70
Demanda Interna	84,16	94,66	103,58	110,51	113,84	117,57	117,12	119,37	122,43	122,50	123,52	119,01	111,83

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (% incremental)													
	<u>00/95</u>	<u>2005</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>
Residencial/Comercial/Público/SDB	21,0%	5,6%	33,2%	4,5%	5,3%	4,2%	-3,1%	1,3%	5,6%	-10,2%	-0,5%	-1,2%	-1,5%
Transporte (GNC)	66,5%	6,7%	58,8%	3,6%	0,9%	-0,9%	3,4%	4,5%	-5,2%	-9,7%	-5,9%	2,5%	-23,9%
Industrial	8,3%	0,4%	20,8%	3,9%	-6,8%	6,3%	0,7%	1,2%	-4,3%	3,6%	5,4%	4,2%	-9,1%
Centrales Térmicas	52,6%	3,3%	5,7%	12,4%	10,8%	0,8%	0,5%	2,6%	7,3%	8,0%	-0,5%	-12,3%	-3,9%
Demanda Interna	25,2%	3,3%	23,1%	6,7%	3,0%	3,3%	-0,4%	1,9%	2,6%	0,1%	0,8%	-3,7%	-6,0%

Fuente ENARGAS

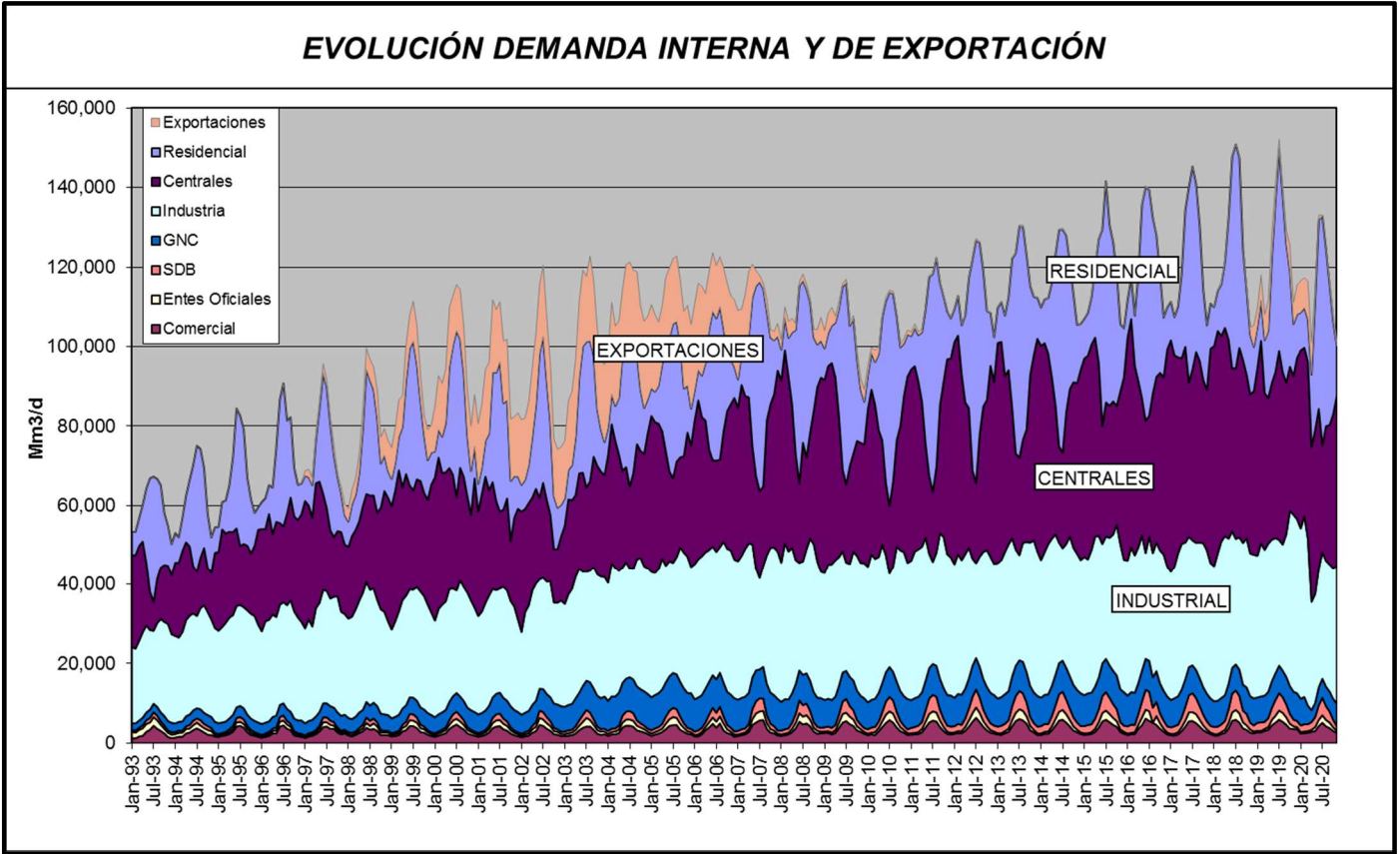
► La estructura de la demanda de gas natural cambia de 1993, donde el Residencial/GNC/Industrial/Centrales representan 33%/4%/36%/28% respectivamente, a ser 27%/6%/32%/35% en 2019. Se observa el importante aumento de participación en demanda para generación eléctrica respecto de la Residencial e Industrial, en especial en 2017

► La demanda ha crecido sostenidamente en 104% desde 1993-2018

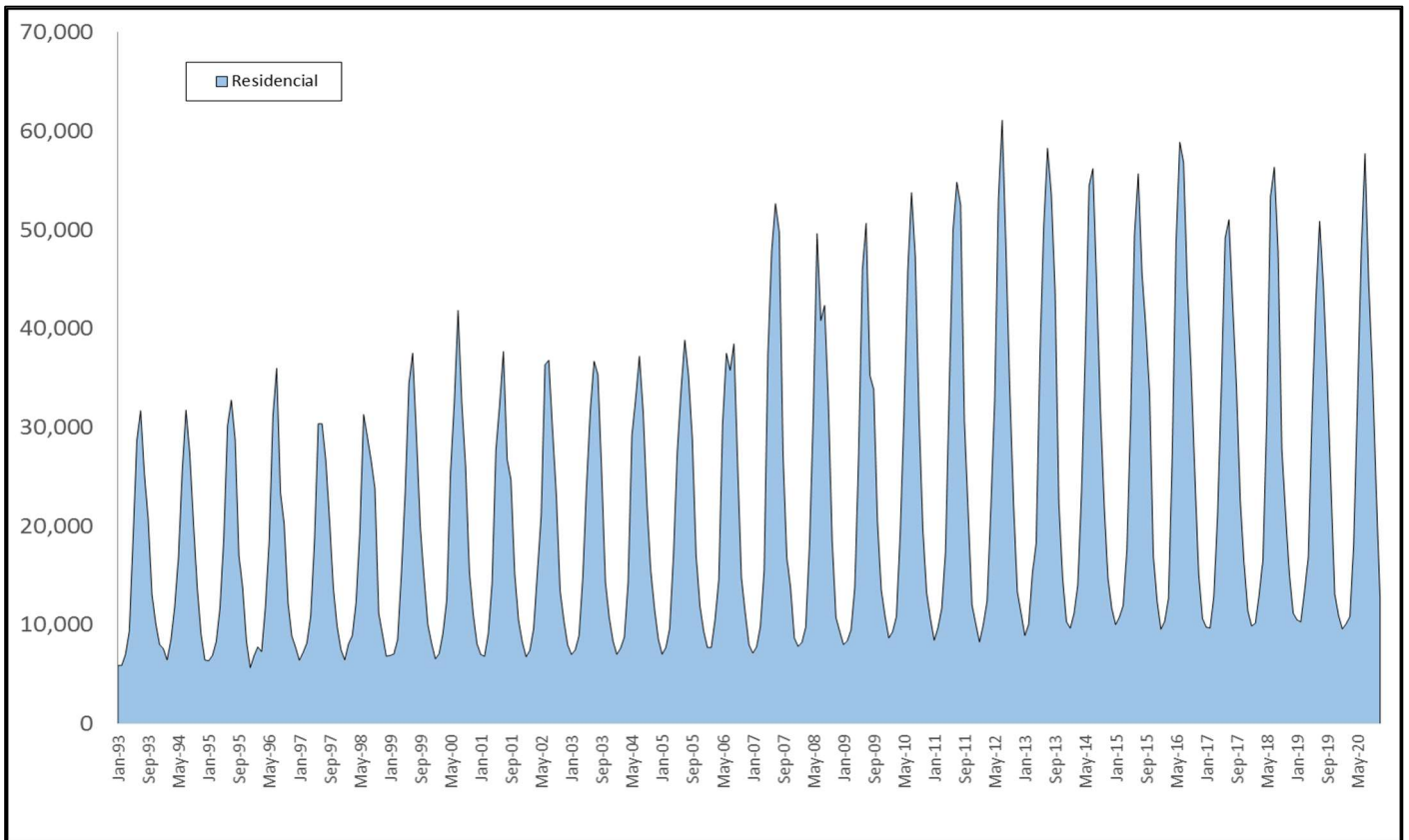
► The natural gas demand structure have change from 1993 to 2018 as follows Residential/Vehicular Gas/Industry/Power Plants from 33%/4%/36%/28% (1993) to 27%/6%/32%/35% (2019). It can be seen the important growth of the Power Plant demand in comparison with Residential and Industrial demand, mainly in 2017

► NG demand has permanent growth - 104% growth since 1993-2018.

H Evolución demanda Interna y de exportación

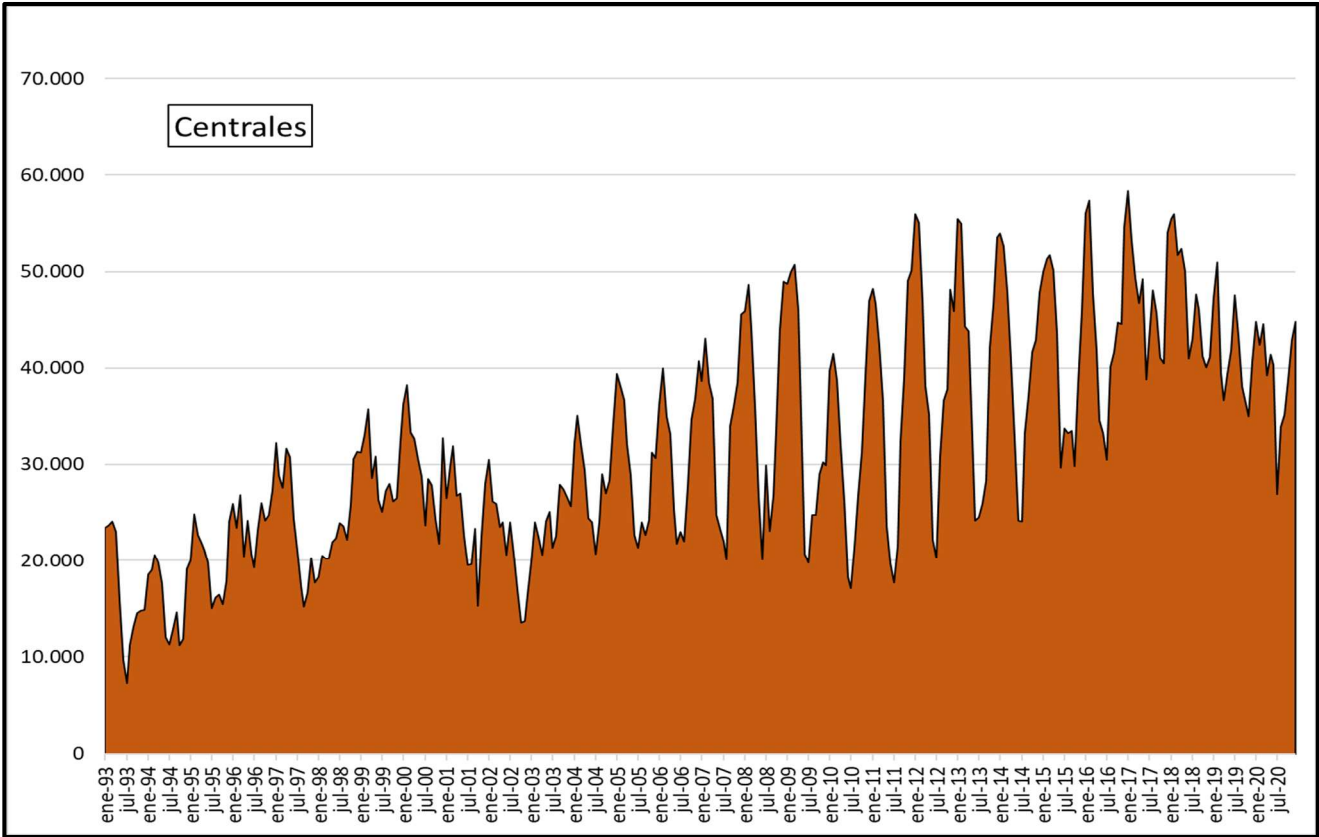


H Residencial (Mm3/d)

