

UNIVERSIDAD
AUSTRAL



INGENIERÍA

HUB energía

Energy Report Argentina-Brazil

September 2021

REPORTE ENERGETICO

2021

Septiembre

Argentina
No Convencionales
Gas y Crudo
Sector Eléctrico

Brasil
Gas
Sector Eléctrico
Precios GY

Resumen

Libre difusión

REPORTE ENERGÉTICO 2021/Septiembre

Tabla de contenido

1.....	1
1 Argentina.....	2
1.1 Balance Energético Comercial.....	2
1.2 Producción de Gas Natural.....	4
1.2.1 Evolución de la Producción de Gas por cuenca y por tipo de Recurso (MMm3/d)	5
1.2.2 Producción de Gas – Cuenca Neuquina	6
1.2.3.....	6
1.2.4 Producción de gas desde reservorios Shale por concesión (MMm3/d)	7
1.2.5 Producción de gas desde reservorios Tight por concesión (MMm3/d).....	8
1.3 Producción de Petróleo.....	9
1.3.1 Evolución de la Producción de Petróleo por cuenca y por tipo de Recurso (Mm3/d).....	10
1.4 Producción de Petróleo Neuquén (Mm3/d)	11
1.4.1 Producción de Petróleo desde reservorios Shale por concesión en Mm3/día.....	12
1.4.2 Producción de Petróleo desde reservorios Tight por concesión en Mm3/día.....	13
1.5 Refinación.....	14
1.6 Demanda de Gas Natural	16
1.6.1 Demanda Doméstica de Gas Natural	16
1.6.2 Evolución demanda Interna y de exportación (Mm3/d).....	17
1.6.3 Tabla de Demanda de Gas Natural por Tipo de Cliente (Mm3/d)	19
1.6.4 Gas Natural – Oferta – Exportación – Importación.....	20
1.6.5 Importaciones de Gas Natural – Mm3/d	22
1.6.6 Exportaciones de Gas Natural – Mm3/d	22
1.7 Mercado Eléctrico	23
1.7.1 Evolución de la Capacidad Instalada– MW	23
1.7.2 Potencia Instalada por fuente (Julio 2021) – MW.....	24
1.7.3 Potencia Instalada por fuente y por Región (Julio 2021) – MW	24
1.7.4 Evolución de la Generación Eléctrica Instalada por fuente GWh	25
1.7.5 Evolución de los Volúmenes de combustibles consumidos por las Centrales Térmicas (MMm3/d).....	26
1.7.6 Evolución del Precio de los combustibles (u\$/MMBTU equivalentes)	27
1.7.7 Evolución de la demanda de electricidad por tipo de usuario (MWh)	28
1.8 Precios de Gas Natural	29

1.8.1	Evolución de la Tarifa Final y del Precio del Gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para un Residencial R1 en Ciudad de Buenos Aires	29
1.8.2	Evolución de la Tarifa Final y del Precio del Gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para un Residencial R3-4 en Ciudad de Buenos Aires	30
1.8.3	Evolución de los precios de Gas en C. Neuquina para Residenciales Comparación Precio de Gas importado Brasil-Bolivia	31
1.8.4	Evolución de los precios de GNL Argentina y Brasil	31
1.8.5	Evolución de los precios de Venta de Bolivia a Brasil y a Argentina	32
2	Precios Hidrocarburos Internacionales	33
2.1	Evolución de Precios de Crudo	33
2.2	Evolución de Precios Internacionales de Gas Natural.....	34
2.2.1	Diferencial de Precios LNG USA Export Parity-Henry HUB (u\$d/MMBTU)	35
3	Brasil.....	37
3.1	Gas - Demanda Interna	37
3.2	Oferta de Gas	40
3.2.1	Balance de Gas	40
3.2.2	Importaciones	40
3.3	Mercado Eléctrico	41
3.3.1	Capacidad Instalada	41
3.3.2	Potencia Instalada por fuente (2020) – MW	42
3.3.3	Potencia Instalada por fuente y por Región – MW	42
3.3.4	Generación Eléctrica Instalada por fuente GWh.....	43
3.3.5	Evolución de la demanda de electricidad por tipo de usuario (MWh)	43
3.4	Brasil Precio de Gas Natural.....	44
3.4.1	Precio de GNL (u\$d/MMBTU)	44
3.4.2	Precio de Venta de Gas Natural de Petrobras a Distribuidoras	44
3.4.3	Precios Finales de gas natural por sector (US\$/MMBTU)	45
4	Información Legal y Regulatoria.....	46
4.1	Swap de hidrocarburos líquidos: nueva normativa para el midstream argentino	46
4.1.1	El Midstream en la Ley de Hidrocarburos	46
4.1.2	Derecho de preferencia y acceso abierto	46
4.1.3	Tarifas.....	47
4.1.4	Decreto N° 540/2021	48
5	Artículos de Economía y Finanzas	50
5.1	Panorama monetario: “Navegando aguas electorales”	50

HUB energía



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. Se incluye la descripción del Mercado Energético Brasileiro.

Para la realización del presente informe se cuenta con la colaboración de un equipo de alumnos de la Facultad de ingeniería de la Universidad Austral (Ignacio Belagardi, Martin Gaddi, Máximo La Pietra, Mariano Oberst) para la realización de estos reportes y para el desarrollo de investigaciones vinculadas en temas de energía.

En este número participa: Federico de Cristo (Facultad de Ciencias Empresariales): “Informe Monetario Argentino Agosto”.

Asimismo Francisco Romano (Director de la Diplomatura en Derecho de los Hidrocarburos – Universidad Austral- Salamanca), con su artículo “Swap de hidrocarburos líquidos: nueva normativa para el midstream argentino”.

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 and Brazilian information regarding natural gas, crude, supply-demand-prices, and also electricity sector.

A team from de School of Engineering - Austral University collaborate (Ignacio Belagardi, Martin Gaddi, Máximo La Pietra, Mariano Oberst), to develop these reports and research works associated with energy issues.

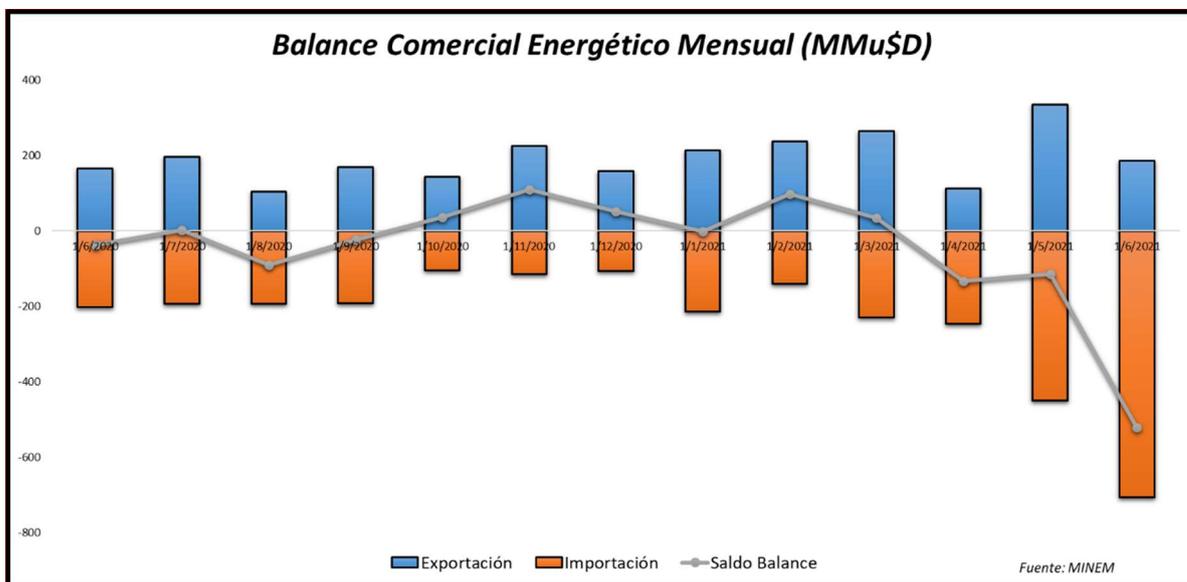
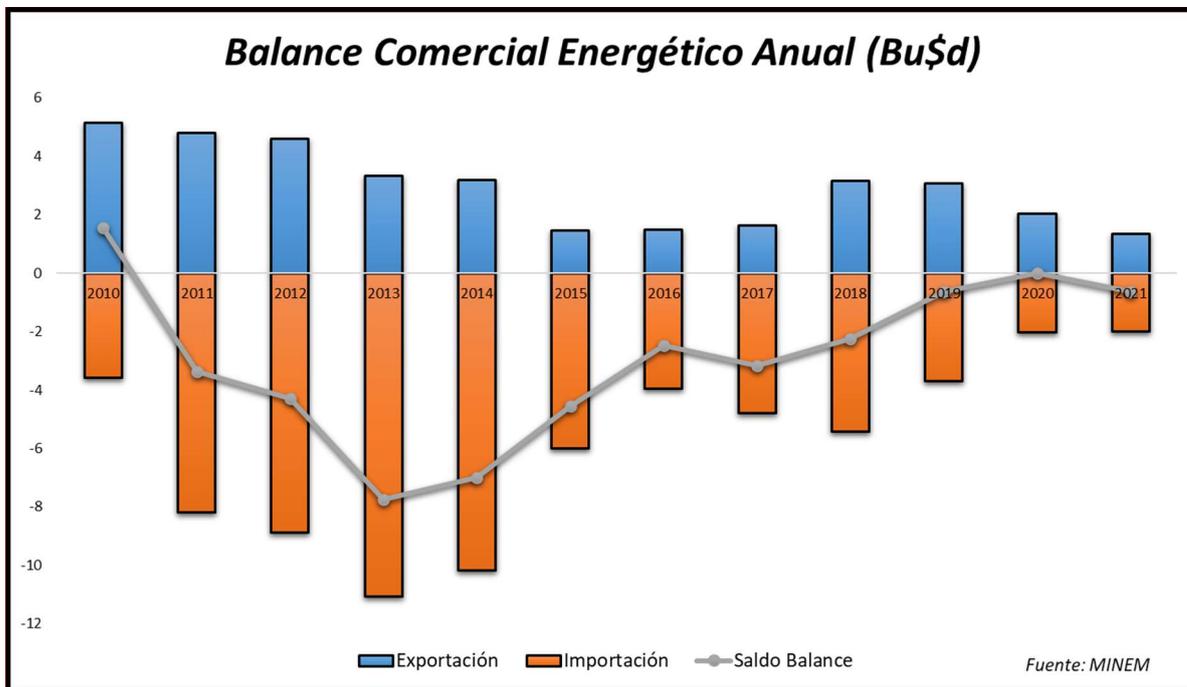
In this publication we present two articles:

“Argentine Monetary Report-August” by Federico de Cristo (Faculty of Business Sciences)

“Liquid hydrocarbon swap: new regulations for the Argentine midstream” by Francisco Romano (Law School - Director of the Specialization of Hydrocarbons Law).

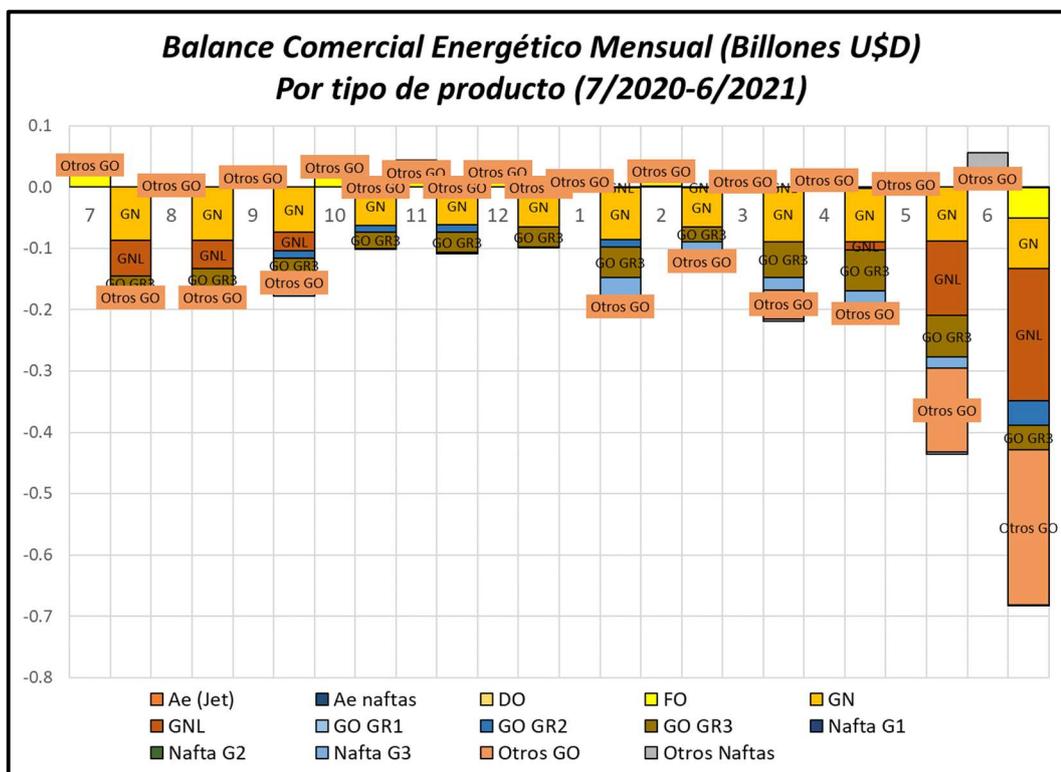
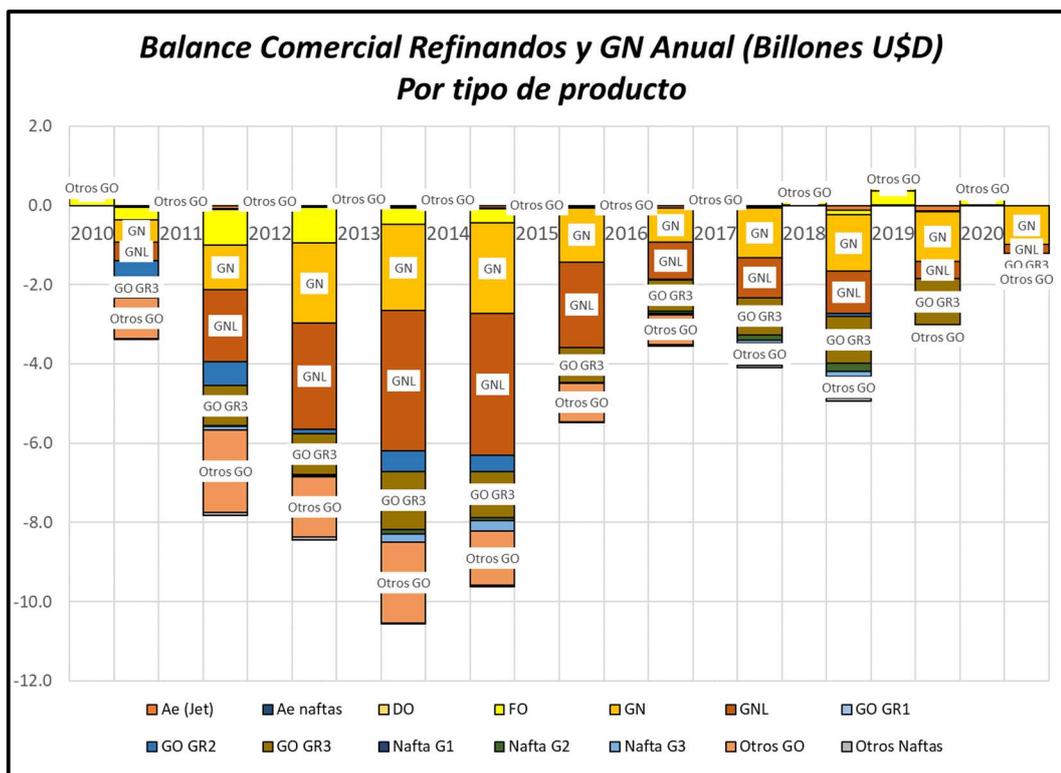
1 Argentina

1.1 Balance Energético Comercial



► El Balance Energético Comercial comienza a ser fuertemente negativo. Se incrementa en junio debido a las importaciones GNL con la llegada del barco regasificador a Bahía Blanca. Se espera se acreciente el desbalance durante los meses de invierno.

► The energy trade balance begins to be strongly negative. It increases in June due to LNG imports with the arrival of the regasification vessel to Bahía Blanca. The imbalance is expected to increase during the winter months.



1.2 Producción de Gas Natural

► GAS TOTAL PAIS		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción de gas	MM m3/d (var. anual)	144,42	126,83	130,69	3%
<i>Natural Gas Gross production</i>	<i>bcf/d (yoy)</i>	5,10	4,48	4,62	3%
► GAS NO CONVENCIONAL (TOTAL PAIS)		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción de gas NC	MM m3/d (var. anual)	63,09	55,29	64,87	17%
<i>Unconventional Natural Gas production</i>	<i>bcf/d (yoy)</i>	2,23	1,95	2,29	17%
Respecto a (%)	Total País <i>total country</i>	43,69%	43,60%	49,64%	

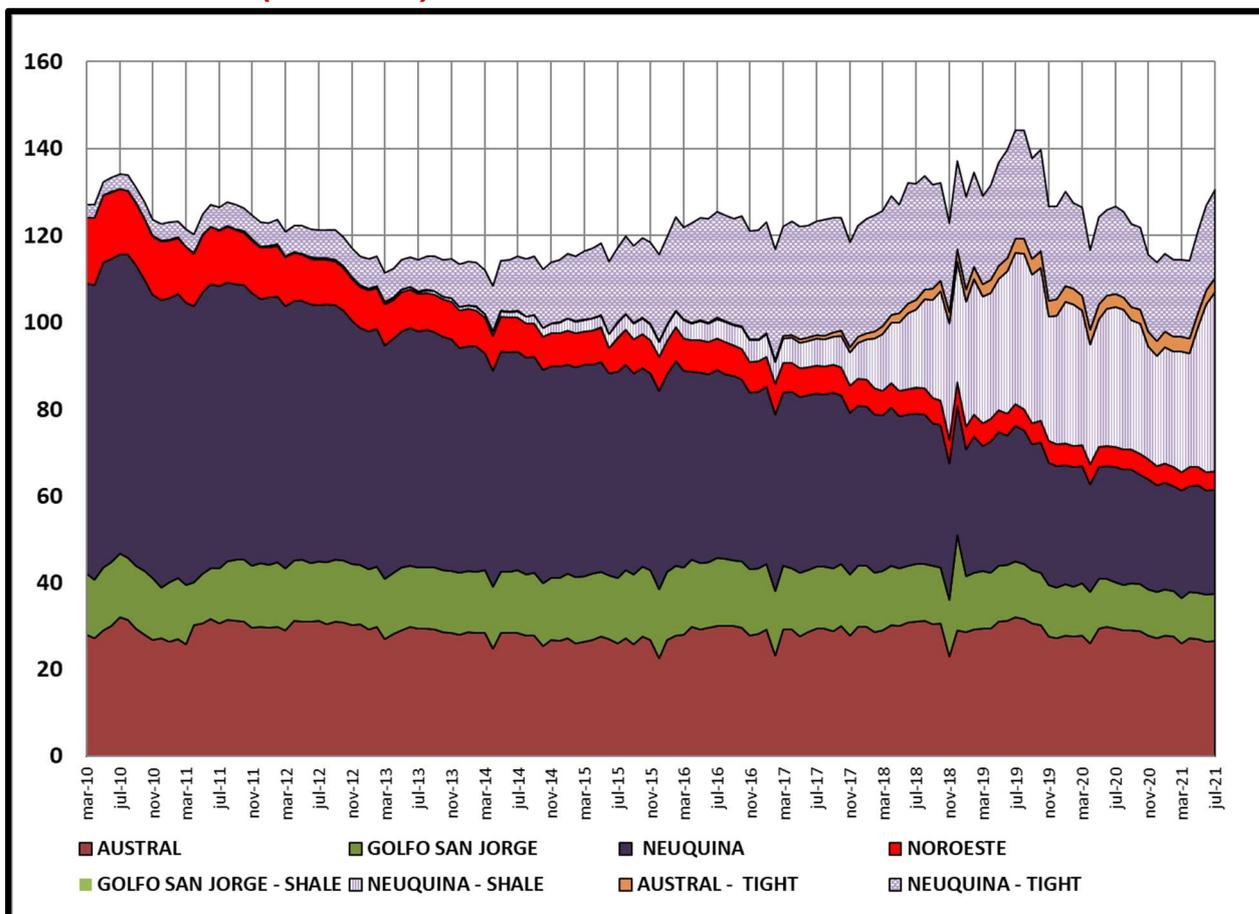
► La producción total país de gas en julio 2021 fue de 130,69 MMm3/día, presentando un 3% más respecto del mismo mes del 2020.

► La producción no convencional total país en julio 2021 fue de 64,87 MMm3/d, presentando un incremento del 17% respecto al mismo mes del 2020 y representa el 49,64% del total país.

► Total natural gas gross production in July-21 was 4.62 bcf/d, it represented 3% more than May-20.

► Total of non-conventional country production in July-21 was 2.29 bcf/d, it presented 17% more than the same month in 2020 and 49.64% of the total country.

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



1.2.2 Producción de Gas – Cuenca Neuquina

1.2.3

► SHALE GAS Cuenca NQN <i>NQN basin</i>		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción de Shale gas NQN	MM m3/d (var. anual)	34,91	32,21	41,21	28%
<i>Shale Gas production NQN</i>	<i>bcf/d (voe)</i>	1,23	1,14	1,46	28%
Respecto a (%)	Total País <i>total country</i>	24,17%	25,40%	31,53%	
<i>Respect to (%)</i>	Total cuenca <i>total basin</i>	38,34%	40,79%	48,21%	

► TIGHT GAS Cuenca NQN <i>NQN basin</i>		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción de gas NQN	MM m3/d (var. anual)	25,04	20,16	20,33	1%
<i>Natural Gas Gross production NQN</i>	<i>bcf/d (voe)</i>	0,88	0,71	0,72	1%
Respecto a (%)	País <i>country</i>	17,34%	15,89%	15,56%	
<i>Respect to (%)</i>	Cuenca NQN <i>NQN basin</i>	27,50%	25,53%	23,78%	

► GAS NO CONVENCIONAL Cuenca NQN		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción de gas NQN	MM m3/d (var. anual)	59,95	52,37	61,54	18%
<i>Natural Gas Gross production NQN</i>	<i>bcf/d (voe)</i>	2,12	1,85	2,17	18%
Respecto a (%)	País <i>country</i>	41,51%	41,29%	47,09%	
<i>Respect to (%)</i>	Cuenca NQN <i>NQN basin</i>	65,84%	66,32%	71,99%	

► GAS CONVENCIONAL Cuenca NQN <i>NQN basin</i>		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción de gas Convencional NQN	MM m3/d (var. anual)	31,11	26,60	23,94	-10%
<i>Natural Gas Gross production NQN</i>	<i>bcf/d (voe)</i>	1,10	0,94	0,85	-10%
Respecto a (%)	País <i>country</i>	21,54%	20,97%	18,32%	
<i>Respect to (%)</i>	Cuenca NQN <i>NQN basin</i>	34,16%	33,69%	28,01%	

► GAS TOTAL Cuenca NQN <i>NQN basin</i>		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción de gas Total NQN	MM m3/d (var. anual)	91,06	78,96	85,48	8%
<i>Total Natural Gas production</i>	<i>bcf/d (voe)</i>	3,22	2,79	3,02	8%
Respecto a (%)	País <i>country</i>	63,05%	62,26%	65,41%	

► La producción de gas no convencional (NQN) alcanzó los 61,54 MMm3d en julio del 2021 representando el 47,09% del total producido en el país y el 71,99% del total de la cuenca neuquina.

► La cuenca Austral presenta una producción de Tight gas de 3,33 MMm3/d (julio 2021) en las áreas de El Cerrito y Campo indio (CGC)

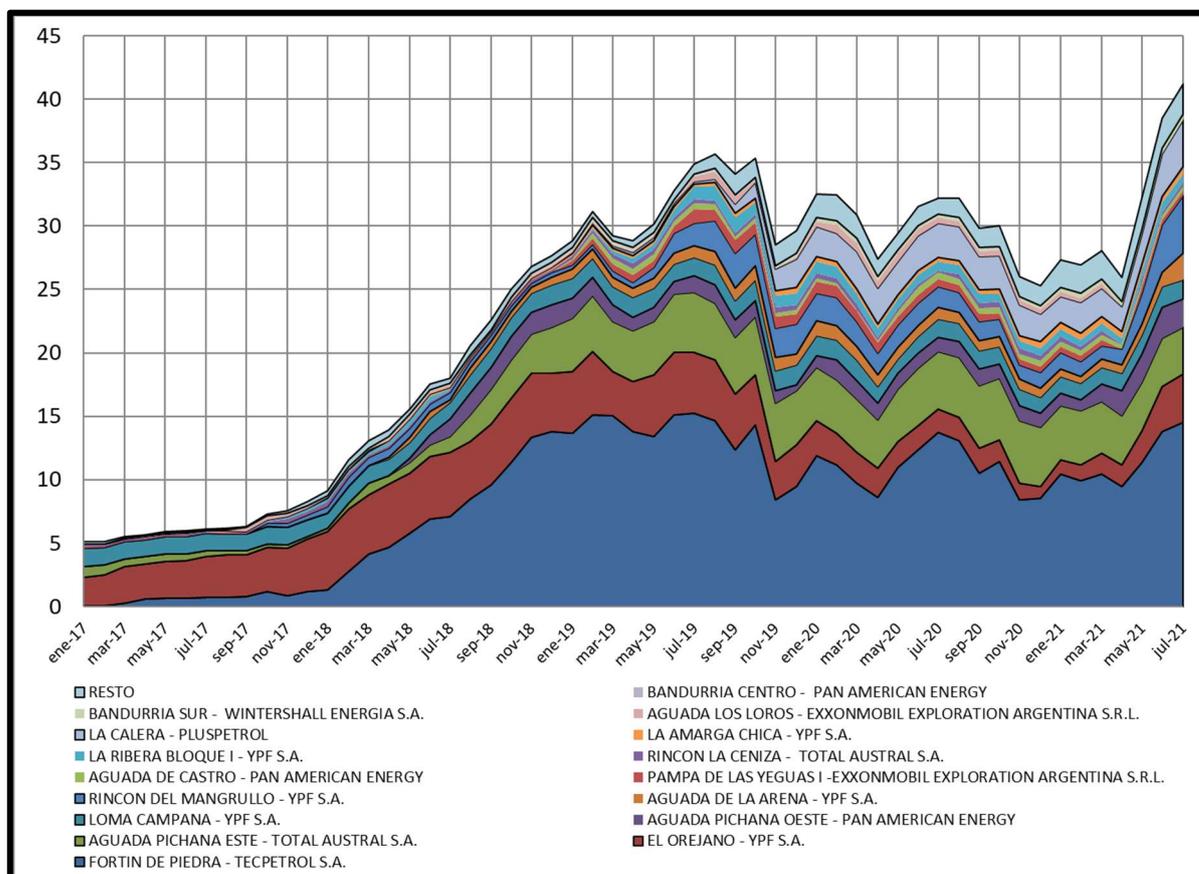
► Se observa la recuperación del Gas No Convencional producto del Plan Gas.AR. Aunque la caída de la producción Convencional no permite evidenciar una recuperación total de la producción.

► The unconventional gas gross production achieved the 47.09% of total country and 71.99% of Neuquén basin with 2.17 bcf/d in July-21. About 18 percent more than July-20

► Austral Basin, unconventional gas gross production was 0,11 bcf/d (July 2021) coming from El Cerrito and Campo Indio (CGC) fields.

► The recovery of the Unconventional Gas product of the Gas.AR Plan is observed. Although the drop in conventional production does not allow evidence of total gas production recovery.