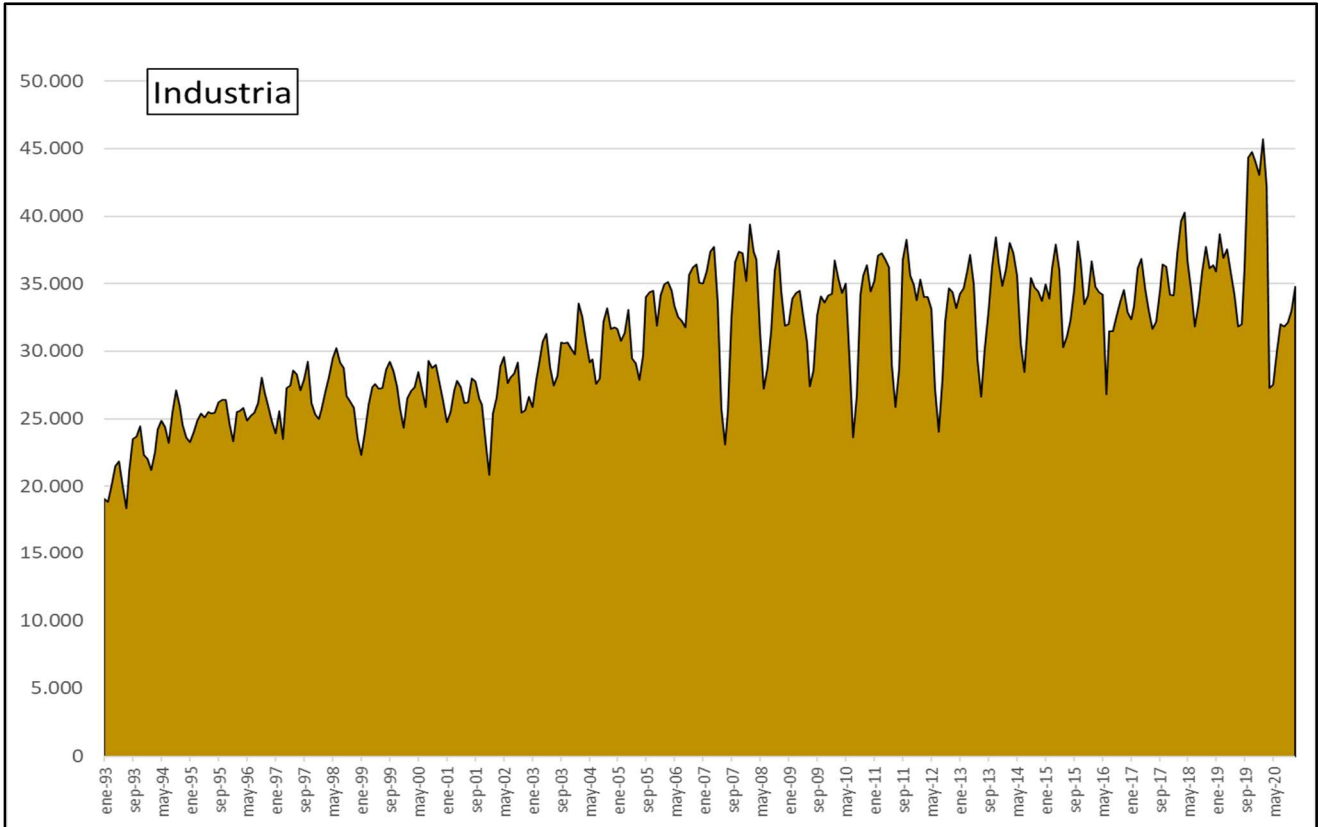


Gas natural – Demanda Histórica por Tipo de Usuario

H Centrales Térmicas (Mm3/d)



H Industriales (Mm3/d)



H Tabla de Demanda de Gas Natural por Tipo de Cliente (Mm3/d)

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (Mm3/d base promedio mensual)						
	Residencial/Comercial/Público/SDB	Transporte (GNC)	Industrial	Centrales Térmicas	Demanda Interna	Exportaciones
ene-20	13.978	6.722	43.064	44.822	108.586	7.973
feb-20	14.824	6.851	45.721	42.364	109.760	7.572
mar-20	15.573	4.608	42.132	44.600	106.913	9.533
abr-20	23.475	3.007	27.260	39.224	92.966	8.051
may-20	39.168	3.570	27.490	41.389	111.617	3.562
jun-20	57.210	4.489	29.954	40.304	131.957	1.087
jul-20	69.146	4.779	31.982	26.889	132.796	305
ago-20	53.850	4.893	31.838	33.934	124.516	330
sep-20	43.313	5.028	32.138	35.155	115.633	1.208
oct-20	29.132	5.294	33.023	38.807	106.256	1.879
nov-20	16.687	5.766	34.779	42.935	100.166	1.544
dic-20	14.998	6.400	30.611	44.799	96.808	1.114
ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (% Incremento mes interanual)						
	Residencial/Comercial/Público/SDB	Transporte (GNC)	Industrial	Centrales Térmicas	Demanda Interna	Exportaciones
ene-20	-10,52%	6,19%	20,01%	-5,07%	3,37%	73,67%
feb-20	-4,15%	4,52%	18,22%	-16,90%	-1,72%	20,23%
mar-20	-16,80%	-29,86%	14,18%	13,06%	5,19%	47,93%
abr-20	1,34%	-54,39%	-27,43%	7,08%	-10,57%	4,99%
may-20	-2,82%	-46,66%	-23,29%	5,06%	-8,68%	-43,04%
jun-20	6,41%	-33,32%	-12,45%	-3,56%	-3,33%	-74,91%
jul-20	8,99%	-30,96%	0,42%	-43,42%	-11,31%	-87,57%
ago-20	-3,60%	-26,02%	-0,42%	-21,73%	-9,64%	-88,53%
sep-20	-3,10%	-27,25%	-11,15%	-7,72%	-8,14%	-63,43%
oct-20	-7,21%	-24,11%	-25,49%	6,95%	-10,69%	-71,04%
nov-20	-12,10%	-17,89%	-22,25%	22,76%	-5,25%	-71,48%
dic-20	-9,02%	-8,12%	-30,44%	10,21%	-10,45%	-85,06%

Fuente: Enargas

Gas Natural – Oferta – Exportación – Importación

ARGENTINA: OFERTA DE GAS NATURAL (BCM)

	1993	1995	2000	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Producción Convencional	26,73	30,50	45,13	45,26	43,07	40,88	37,23	36,14	36,50	35,77	33,58	30,30	28,47	25,78
Shale				-	-	-	0,37	0,73	1,10	1,46	2,19	6,57	11,32	10,98
Tight				1,83	2,56	3,29	3,65	4,38	5,84	7,67	8,76	9,86	9,49	8,32
Producción Total	26,73	30,50	45,13	47,09	45,63	44,17	41,25	41,25	43,44	44,90	44,53	46,72	49,28	45,07
Importación Bolivia	2,08	2,05	0,00	-	2,72	4,57	5,72	6,02	5,97	5,76	6,62	6,01	5,13	5,96
Importación GNL	0,00	0,00	0,00	1,83	4,02	4,55	6,01	5,91	5,55	4,84	4,47	3,57	1,74	1,83
Importación Chile	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	0,36	0,27	0,21	-	-
Oferta Total Bruta	28,81	32,56	45,13	48,91	52,37	53,28	52,98	53,17	54,95	55,85	55,89	56,51	56,15	52,86
Exportación	0,00	0,00	4,50	0,46	0,21	0,11	0,25	0,24	0,31	0,06	0,08	0,46	1,93	1,35
Reinyección, Combustible y Perdidas	7,36	9,37	9,92	12,32	11,73	11,58	10,27	10,43	10,54	11,19	11,23	11,27	11,10	10,12
Oferta Doméstica	21,45	23,19	30,72	36,13	40,43	41,59	42,45	42,50	44,10	44,59	44,59	44,78	43,11	41,39

ARGENTINA: OFERTA DE GAS NATURAL (MMm3/d)

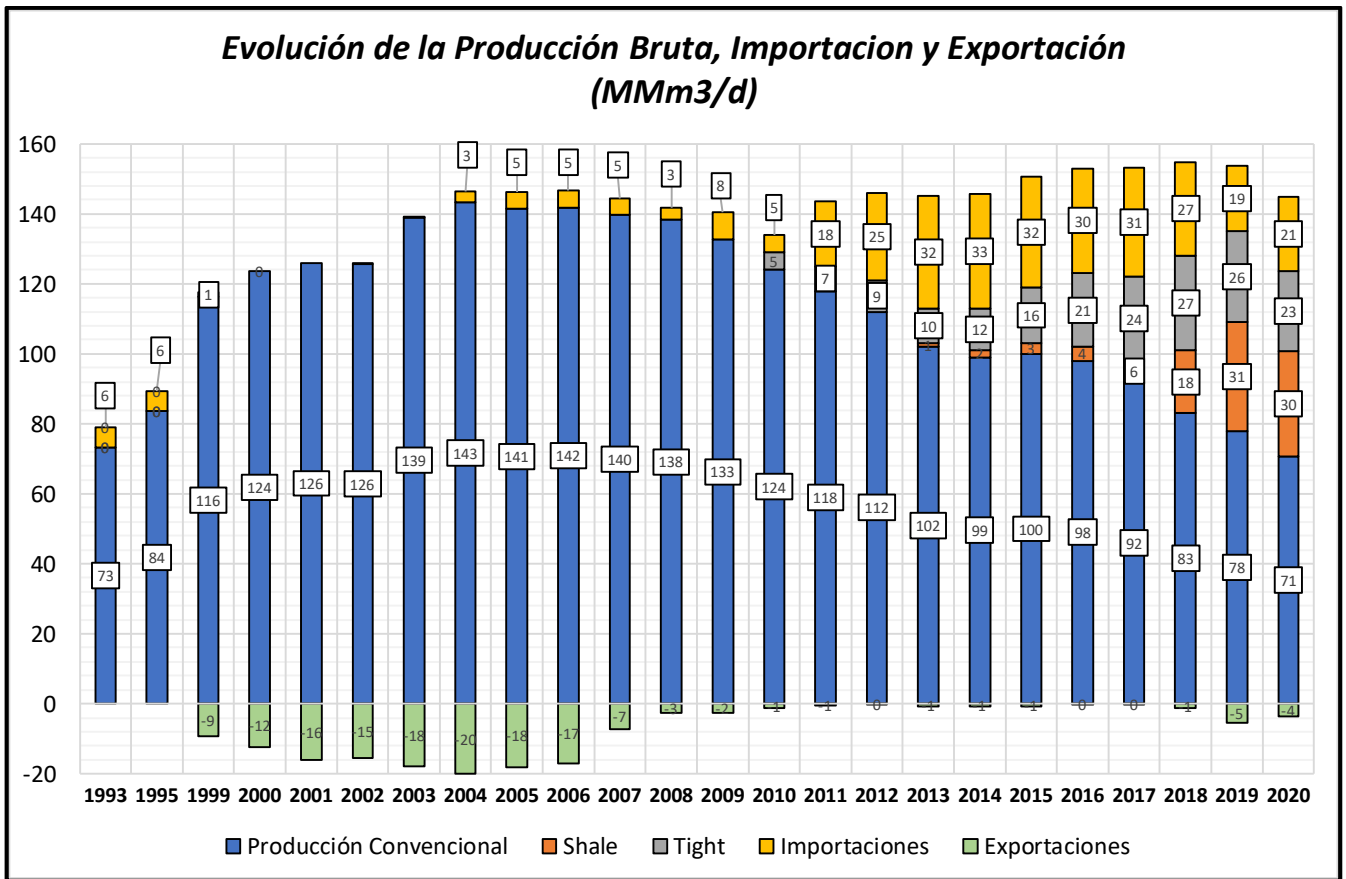
	1993	1995	2000	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Producción Convencional	73,23	83,58	123,66	124,00	118,00	112,00	102,00	99,00	100,00	98,00	92,00	83,00	78,00	70,62
Shale				0,00	0,00	0,00	1,00	2,00	3,00	4,00	6,00	18,00	31,00	30,07
Tight				5,00	7,00	9,00	10,00	12,00	16,00	21,00	24,00	27,00	26,00	22,80
Producción Total	73,23	83,58	123,66	129,00	125,00	121,00	113,00	113,00	119,00	123,00	122,00	128,00	135,00	123,49
Importación Bolivia	5,71	5,62	0,00	0,00	7,45	12,52	15,66	16,48	16,36	15,78	18,13	16,48	14,07	16,32
Importación GNL	0,00	0,00	0,00	5,00	11,01	12,46	16,48	16,20	15,20	13,25	12,25	9,77	4,76	5,01
Importación Chile				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,98	0,75	0,59	0,00	0,00
Oferta Total	78,94	89,20	123,66	134,00	143,47	145,98	145,14	145,68	150,56	153,01	153,13	154,84	153,83	144,83
Exportación	0,00	0,00	12,32	1,27	0,57	0,29	0,69	0,67	0,85	0,17	0,21	1,26	5,30	3,71
Reinyección, Combustible y Perdidas	20,17	25,67	27,18	33,76	32,13	31,73	28,15	28,57	28,89	30,67	30,77	30,88	30,42	27,71
Oferta Doméstica	58,77	63,52	84,16	98,98	110,77	113,96	116,31	116,44	120,82	122,17	122,15	122,69	118,11	113,40

Fuente: Enargas/MNEM

- ▶ La mayor exportación se concreta en el año 2004 de 22 MMm3/d. A partir de julio de 2007 se reducen a valores despreciables. A partir de septiembre 2018 comienzan a realizarse exportaciones de importancia alcanzándose un pico de 13 MMm3/d en 3/2020 a Chile pesar de la pandemia
- ▶ Las importaciones de gas natural comienzan en 2004 desde Bolivia. A partir del 2008 mediante GNL por el barco regasificador ubicado en Bahía Blanca. En 2011 entra en operaciones el segundo barco regasificador en Escobar, en noviembre 2018 se retira el barco de Bahía Blanca.
- ▶ La caída de producción convencional durante el año 2020, la fuerte baja de etapas de fractura a partir de agosto 2019 y su impacto en la producción no convencional, que manifiesta una recuperación fuerte a partir de octubre 2020, hasta la fecha, ponen en duda el abastecimiento del invierno 2021. Actualmente está en proceso el llamado a licitación por parte de IEASA para la contratación nuevamente del barco regasificador en Bahía Blanca. De manera de disponer de mayor oferta de gas para el período mayo-septiembre.
- ▶ Maximum NG exports was in 2004 reaching 22 MMm3/d. Since 2007 exports reduced practically up to zero. In September 2014, Argentina began to export important gas volumes, reaching a peak of 13 MMm3/d (3/2020) to Chile during the Covid 2019.
- ▶ Natural Gas imports began in 2004 from Bolivia. A regasification vessel placed in Bahia Blanca began to supply LNG since 2008. In 2011 a second regasification vessel began to operate in Escobar, near the deamad. Finally, in November 2018 the first vessel left Bahia Blanca.
- ▶ The unconventional drop production during 2020, the sharp reduction in fracture stages since August 2019 to September 2020 and its impact on unconventional production, cast doubt on the supply for winter 2021. In order to have a greater supply of gas for the May-September period, currently, IEASA call for bids for the contracting of a regasification vessel to be placed again in Bahía Blanca.

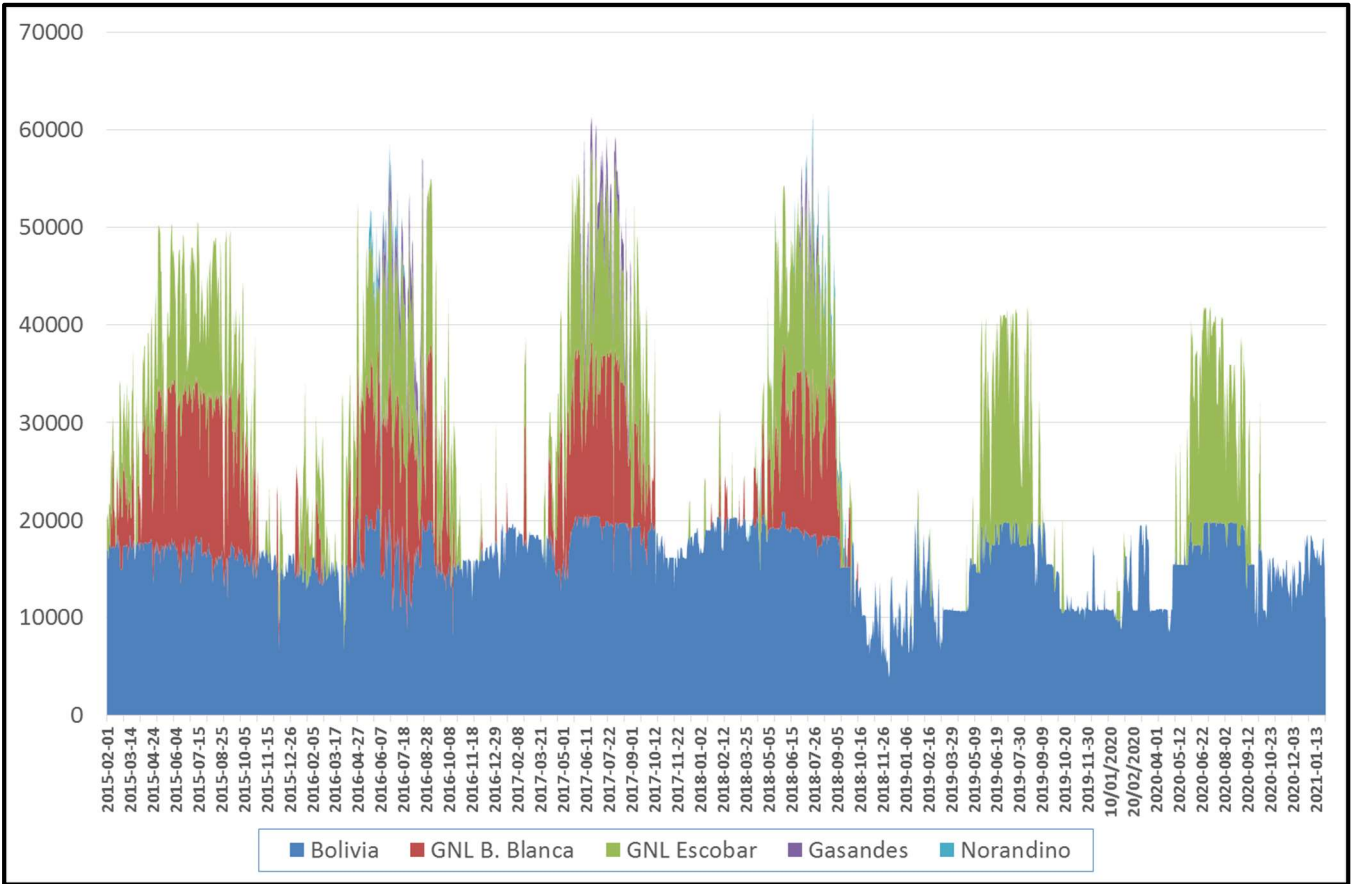


Evolución de la producción Bruta – Importación y Exportación de Gas Natural (MMm3/día)