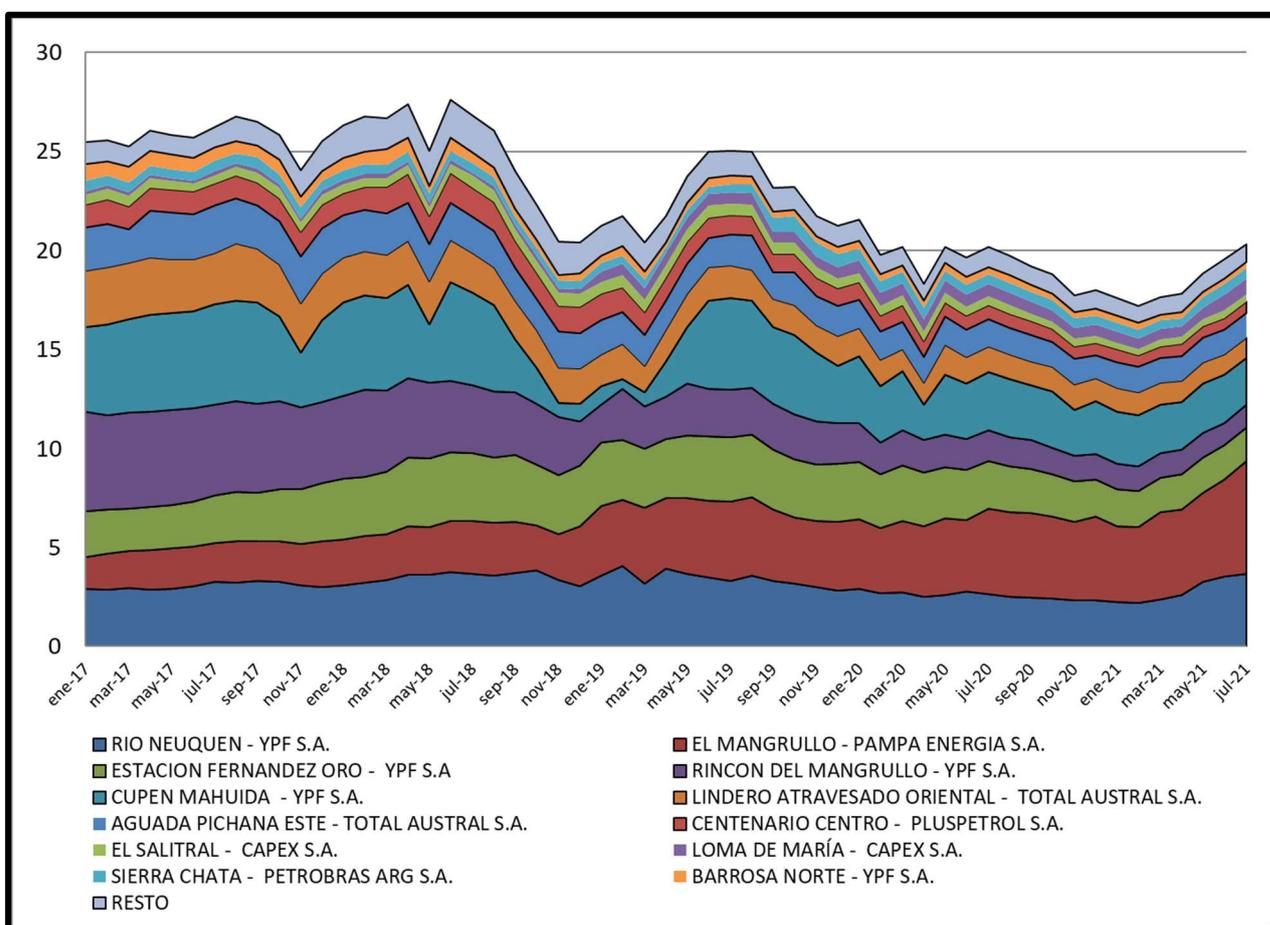
1.2.4 Producción de gas desde reservorios Shale por concesión (MMm3/d)



Shale (MMm3/d)	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21
AREA												
FORTIN DE PIEDRA - TECPETROL S.A.	13,10	10,53	11,42	8,44	8,55	10,42	9,90	10,48	9,43	11,39	13,77	14,53
EL OREJANO - YPF S.A.	1,83	1,94	1,75	1,28	0,92	1,14	1,26	1,63	1,72	2,46	3,58	3,77
AGUADA PICHANA ESTE - PAN AMERICAN S.A.	4,71	4,96	4,85	4,94	4,69	4,27	4,26	4,05	3,88	3,81	3,78	3,73
AGUADA PICHANA OESTE - PAN AMERICAN ENERGY	1,26	1,27	1,09	1,18	1,09	0,98	0,88	1,39	2,00	2,26	2,43	2,18
LOMA CAMPANA - YPF S.A.	1,46	1,45	1,36	1,32	1,26	1,31	1,32	1,34	1,35	1,53	1,64	1,51
AGUADA DE LA ARENA - YPF S.A.	0,85	0,81	0,80	0,77	0,69	0,60	0,51	0,63	0,68	0,82	1,16	2,14
RINCON DEL MANGRULLO - YPF S.A.	1,57	1,49	1,40	1,11	1,26	1,31	1,18	1,08	1,22	2,47	3,70	4,54
PAMPA DE LAS YEGUAS I - EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	0,58	0,58	0,45	0,46	0,49	0,47	0,47	0,46	0,47	0,47	0,42	0,39
AGUADA DE CASTRO - PAN AMERICAN ENERGY	0,49	0,52	0,45	0,43	0,40	0,38	0,37	0,35	0,36	0,28	0,31	0,30
RINCON LA CENIZA - TOTAL AUSTRAL S.A.	0,34	0,39	0,45	0,44	0,41	0,39	0,36	0,34	0,08	0,34	0,29	0,33
LA RIBERA BLOQUE I - YPF S.A.	0,72	0,68	0,65	0,59	0,62	0,59	0,55	0,58	0,41	0,68	0,76	0,67
LA AMARGA CHICA - YPF S.A.	0,38	0,35	0,38	0,42	0,48	0,52	0,51	0,54	0,52	0,48	0,47	0,56
LA CALERA - PLUSPETROL	2,67	2,66	2,61	2,39	2,17	2,04	2,40	2,27	1,96	2,37	3,35	3,70
AGUADA LOS LOROS - EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	0,40	0,36	0,42	0,41	0,43	0,42	0,37	0,34	-	-	-	-
BANDURRIA SUR - WINTERSHALL ENERGIA S.A.	0,24	0,22	0,19	0,18	0,17	0,23	0,29	0,30	0,32	0,36	0,39	0,40
BANDURRIA CENTRO - PAN AMERICAN ENERGY	0,08	0,08	0,09	0,10	0,08	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07
RESTO	1,54	1,54	1,64	1,57	1,55	2,15	2,21	2,23	1,91	2,48	2,34	2,38
Total Shale Neuquen	32,22	29,83	30,01	26,03	25,27	27,31	26,92	28,06	25,94	32,28	38,46	41,21
Total Shale Golfo San Jorge	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Shale Pais	32,22	29,83	30,01	26,03	25,27	27,31	26,92	28,06	25,94	32,28	38,46	41,21

- La producción de gas natural Shale (NQN) alcanzó 41,21 MMm3d en julio del 2021 representando el 31,53% del total producido en el país y el 48,21% del total de la cuenca neuquina. Un 28% más, respecto a julio del 2020.
- El pico de producción total fue de 144,4 MMm3/d (2019/7). A partir de esa fecha comienza a declinar hasta un mínimo de 113,8 (2020/12)
- The shale gas gross production in July-21 was 1.46 bcf/d, it represented the 31.53% of total country and 48.21% of Neuquén basin. About 28% more than July-20.
- The total production peak was 5,10 bcf/d (2019/7). As of that date, it begins to decline to a minimum of 4,02 bcf/d (2020/12).

1.2.5 Producción de gas desde reservorios Tight por concesión (MMm3/d)



Tight(MMm3/d)	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21
RIO NEUQUEN - YPF S.A.	2,54	2,51	2,45	2,35	2,36	2,28	2,24	2,42	2,63	3,29	3,54	3,68
EL MANGRULLO - PAMPA ENERGIA S.A.	4,25	4,27	4,11	3,98	4,23	3,81	3,83	4,36	4,31	4,50	4,91	5,68
ESTACION FERNANDEZ ORO - YPF S.A.	2,33	2,22	2,15	2,04	1,87	1,88	1,81	1,76	1,77	1,75	1,71	1,72
RINCON DEL MANGRULLO - YPF S.A.	1,46	1,44	1,34	1,26	1,27	1,29	1,25	1,22	1,25	1,26	1,13	1,13
CUPEN MAHUIDA - YPF S.A.	2,94	2,78	2,83	2,33	2,67	2,63	2,58	2,45	2,41	2,49	2,45	2,38
LINDERO ATRAVESADO ORIENTAL - TOTAL AUSTRAL S.A.	1,22	1,19	1,24	1,29	1,17	1,20	1,15	1,12	1,08	1,05	1,03	1,00
AGUADA PICHANA ESTE - TOTAL AUSTRAL S.A.	1,37	1,33	1,27	1,30	1,13	1,29	1,27	1,24	1,22	1,25	1,23	1,26
CENTENARIO CENTRO - PLUSPETROL S.A.	0,71	0,70	0,67	0,62	0,64	0,64	0,58	0,58	0,64	0,59	0,59	0,56
EL SALITRAL - CAPEX S.A.	0,43	0,38	0,37	0,37	0,35	0,33	0,32	0,33	0,34	0,33	0,39	0,37
LOMA DE MARÍA - CAPEX S.A.	0,60	0,59	0,58	0,56	0,56	0,55	0,54	0,54	0,54	0,62	0,82	0,83
SIERRA CHATA - PETROBRAS ARG S.A.	0,51	0,50	0,49	0,48	0,45	0,45	0,45	0,44	0,42	0,51	0,52	0,52
BARROSA NORTE - YPF S.A.	0,39	0,35	0,32	0,30	0,37	0,38	0,35	0,30	0,29	0,28	0,28	0,28
RESTO	1,00	0,96	0,97	0,85	0,91	0,86	0,85	0,88	0,93	0,92	0,97	0,92
Total Tight Neuquen	19,75	19,22	18,79	17,73	17,98	17,59	17,22	17,66	17,82	18,85	19,57	20,33
Total Tight Austral	2,86	2,97	3,30	3,28	3,45	3,55	3,43	3,38	3,39	3,28	3,23	3,33
Total Tight País	22,61	22,18	22,10	21,01	21,43	21,14	20,65	21,04	21,21	22,12	22,80	23,66

► La producción de Tight gas (NQN) alcanzó los 20,33 MMm3/d en julio del 2021 representando el 15,56% del total producido en el país y el 23,78 % del total de la cuenca.

► The tight gas gross production in July-21 was 0.72 bcf/d, it represented the 15.56% of total country and 23.78% of Neuquén basin

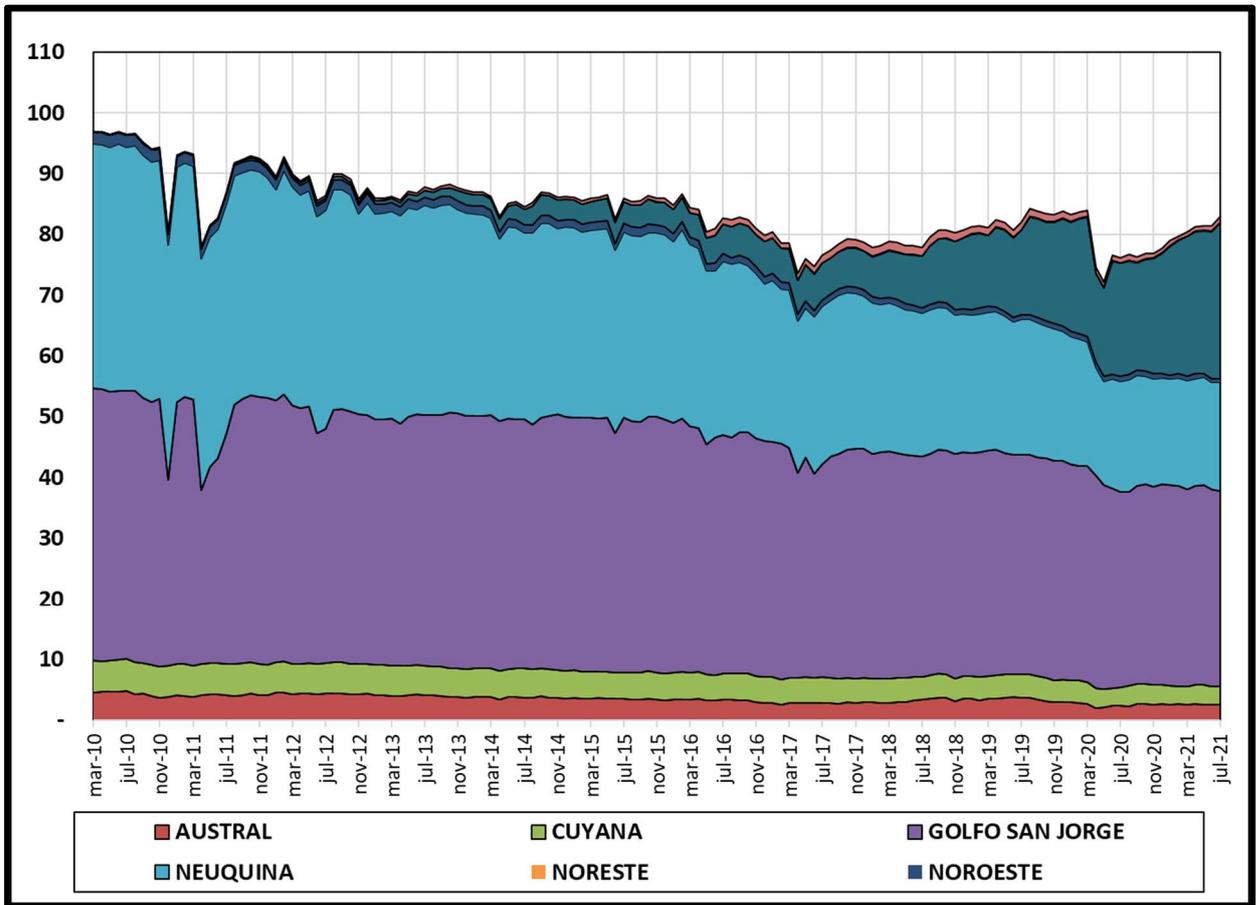
1.3 Producción de Petróleo

▶ PETROLEO TOTAL PAIS		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción de petróleo	M m3/d (var. anual)	81,92	76,20	82,90	9%
<i>Oil Gross production</i>	<i>Kbd (yoy)</i>	515,3	479,3	521,4	9%

▶ PETROLEO NO CONVENCIONAL (TOTAL PAIS)		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción de petróleo NC	M m3/d (var. anual)	15,16	19,59	26,66	36%
<i>Unconventional Oil production</i>	<i>Kbd (yoy)</i>	95,35	123,23	167,72	36%
Respecto a (%)	Total País <i>total country</i>	18,5%	25,7%	32,2%	

- ▶ La producción de petróleo total país en julio fue de 82,90 Mil m3/día, presentando 9% más, respecto del mismo mes del 2020.
- ▶ La producción de Petróleo no convencional total país en julio 2021 fue de 26,66 Mm3/d, presentando un aumento del 36% respecto al mismo mes del 2020 y representa el 32,2% del total país
- ▶ Total crude oil gross production in July-21 was 521.4 kbd, it represented 9% more than July-20.
- ▶ The total non-conventional country crude oil production in July was 167.72 kbd, showing an increase of 36% compared to the same month of 2020 and represents the 32.2% of the total country.

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



1.4 Producción de Petróleo Neuquén (Mm3/d)

PETROLEO SHALE Cuenca NQN NQN basin		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción de petróleo Shale NQN	Mm3/d (var. anual)	13,85	18,61	25,68	38%
Shale Oil Production NQN	kbd (yoy)	87,11	117,03	161,52	38%
Respecto a (%)	Total País total country	16,91%	24,42%	30,98%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	37,11%	49,37%	57,77%	

PETROLEO TIGHT Cuenca NQN NQN basin		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción de petróleo Tight NQN	Mm3/d (var. anual)	1,21	0,89	0,89	-1%
Tight Oil production NQN	kbd (yoy)	7,62	5,60	5,57	-1%
Respecto a (%)	Total País total country	1,48%	1,17%	1,07%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	3,25%	2,36%	1,99%	

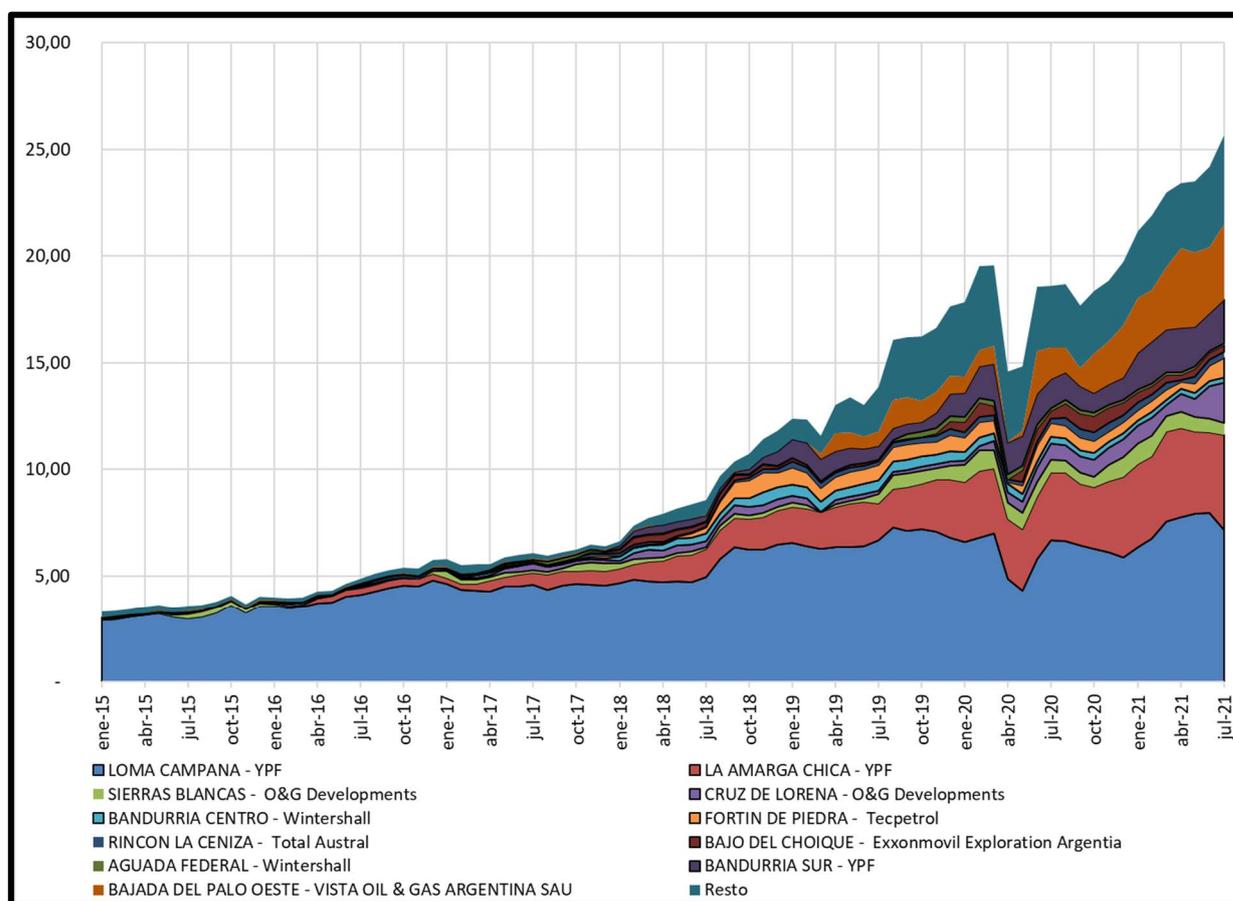
PETROLEO NO CONVENCIONAL Cuenca NQN NQN basin		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción petróleo (shale + tight)	Mm3/d (var. anual)	15,06	19,49	26,57	36%
Shale & Tight Oil Gross production	Kbd (yoy)	94,74	122,59	167,10	36%
Respecto a (%)	Total País total country	18,39%	25,58%	32,05%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	40,35%	51,72%	59,77%	

PETROLEO CONVENCIONAL Cuenca NQN NQN basin		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción Convencional NQN	M m3/d (var. anual)	22,26	18,19	17,88	-2%
Conventional Oil production NQN	Kbd (yoy)	140,03	114,44	112,49	-2%
Respecto a (%)	Total País total country	27,18%	23,88%	21,57%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	59,65%	48,28%	40,23%	

PETROLEO TOTAL Cuenca NQN NQN basin		jul-19	jul-20	jul-21	
Producción de Petróleo	M m3/d (var. anual)	37,33	37,69	44,45	18%
Oil Gross production	Kbd (yoy)	234,77	237,04	279,59	18%
Respecto a (%)	País country	45,56%	49,46%	53,62%	

- ▶ La producción de petróleo (NQN) no convencional en julio fue de 26,57 Mil m3/día, representando el 32,05% del país y el 59,77% de la cuenca neuquina.
- ▶ La producción de petróleo no convencional (NQN) creció un 36% entre julio 2021 y julio 2020.
- ▶ Shale & Tight crude oil gross production (NQN) in July-21 was 167.1 kbls/d, it represented the 32.05% of total country and 59.77 % of Neuquén basin.
- ▶ Shale & Tight crude oil gross production (NQN) increased 36% between July-21 and July-20.

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

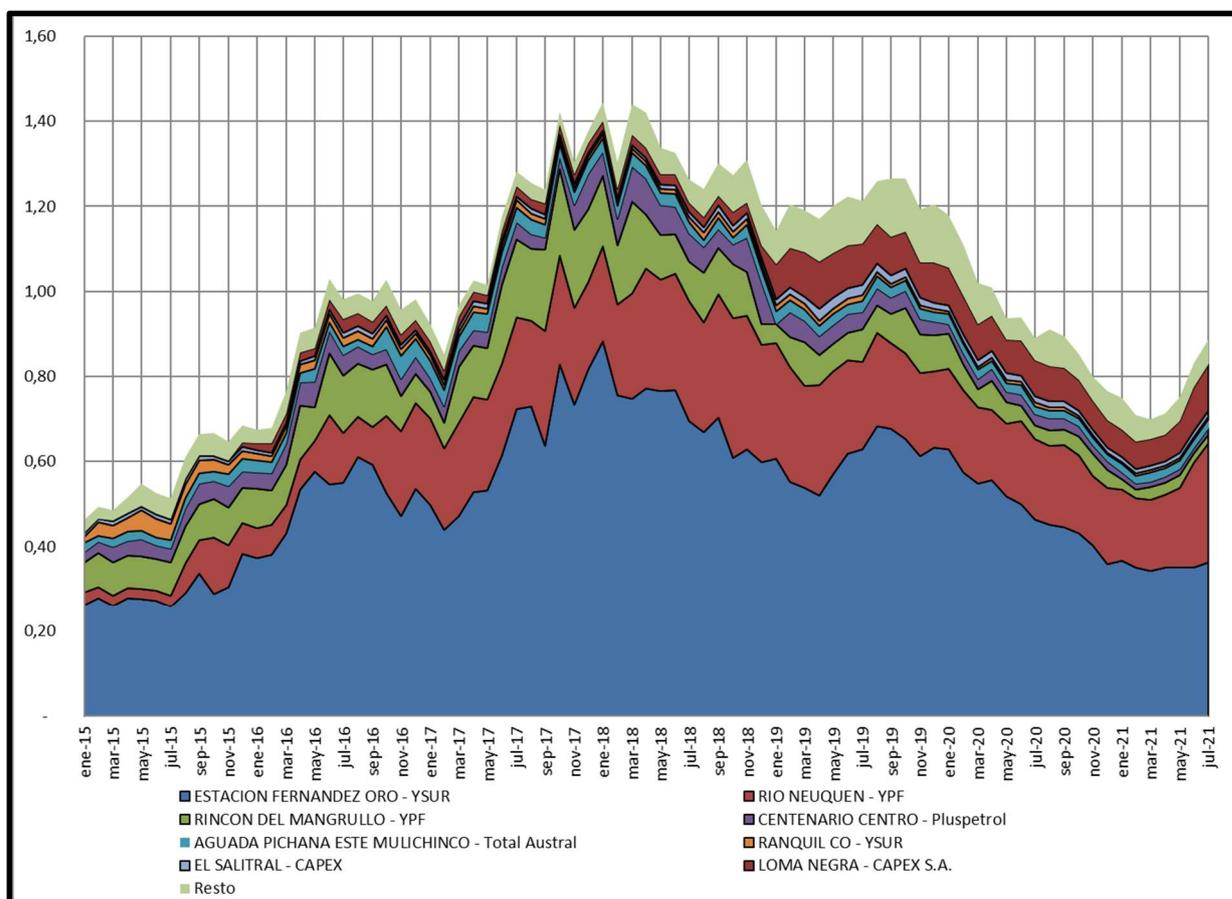


Shale (Mm3/d)	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21
LOMA CAMPANA - YPF	6,66	6,45	6,26	6,13	5,87	6,36	6,75	7,55	7,76	7,93	7,98	7,18
LA AMARGA CHICA - YPF	3,21	2,88	2,89	3,31	3,79	3,88	3,88	4,21	4,17	3,84	3,75	4,44
SIERRAS BLANCAS - O&G Developments	0,56	0,53	0,52	0,76	0,93	0,98	0,97	0,75	0,77	0,71	0,64	0,58
CRUZ DE LORENA - O&G Developments	0,73	0,77	0,80	0,81	0,81	0,84	0,84	0,51	0,87	0,84	1,53	1,87
BANDURRIA CENTRO - Wintershall	0,29	0,27	0,31	0,30	0,29	0,27	0,27	0,23	0,24	0,28	0,25	0,24
FORTIN DE PIEDRA - Tecpetrol	0,63	0,58	0,54	0,48	0,52	0,49	0,50	0,50	0,32	0,46	0,74	0,95
RINCON LA CENIZA - Total Austral	0,35	0,42	0,42	0,40	0,35	0,33	0,30	0,30	0,08	0,29	0,25	0,28
BAJO DEL CHOIQUE - Exxonmobil Exploration Argentina	0,68	0,71	0,75	0,71	0,57	0,50	0,39	0,39	0,24	0,36	0,32	0,29
AGUADA FEDERAL - Wintershall	0,17	0,16	0,15	0,14	0,14	0,13	0,13	0,11	0,11	0,12	0,12	0,11
BANDURRIA SUR - YPF	1,26	1,12	0,96	0,95	1,06	1,72	1,97	2,00	2,10	1,87	1,76	2,03
BAJADA DEL PALO OESTE - VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU	1,17	0,84	1,82	2,01	2,42	2,55	2,39	2,96	3,71	3,50	3,07	3,54
Resto	2,98	2,96	2,95	2,86	2,97	3,14	3,50	3,47	3,08	3,31	3,78	4,18
Total Shale Neuquina	18,70	17,70	18,37	18,86	19,72	21,18	21,90	22,98	23,44	23,50	24,19	25,68
Total Shale Golfo San Jorge	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Shale Pais	18,70	17,70	18,37	18,86	19,72	21,18	21,90	22,98	23,44	23,50	24,19	25,68

► La producción de petróleo Shale (NQN) alcanzó los 25,68 MMm3/d en julio del 2021 representando el 30,98% del total producido en el país y el 57,77% del total de la cuenca.

► The shale crude oil gross production in July-21 was 161.52 kbd, it represented the 30.98% of total country and 57.77% of Neuquén basin.