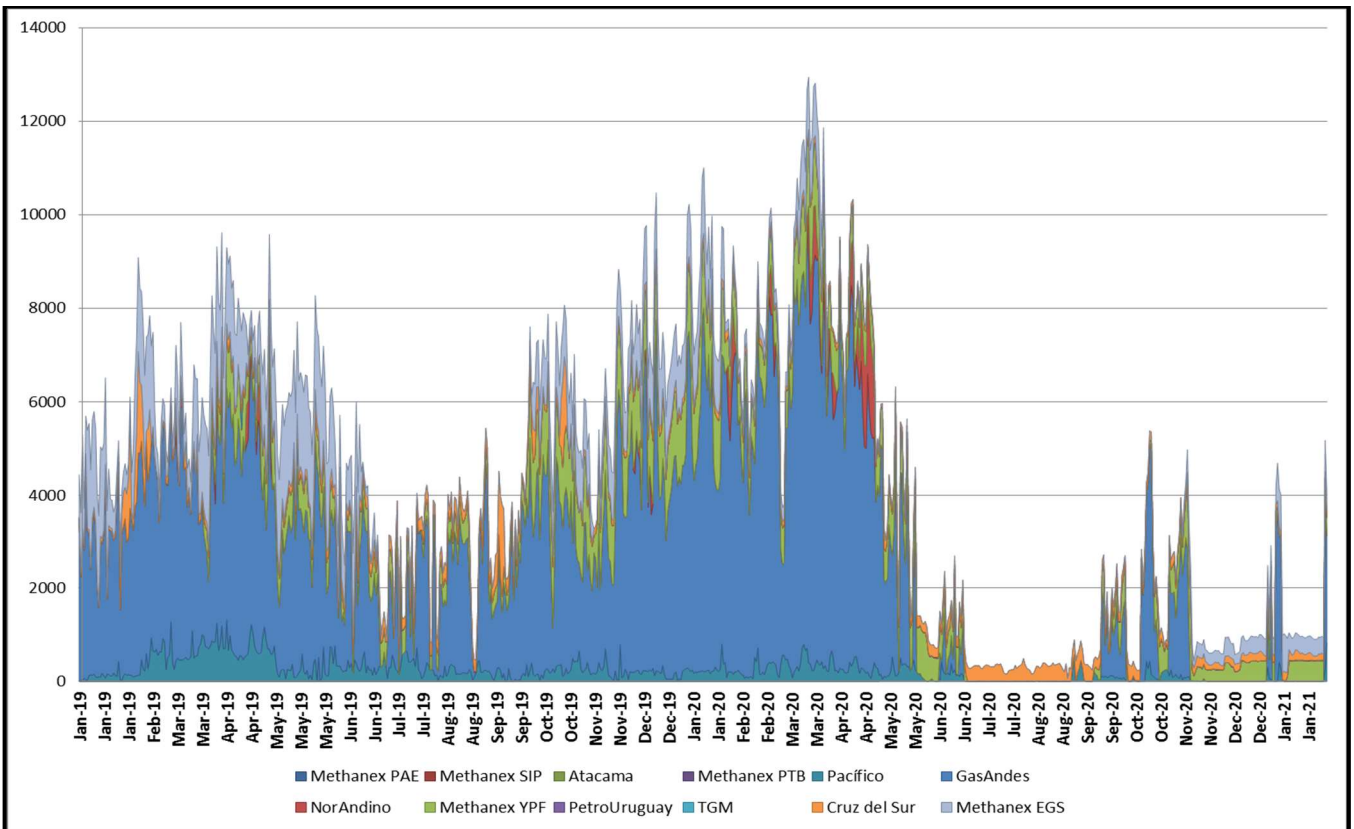


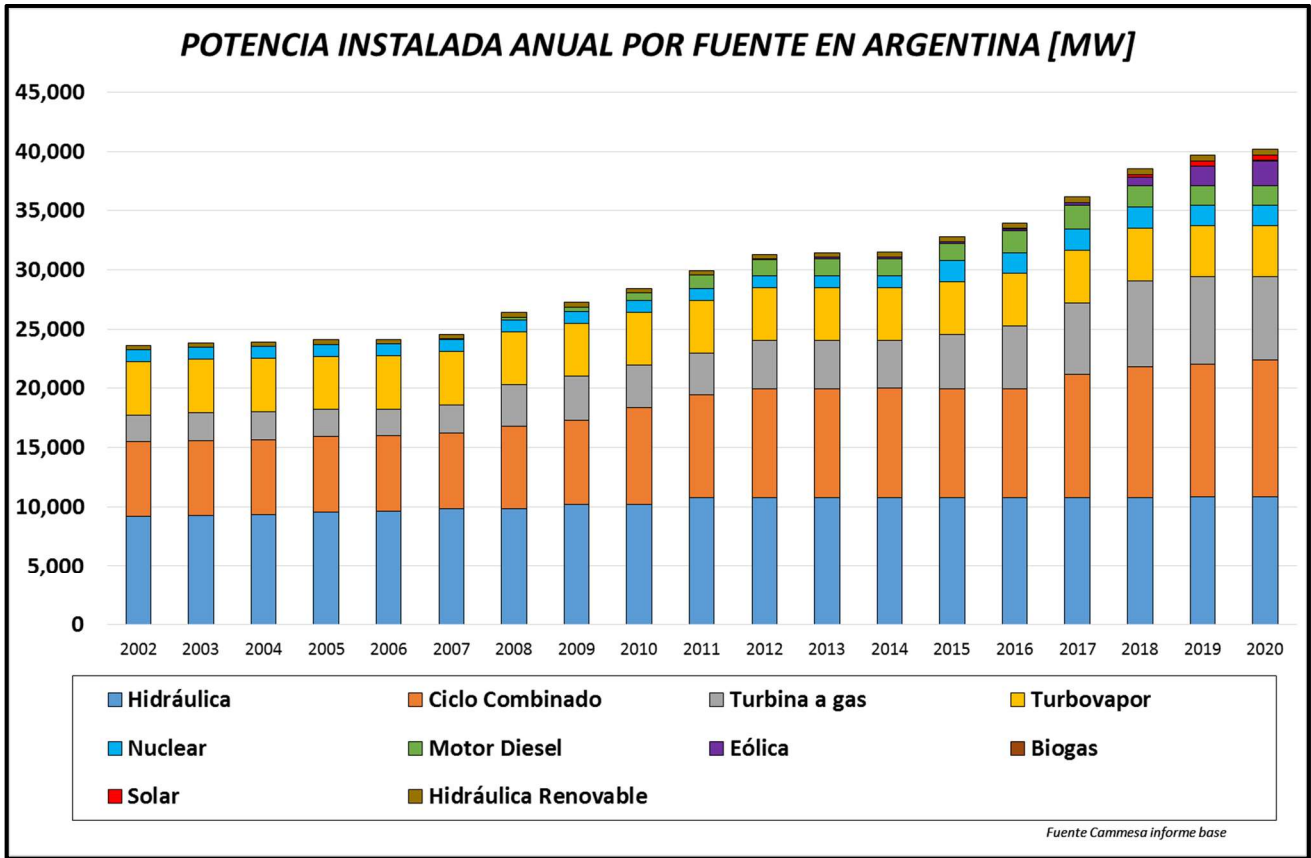
Gas Natural - Exportación - Importación

H Importaciones de Gas Natural – Mm3/d



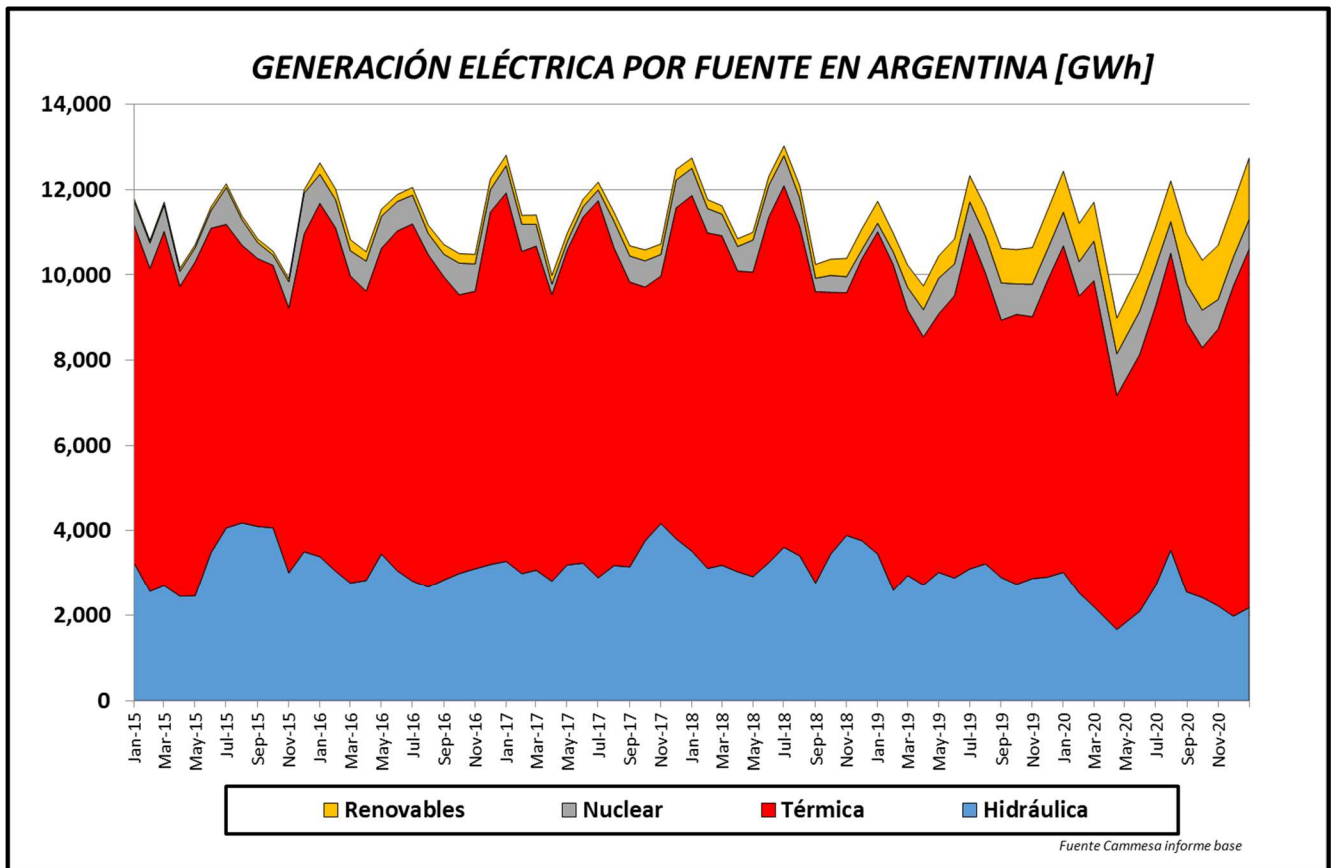
H Exportaciones de Gas Natural – Mm3/d





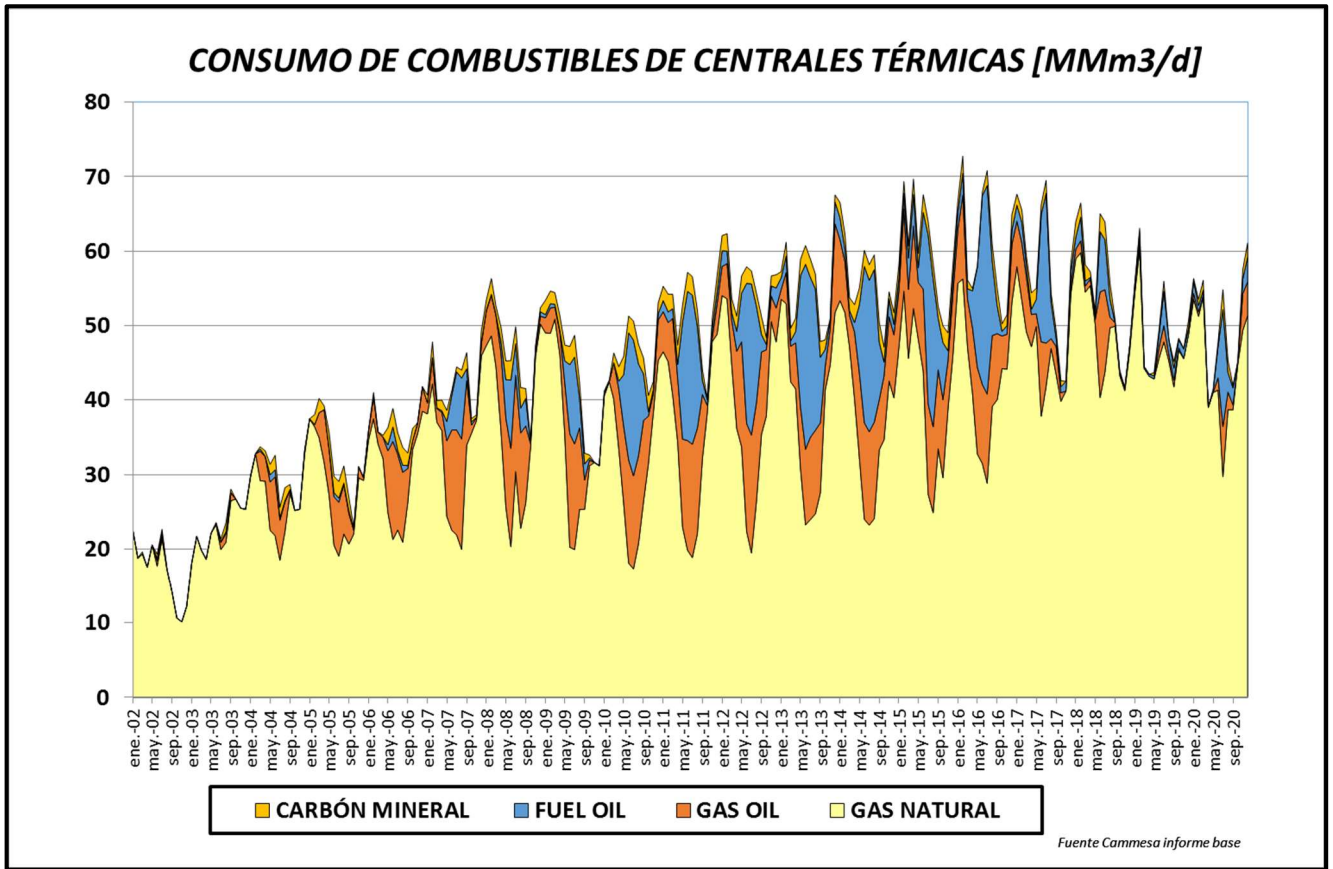
- ▶ Los mayores aportes de potencia instalada desde 2002 hasta la actualidad responden a centrales de ciclo combinados ocasionando importantes consumos de gas natural para cubrir la demanda de generación eléctrica.
- ▶ Se observa que los dos incrementos de aporte de potencia al sistema responden al periodo 2007-2012, y del 2015 al 2019
- ▶ *The largest contributions of installed power from 2002 to the present correspond to combined cycle power plants, causing significant consumption of natural gas to cover the demand for electricity generation.*
- ▶ *It is observed that the two increments of power contribution to the system correspond to the period 2007-2012, and from 2015 to 2019.*

H Evolución de la Generación Eléctrica Instalada por fuente GWh

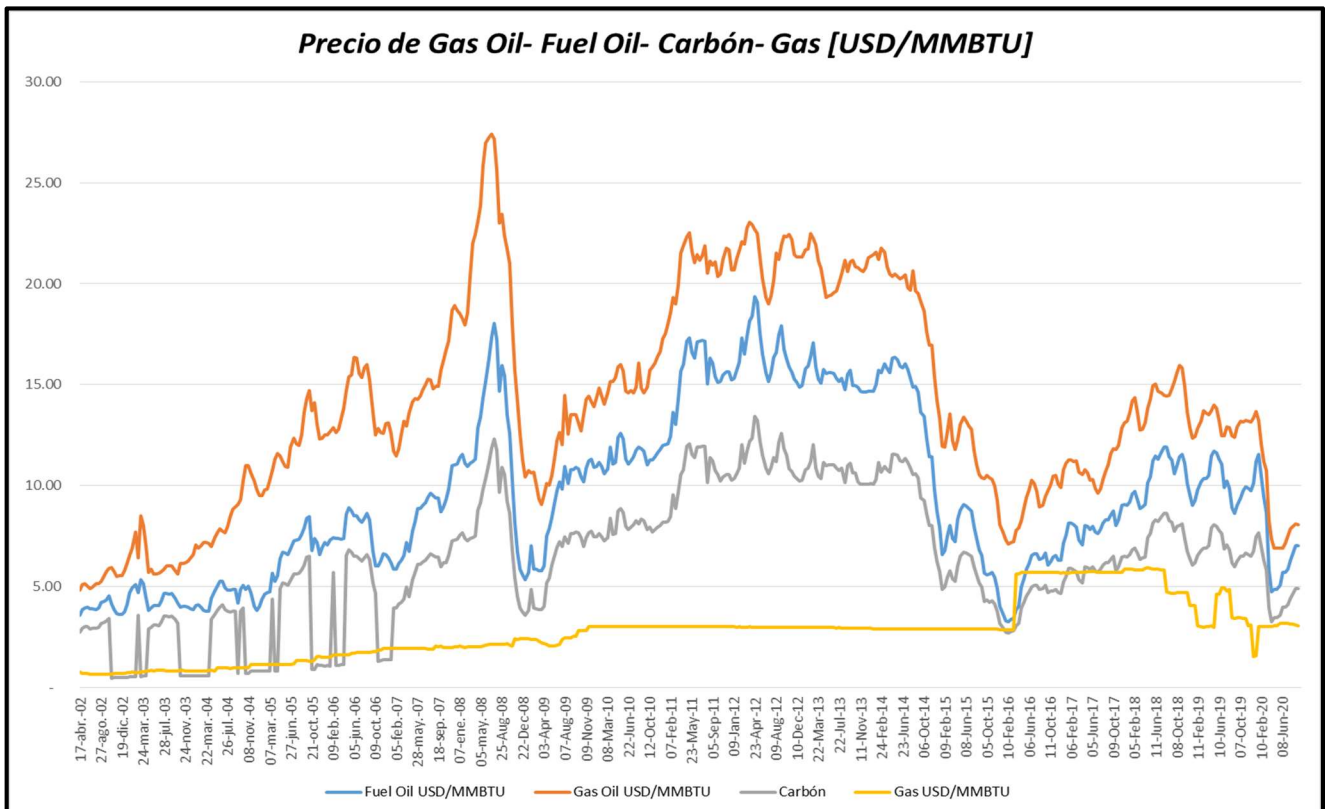


- ▶ Del gráfico de generación por fuente se observa que todo el crecimiento de la demanda eléctrica argentina se sustenta en generación de centrales térmicas a gas natural.
 - ▶ La generación eléctrica se ha mantenido estable desde el 2016 al presente
 - ▶ Durante el último verano (2019), el aporte de gas natural nacional permitió reducir notablemente la utilización de combustibles líquidos.
-
- ▶ *From the generation-by-source graph, it can be seen Argentine electricity demand growth is based on the Natural Gas Thermal Plant generation.*
 - ▶ *Electricity generation has remained stable from 2016 to the present*
 - ▶ *During the last summer (2019), the contribution of domestic natural gas significantly reduced the use of liquid fuels.*

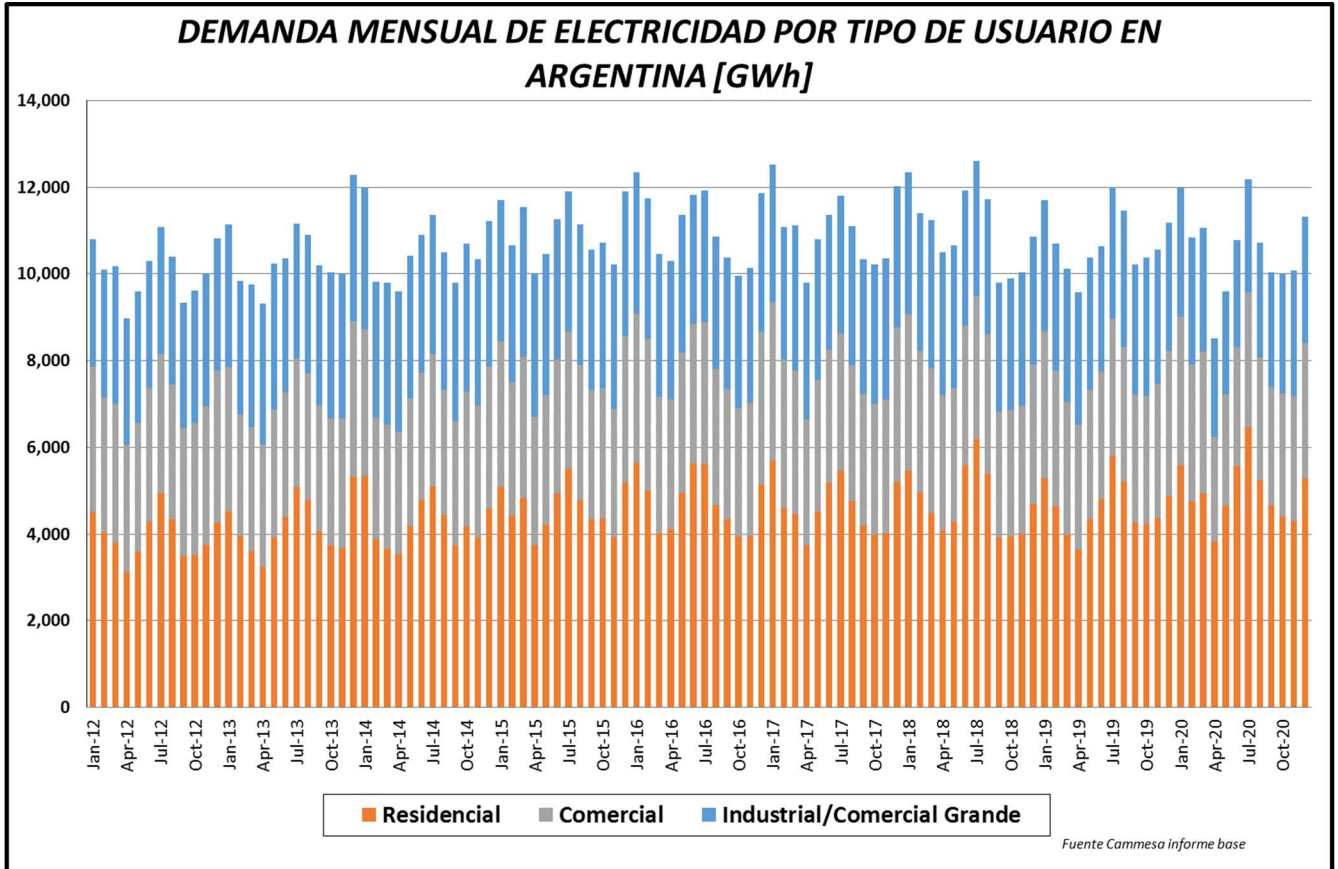
H Evolución de los consumidos de combustibles por las Centrales Térmicas (MMm3/d)



H Evolución del Precio de los combustibles (u\$d/MMBTU equivalentes)



Evolución de la demanda de electricidad por tipo de usuario (MWh)

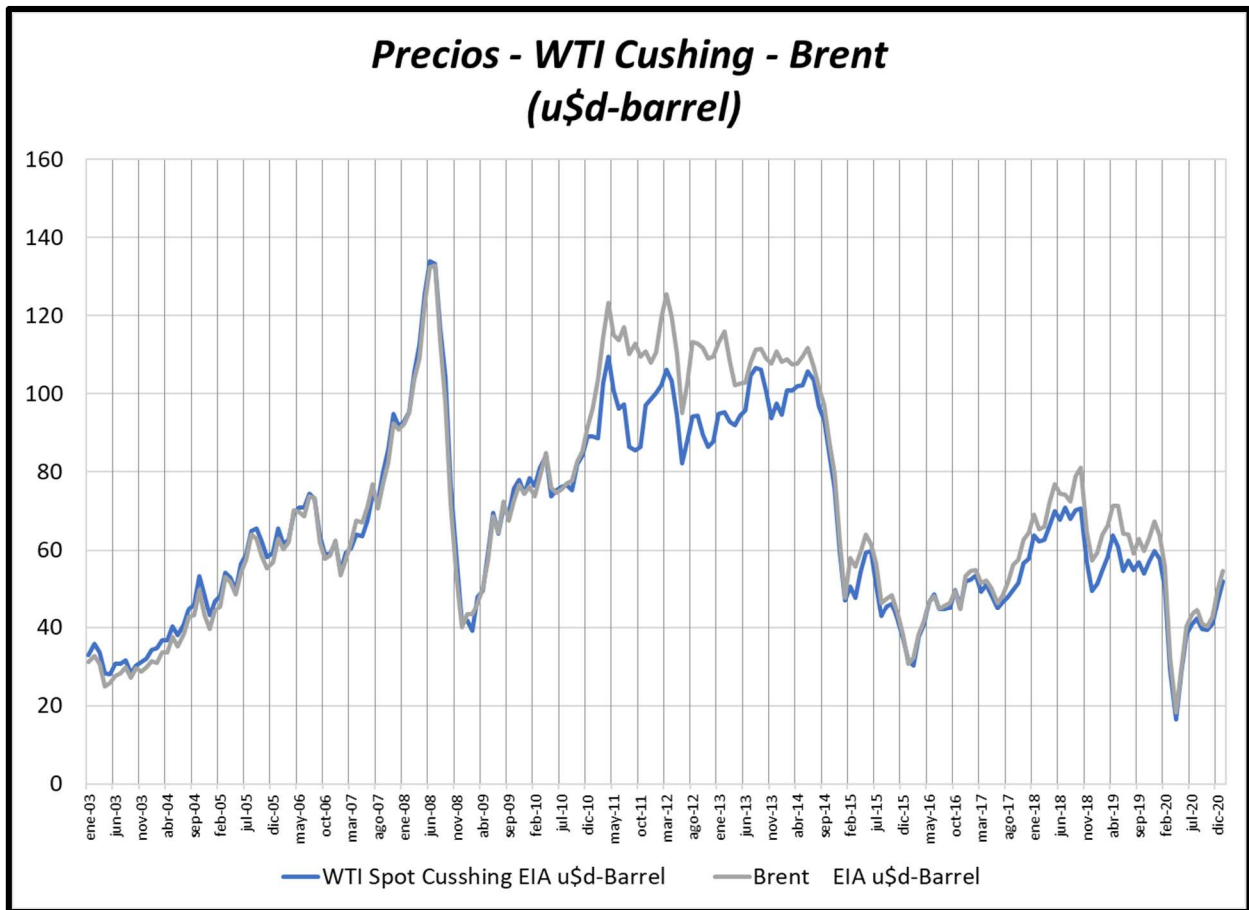
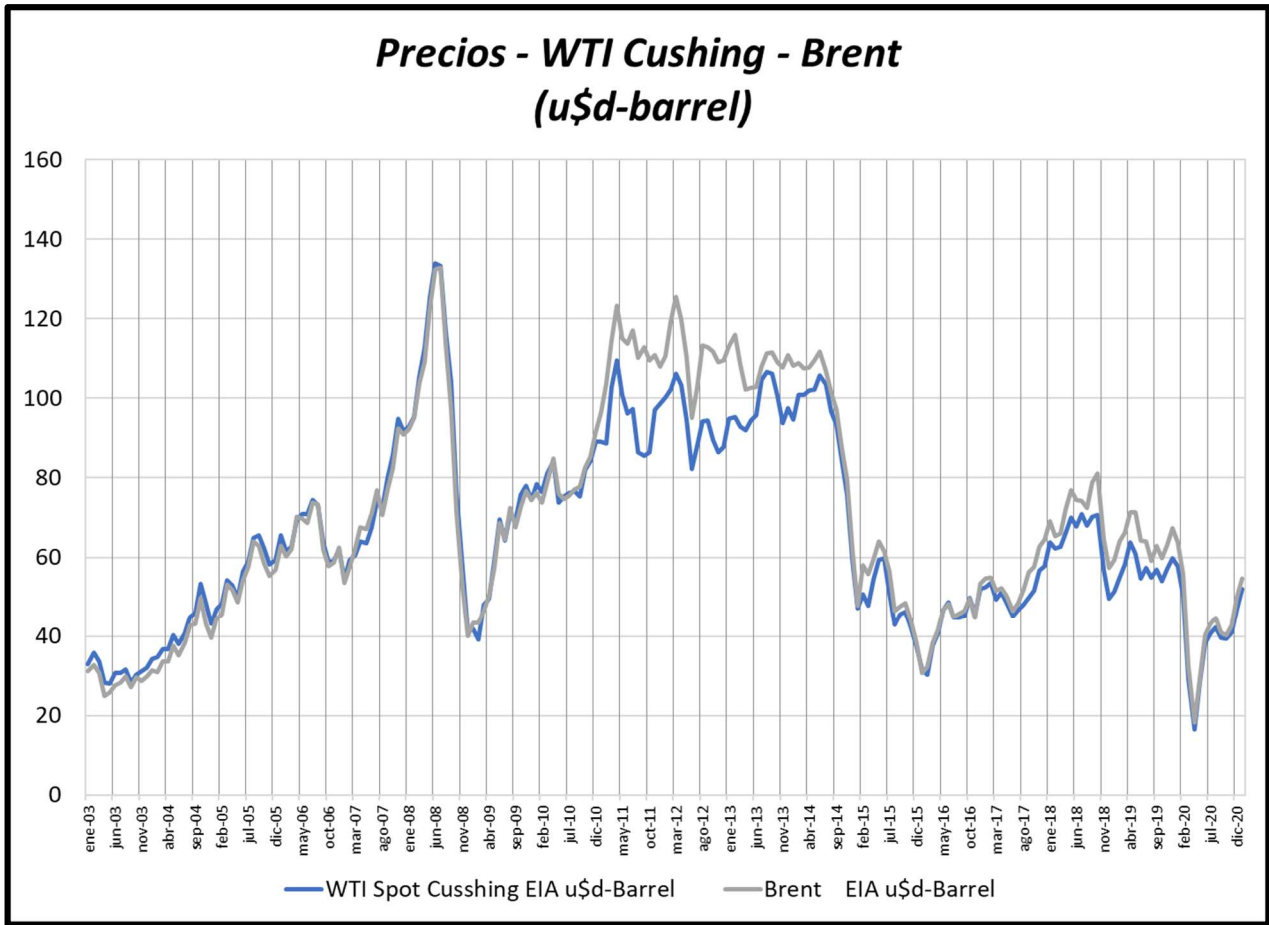


► Se observa la estacionalidad de la demanda eléctrica Residencial durante el verano e invierno, así como el impacto del COVID en la demanda eléctrica.