1.4.2 Producción de Petróleo desde reservorios Tight por concesión en Mm3/día

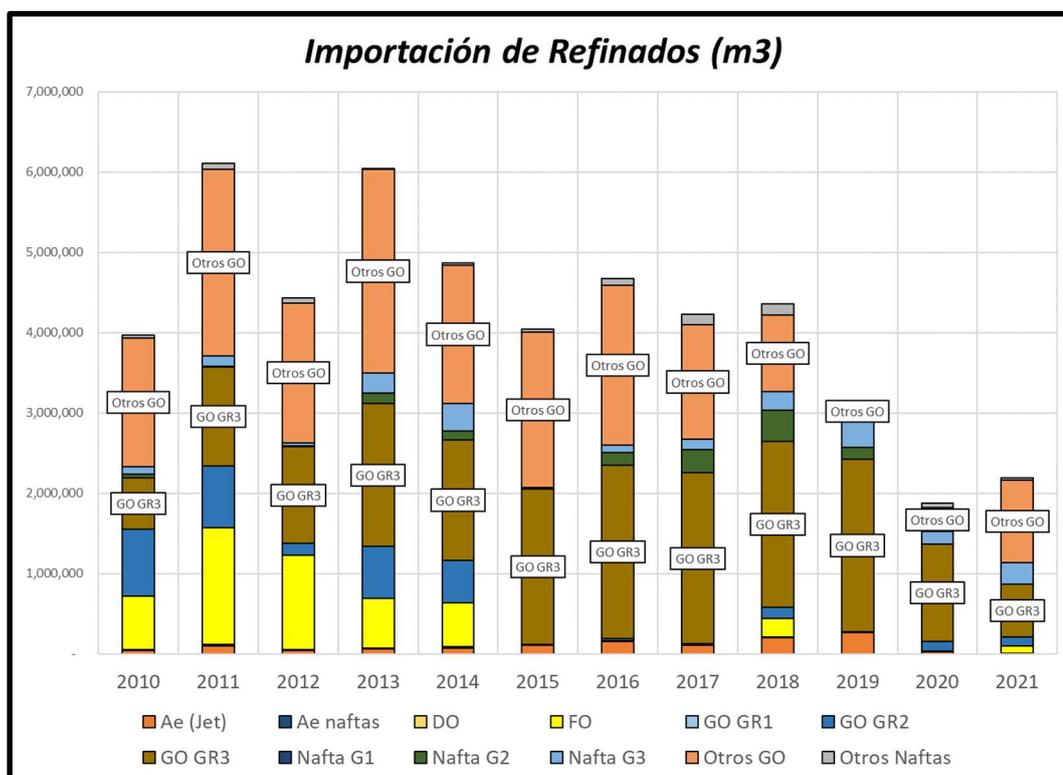
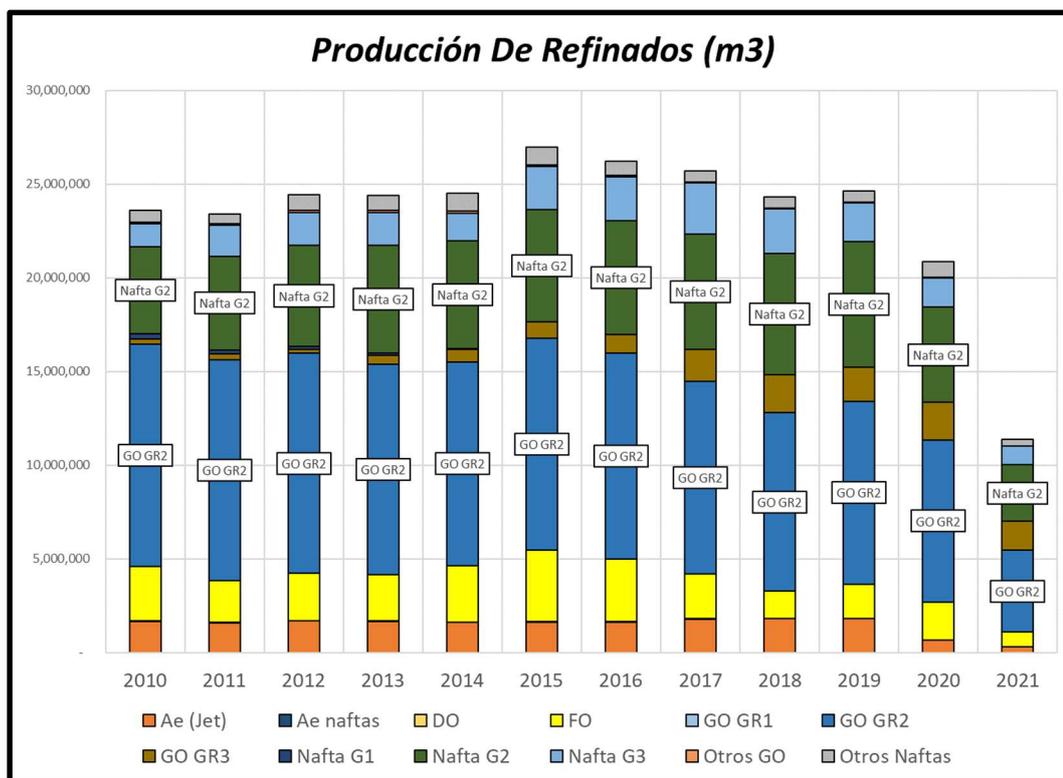


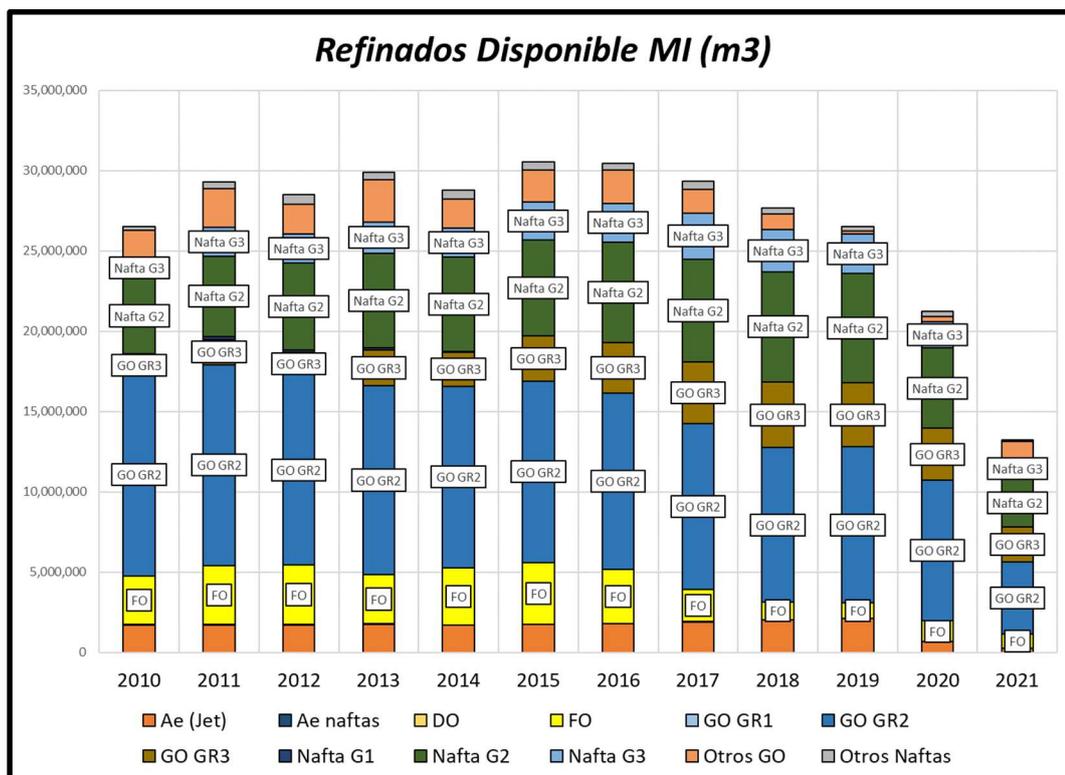
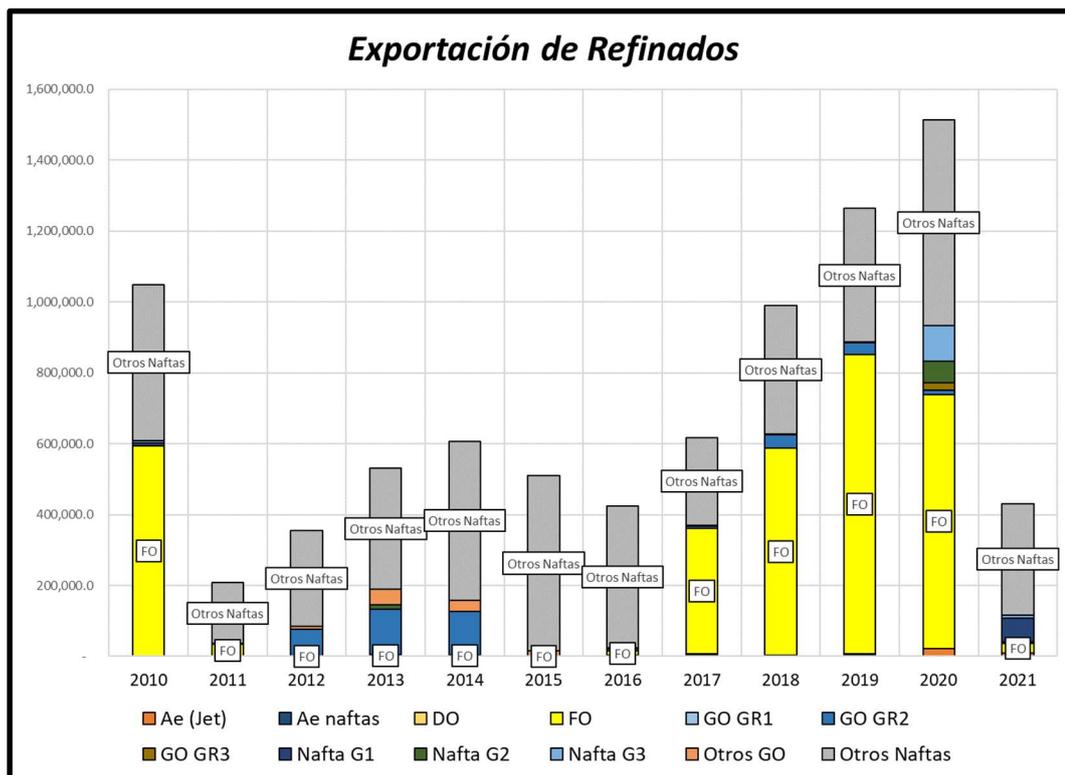
Tight(Mm3/d)	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21
ESTACION FERNANDEZ ORO - YSUR	0,45	0,44	0,43	0,40	0,36	0,37	0,35	0,34	0,35	0,35	0,35	0,36
RIO NEUQUEN - YPF	0,18	0,19	0,18	0,16	0,18	0,17	0,16	0,17	0,17	0,19	0,25	0,28
RINCON DEL MANGRULLO - YPF	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04	0,03	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02
CENTENARIO CENTRO - Pluspetrol	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01
EL SALITRAL - CAPEX	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
LOMA NEGRA - CAPEX S.A.	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06	0,07	0,06	0,06	0,06	0,08	0,10	0,11
Resto	0,09	0,07	0,06	0,06	0,07	0,07	0,06	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06
Total Tight Neuquina	0,91	0,90	0,85	0,80	0,77	0,75	0,71	0,70	0,71	0,75	0,83	0,89
Total Tight Austral	0,10	0,11	0,12	0,13	0,12	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,09	0,10
Total Tight País	1,01	1,00	0,98	0,93	0,89	0,86	0,82	0,80	0,82	0,85	0,92	0,98

► La producción de petróleo Tight (NQN) alcanzó los 0,89 MMm3/d en julio del 2021 representando el 1,07% del total producido en el país y el 1,99% del total de la cuenca.

► The tight crude oil gross production in July-21 was 5.57 kbd, it represented the 1.07% of total country and 1.99% of Neuquén basin

1.5 Refinación





1.6 Demanda de Gas Natural

1.6.1 Demanda Doméstica de Gas Natural

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (BCM)														
	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
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	12,08	11,88	5,23
Transporte (GNC)	1,68	3,20	2,66	2,76	2,78	2,76	2,85	2,98	2,83	2,55	2,40	2,48	1,87	1,10
Industrial	9,96	11,27	12,04	12,51	11,66	12,39	12,48	12,63	12,08	12,52	13,19	13,29	12,55	6,01
Centrales Térmicas	10,90	10,68	11,52	12,95	14,35	14,47	14,54	14,92	16,00	17,28	17,19	15,33	14,42	7,96
Demanda Interna	30,72	34,55	37,81	40,34	41,55	42,91	42,75	43,57	44,69	44,71	45,08	43,17	40,72	20,30

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (MMm3/d)														
	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
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	33,10	32,55	14,34
Transporte (GNC)	4,60	8,77	7,30	7,56	7,63	7,56	7,82	8,17	7,74	6,99	6,58	6,79	5,12	3,01
Industrial	27,30	30,88	32,98	34,28	31,95	33,95	34,19	34,61	33,11	34,29	36,15	36,40	34,39	16,45
Centrales Térmicas	29,86	29,26	31,56	35,48	39,32	39,65	39,84	40,87	43,84	47,34	47,09	41,99	39,51	21,82
Demanda Interna	84,16	94,66	103,58	110,51	113,84	117,57	117,12	119,37	122,43	122,50	123,52	118,28	111,56	55,62

ARGENTINA: ESTRUCTURA DE DEMANDA DE GAS NATURAL (%)														
	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Residencial/Comercial/Público/SDB	28%	27%	31%	30%	31%	31%	30%	30%	31%	28%	27%	28%	29%	26%
Transporte (GNC)	5%	9%	7%	7%	7%	6%	7%	7%	6%	6%	5%	6%	5%	5%
Industrial	32%	33%	32%	31%	28%	29%	29%	29%	27%	28%	29%	31%	31%	30%
Centrales Térmicas	35%	31%	30%	32%	35%	34%	34%	34%	36%	39%	38%	35%	35%	39%

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (% incremental)														
	00/95	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
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%	-1,8%	-1,7%	-55,9%
Transporte (GNC)	66,5%	6,7%	58,8%	3,6%	0,9%	-0,9%	3,4%	4,5%	-5,2%	-9,7%	-5,9%	3,3%	-24,7%	-41,1%
Industrial	8,3%	0,4%	20,8%	3,9%	-6,8%	6,3%	0,7%	1,2%	-4,3%	3,6%	5,4%	0,7%	-5,5%	-52,2%
Centrales Térmicas	52,6%	3,3%	5,7%	12,4%	10,8%	0,8%	0,5%	2,6%	7,3%	8,0%	-0,5%	-10,8%	-5,9%	-44,8%
Demanda Interna	25,2%	3,3%	23,1%	6,7%	3,0%	3,3%	-0,4%	1,9%	2,6%	0,1%	0,8%	-4,2%	-5,7%	-50,1%

*Solo hasta Junio 2021
Fuente ENARGAS

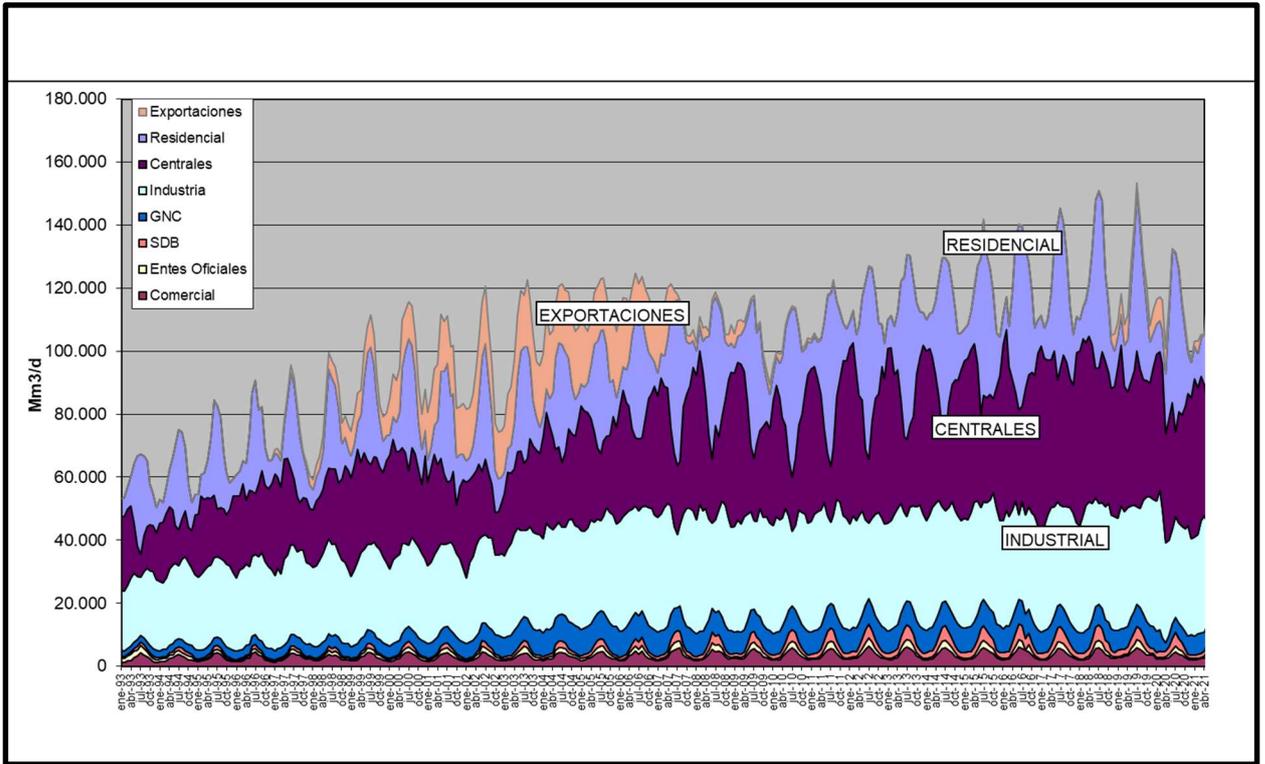
► La estructura de la demanda de gas natural cambia de 1993, donde el Residencial/GNC/Industrial/Centrales representan 33%/4%/36%/28% respectivamente, a ser 29%/5%/31%/35% en 2020. Se observa el importante aumento de participación en demanda para generación eléctrica respecto de la Residencial e Industrial, en especial en 2017.

► La demanda ha crecido sostenidamente en 104% desde 1993-2018, frenándose en 2019 y más fuertemente en 2020 (COVID)

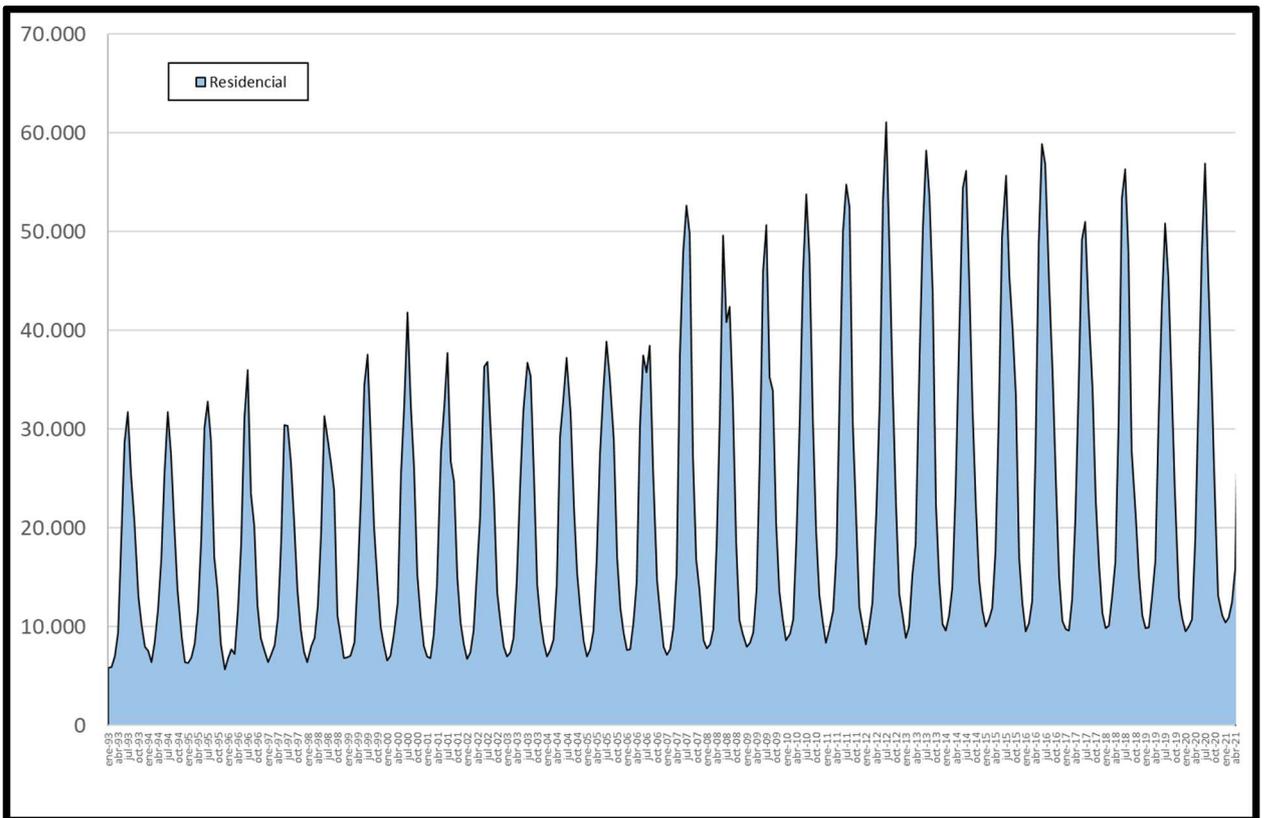
► The natural gas demand structure have change from 1993 to 2018 as follows Residential/Vehicular Gas/Industry/Power Plants from 33%/4%/36%/28% (1993) to 29%/5%/31%/35% (2020). It can be seen the important growth of the Power Plant demand in comparison with Residential and Industrial demand, mainly in 2017

► NG demand has permanent growth - 104% growth since 1993-2018. It stopped in 2019, and strongly in 2020 (COVID)

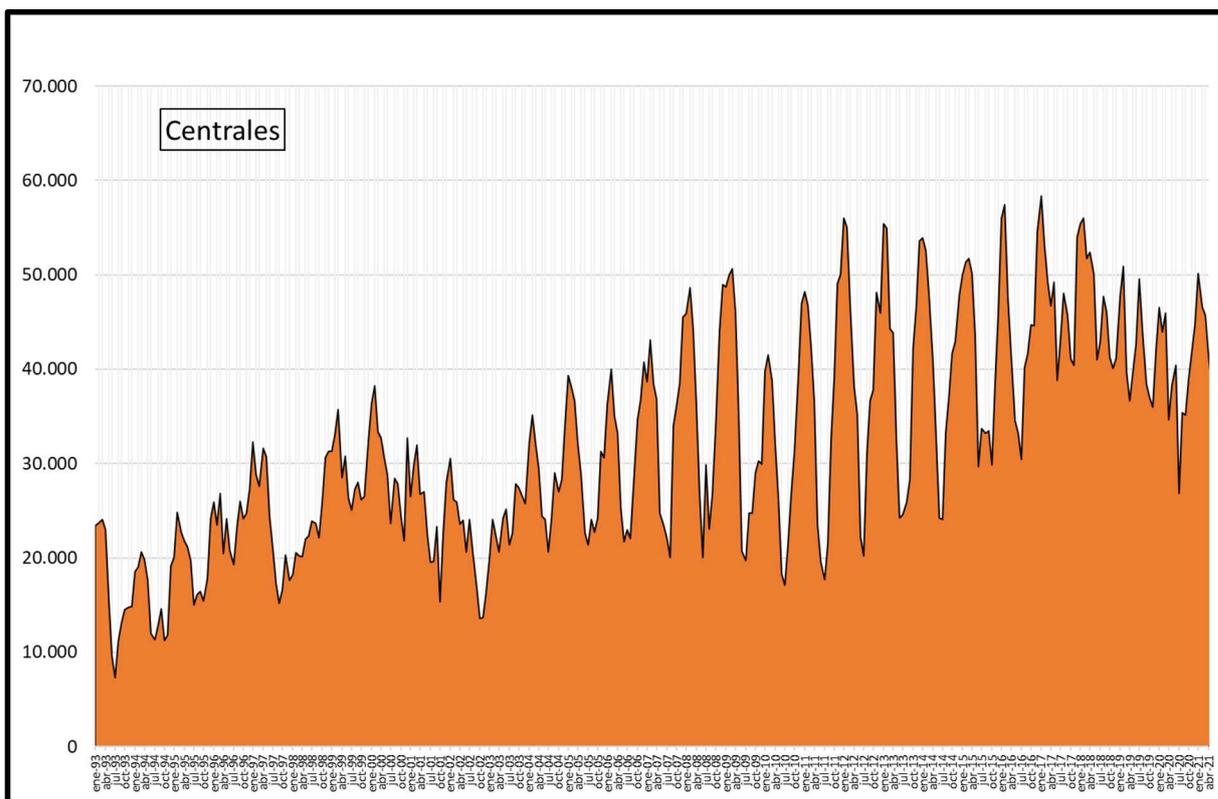
1.6.2 Evolución demanda Interna y de exportación (Mm3/d)



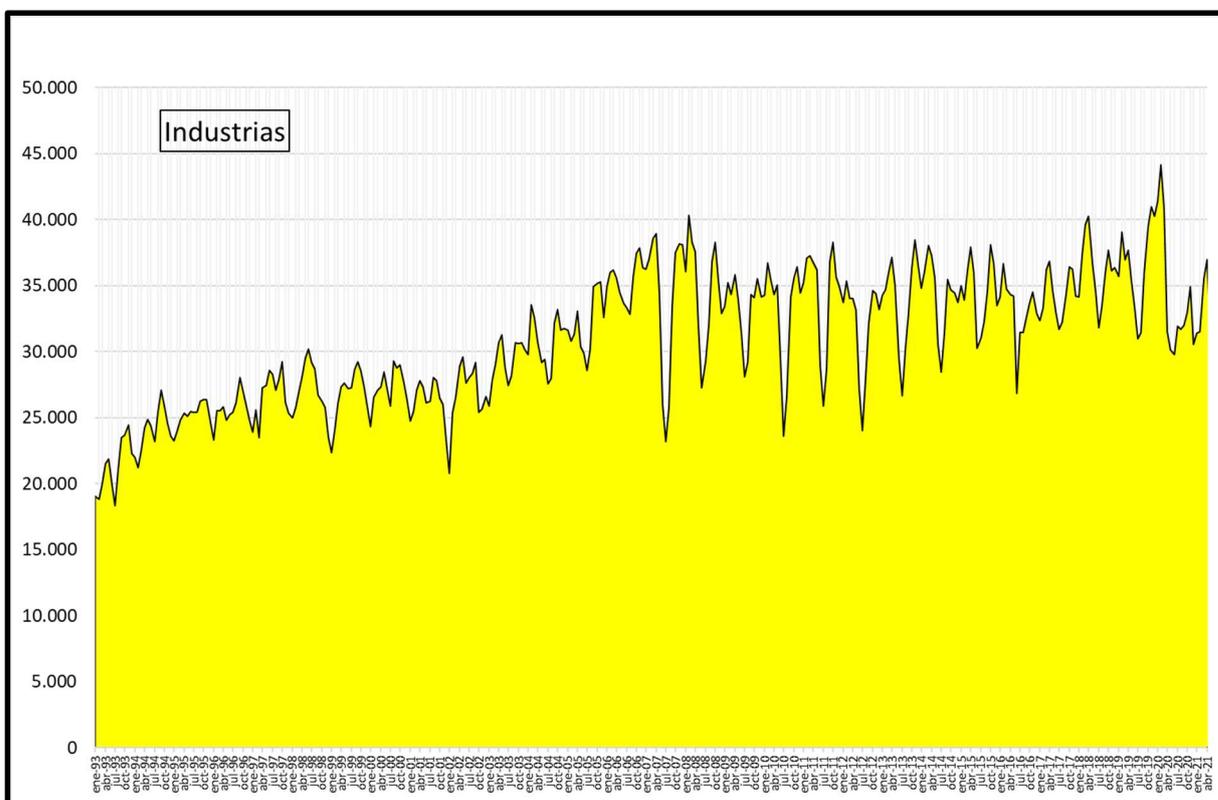
1.6.2.1 Residencial (Mm3/d)



1.6.2.2 Centrales Térmicas (Mm3/d)



1.6.2.3 Industria



1.6.3 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	13.906	6.689	41.374	46.546	108.514	7.973
feb-20	14.769	6.863	44.161	43.943	109.736	7.572
mar-20	15.232	4.633	40.841	45.970	106.676	9.533
abr-20	23.812	2.703	31.514	34.635	92.664	8.051
may-20	39.466	3.721	30.140	38.317	111.645	3.562
jun-20	56.756	4.578	29.763	40.427	131.524	1.087
jul-20	67.649	4.819	31.954	26.831	131.254	305
ago-20	54.037	4.859	31.697	35.418	126.012	330
sep-20	42.576	4.992	31.980	35.167	114.715	1.208
oct-20	28.775	5.301	32.979	39.004	106.059	1.879
nov-20	17.022	5.731	34.930	41.885	99.567	1.544
dic-20	14.732	6.377	30.527	44.802	96.438	1.114
ene-21	13.972	6.026	31.420	50.166	101.583	1.515
feb-21	14.719	6.404	31.511	46.640	99.273	3.952
mar-21	16.585	6.528	35.548	45.662	104.323	882
abr-21	20.763	6.098	36.956	41.435	105.252	215
may-21	45.044	5.476	31.442	38.102	120.063	235
jun-21	59.865	5.740	31.078	40.760	137.442	272
ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (% Incremento mes interanual)						
	Residencial/Comercial/Público/SDB	Transporte (GNC)	Industrial	Centrales Térmicas	Demanda Interna	Exportaciones
ene-20	-7,03%	6,99%	15,93%	-2,50%	3,71%	73,67%
feb-20	-3,59%	4,46%	13,13%	-13,70%	-1,89%	20,23%
mar-20	-17,51%	-30,36%	10,51%	15,72%	4,79%	47,93%
abr-20	4,54%	-59,22%	-16,41%	-5,44%	-10,67%	4,99%
may-20	-0,30%	-44,68%	-14,79%	-3,40%	-8,00%	-43,04%
jun-20	6,09%	-32,25%	-10,75%	-5,21%	-3,47%	-74,91%
jul-20	6,59%	-30,61%	3,20%	-45,87%	-13,04%	-87,57%
ago-20	-5,42%	-30,30%	0,79%	-19,72%	-9,78%	-88,53%
sep-20	-3,90%	-27,81%	-11,09%	-8,45%	-8,67%	-63,43%
oct-20	-6,81%	-23,95%	-16,42%	5,46%	-7,20%	-71,04%
nov-20	-9,84%	-18,39%	-14,74%	16,54%	-3,15%	-71,48%
dic-20	-10,33%	-10,16%	-24,17%	6,89%	-8,76%	-85,06%
ene-21	0,47%	-9,91%	-24,06%	7,78%	-6,39%	-81,00%
feb-21	-0,34%	-6,69%	-28,65%	6,14%	-9,53%	-47,80%
mar-21	8,88%	40,90%	-12,96%	-0,67%	-2,21%	-90,75%
abr-21	-12,80%	125,57%	17,27%	19,64%	13,58%	-97,33%
may-21	14,13%	47,16%	4,32%	-0,56%	7,54%	-93,41%
ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (% Incremento mes interanual)						
Fuente: Enargas						