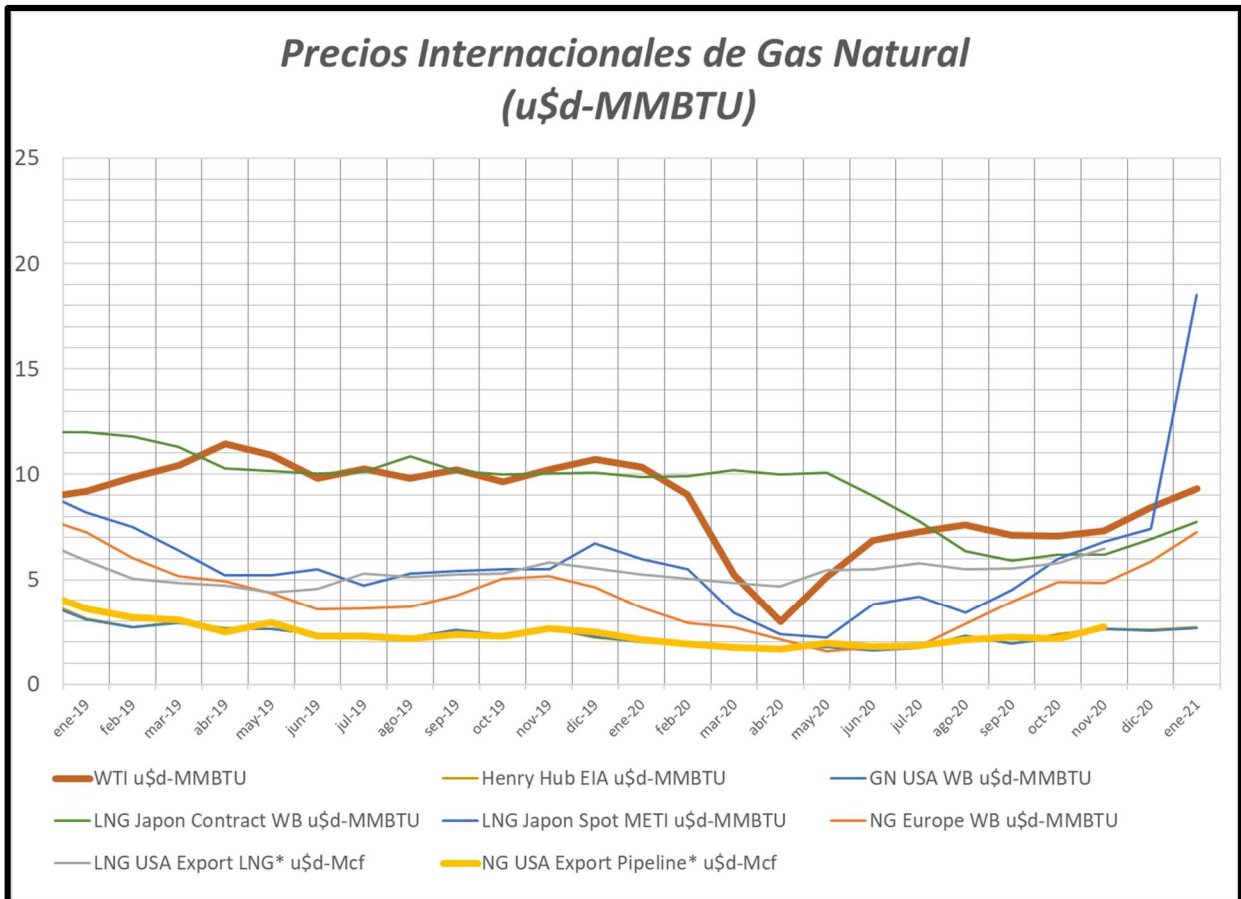
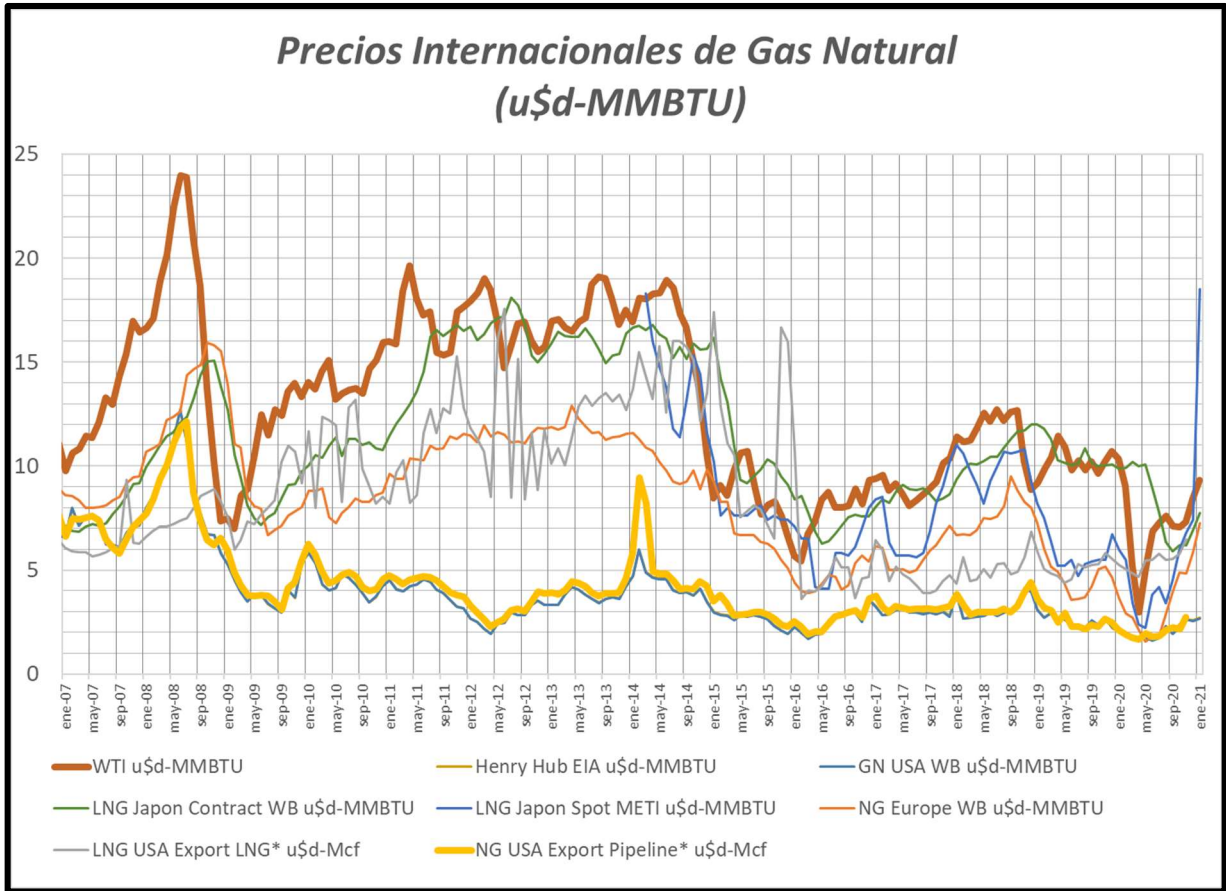
► The seasonality of the residential electrical demand during the summer and winter is observed, It is also noted the COVID impact in electricity demand.

Precios Internacionales

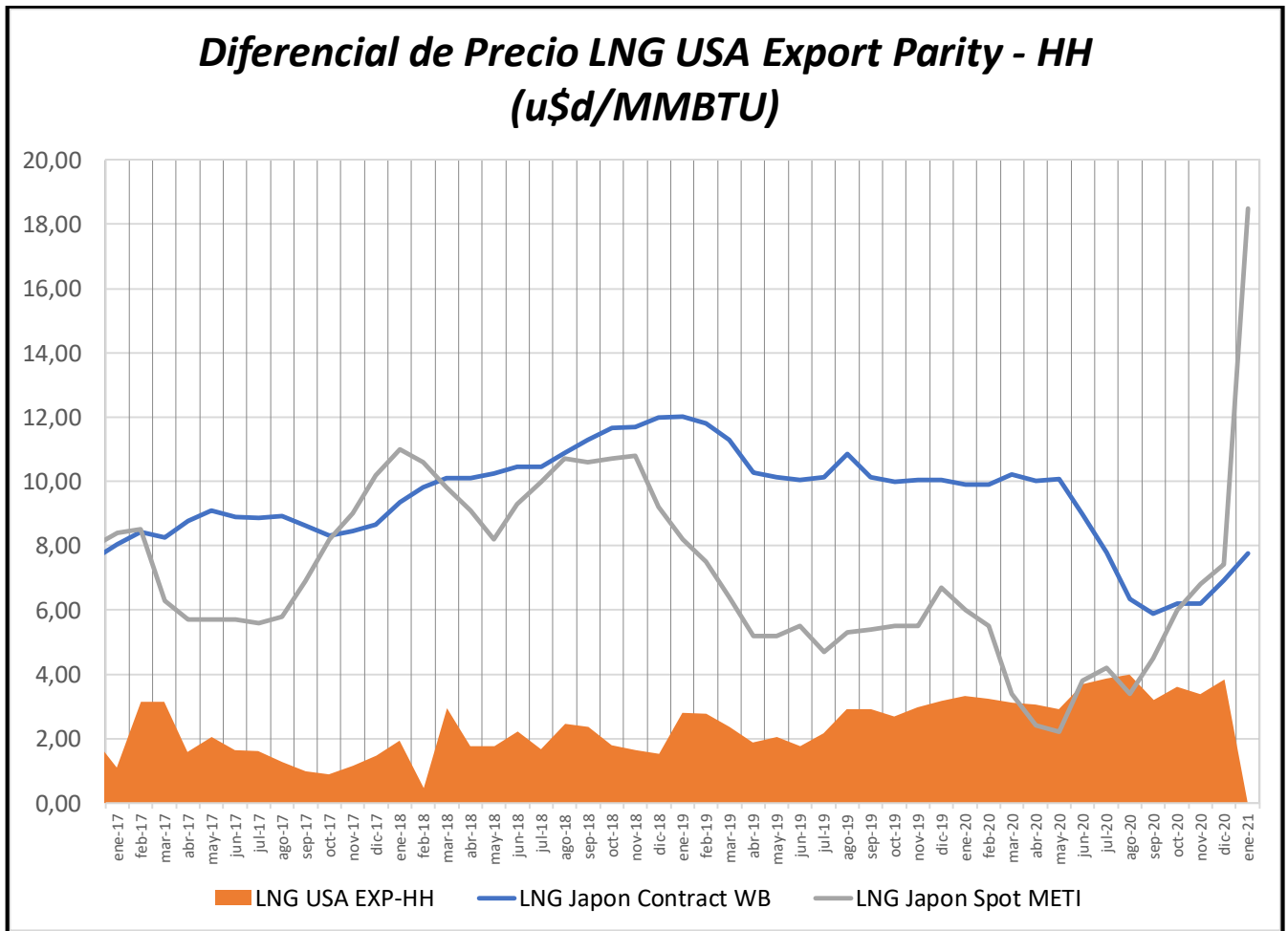
Evolución de Precios de Crudo



H Evolución de Precios Internacionales de Gas Natural



H Evolución de Precios Internacionales de Gas Natural



► A partir de diciembre de 2018, ante el aumento de la capacidad de LNG, se produce una oferta excedentaria mundial, y por primera vez en los últimos 3 años, se produce una fuerte caída de precios de LNG Asia frente a los precios LNG contractuales. La caída se utiliza por la pandemia COVID en 2020.

► Las exportaciones de GNL por parte de USA comienzan fuertemente en 2018, superponiéndose con la importante oferta de Australia y la tradicional de Qatar

► Del Gráfico se observa que el precio de GNL Spot de Japón comienza a despegarse de los precios de contratos de LNG asociados al precio del Crudo Brent. Lo que está generando por parte de los compradores asiáticos, la búsqueda de contratos desacoplados al crudo. Post Pandemia mayo 2020 se observa una recuperación del precio de GNL Spot Japón, acoplándose con el precio LNG de contrato asociado a crudo

► Los bajos precios spots del GNL en Asia, junto con los fuertes precios de Brent, están creando problemas para los usuarios finales acostumbrados a adquirir carga vinculada al precio del petróleo. Es muy posible que con una disparidad tan grande entre los precios spot y de contrato, los compradores asiáticos promuevan hacer lo que los servicios públicos europeos hicieron en 2009-2013: renegociar los contratos a largo plazo lejos de la indexación del petróleo.

► A partir de septiembre 2020 Se observa la recuperación de los precios spot de Japón que se alinean a los precios contractuales.

► El precio del LNG Japan Spot supera los 18 u\$d/MMBTU en Enero 2021

► Since December 2018, with global spare capacity increasing for the first time in the last 3 years, we are witnessing a sharp decrease in the LNG prices toward HH.

► LNG exports from the USA start strongly in 2018, overlapping with an important offer from Australia

► From the Graph it is observed that the price of LNG Spot in Japan begins to take off from the contract LNG price tight to Brent Crude. So Asian buyers, are searching for contracts decoupled to crude. After May 2020 spot price began to increase touching LNG Contract Price in October

► Low LNG spot prices in Asia coupled with strong Brent prices are creating issues for end-users used to procuring forward cargo linked to oil prices. It is highly possible that with such a huge disparity between term and spot pricing, Asian buyers will be forced sellers to do what European utilities did back in 2009-2013: renegotiate long-term contracts away from oil-indexation.

► As of September 2020, the recovery of spot prices in Japan is observed, which are aligned with the contractual prices

► In January 2021 LNG Japan Spot Price reached over 18 u\$d/MMBTU



Balance del año que pasó: Entre el subsidio y la confianza.

Francisco J. Romano Rivarola – Director de la Diplomatura en Derecho de los Hidrocarburos de la Universidad Austral y Socio a cargo del Área Energía en Perez Alati, Grondona, Benites & Arntsen

De las muchas novedades regulatorias en materia de petróleo y gas del año que pasó, claramente sobresalen dos medidas de estímulo: el llamado “barril criollo” y el nuevo Plan Gas.