1.6.4 Gas Natural – Oferta – Exportación – Importación

1.6.4.1 Balance de Gas Natural

ARGENTINA: OFERTA DE GAS NATURAL (BCM)															
	1993	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Producción Convencional	26,73	45,13	51,64	45,26	43,07	40,88	37,23	36,14	36,50	35,77	33,58	30,30	28,47	25,78	24,36
Shale				-	-	-	0,37	0,73	1,10	1,46	2,19	6,57	11,32	10,98	9,80
Tight				1,83	2,56	3,29	3,65	4,38	5,84	7,67	8,76	9,86	9,49	8,32	7,75
Producción Total	26,73	45,13	51,64	47,09	45,63	44,17	41,25	41,25	43,44	44,90	44,53	46,72	49,28	45,07	41,91
Importación Bolivia	2,08	0,00	1,71	-	2,72	4,57	5,72	6,02	5,97	5,76	6,62	6,01	5,13	5,46	5,65
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	0,18
Importación Chile	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	0,36	0,27	0,21	-	-	-
Oferta Total Bruta	28,81	45,13	53,35	48,91	52,37	53,28	52,98	53,17	54,95	55,85	55,89	56,51	56,15	52,36	47,73
Exportación	0,00	4,50	6,62	0,46	0,21	0,11	0,25	0,24	0,31	0,06	0,08	0,46	1,93	1,35	0,58
Reinyección, Combustible y Perdidas	7,36	9,92	12,18	12,32	11,73	11,58	10,27	10,43	10,54	11,19	11,23	11,27	11,10	10,39	11,36
Oferta Doméstica	21,45	30,72	34,55	36,13	40,43	41,59	42,45	42,50	44,10	44,59	44,59	44,78	43,11	40,62	35,80

ARGENTINA: OFERTA DE GAS NATURAL (MMm3/d)															
	1993	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Producción Convencional	73,23	123,66	141,48	124,00	118,00	112,00	102,00	99,00	100,00	98,00	92,00	83,00	78,00	70,62	66,749
Shale				0,00	0,00	0,00	1,00	2,00	3,00	4,00	6,00	18,00	31,00	30,07	26,842
Tight				5,00	7,00	9,00	10,00	12,00	16,00	21,00	24,00	27,00	26,00	22,80	21,229
Producción Total	73,23	123,66	141,48	129,00	125,00	121,00	113,00	113,00	119,00	123,00	122,00	128,00	135,00	123,49	114,82
Importación Bolivia	5,71	0,00	4,68	0,00	7,45	12,52	15,66	16,48	16,36	15,78	18,13	16,48	14,07	14,95	15,47
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	0,49
Importación Chile				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,98	0,75	0,59	0,00	0,00	0,00
Oferta Total	78,94	123,66	146,16	134,00	143,47	145,98	145,14	145,68	150,56	153,01	153,13	154,84	153,83	143,45	130,78
Exportación	0,00	12,32	18,13	1,27	0,57	0,29	0,69	0,67	0,85	0,17	0,21	1,26	5,30	3,71	1,60
Reinyección, Combustible y Perdidas	20,17	27,18	33,37	33,76	32,13	31,73	28,15	28,57	28,89	30,67	30,77	30,88	30,42	28,46	31,11
Oferta Doméstica	58,77	84,16	94,66	98,98	110,77	113,96	116,31	116,44	120,82	122,17	122,15	122,69	118,11	111,29	98,07

* Hasta Abril 2021
Fuente: Enargas/MINEM

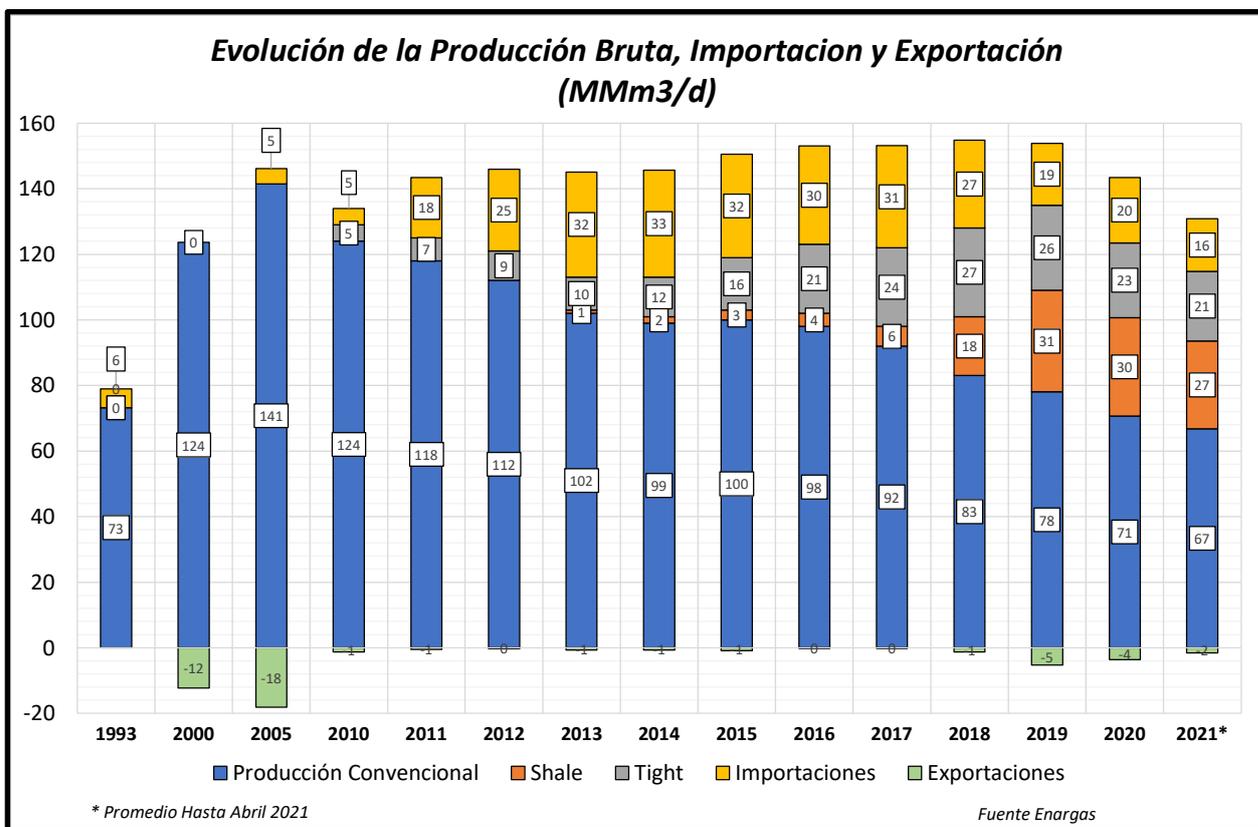
► La mayor exportación se concreta en el año 2004 de 22 MMm3/d en promedio anual, a partir de julio de 2007 se reducen a valores insignificantes. A partir de septiembre 2018 comienzan a realizarse exportaciones de importancia alcanzándose un pico de 13 MMm3/d en 3/2020.

► Las importaciones de gas natural comienzan en 2004 desde Bolivia y 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. Dada las condiciones de escasez de producción doméstica ante la parada de la fractura de NC durante varios meses del 2020, y agravado por los conflictos gremiales, en mayo 2021 vuelve el barco regasificador a BB

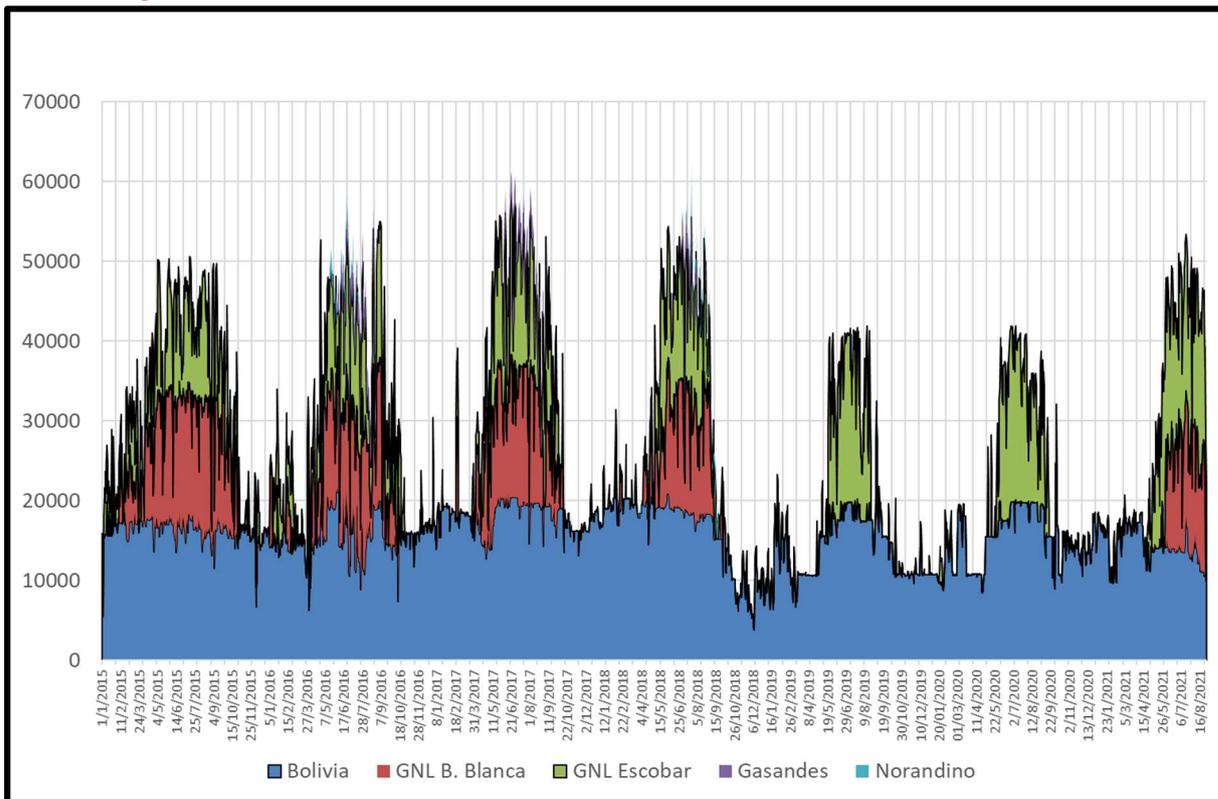
► *Maximum NG exports was in 2004 reaching 0.777 bcf/d. Since 2007 exports reduced practically to zero. In September Argentina began to export important volumes, reaching 0.254 bcf/d (12/2018).*

► *Natural Gas imports began in 2014 from Bolivia. Since 2008 a regasification vessel placed in Bahia Blanca began to supply LNG. In 2011 a second regasification vessel began to operate. Finally in November 2018 the first vessel left Bahia Blanca. Given the conditions of domestic production shortage due to the stop of the NC fracture for several months of 2020, and aggravated by union conflicts, in May 2021 the regasification vessel returns to Bahia Blanca.*

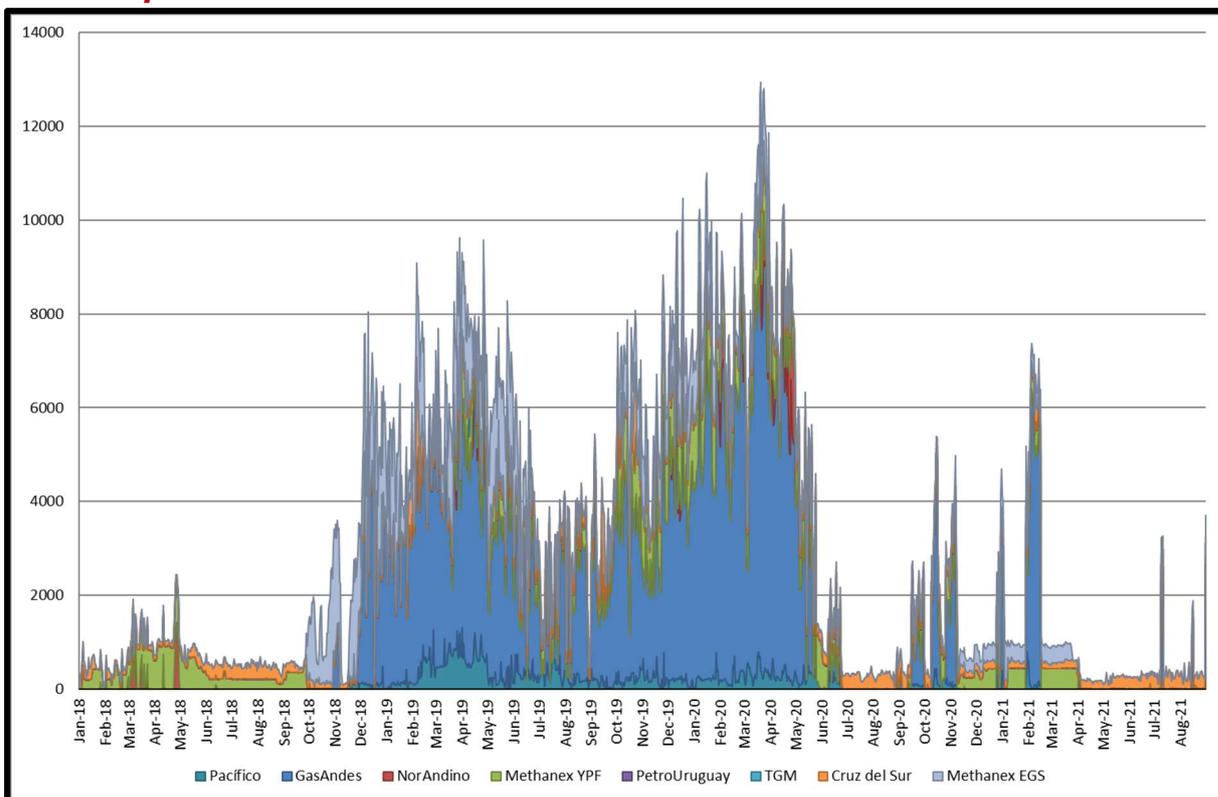
1.6.4.2 Evolución de la producción Bruta – Importación y Exportación de Gas Natural (MMm3/día)



1.6.5 Importaciones de Gas Natural – Mm3/d

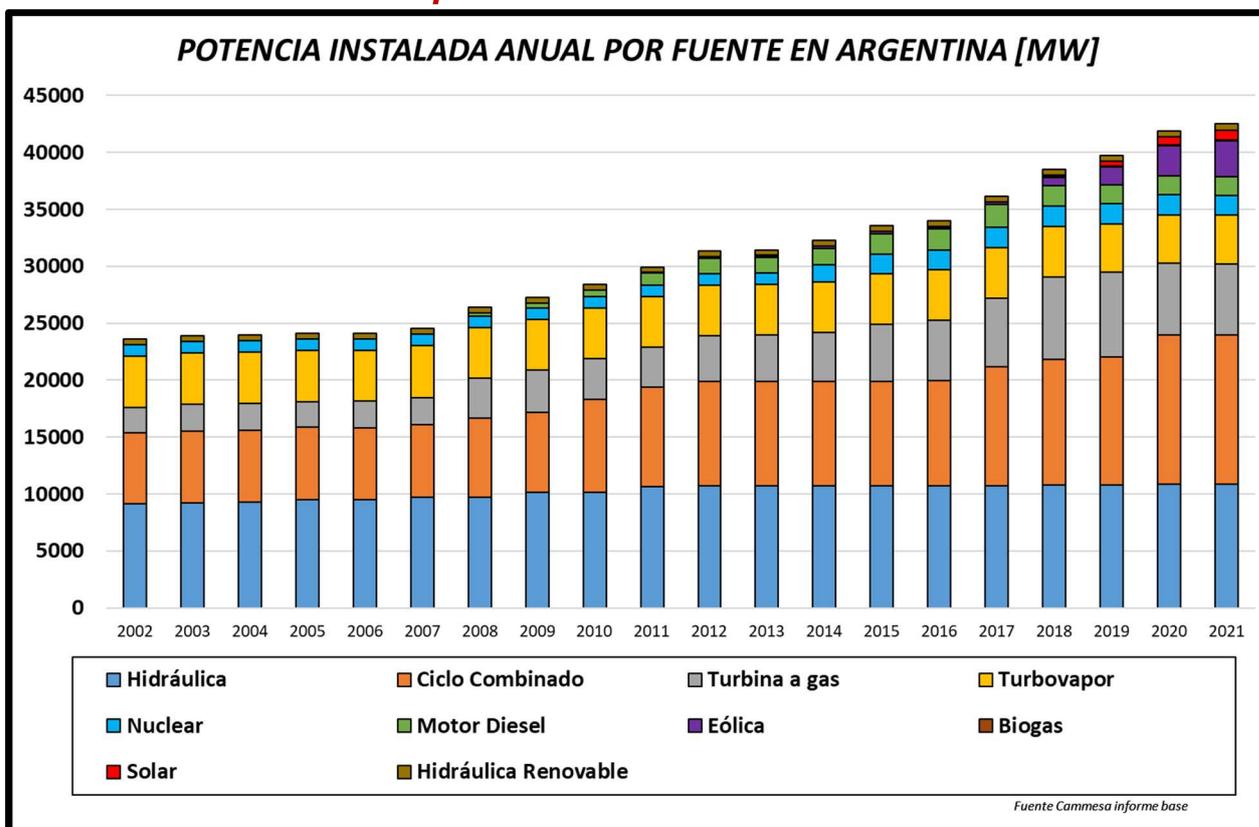


1.6.6 Exportaciones de Gas Natural – Mm3/d



1.7 Mercado Eléctrico

1.7.1 Evolución de la Capacidad Instalada– MW



► 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 2017 al 2020, especialmente por el impacto de centrales de ciclo combinado y renovables para el ultimo período.

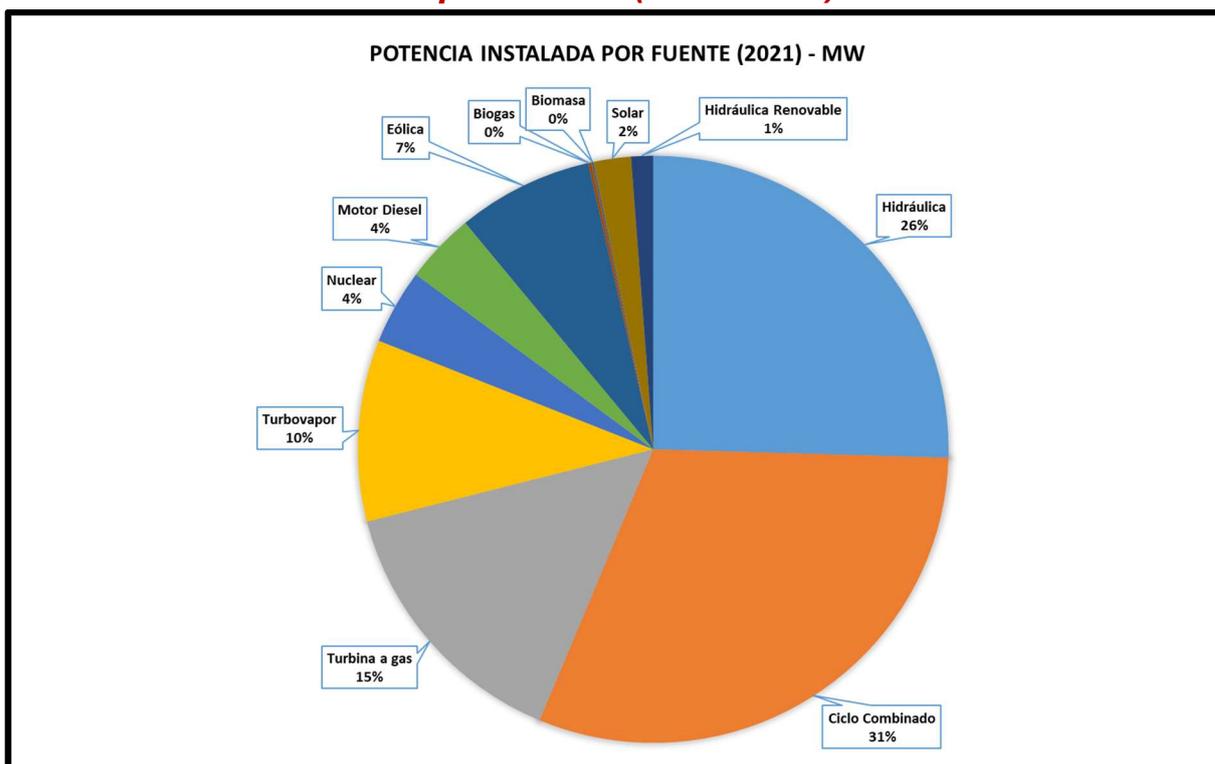
**2021: Corresponde a la información del mes de mayo 2021

► *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.*

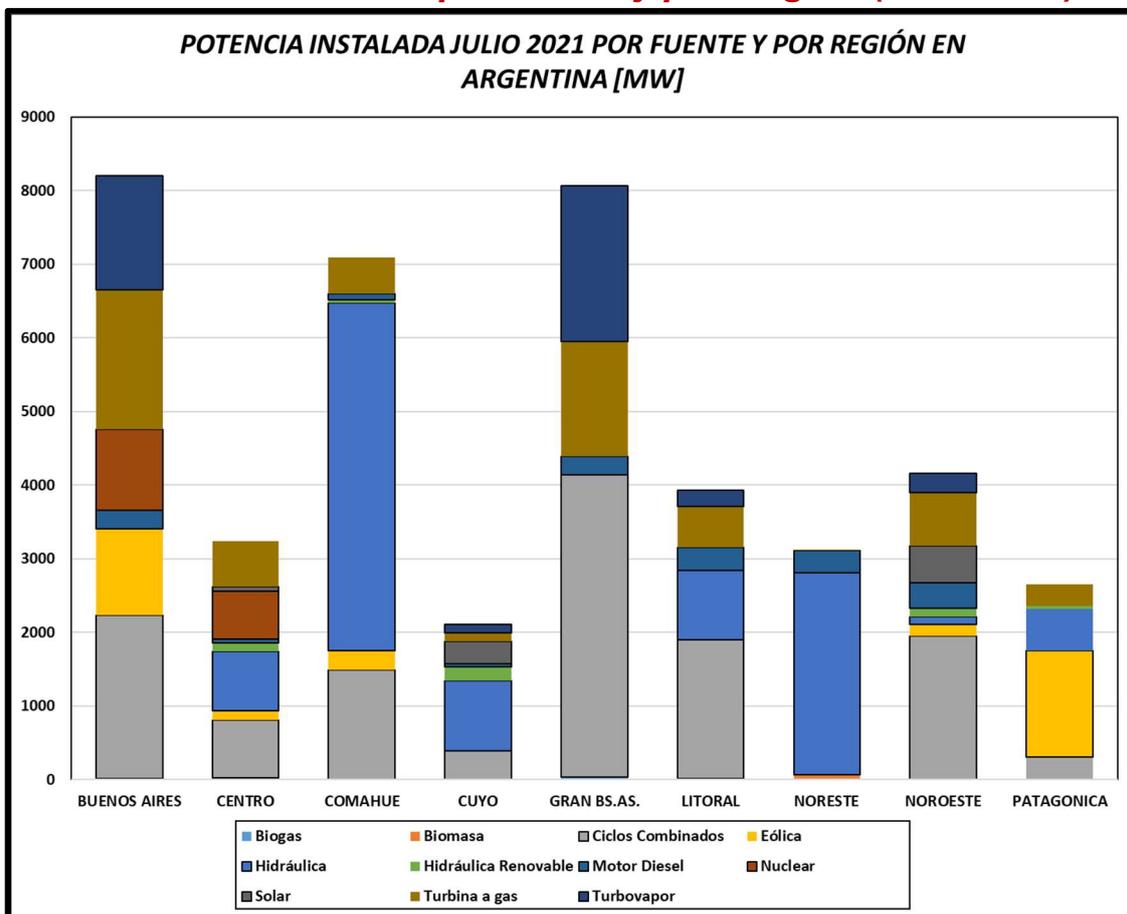
► *It is observed that the two increments of power contribution to the system correspond to the period 2007-2012, and from 2017 to 2020. The last one responds to cycle power plants and renewable ones.*

** 2021: Corresponds to May 2021 data.

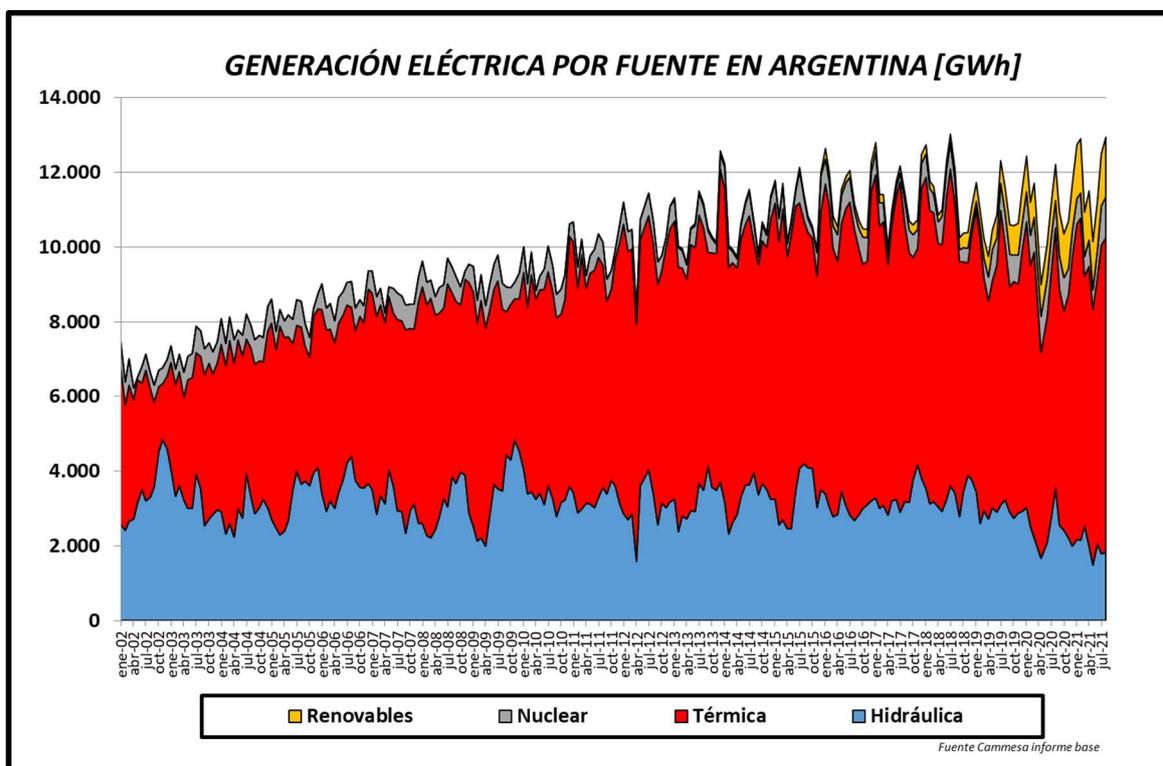
1.7.2 Potencia Instalada por fuente (Julio 2021) – MW



1.7.3 Potencia Instalada por fuente y por Región (Julio 2021) – MW

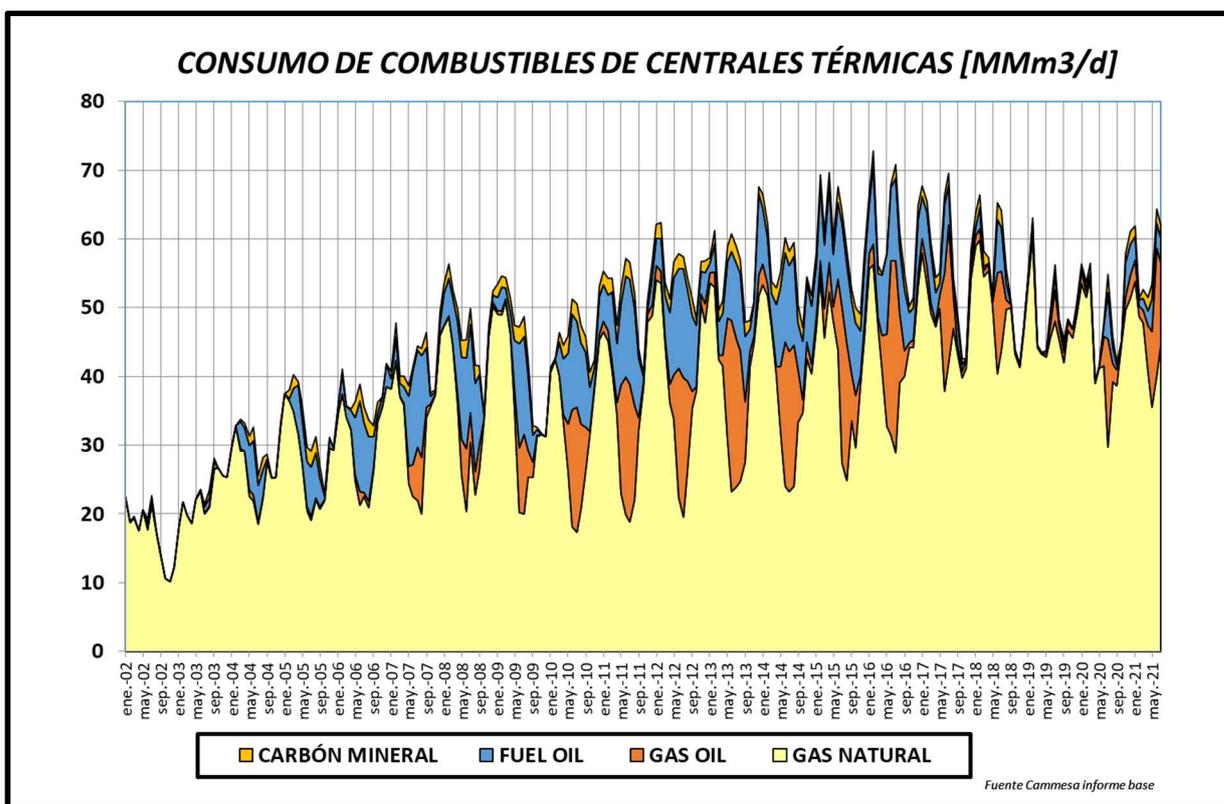


1.7.4 Evolución de la Generación Eléctrica Instalada por fuente GWh



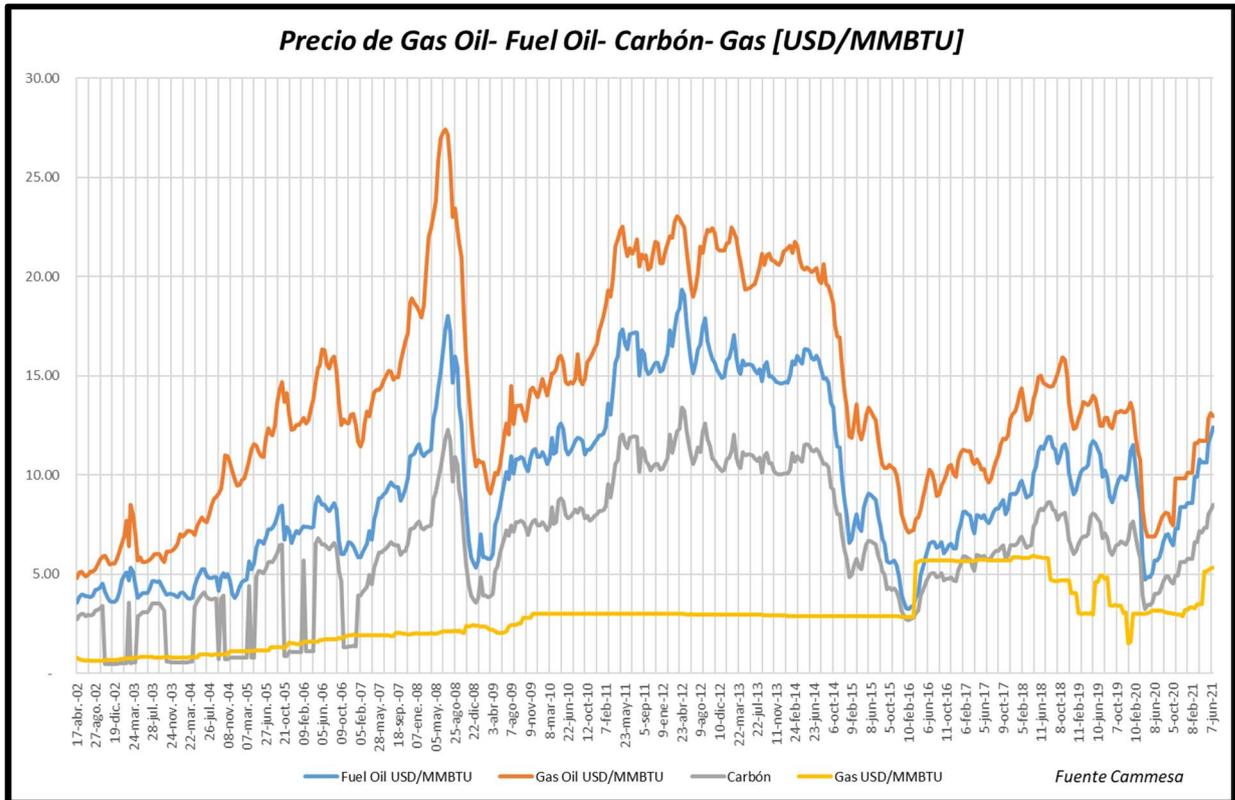
- ▶ Del gráfico de generación por fuente se observa que todo el crecimiento de la demanda eléctrica argentina se sustenta en generación de centrales térmicas a gas natural.
 - ▶ La generación eléctrica total se ha mantenido estable desde el 2016 hasta 2018. Las crisis económicas han afectado la demanda doméstica, así como el COVID.
 - ▶ Se observa la penetración cada vez mayor de la generación en base renovable a partir del 2018
-
- ▶ *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 till 2018. The economic crisis and COVID has impacted on domestic demand.*
 - ▶ *The increasing penetration of renewable generation is observed as of 2018.*

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

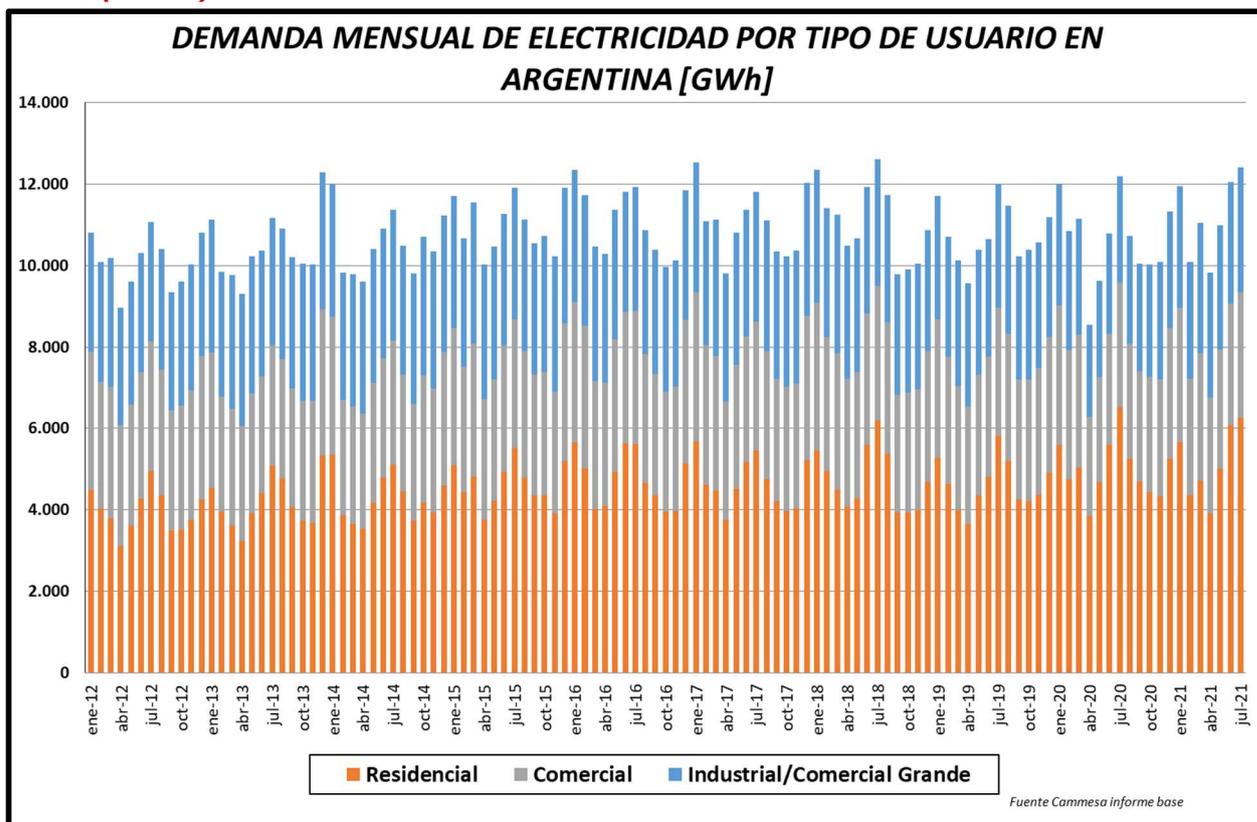


- ▶ Durante el verano (2020), el aporte de gas natural nacional permitió reducir notablemente la utilización de combustibles líquidos.
- ▶ *During the summer (2020), the contribution of domestic natural gas significantly reduced the use of liquid fuels.*

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



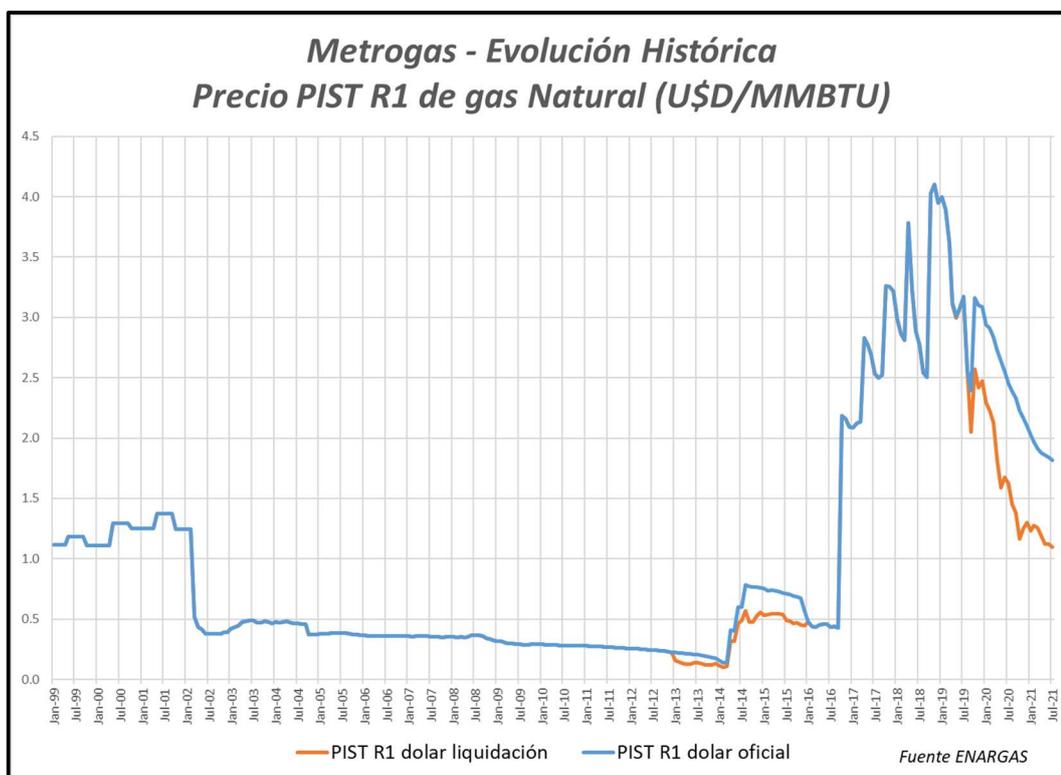
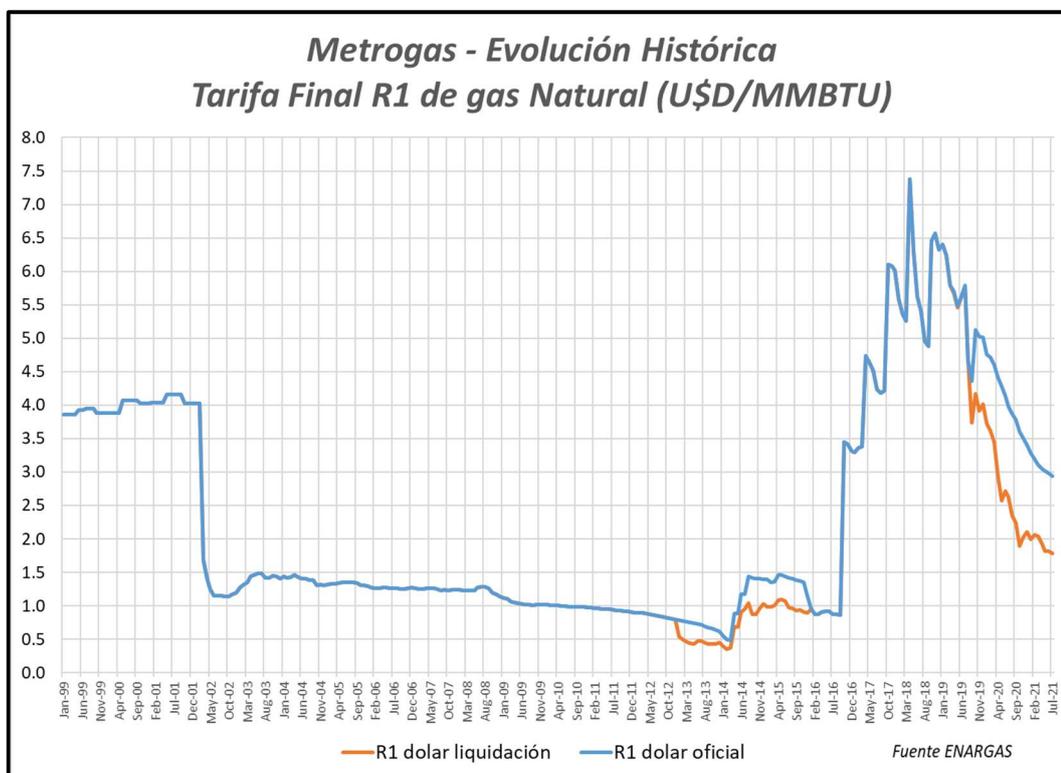
1.7.7 Evolución de la demanda de electricidad por tipo de usuario (MWh)



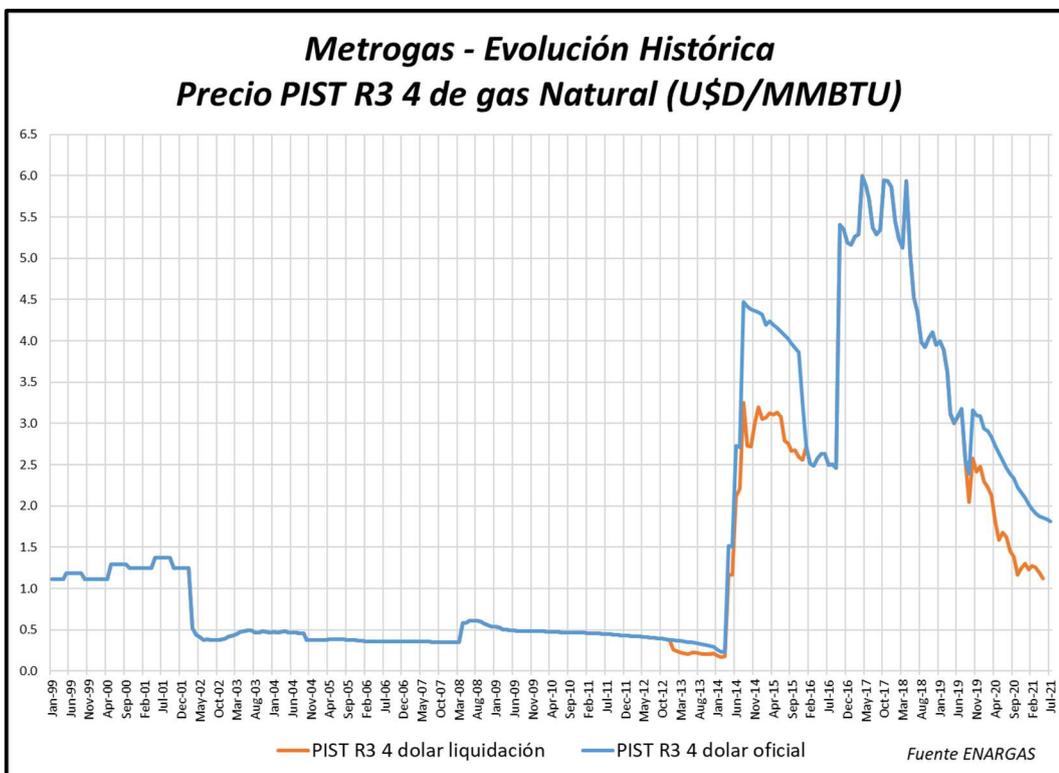
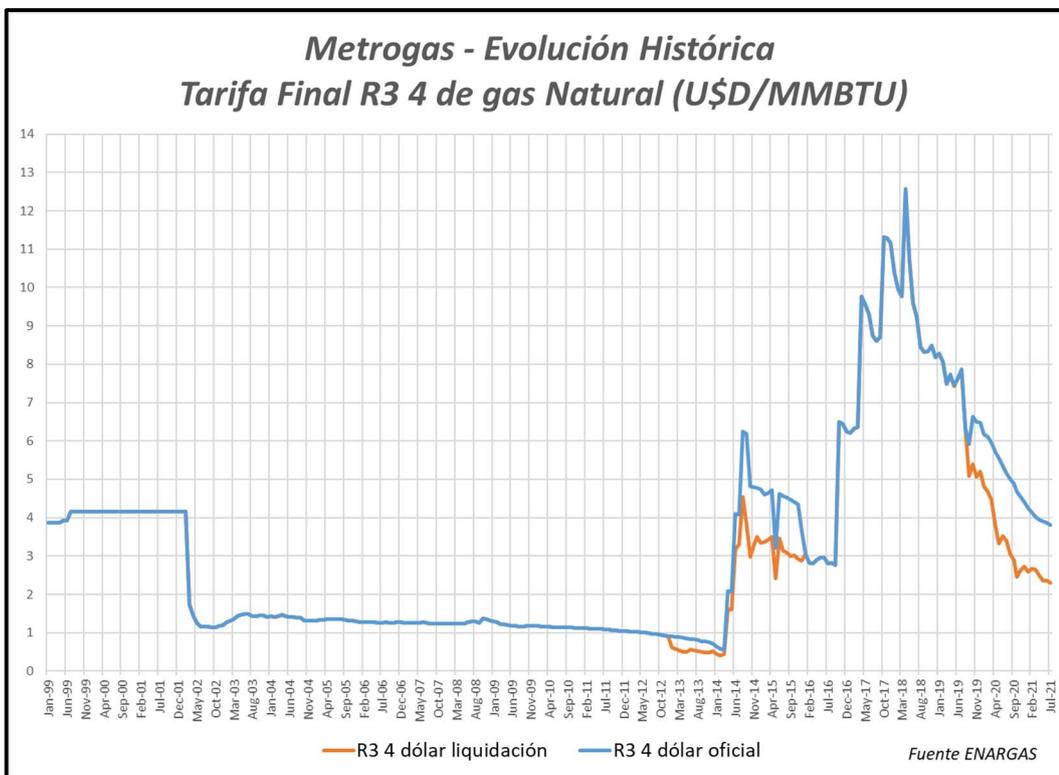
- ▶ Se observa la estacionalidad de la demanda eléctrica Residencial durante el verano e invierno, así como el impacto del COVID en la demanda eléctrica (abril 2020)
- ▶ La demanda total promedio (11000 GWh) se ha mantenido en general estable, durante los años 2017-2019
- ▶ The seasonality of the residential electrical demand during the summer and winter is observed, It is also noted the COVID impact in electricity demand.(April 20200)
- ▶ Total Average Demand (11000 GWh) has, in general, remained stable during 2017-2019.

1.8 Precios de Gas Natural

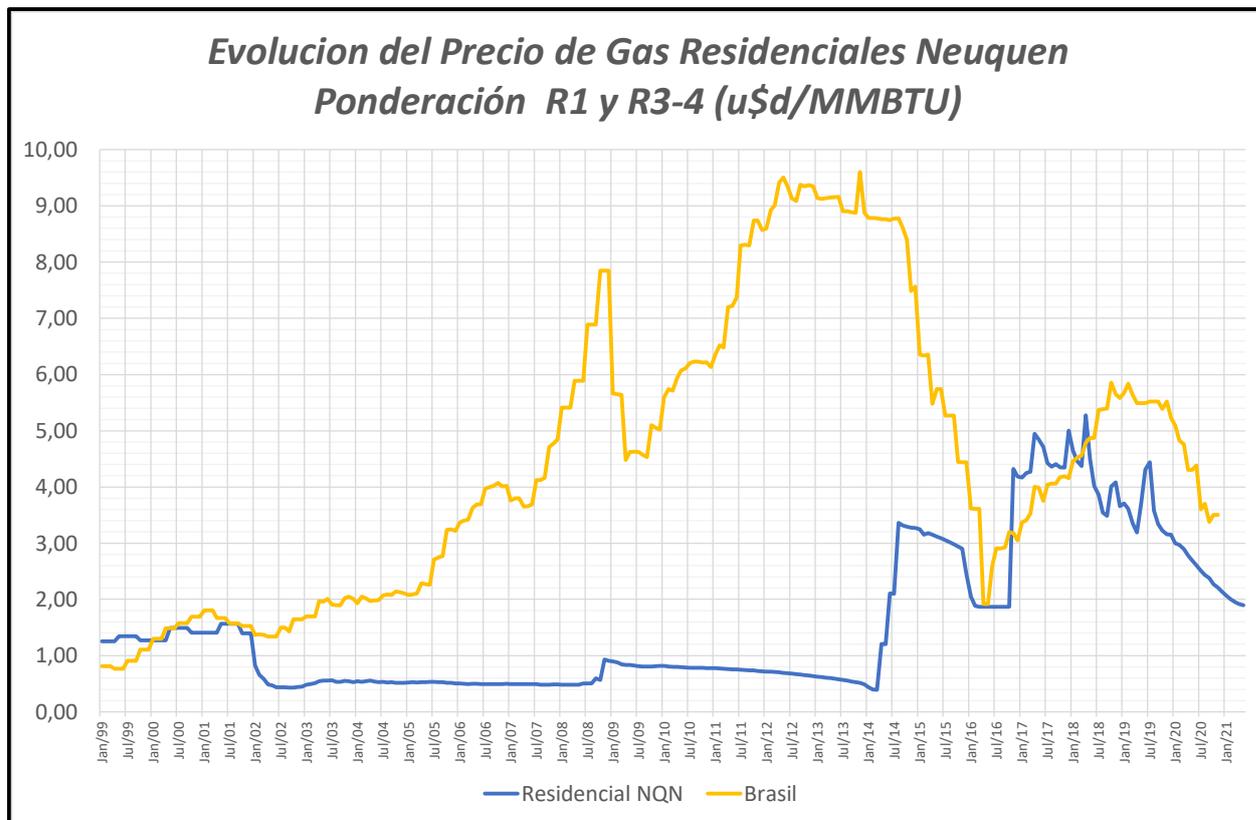
1.8.1 Evolución de la Tarifa Final y del Precio del Gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para un Residencial R1 en Ciudad de Buenos Aires



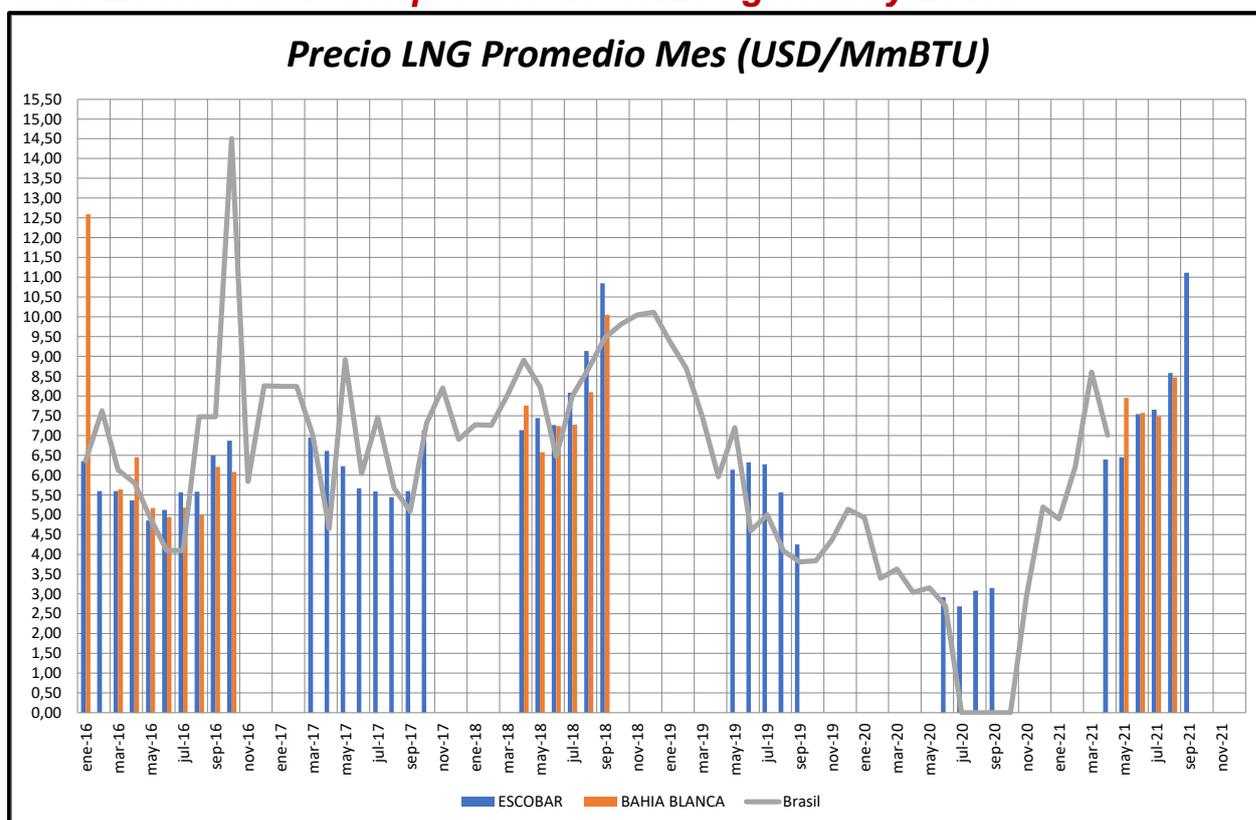
1.8.2 Evolución de la Tarifa Final y del Precio del Gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para un Residencial R3-4 en Ciudad de Buenos Aires