El Barril Criollo

El primero buscó paliar la terrible caída de los precios y de la actividad producto de la combinación de múltiples factores macroeconómicos a nivel mundial y de los efectos de la pandemia. La fijación de un precio sostén para el petróleo nacional era sin dudas necesaria. Sin embargo su implementación no fue exitosa en la práctica por la falta de un acuerdo suficientemente abarcativo de toda la cadena de valor.

Lamentablemente mientras duró su vigencia entre los meses de mayo y agosto, los productores no pudieron comercializar sus entregas al precio sostén, pero las provincias exigen que ese precio se tome de todos modos como base de cálculo para la liquidación de regalías.

La pretensión provincial va en contra de la “regla de oro” enunciada por la Secretaría de Energía de la Nación en 2006 en sintonía con lo dispuesto por Ley de Hidrocarburos y su reglamentación y receptada en numerosas sentencias de la Corte Suprema de la Nación: el valor boca de pozo para el pago de regalías se liquidará en función del valor del producto obtenido por el concesionario en sus operaciones de comercialización.

La controversia entre productores y provincias se ha judicializado... y el precio sostén ya no se aplica. ¿Podría volver en el futuro? Según declaraciones del Secretario de Energía es factible que vuelva a existir un “precio criollo”, es decir, distinto del que surge de tomar como referencia el marcador internacional, siempre que el valor a nivel mundial caiga mucho. Pero si el precio internacional sube mucho también puede haber recortes a nivel local porque “no vamos a trasladar todo directamente al surtidor”.

Cualquier nueva medida debería tomar en cuenta las lecciones del pasado. Y sobre todo considerar otros enfoques más novedosos, como el Fondo Anticíclico, sancionado recientemente por la Provincia del Neuquén, integrado básicamente con recursos provenientes de regalías. Este fondo permitirá paliar situaciones de déficit a nivel provincial, sin esperar a que la Nación establezca un precio artificial para mantener estable el nivel de ingresos de la Provincia.

El Plan Gas

El Plan Gas también implica un precio sostén, para promover inversiones y reducir la dependencia de las importaciones, sobre todo en los meses de invierno. La gran incógnita es si el Estado Nacional cumplirá su parte, sobre todo teniendo en cuenta los incumplimientos aun no subsanados respecto de los planes anteriores y la falta de garantías. Los resultados de la licitación, parcialmente exitosa, nos indican que no basta con las medidas de promoción, sino que hace falta generar confianza. Es más, probablemente a mayor confianza, menor necesidad de subsidios y planes de estímulo.

El 22 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 129/2021 de la Secretaría de Energía que convocó a la “Ronda #2 Concurso Público Nacional: Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino - Esquema de oferta y demanda 2020-2024” para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados por la Resolución N° 351/2020.

Dichas adjudicaciones corresponden a las Cuencas Neuquina y Austral para los períodos invernales 2021-2024, que abarcan los meses de mayo-septiembre de cada año.

Esta convocatoria obedece al hecho de que los volúmenes ofrecidos por las productoras en la convocatoria anterior resultaron insuficientes para cubrir las proyecciones de consumo para el período invernal 2021-2024.

Asimismo, la Resolución aprobó el modelo de contrato que deberán suscribir las empresas productoras adjudicatarias del concurso con Integración Energética Argentina S.A. (IEASA).

Por otra parte, la Resolución N° 125/2021 de la Secretaría, publicada el 23 de febrero de 2021 en el Boletín Oficial, implementó la emisión de certificados de crédito fiscal a los efectos de respaldar el pago de la compensación a cargo del Estado Nacional, conforme a lo establecido en el marco del sistema de garantías establecido en el punto 40 del anexo del Decreto N° 892/2020.

Novedades provinciales

¿Qué otras medidas se podrían tomar para generar confianza además de la más importante, cumplir con los compromisos asumidos? Cuando se analizan las políticas públicas en materia de hidrocarburos, un error frecuente es prestar atención solamente a las medidas del gobierno federal y de los entes regulatorios de alcance nacional y no ver lo que sucede a nivel provincial.

Recordemos que las Provincias son nada menos que titulares del dominio originario y responsables de la

administración de sus recursos hidrocarburíferos en los términos del art. 124 de la Constitución Nacional. Son la “autoridad concedente” de los derechos sobre los yacimientos respectivos, sea mediante permisos y concesiones o mediante el otorgamiento de derechos contractuales.

Las medidas que se toman a nivel provincial, para bien o para mal, de hecho o de derecho, matizan o tamizan la política nacional en la materia, cuyo diseño está en cabeza del Poder Ejecutivo Nacional.

En esta ocasión no queremos detenernos en los aspectos negativos de la regulación provincial –que los hay- sino en algunas normas recientes muy positivas para la industria y para la economía en general.

Neuquén, Mendoza y Río Negro han establecido programas para estimular las inversiones en recuperación de pozos hidrocarburíferos de baja producción y/o inactivos, con el objetivo de crear condiciones que permitan el desarrollo de la actividad, con la consecuente creación de puestos de trabajo y generación de ingresos a la Provincia respectiva.

Neuquén

La ley 3275 (Ley de Presupuesto 2021) autoriza al Poder Ejecutivo a crear un programa con destino a la reactivación, inversión e incremento de la producción hidrocarburífera convencional orientado a la contratación de empresas y de empleo local en dicho sector. En dicho marco podrá emitir certificados de crédito fiscal por un monto de hasta mil millones de pesos (\$1 000 000 000) para ser aplicados a la cancelación de impuestos provinciales.

El Poder Ejecutivo debe establecer los alcances del mencionado programa, los cuales deben incluir, entre otros puntos, las condiciones para ser beneficiario, el porcentaje máximo a otorgar de los mencionados instrumentos respecto de la inversión que ejecuten las empresas que resulten beneficiarias, el cual no puede ser mayor al cincuenta por ciento (50 %) de la misma, neta del impuesto al valor agregado y la forma y plazo de utilización de los certificados de crédito fiscal a emitir. Asimismo, se pueden incluir dentro del plan de inversión trabajos de abandono de pozos.

Mendoza

La legislatura mendocina recientemente convirtió en ley el programa “Mendoza Activa Hidrocarburos” que permitirá a sus beneficiarios el reintegro de parte de sus inversiones en producción de nuevos pozos o en la reactivación de pozos existentes mediante certificados de crédito fiscal que podrán aplicarse al pago de ingresos brutos y regalías provinciales hasta 2023.

El 26 de enero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Mendoza el Decreto Nº 44/2020 que reglamentó la Ley.

La Reglamentación estableció que el crédito fiscal podrá utilizarse para el pago del impuesto de ingresos brutos hasta el 10% del saldo mensual a pagar del impuesto por el contribuyente.

El crédito fiscal sobre regalías autorizado y acreditado a la titular de los proyectos podrá transferirse una sola vez mediante instrumento público, previa autorización de la Dirección de Hidrocarburos en montos superiores a \$50.000 y múltiplos de \$10.000 a otros beneficiarios del mismo.



Informe Monetario

Ewhen Jardón Angona y Federico De Cristo

El gobierno nacional arranca el 2021 con el enorme desafío de cuidar la emisión monetaria para no desestabilizar las demás variables económicas. Por un lado, un exceso de emisión podría incrementar la demanda de activos dolarizados e incrementar la brecha cambiaria, y por otro lado podría aumentar la demanda de bienes y servicios (entre ellos, los importados), acelerando aún más los crecientes aumentos de precios de los últimos meses. El desafío no es fácil, porque el gobierno arranca el año con déficit fiscal y limitada financiación por colocación de deuda, obligando a recurrir al BCRA para cubrir el resto.

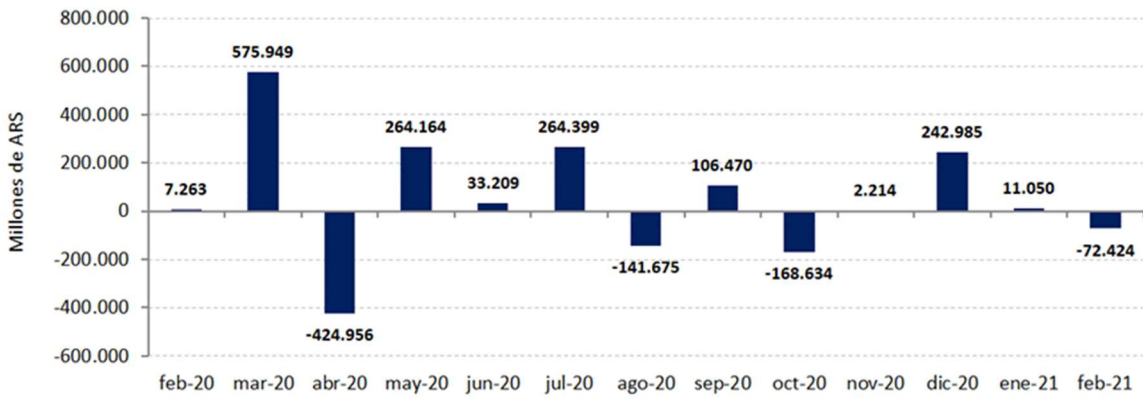
Durante enero y febrero, el Banco Central logró contraer la base monetaria (billetes y monedas más los depósitos de los bancos en el banco central) en 61,3 mil millones de pesos. Las operaciones con el Tesoro Nacional explican una contracción de 26,5 mil millones de pesos. Por otro lado estuvieron los bancos comerciales, que cobraron 159 mil millones de pesos de intereses por sus operaciones con el Central, pero la autoridad monetaria les pidió 158 mil millones en operaciones con pases y Leliq, y recuperó casi toda la emisión. El resto de la absorción de base monetaria se explica por operaciones en el mercado de cambios, que están en boca de todos en las mesas de dinero y que dieron en llamar “el rulazo”.

La operatoria con divisas fue la siguiente: por un lado, el BCRA intervino en el mercado oficial de divisas al tipo de cambio oficial, donde le vendió dólares al Tesoro Nacional en febrero y recibió pesos a cambio y contrajo la base monetaria en 40 mil millones de pesos, pero también le compró dólares al sector privado y para eso inyectó pesos en el mercado por 69 mil millones de pesos entre enero y febrero; lo que resultó en un aumento neto de base monetaria de 29 mil millones de pesos por esas operaciones de cambio. Por otro lado, el BCRA utilizó divisas para comprar bonos pagándolos en dólares (AL30D) y subiendo el precio en dólares, para luego vender los bonos cobrando pesos (AL30) y disminuyendo el precio en pesos. Como resultado de la mejora del precio y en dólares y de la caída del precio en pesos, disminuyó el dólar paralelo MEP (la relación de cuántos pesos por dólar se puede conseguir vía compra-venta de bonos en la bolsa local). Además, el BCRA retiró más pesos del mercado con estas operaciones que los que inyectó vía la compra neta de divisas al cambio oficial. En total, entre operaciones con bonos y otras que no detalla, retiró 65 mil millones de pesos de base monetaria, lo que junto a las otras operaciones explica la contracción de 61,3 mil millones del primer bimestre.

La reducción del tipo de cambio paralelo (12%) y el aumento del oficial (5,8%) en el primer bimestre, redujo la brecha cambiaria. A esto se sumaron declaraciones de que el gobierno procurará que el dólar oficial aumente menos que la inflación y los salarios en estos meses de cara a las elecciones. Se espera que la expectativa de un progresivo atraso del tipo de cambio en los meses venideros incentive a los inversores a incrementar las inversiones en pesos desdolarizando cartera, para aprovechar que las tasas de interés en pesos serían más elevadas que el aumento de tipo de cambio. Esa desdolarización, sumada a buenos precios de la soja y a las crecientes liquidaciones de divisas del sector agroexportador, deberían ayudar a comprimir más aún la brecha cambiaria entre el dólar libre y oficial.