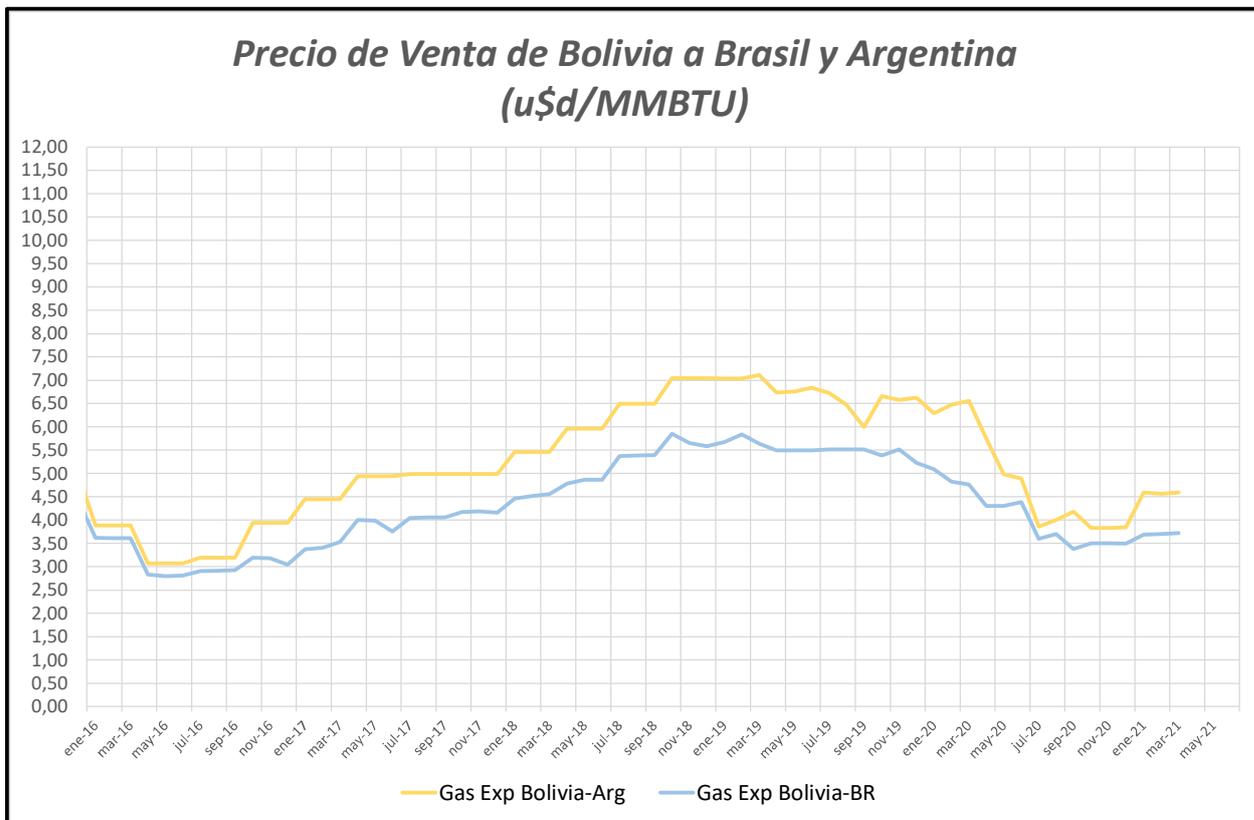
1.8.3 Evolución de los precios de Gas en C. Neuquina para Residenciales Comparación Precio de Gas importado Brasil-Bolivia



1.8.4 Evolución de los precios de GNL Argentina y Brasil

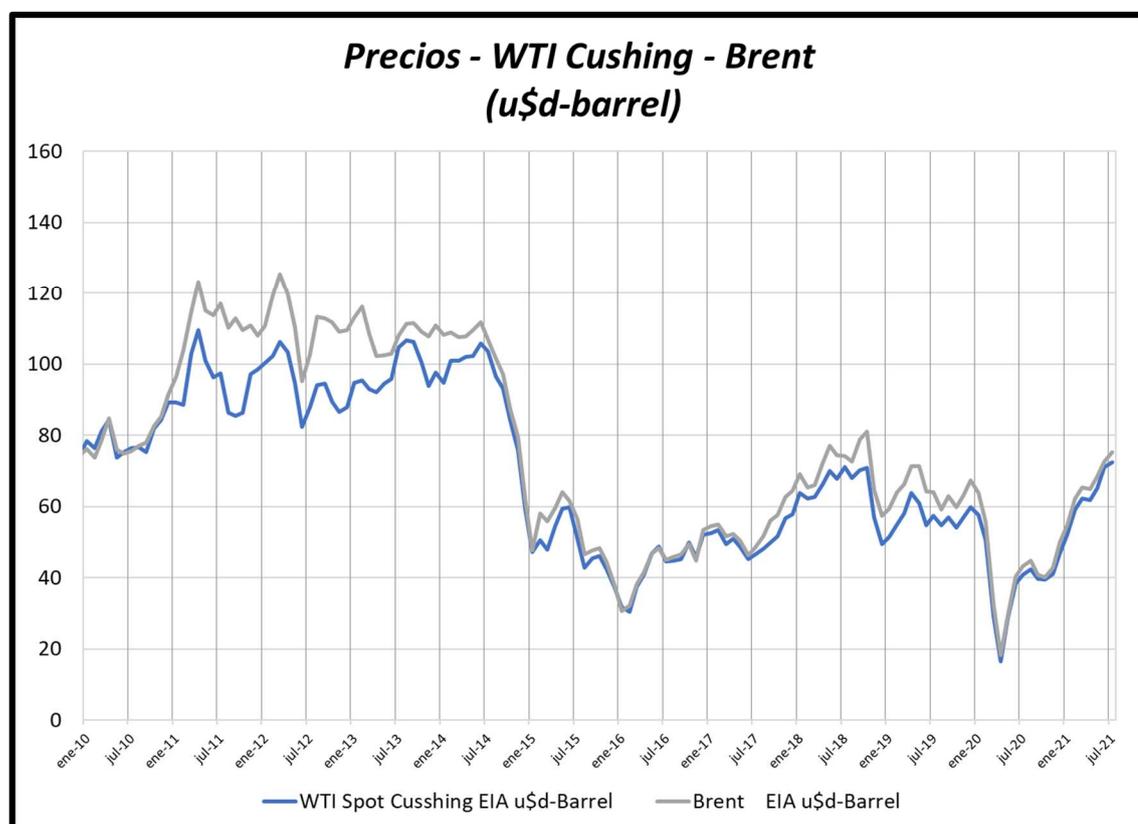
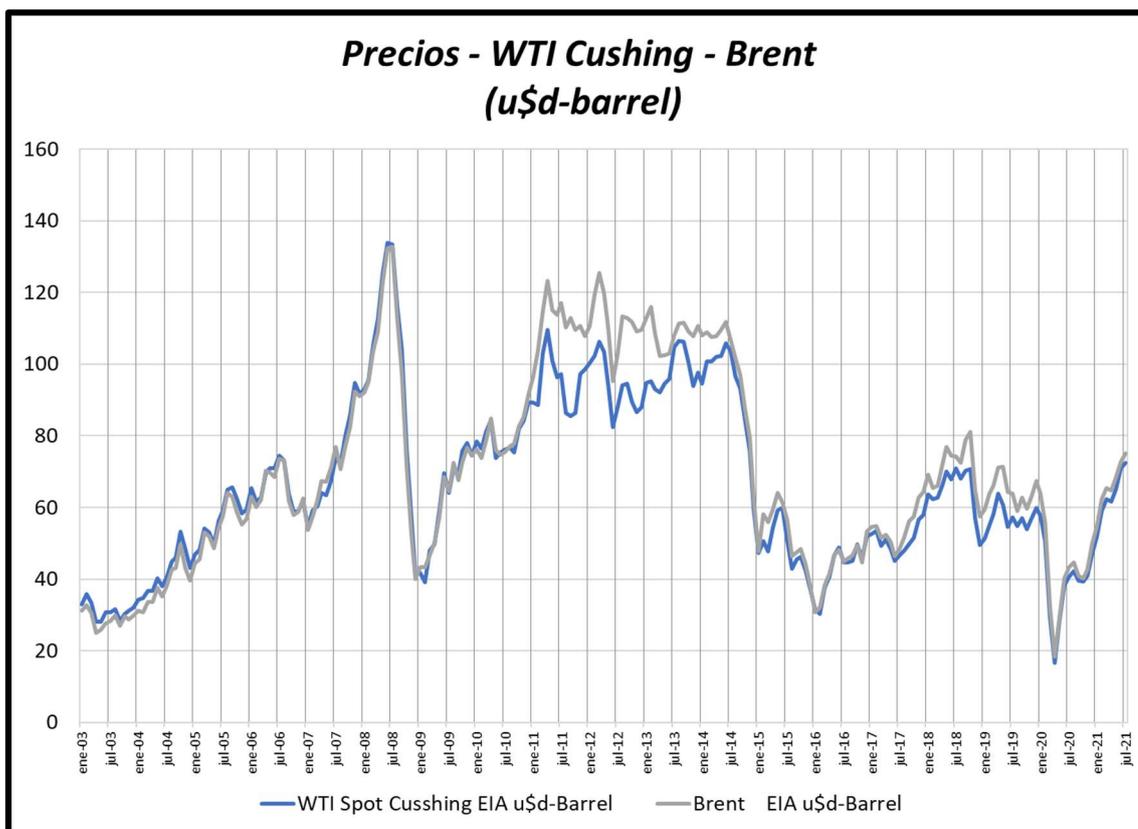


1.8.5 Evolución de los precios de Venta de Bolivia a Brasil y a Argentina

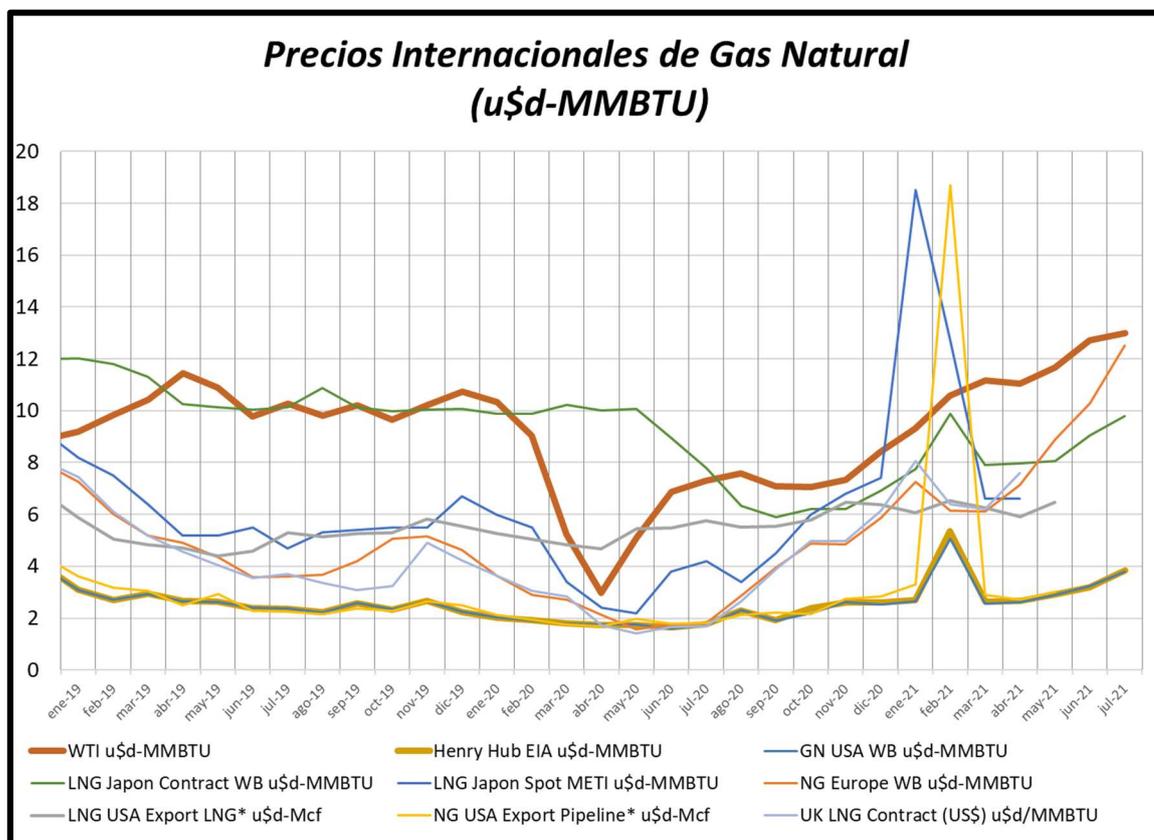
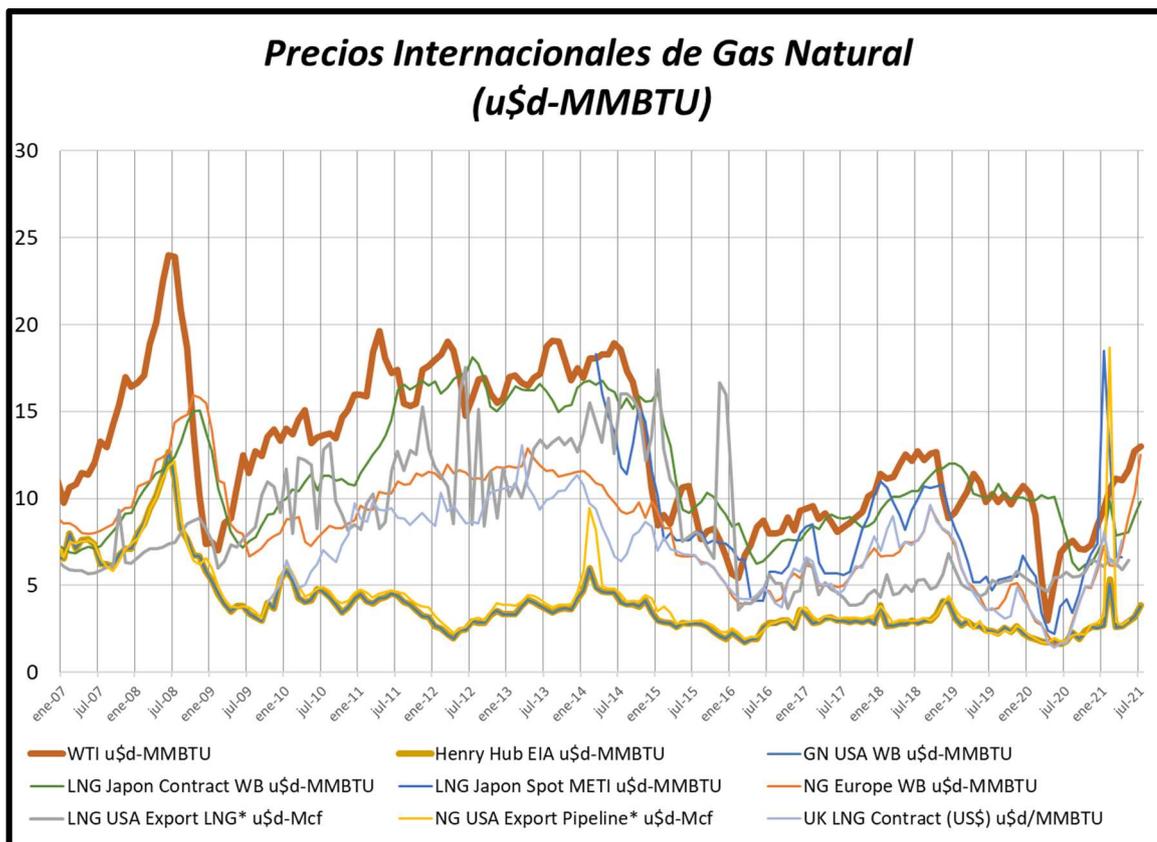


2 Precios Hidrocarburos Internacionales

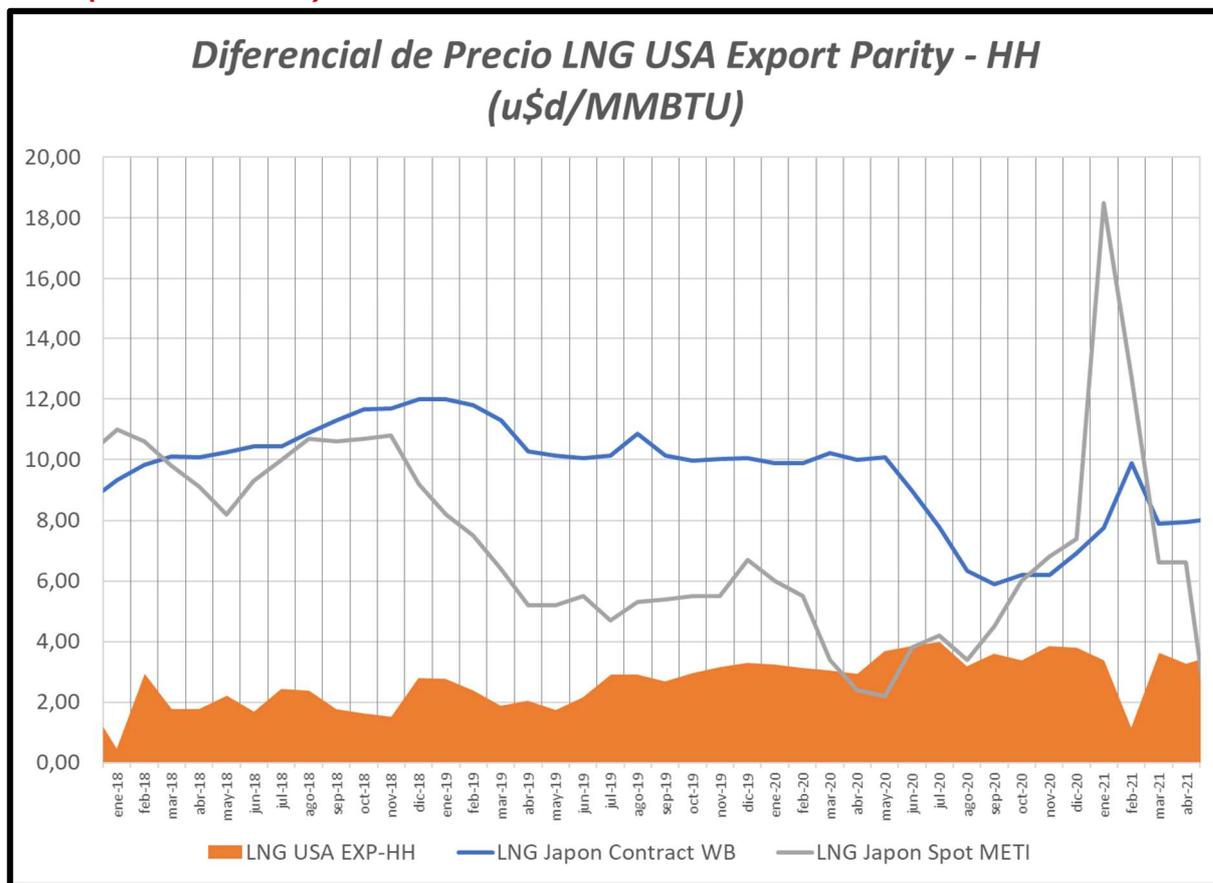
2.1 Evolución de Precios de Crudo



2.2 Evolución de Precios Internacionales de Gas Natural



2.2.1 Diferencial de Precios LNG USA Export Parity-Henry HUB (u\$/MMBTU)



► A partir de diciembre de 2018, ante el aumento de la capacidad de LNG, se produce una fuerte oferta mundial, provocando una importante caída en los precios de LNG Asia comprados con los precios LNG contractuales. La caída se agudiza aun mas por la pandemia COVID en 2020, pero en enero 2021, hay un fuerte repunte de pecios superando las expectativas

► Las exportaciones de GNL por parte de USA comienzan fuertemente en 2018, superponiéndose con la importante oferta de Australia y la tradicional de Qatar, en 2020 siguió USA aumentando sus exportaciones y Australia supera a Qatar, transformándose en el principal exportador de LNG del Mundo.

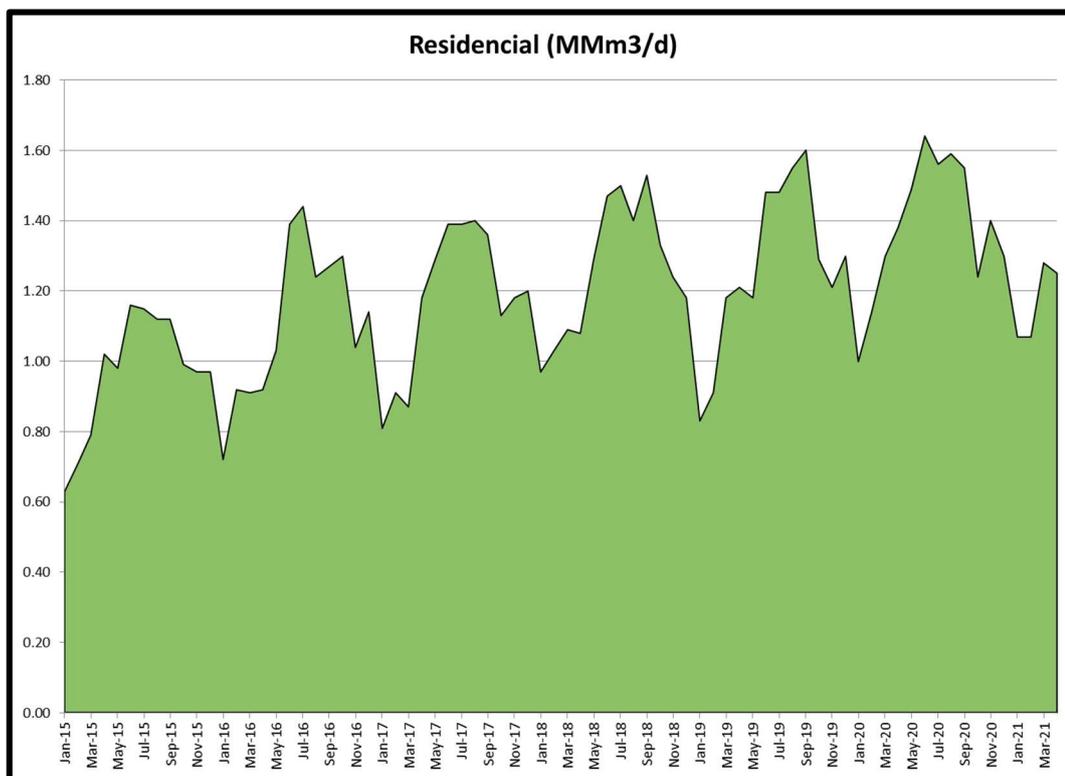
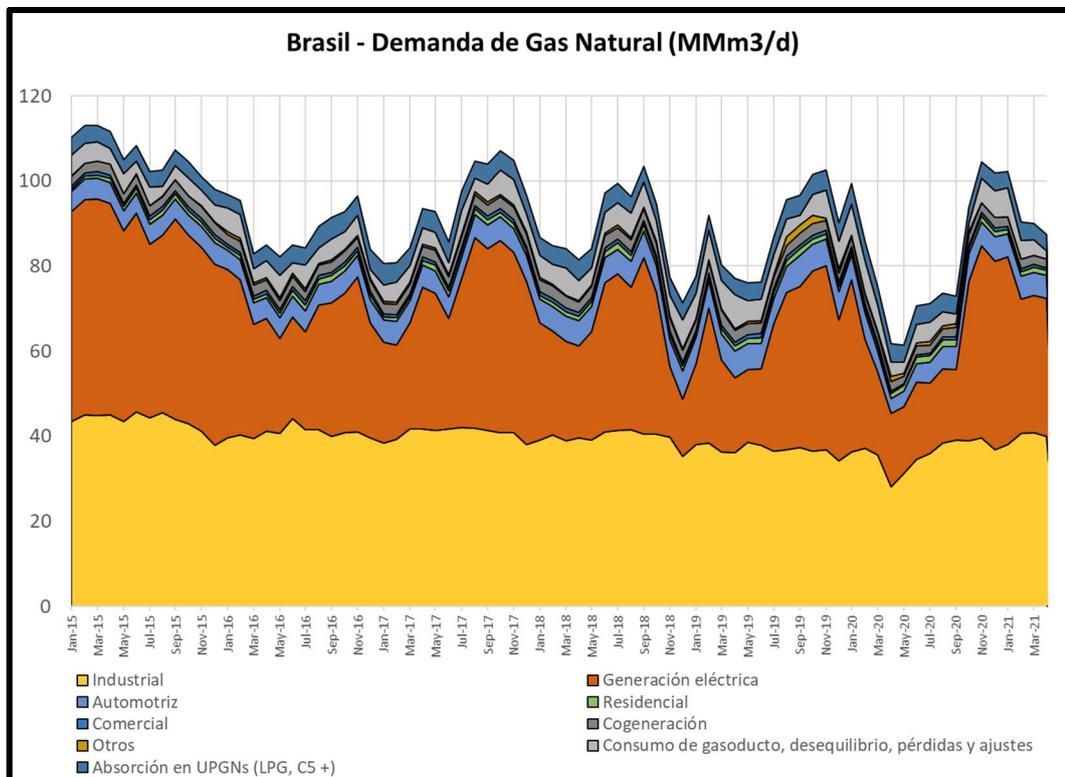
► Del Grafico se observa que el precio de GNL Spot de Japón comienza a despegarse de los precios de contratos de LNG asociados al precio del Crudo Brent. Lo que está generando por parte de los compradores asiáticos, la búsqueda de contratos desacoplados al crudo. Posteriormente a octubre 2020 se observa la recuperación del precio de GNL Spot Japón, acoplándose con el precio LNG de contrato asociado a crudo, y supera en enero 2021 los precios históricos. La recuperación China, y el invierno asiático 2021, impactaron fuertemente en el precio del METI

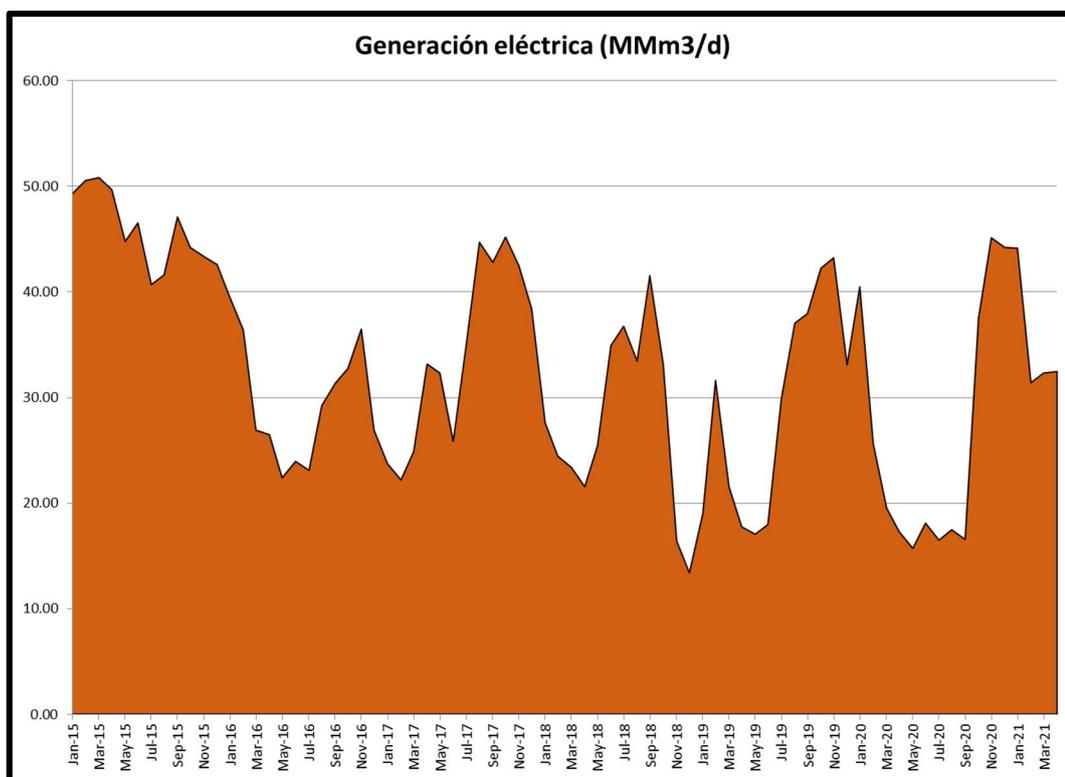
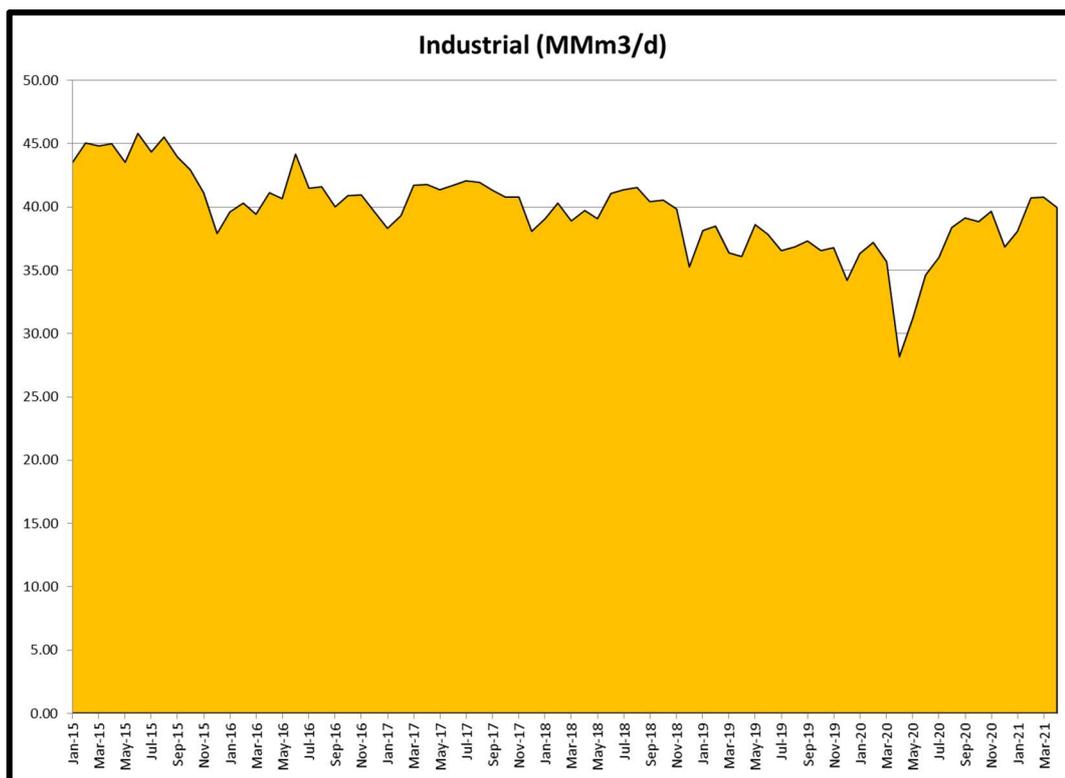
► Los bajos precios spots del GNL en Asia, junto con los fuertes precios de Brent, estuvieron creando problemas para los usuarios finales acostumbrados a adquirir carga vinculada al precio del petróleo. Es muy posible que con una disparidad tan grande entre los precios spot y de contrato, los compradores 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.

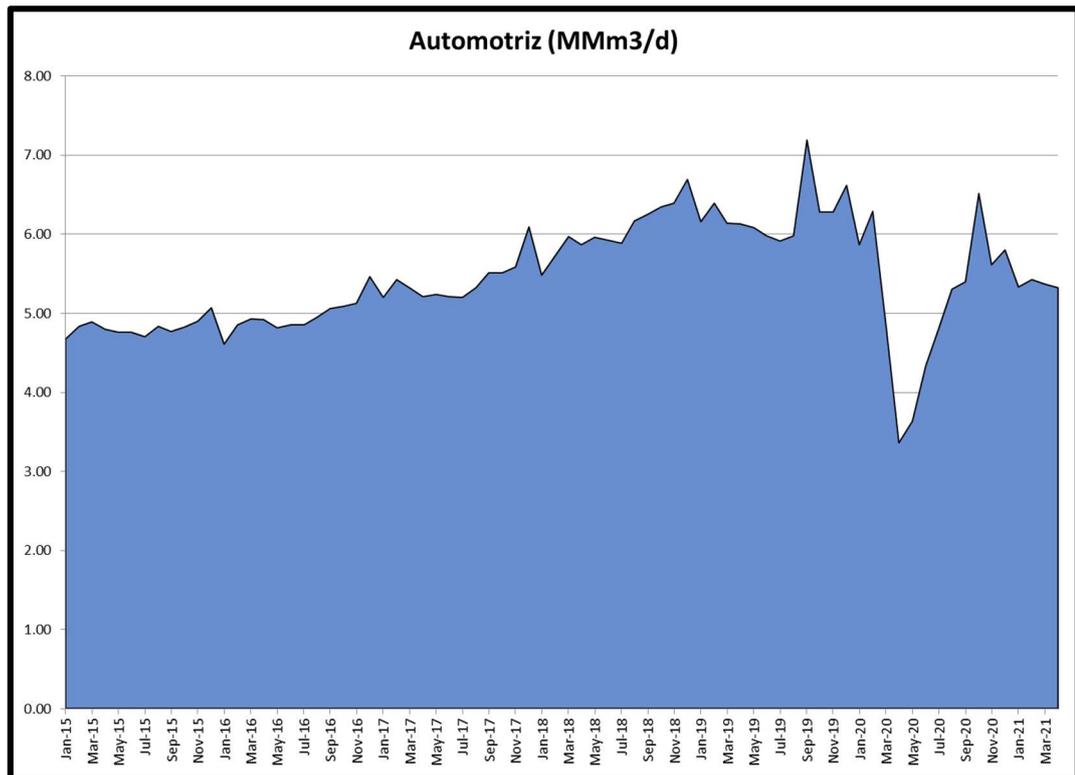
- ▶ Since December 2018, due to the increase in LNG capacity, there is a strong global supply, causing a significant drop in LNG Asia prices compared to contractual LNG prices. The fall is further exacerbated by the COVID pandemic in 2020, but in January 2021, there is a strong rebound in prices exceeding expectations
- ▶ LNG exports by the USA start strongly in 2018, overlapping with the important supply from Australia and the traditional one from Qatar. In 2020 the USA continued to increase its exports and Australia surpasses Qatar, becoming the main LNG exporter in the world
- ▶ From the Graph it is observed that the price of LNG Spot in Japan begins to detach from the prices of LNG contracts associated with the price of Brent Crude. What is generating on the part of Asian buyers, the search for contracts decoupled to crude. After October 2020, the recovery of the price of LNG Spot Japan is observed, coupling with the LNG price of the contract associated with crude, and exceeds historical prices in January 2021. La recuperación China, y el invierno asiático 2021, impactaron fuertemente en el precio del METI
- ▶ Low spot prices for LNG in Asia, along with strong Brent prices, were creating problems for end users used to purchasing cargo linked to the price of oil. It is quite possible that with such a large disparity between spot and contract prices, Asian buyers will promote doing what European utilities did in 2009-2013: renegotiating long-term contracts away from oil indexation.

3 Brasil

3.1 Gas - Demanda Interna

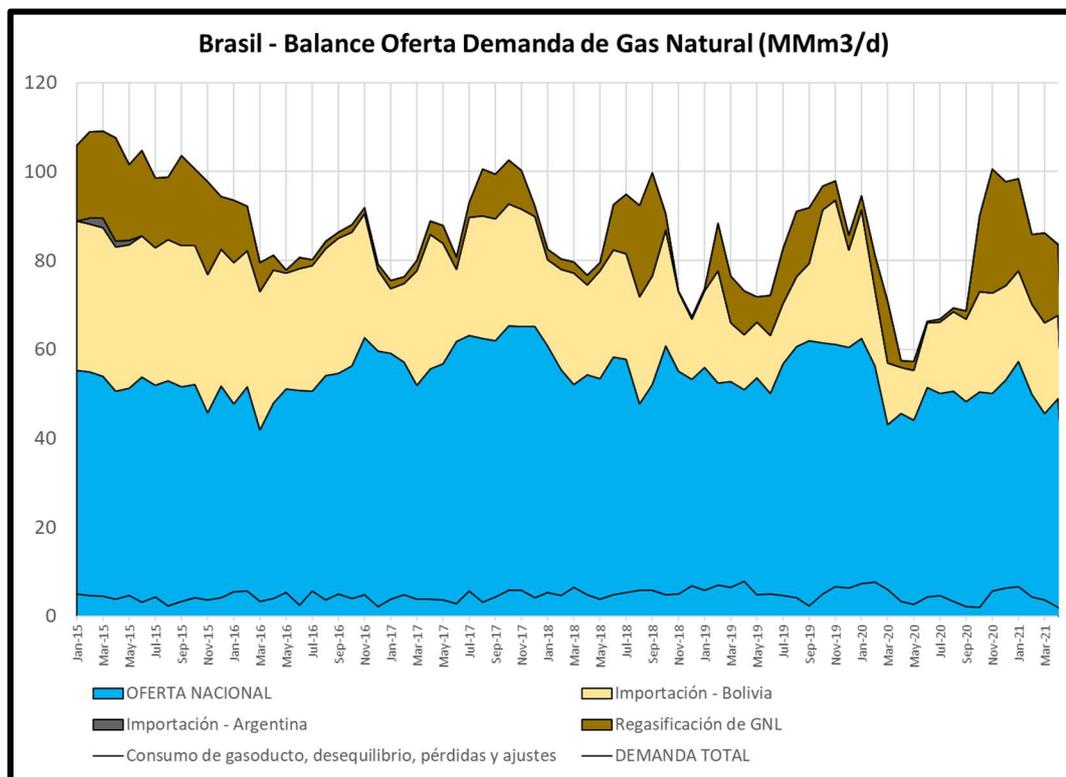




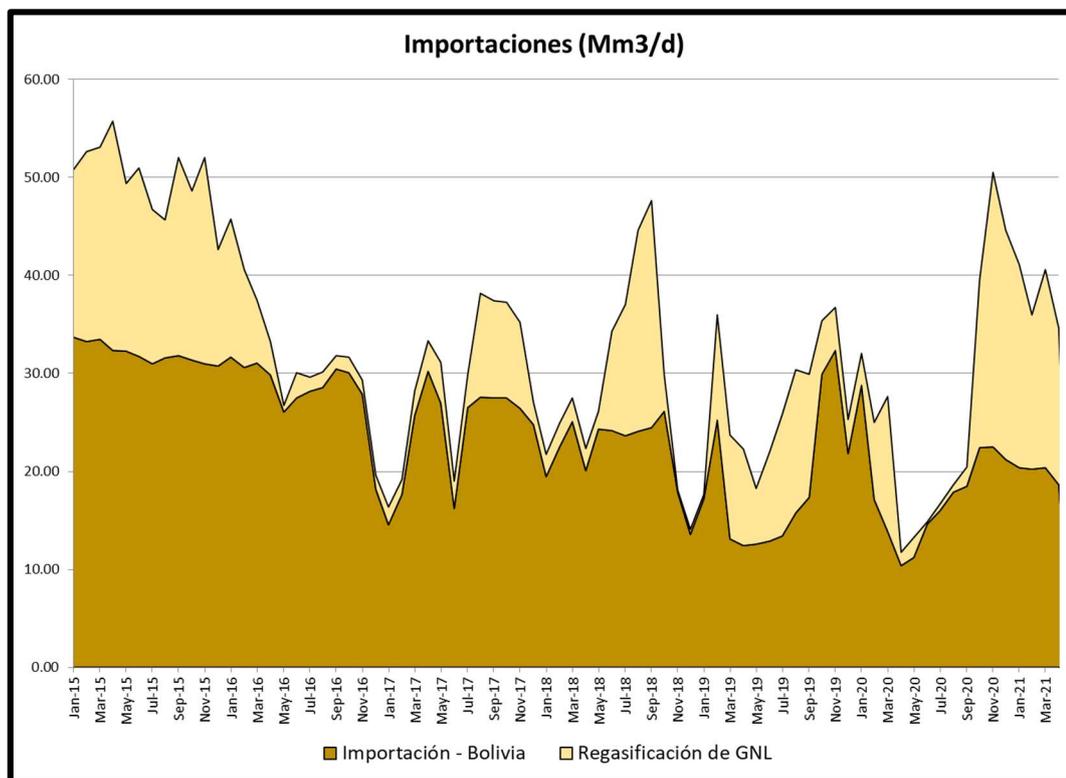


3.2 Oferta de Gas

3.2.1 Balance de Gas

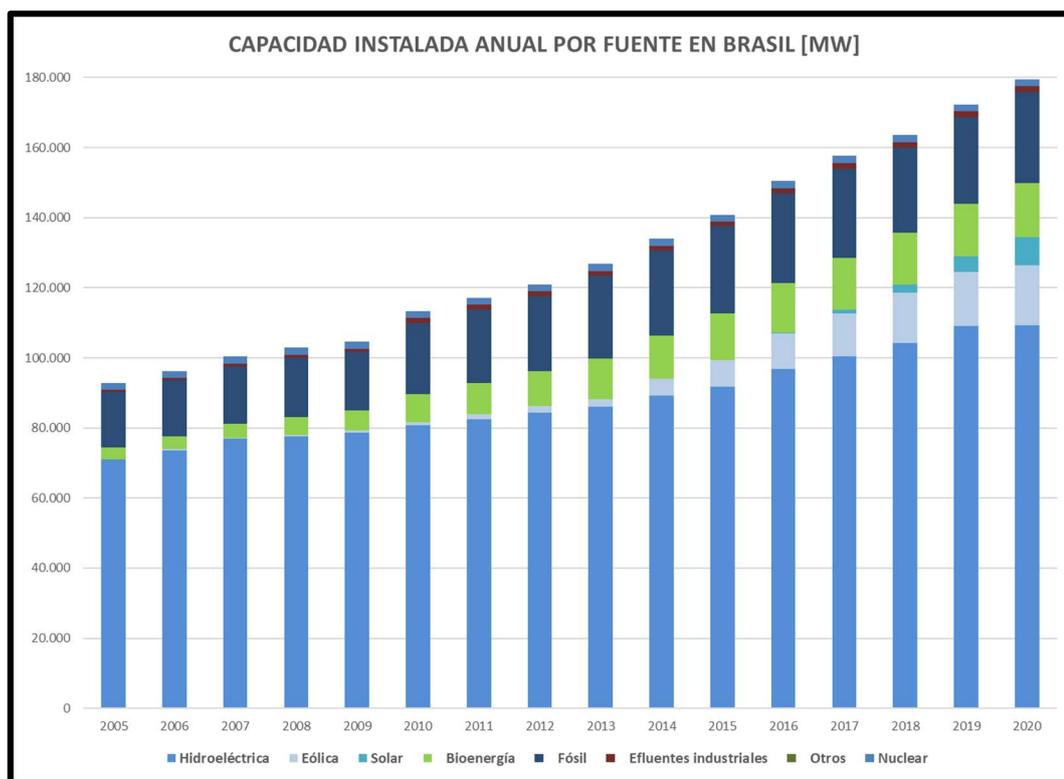


3.2.2 Importaciones



3.3 Mercado Eléctrico

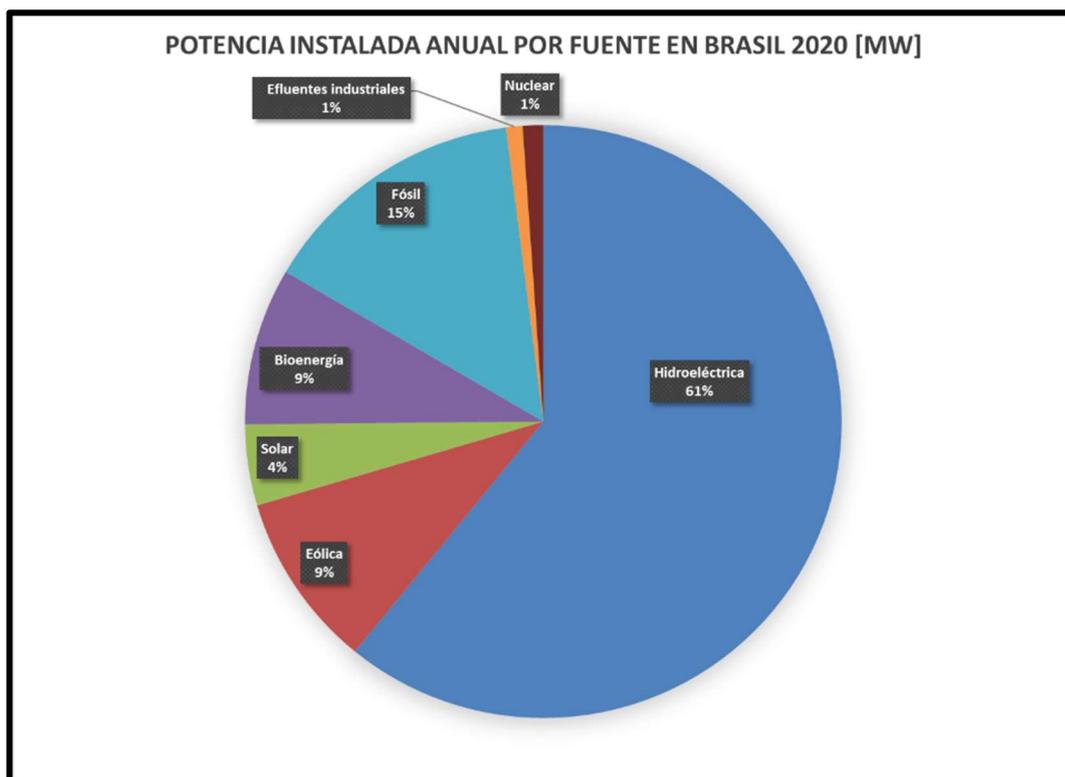
3.3.1 Capacidad Instalada



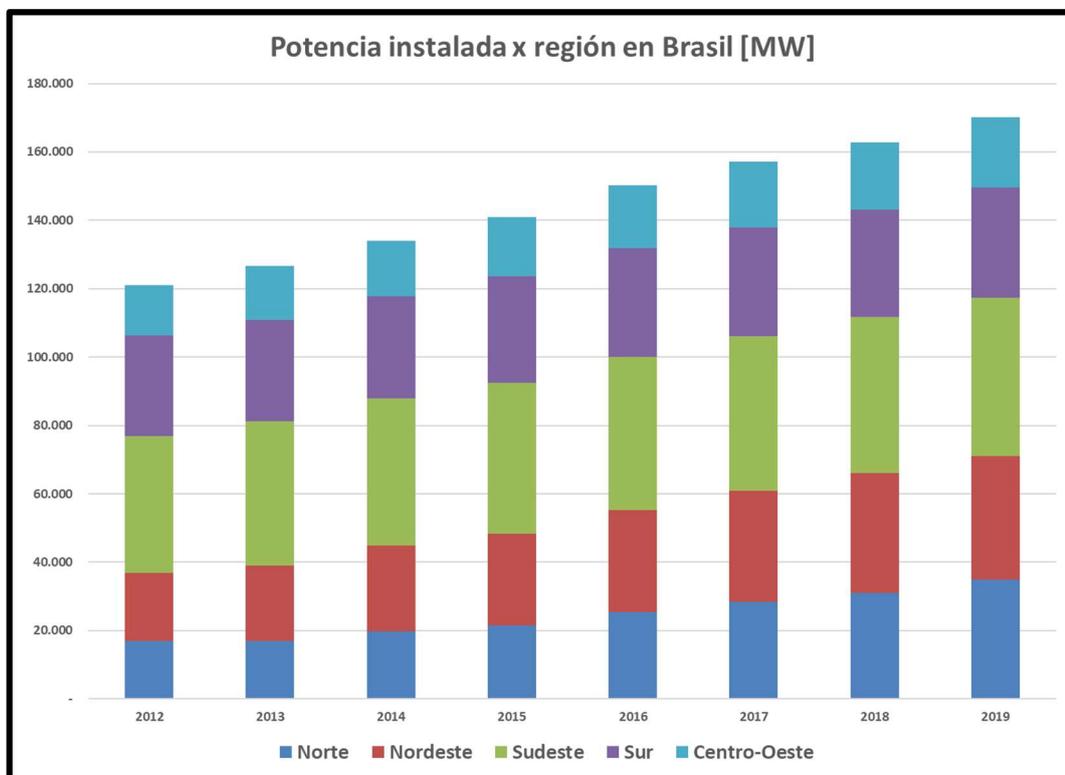
► Los mayores aportes de potencia instalada desde 2005 hasta la actualidad corresponden a capacidad hidroeléctrica, con un incremento progresivo en los últimos años de potencia eólica.

► The largest contributions of installed power from 2005 to the present correspond to hydroelectric capacity, with a progressive increase in wind power during the last few years.

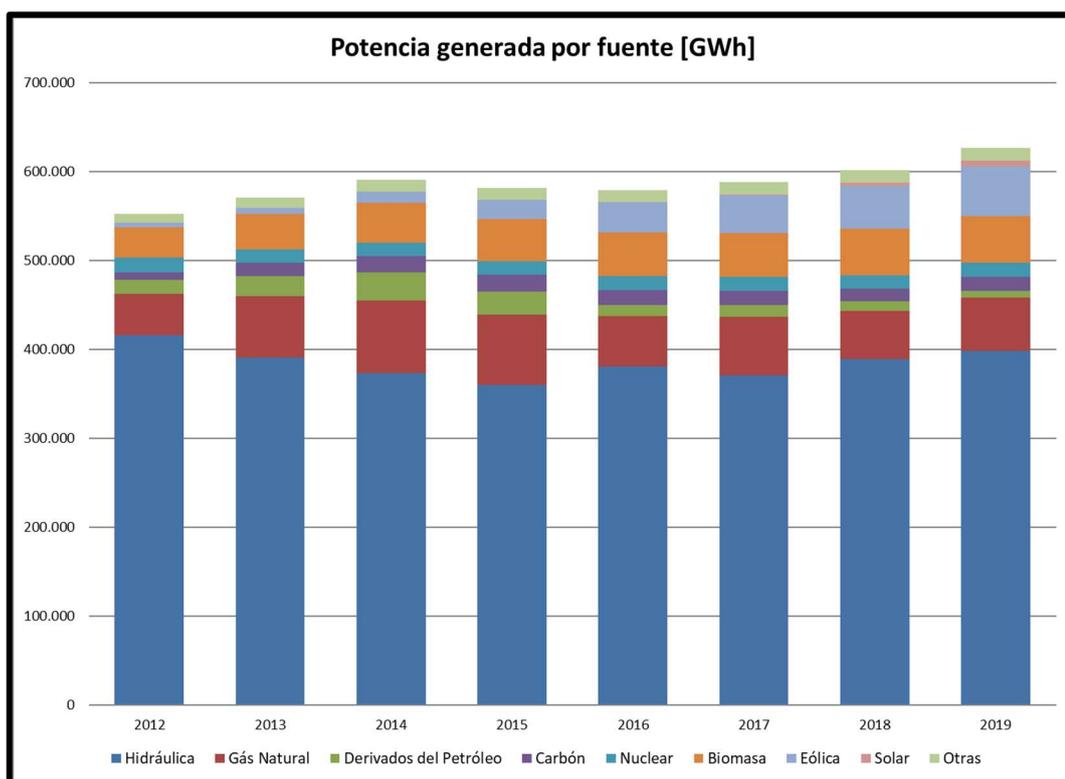
3.3.2 Potencia Instalada por fuente (2020) – MW



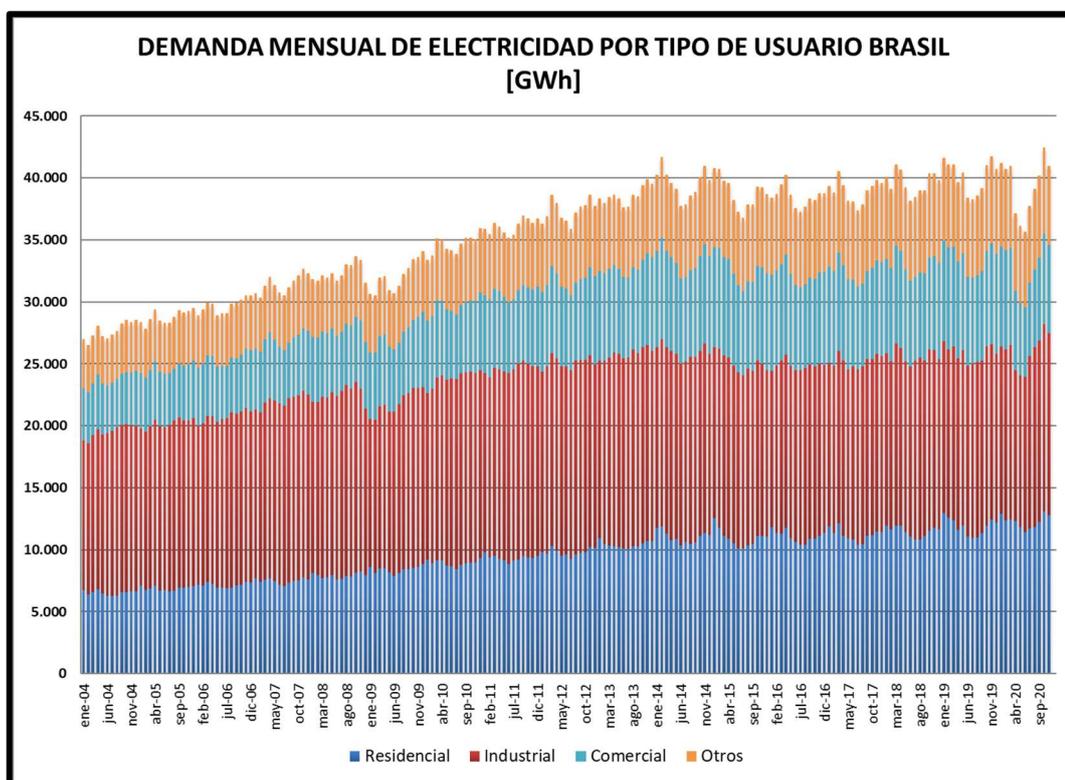
3.3.3 Potencia Instalada por fuente y por Región – MW



3.3.4 Generación Eléctrica Instalada por fuente GWh

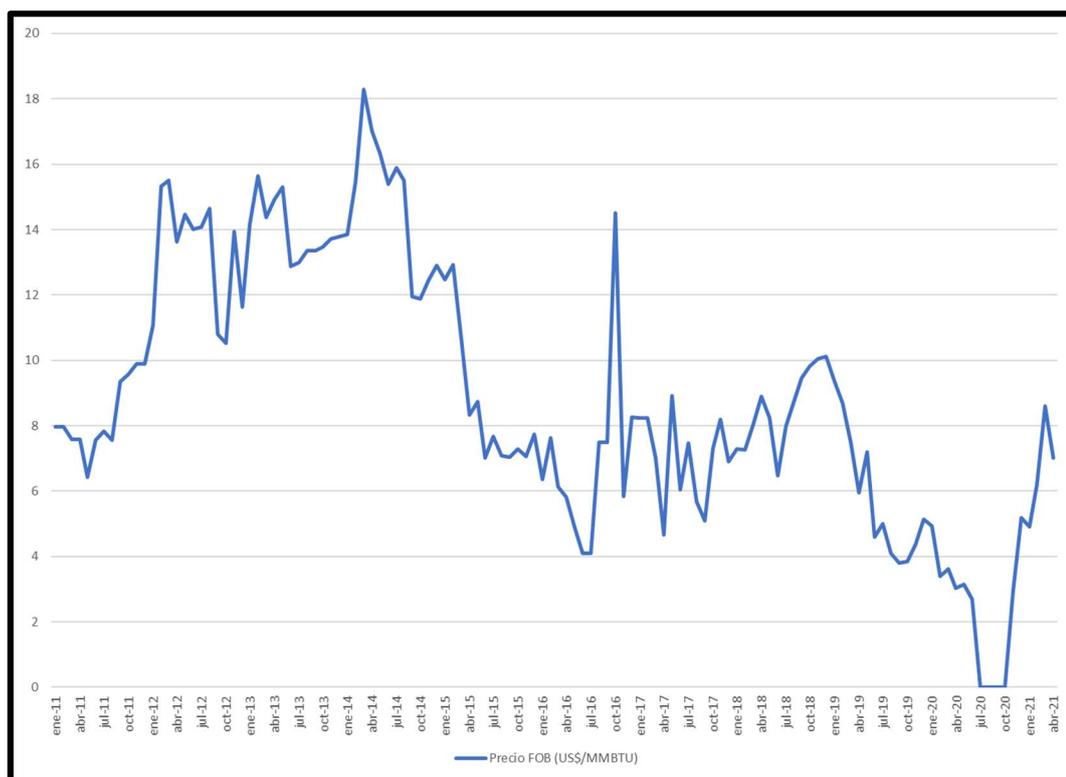


3.3.5 Evolución de la demanda de electricidad por tipo de usuario (MWh)

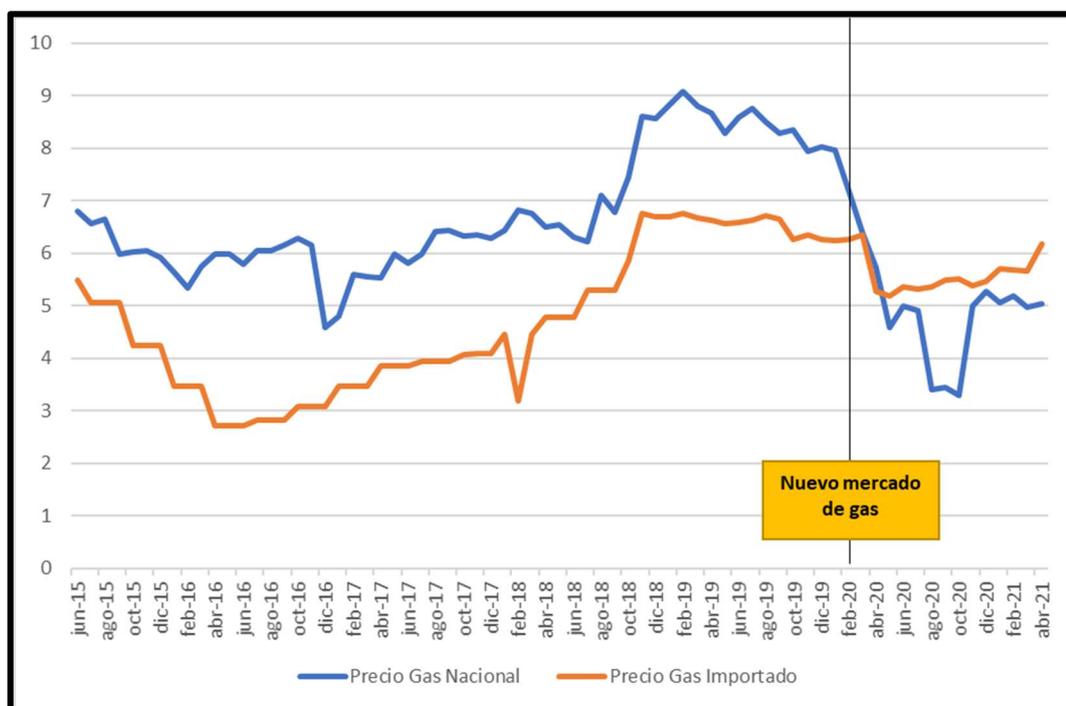


3.4 Brasil Precio de Gas Natural

3.4.1 Precio de GNL (u\$d/MMBTU)



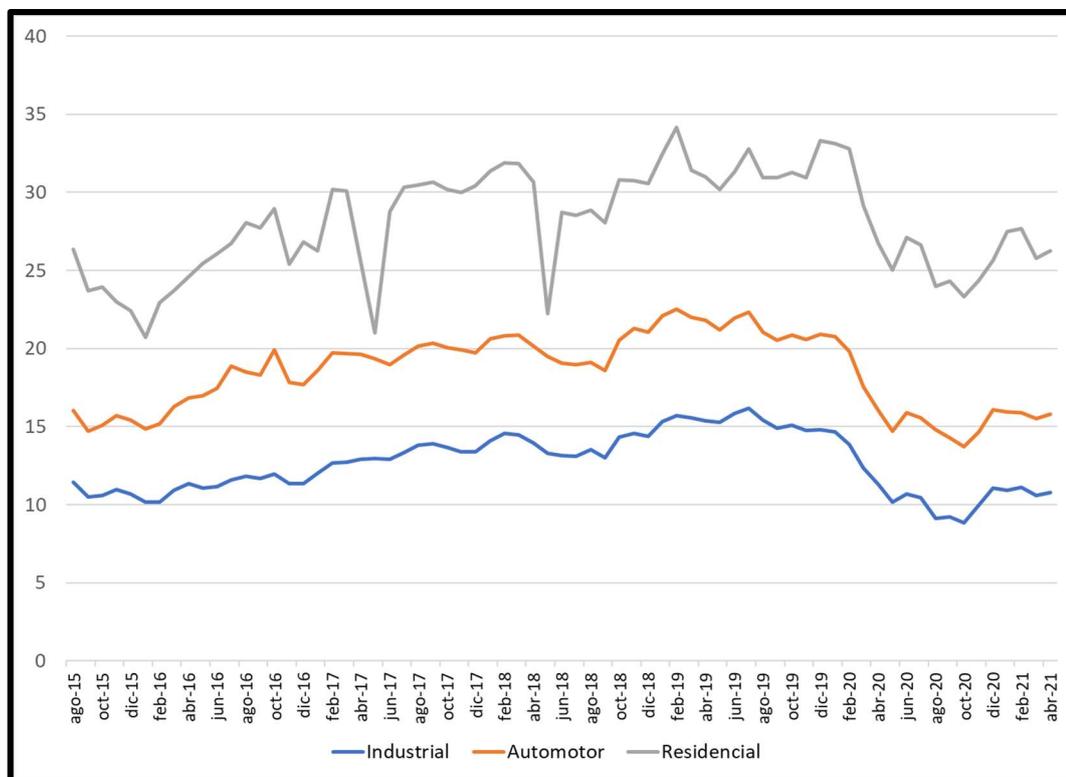
3.4.2 Precio de Venta de Gas Natural de Petrobras a Distribuidoras