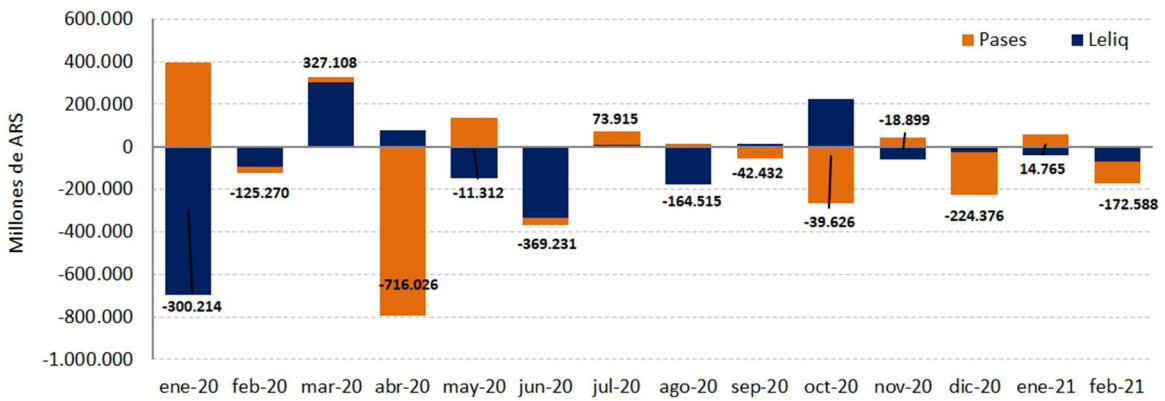
Para sumar optimismo, el FMI aumentaría los DEG de los países miembros, dándole oxígeno al país para enfrentar los próximos pagos y más aire para cerrar la negociación con el Fondo. Mientras tanto, el ministro Guzmán espera que un incremento en la recaudación de los próximos meses (efecto combinado de recuperación de actividad, aumento acelerado de precios y liquidación de ganancias y bienes personales) ayuden a reducir el déficit y las necesidades de financiamiento del gobierno, despejando incertidumbre sobre la necesidad de emisión del BCRA. Obviamente, siempre existe el riesgo de que la llegada de malas noticias desde exterior termine desalineando el delicado equilibrio optimista que se está construyendo de cara a los próximos meses.

Base Monetaria: variación mensual acumulada (promedio menos promedio)



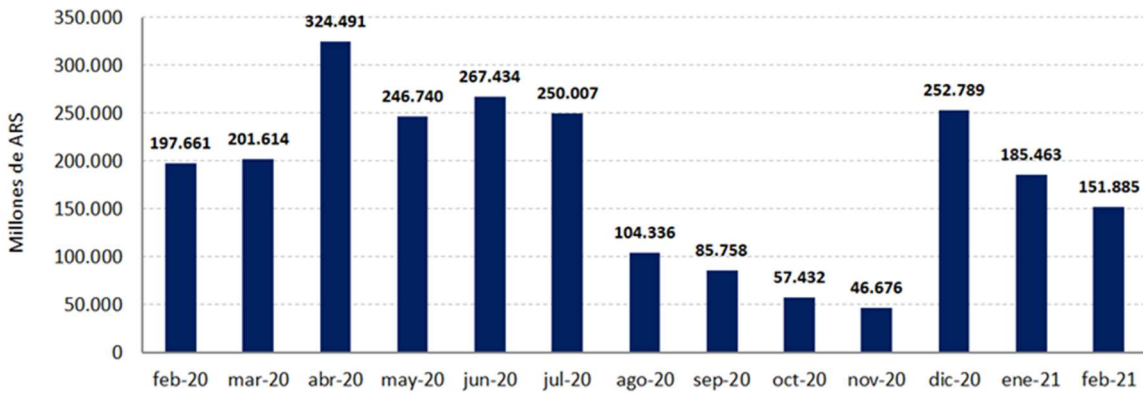
Fuente: elaboración propia en base a BCRA

Stock de Leliq + Pases: variación mensual acumulada (promedio menos promedio)



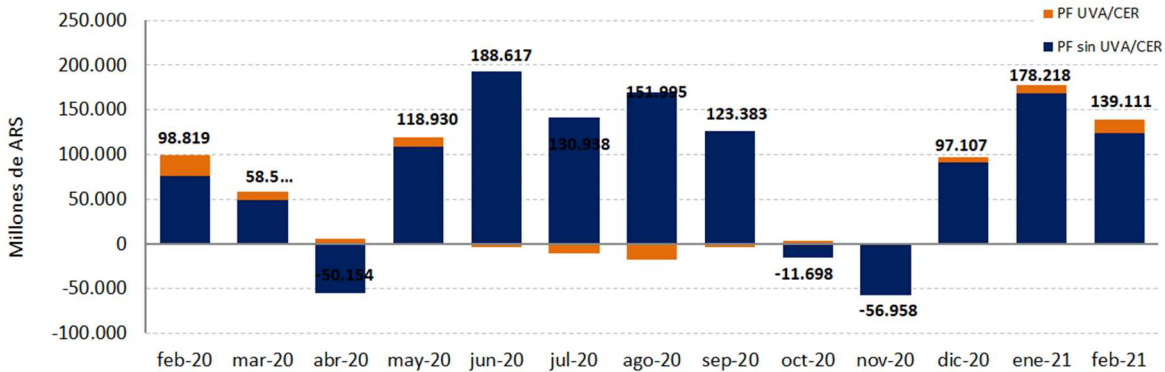
Fuente: elaboración propia en base a BCRA

Depósitos Privados en ARS: variación mensual acumulada (promedio vs. promedio)



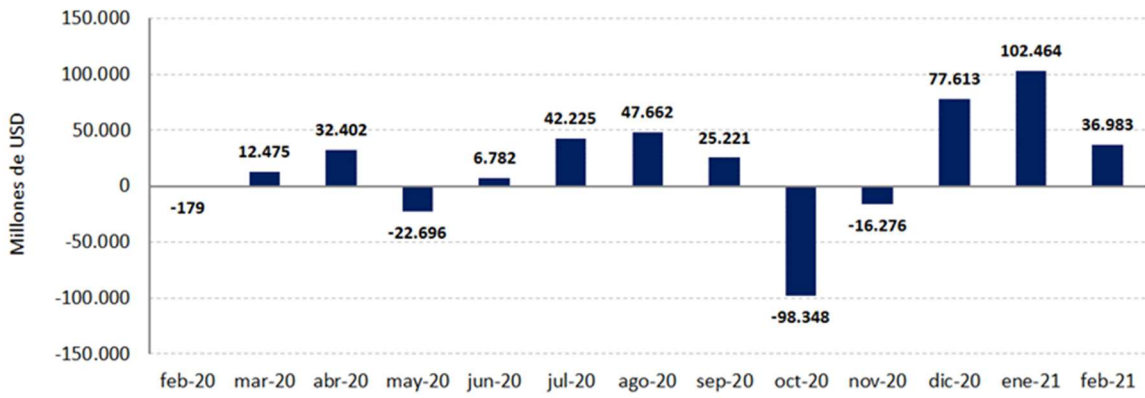
Fuente: elaboración propia en base a BCRA

Depósitos Privados a Plazo en ARS: variación mensual acumulada (promedio vs. promedio)



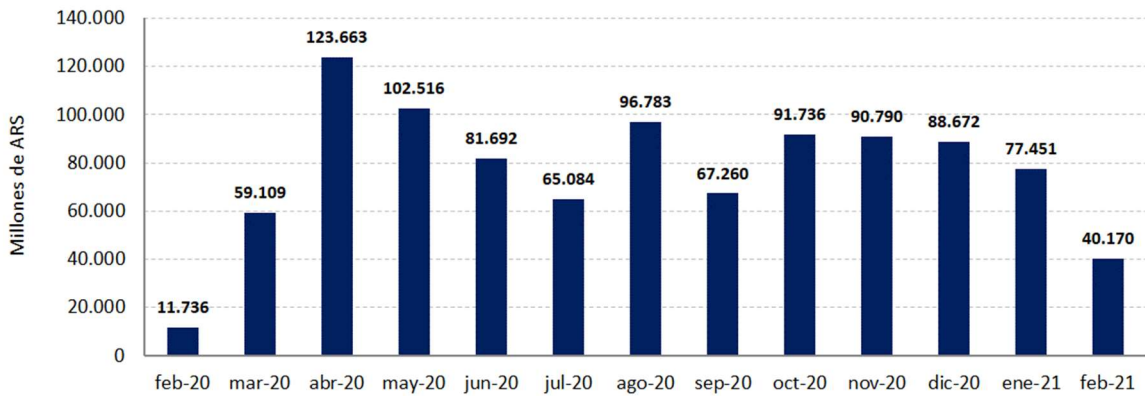
Fuente: elaboración propia en base a BCRA

Depósitos Privados en USD: variación mensual acumulada (promedio vs. promedio)



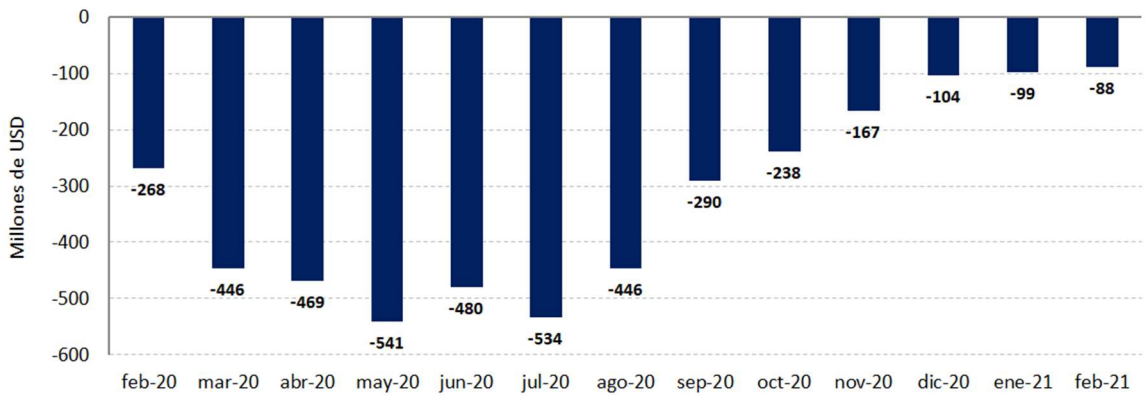
Fuente: elaboración propia en base a BCRA

Préstamos al Sector Privado, total: variación mensual acumulada (promedio vs. promedio)



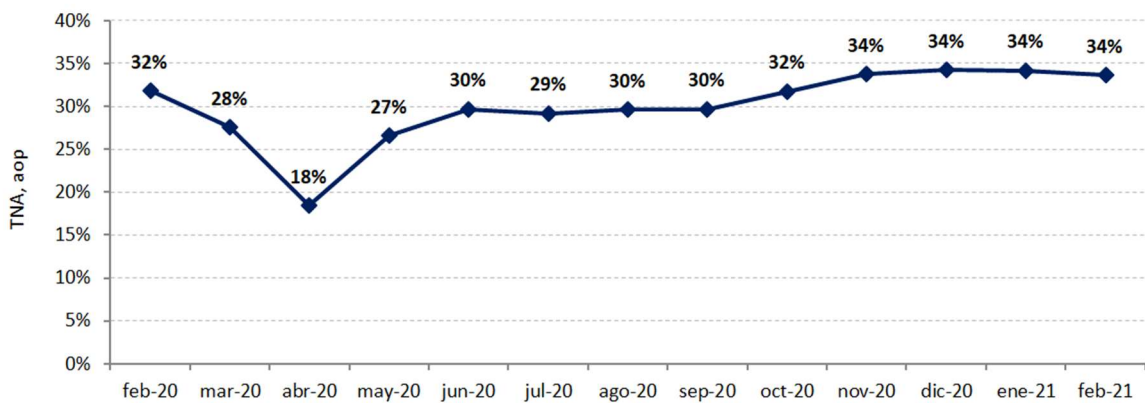
Fuente: elaboración propia en base a BCRA

Préstamos Comerciales en USD al Sector Privado: variación mensual acumulada (promedio vs. promedio)



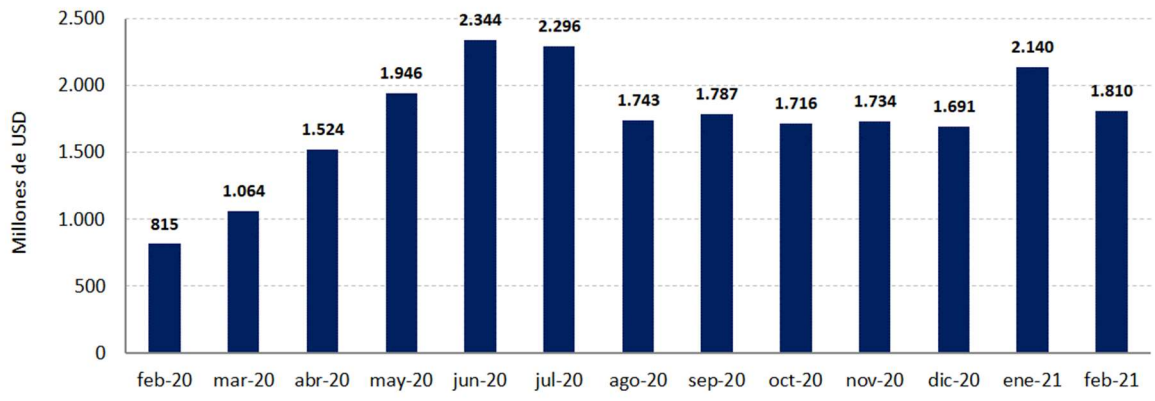
Fuente: elaboración propia en base a BCRA

Badlar Privada



Fuente: elaboración propia en base a BCRA

Liquidación mensual de divisas CIARA (acumulado)



Fuente: elaboración propia en base a BCRA