► En enero de 2020 entró en vigor el contrato “Nuevo mercado de gas”, un programa oficial que tiene como principal objetivo garantizar el acceso a infraestructura de transporte de gas e instalaciones para

empresas privadas, con el fin de reducir el monopolio de empresas estatales en el sector energético.►El precio de gas importado corresponde a gas proveniente de Bolivia.

3.4.3 Precios Finales de gas natural por sector (US\$/MMBTU)



4 Información Legal y Regulatoria

4.1 Swap de hidrocarburos líquidos: nueva normativa para el midstream argentino

Francisco J. Romano – Director de las Diplomaturas en Petróleo y Gas de la Facultad de Derecho de la Universidad Austral y Socio a cargo del Área de Energía en Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntse

Con motivo del reciente Decreto N° 540/2021 que regula el *swap* de hidrocarburos líquidos, conviene hacer un resumen del marco normativo del servicio prestado por medio de instalaciones permanentes y fijas para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos, también conocido como segmento “midstream” de la llamada cadena de valor del petróleo crudo y sus derivados.

4.1.1 El Midstream en la Ley de Hidrocarburos

En materia de transporte de hidrocarburos, la Ley Federal de Hidrocarburos N° 17.319 (“LFH”) establece que la concesión de transporte confiere a sus titulares el “*derecho de trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes, pudiéndose construir y operar a tal efecto oleoductos, gasoductos, poliductos, plantas de almacenaje y de bombeo o compresión; obras portuarias, viales y férreas; infraestructuras de aeronavegación y demás instalaciones y accesorios necesarios para el buen funcionamiento del sistema con sujeción a la legislación general y normas técnicas vigentes*”¹.

Las concesiones de transporte son otorgadas por el Poder Ejecutivo a las personas jurídicas o físicas que reúnan los requisitos y cumplan los procedimientos que exige la LFH² por plazos equivalentes a aquellos otorgados para las concesiones de explotación vinculadas a las concesiones de transporte. Vencidos dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional o provincial según corresponda, sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho.

4.1.2 Derecho de preferencia y acceso abierto

El artículo 43 de la LFH establece que, en la medida en que las instalaciones de los concesionarios tengan capacidad vacante y no existan razones técnicas que lo impidan, aquellos estarán obligados a transportar los hidrocarburos de terceros sin discriminación de personas y al mismo precio para todos en igualdad de circunstancias (acceso abierto), quedando esta obligación subordinada, sin embargo, a la satisfacción de las necesidades del propio concesionario (derecho de preferencia).

Tanto el Decreto N° 44/91 (el “Decreto 44”) como el Decreto N° 115/19 (el “Decreto 115”) vinieron a “reglamentar” esa preferencia del art. 43.

El Decreto 44 define como Capacidad Disponible a la diferencia entre la capacidad máxima de transporte del conducto y las necesidades propias del transportador aprobadas por la Secretaría de Energía³. Esa

¹ Art. 39 LFH

² Art. 40 LFH

³ Art. 6 Decreto N° 44/91

capacidad deberá ser declarada anualmente por los concesionarios de transporte, conforme al procedimiento que estableció la Secretaría de Energía en la Resolución 571/2019.

La prioridad establecida en el artículo 43 de la Ley 17.319 quedará así limitada a los volúmenes programados y comprometidos que el concesionario haya informado a la Autoridad de Aplicación⁴.

Mediante el Decreto 115 se introdujeron ciertas modificaciones con el fin de propiciar la celebración de contratos que aseguren capacidad de servicio con modalidad firme a cualquier cargador interesado, a través de *contratos de reserva de capacidad* que permitan a los actores del sector la programación de sus necesidades de transporte de hidrocarburos, la financiación de nuevos proyectos y la clarificación de aspectos normativos que brinden mayor certidumbre a las inversiones.

La Resolución N° 571/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía creó el Registro de Capacidades de Transporte y de Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos, a través del cual la Autoridad de Aplicación recibirá y mantendrá actualizada la información de las actuales capacidades empleadas y disponibles de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos y de almacenaje de petróleo crudo y productos derivados⁵.

La información mencionada deberá ser presentada anualmente por los Concesionarios de Transporte antes del 31 de marzo, mediante el uso de las planillas digitales que integran la resolución como anexo II.A Transporte (IF-2019-84952860-APN-DNTYAIH#MHA) y anexo II.B Almacenaje (IF-2019-84954051-APN-DNTYAIH#MHA), las que tendrán carácter de declaración jurada y serán de acceso público⁶.

Asimismo, el transportista deberá informar a la Autoridad de Aplicación los contratos de reserva de capacidad en firme que celebre con sus cargadores en los términos del artículo 5 del Decreto 115, a efectos de contabilizar dichos volúmenes en la capacidad disponible del sistema.

En la administración de la capacidad disponible, el transportista debe observar fielmente los principios de transparencia, adecuada publicidad, tratamiento equitativo, libre concurrencia y competencia.

Por otra parte, en el punto 17 del Anexo de la Resolución N° 571/2019 establece que la capacidad disponible será informada anualmente por el transportista a la Autoridad de Aplicación, a partir de lo establecido en el Registro de Capacidades de Transporte y de Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos. Para ello, cada concesionario que pueda acceder a la preferencia del artículo 43 de la Ley 17.319 informará a la Autoridad de Aplicación los volúmenes de hidrocarburos líquidos que necesitará transportar.

4.1.3 Tarifas

El Decreto 44 le otorgó a la Secretaría de Energía la potestad tanto de establecer las bases para el cálculo de tarifas y condiciones para la prestación del servicio como de aprobar las tarifas aplicables a los cargadores por los servicios de transporte de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos⁷.

El mismo Decreto 44 en su art. 8 establece que la Secretaría de Energía ejercerá sus funciones de modo de asegurar la continuidad, regularidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y

⁴ Art. 12 Decreto N° 44/91

⁵ Art. 2 Resolución N° 571/2019

⁶ Art. 3 Resolución N° 571/2019

⁷ Art. 7 Decreto N° 44/1991

generalidad de los servicios y de promover el transporte de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos y poliductos, y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga y despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos, a precios justos y razonables compatibles con valores internacionales, así como la competencia leal y efectiva en la prestación de tales servicios. Se trata de principios generales que operan como herramienta útil, tanto para cubrir lagunas regulatorias como para hacer un pronóstico de futuras regulaciones y decisiones administrativas.

Asimismo, el Decreto 44 prevé que las tarifas percibidas por el transporte serán las aprobadas por la Autoridad de Aplicación y serán iguales para cualquier cargador, bajo similares circunstancias y condiciones respecto al tráfico de hidrocarburos líquidos de igual especificación, transportados por idéntica ruta.

El Decreto 115, por su parte, estableció que las tarifas aplicables al transporte serán ajustables cada 5 años, sin perjuicio de que las mismas puedan ser revisadas por la Autoridad de Aplicación ante variaciones significativas en los indicadores base para los cálculos tarifarios⁸.

El Decreto 115 también establece que los titulares de concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos que se otorguen a partir de la entrada en vigencia del Decreto 115 y los titulares de concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos otorgadas con anterioridad, respecto del volumen de las ampliaciones de capacidad de sus instalaciones efectuadas con posterioridad a esa misma fecha, podrán asegurar capacidad de servicio en firme a cualquier cargador interesado mediante contratos de reserva de capacidad. **Estos contratos podrán ser libremente negociados en cuanto a su modalidad de asignación, precios y volúmenes**⁹.

Sin embargo, **las capacidades que no sean contratadas o las que lo fueren pero no sean utilizadas estarán sujetas a una tarifa** a ser fijada por la Secretaría de Energía, siendo ajustables conforme lo establece el art. 2 del Decreto 115 reseñado más arriba.

Más allá de la preferencia y de la capacidad contratada mediante contratos de reserva de capacidad, el transporte de hidrocarburos líquidos será ejecutado como servicio público, asegurando el acceso abierto y libre sujeto a las disposiciones del presente Decreto, al sistema de transporte a todo aquel que lo requiera, sin discriminación y por la misma tarifa en igualdad de circunstancia, siempre que exista capacidad disponible¹⁰.

4.1.4 Decreto N° 540/2021

El 23 de agosto de 2021, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 540/2021 (el “Decreto 540”), que implementó el servicio de transporte no físico de hidrocarburos líquidos por ductos hasta la brida de ingreso a la planta de almacenamiento (el “Servicio”)¹¹.

⁸ Art. 2 del Decreto N° 115/2019

⁹ Art. 5 del Decreto N° 115/2019

¹⁰ Art. 9 del Decreto N° 44/91

¹¹ Ver art. 1 Decreto N° 540/2021

Se entiende por transporte no físico o *swap* al servicio por el cual el cargador entrega hidrocarburos líquidos en un determinado punto de carga y solicita la devolución de una cantidad de hidrocarburos líquidos equivalente en un punto de devolución distinto al o a los puntos de devolución establecidos según el normal y habitual sentido del flujo o desplazamiento del crudo, dentro del ámbito de una única concesión de transporte¹².

El Decreto 540 prevé que el cargador podrá solicitar y el transportista deberá implementar el Servicio, en tanto las condiciones técnicas y operativas de su sistema de transporte lo permitan, y procederá a la devolución del volumen recibido, en la medida que la cantidad equivalente de hidrocarburos líquidos se encuentre disponible en el punto de entrega solicitado¹³.

En el cumplimiento del Servicio el cargador deberá observar las especificaciones técnicas y devolver al cargador los volúmenes de hidrocarburos líquidos recibidos en el punto de entrega acordado, corregidos por los factores de calidad y las deducciones volumétricas establecidas en el Anexo I de la Resolución N° 571/2019 de la Secretaría de Energía ¹⁴.

Asimismo, el transportista podrá establecer un cargo administrativo de gestión por el Servicio que no formará parte de la tarifa y será solventado por el cargador que solicita la implementación del Servicio¹⁵.

¹² Art. 1 Decreto N° 540/2021

¹³ Art. 2 Decreto N° 540/2021

¹⁴ Art. 6 Decreto N° 540/2021

¹⁵ Art. 7 Decreto N° 540/2021

5 Artículos de Economía y Finanzas

5.1 Panorama monetario: “Navegando aguas electorales”

Federico De Cristo. Profesor de Finanzas de la Facultad de Ciencias Empresariales de la Universidad Austral

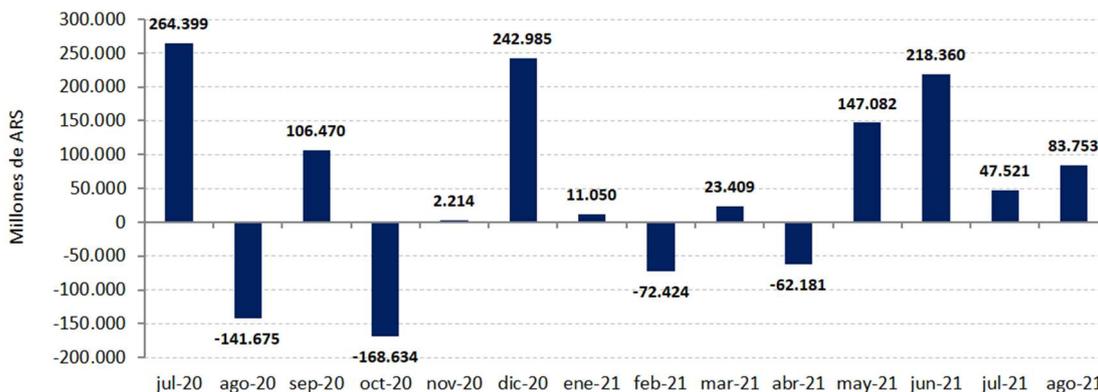
Agosto 2021

Piloteando por terreno electoral, en un contexto de mayor intervención cambiaria, tanto en el mercado oficial como en la operatoria bursátil de bonos que permiten dolarizar posiciones, continúa el crecimiento de la base monetaria que inició en mayo y que suma 397 mil millones de pesos hasta fin de agosto. Mientras tanto, el contexto externo sigue acompañando con monedas de la región relativamente fuertes en comparación con el dólar y con el peso, y aún con buenos precios de exportación que ayudan a sostener el frente externo. Sin embargo, cada vez se sigue con mayor atención la evolución de la inflación de EEUU, que de persistir podría generar aumentos de tasas medias y largas (ej. a 10 años), lo que suele deprimir precios de commodities, generar salidas de capitales en emergentes e incrementar las tasas de interés y los tipos de cambio. Este escenario, poco auspicioso para el país, aparece como una amenaza a monitorear de cerca.

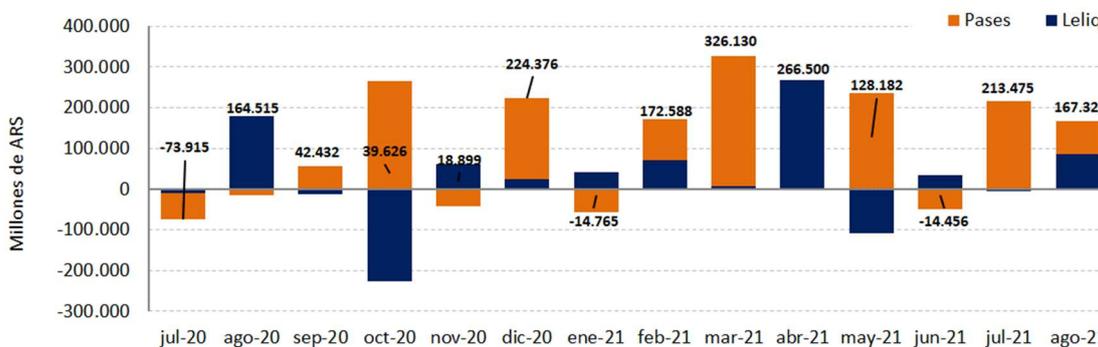
El aumento de base monetaria continuó en agosto, principalmente por la emisión de pesos para financiar al gobierno por 237 mil millones de pesos, y para afrontar el pago de intereses de la deuda del BCRA (Pases y Leliq) por 125 mil millones de pesos. El esfuerzo de esterilización vía concertación de pases pasivos y colocación de Leliq permitió retirar pesos por 167 mil millones. Por otra parte, la venta de divisas contrajo la base monetaria en 52 mil millones de pesos, aunque el nivel de liquidación de divisas (CIARA) sigue históricamente muy elevado. Que el BCRA haya vendido divisas al sector privado mientras la liquidación de divisas del complejo agroexportador sigue tan elevada, indica la creciente demanda en el mercado oficial de cambios. Finalmente, junto a otras operaciones que también contrajeron la base monetaria (y que incluyen el uso de divisas para comprar títulos públicos y revenderlos en pesos al cambio paralelo), la base monetaria finalizó agosto con un aumento de 83,7 millones de pesos.

La preocupación por el deterioro del balance del BCRA crece al mismo ritmo que los pasivos utilizados para esterilizar base (Leliq y Pases), y de los intereses que devengan. Las luces amarillas ya están prendidas y seguimos atentamente qué opciones podrían aparecer en escena para morigerar el problema. Al resultado negativos de 125 mil millones de pesos por remuneración de intereses, sumamos el pago de 200 mil millones de pesos en agosto por distribución de utilidades al Tesoro Nacional por las ganancias contables que genera la suba del tipo de cambio en la contabilización de reservas internacionales. Mientras tanto sigue avanzando la negociación con el FMI, que es clave para evitar la cesación de pagos con organismos multilaterales de crédito y Club de París. Los efectos de una cesación de pagos serían muy perjudiciales para la economía y con nefastas consecuencias sociales. Parece haber cierta conciencia en el oficialismo que cerrar un acuerdo con el FMI sería la opción menos dolorosa en términos económicos y sociales, aunque parece poco probable que el acuerdo se cierre antes de las elecciones.

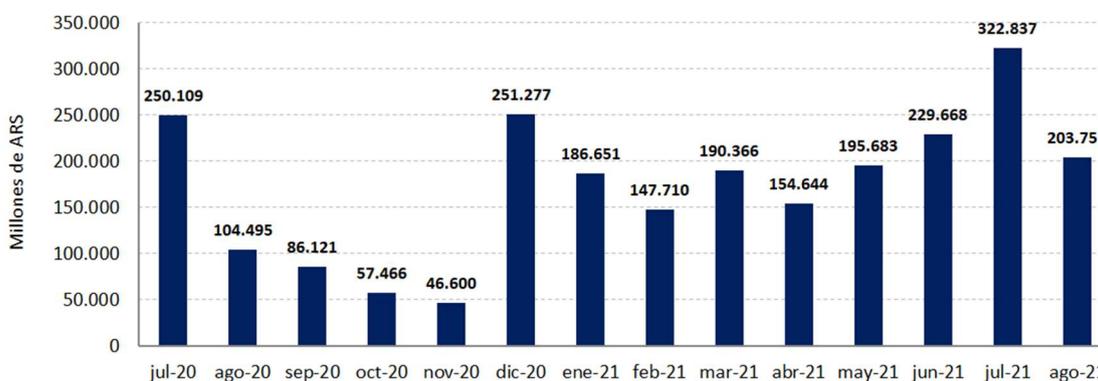
Base Monetaria: variación mensual (promedio menos promedio)



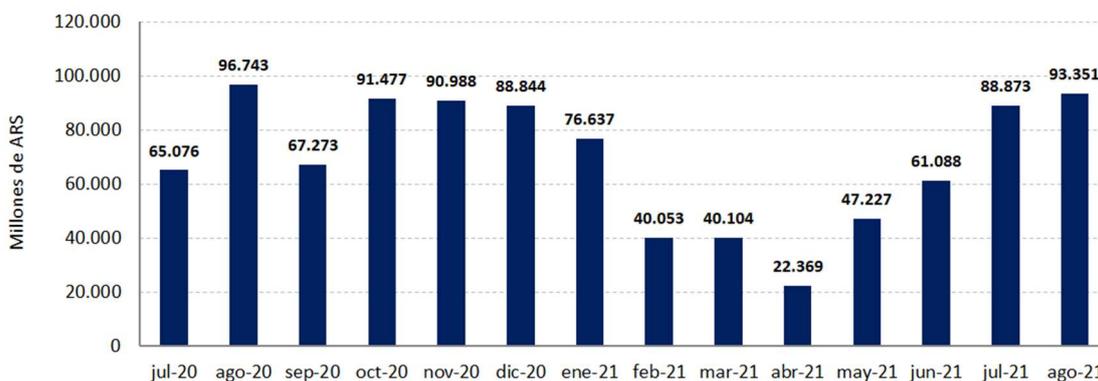
Stock de Leliq + Pases: variación mensual (promedio menos promedio)



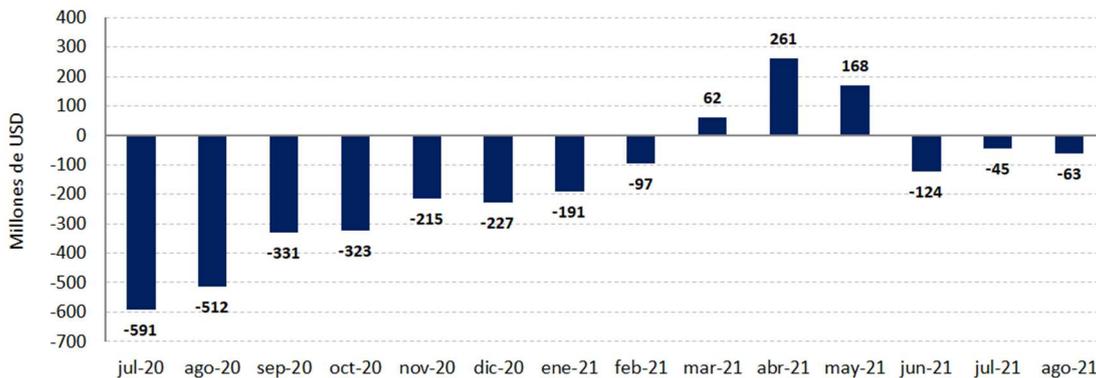
Depósitos Privados en ARS: variación mensual (promedio vs. promedio)



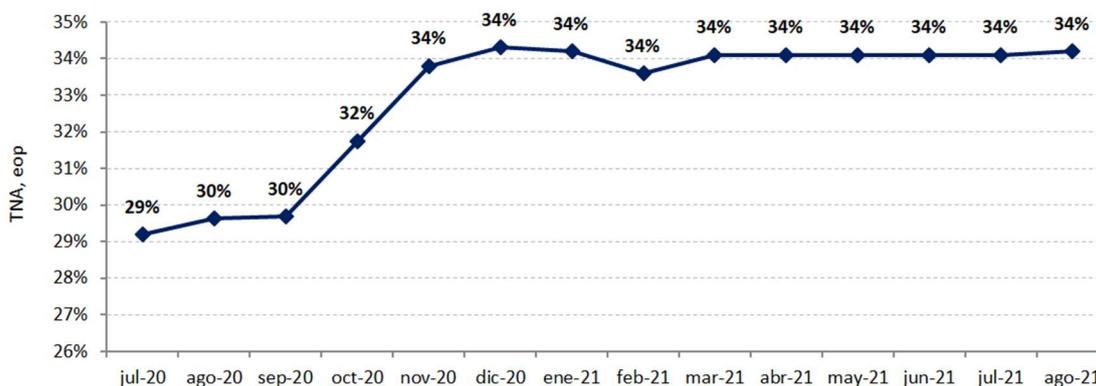
Préstamos al Sector Privado, total: variación mensual (promedio vs. promedio)



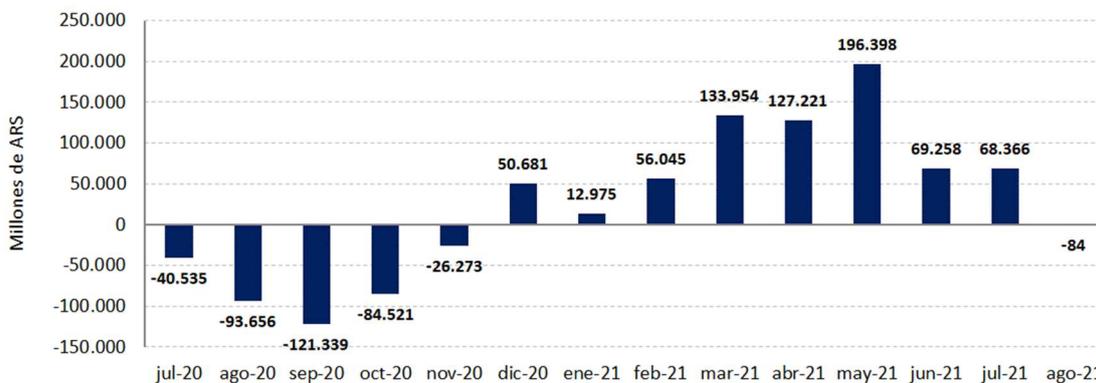
Préstamos en USD al Sector Privado: variación mensual (promedio vs. promedio)



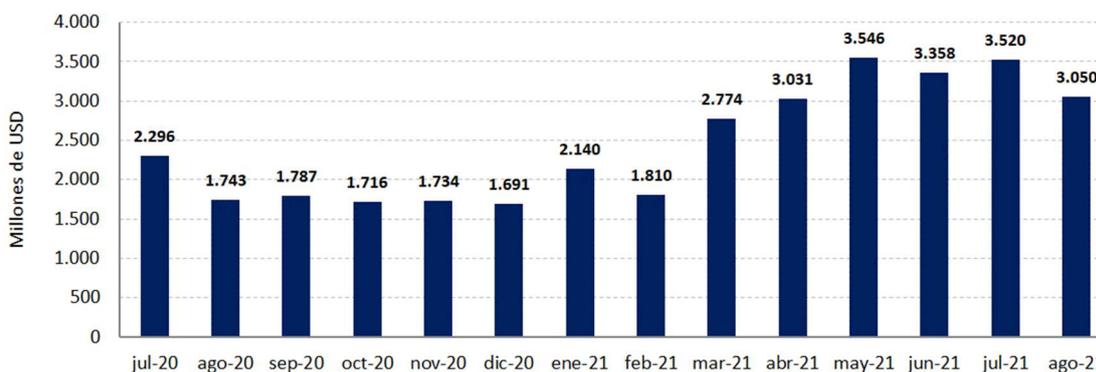
Badlar Privada



Compra Neta de Divisas del BCRA al S.Privado (acumulado del mes)



Liquidación mensual de divisas CIARA (acumulado)



#SOMOSAUSTRAL

UNIVERSIDAD AUSTRAL | DERECHO

MASTERCLASS

**TRANSICIÓN ENERGÉTICA:
EL NUEVO ORDEN MUNDIAL PARA LAS
CONCESIONES DE PETRÓLEO Y GAS**

VIERNES 8 DE OCTUBRE 10.00 H. (GMT-3) ONLINE IDIOMA: INGLÉS

SPEAKERS

 Peter Roberts

 Francisco Romano