



# REPORTE ENERGÉTICO

VOL. 18  
JUNIO 2022

UNCONVENTIONAL OIL & GAS IN ARGENTINA





El Instituto de Energía de la Universidad Austral realiza esta publicación con el objeto de informar a la comunidad temas relevantes del sector energético de Argentina y Brasil.

Para la realización del presente informe se cuenta con la colaboración de un equipo de alumnos de la Universidad Austral. Facultad de Ingeniería: [Francisco Sesto](#), [Martin Gaddi](#), [Mariano Oberst](#), [Bruno Cuevas](#), [Ignacio Gonzalez](#), [Manuel Barreiro](#), [Santiago Baratta](#).

**En este número se presentan los siguientes artículos:**

- Prof. Federico de Cristo (Facultad de Ciencias Empresariales): “Informe Monetario Argentino Mayo”
- Francisco J. Romano (Director Diplomatura en Derecho de los Hidrocarburos Universidad Austral): “El Decreto DNU 277/2022 sobre acceso a divisas para empresas productoras de petróleo y gas natural desnuda la falta de una política exportadora”
- Luciano Codeseira: “¿Quien pone las balizas del camino del 2022?”

*The Institute of Energy from the Austral University (School of Engineering) make this publication in order to inform the community about relevant issues in the Argentina and Brazil energy sector*

*Student Team Collaborator from the Austral University School of Engineering: Francisco Sesto, Martin Gaddi, Mariano Oberst, Bruno Cuevas, Ignacio Gonzalez, Manuel Barreiro, Santiago Baratta.*

*In this publication we present:*

- Prof. Federico de Cristo: “Argentine Monetary Report-May” - Monetary outlook
- Francisco J. Romano (Director of the Diploma in Hydrocarbons Law, Universidad Austral): “The Decree DNU 277/2022 on access to foreign currency for oil and natural gas producing companies reveals the lack of an export policy”
- Luciano Codeseira: “Who is setting the beacons for the road to 2022?”



## REPORTE ENERGÉTICO - JUNIO 2022

### Índice

<b>1. Argentina</b>	<b>2</b>
1.1. Balance Energético Comercial . . . . .	2
1.2. Producción de Gas Natural . . . . .	5
1.2.1. Evolución de la Producción de Gas por cuenca y por tipo de Recurso . . . . .	6
1.2.2. Producción de Gas: Cuenca Neuquina . . . . .	7
1.2.3. Producción de gas desde reservorios Shale por concesión . . . . .	8
1.2.4. Producción de gas desde reservorios Tight por concesión . . . . .	9
1.3. Producción de Petróleo . . . . .	10
1.3.1. Evolución de la Producción de Petróleo por cuenca y por tipo de Recurso . . . . .	11
1.3.2. Producción de Petróleo: Cuenca Neuquina . . . . .	12
1.3.3. Producción de Petróleo desde reservorios Shale por concesión . . . . .	13
1.3.4. Producción de Petróleo desde reservorios Tight por concesión . . . . .	14
1.4. Productos Refinados . . . . .	15
1.4.1. Refinación: detalle anual . . . . .	15
1.4.2. Refinación: detalle mensual . . . . .	17
1.5. Demanda de Gas Natural . . . . .	19
1.5.1. Demanda Doméstica de Gas Natural . . . . .	19
1.5.2. Evolución demanda Interna (1993 - 2022) . . . . .	21
1.5.3. Demanda de Gas Natural por Tipo de Cliente (2020-2022) . . . . .	23
1.5.4. Balance Gas natural (1993-2022) . . . . .	25

1.5.5. Importaciones y exportaciones de Gas Natural . . . . .	27
1.6. Mercado Eléctrico . . . . .	28
1.6.1. Evolución de la Capacidad Instalada . . . . .	28
1.6.2. Potencia Instalada por fuente . . . . .	29
1.6.3. Potencia Instalada por Fuente y Región . . . . .	30
1.6.4. Evolución de la Generación Eléctrica Instalada por Fuente . . . . .	31
1.6.5. Evolución de los Volúmenes de Combustibles Consumidos por Centrales Térmicas . . . . .	32
1.6.6. Evolución Precio de los Combustibles . . . . .	33
1.6.7. Evolución de la Demanda de Electricidad por Tipo de Usuario . . . . .	34
1.7. Precios de Gas Natural . . . . .	35
1.7.1. Evolución de la Tarifa Final y del Precio del Gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para Residenciales R1 y R3 4° en Ciudad de Buenos Aires . . . . .	35
1.7.2. Evolución de los precios de Gas en C. Neuquina para Residenciales Compa- ración Precio de Gas importado Brasil - Bolivia . . . . .	37
1.7.3. Evolución de los precios de importación GNL Argentina y Brasil . . . . .	37
1.7.4. Evolución de los precios de Venta de Bolivia a Brasil y a Argentina . . . . .	38
<b>2. Precios Hidrocarburos Internacionales</b>	<b>40</b>
2.1. Evolución de Precios: Crudo y Gas Natural . . . . .	40
2.2. Evolución de precios internacionales de gas natural . . . . .	41
2.3. Diferencial de Precios LNG USA Export Parity-Henry HUB (U\$/MMBTU) . . . . .	42
<b>3. Brasil</b>	<b>45</b>
3.1. Gas . . . . .	45
3.1.1. Demanda Interna . . . . .	45
3.1.2. Oferta: Balance e Importaciones . . . . .	48
3.2. Mercado Eléctrico . . . . .	49
3.2.1. Capacidad Instalada . . . . .	49
3.2.2. Potencia Instalada por fuente (2021) . . . . .	50
3.2.3. Potencia Instalada por Región . . . . .	51

3.2.4. Generación Eléctrica Instalada por fuente . . . . .	51
3.2.5. Evolución de la demanda de electricidad por tipo de usuario (mensual) . . . . .	52
3.3. Gas Natural: Precios (hasta Febrero 2022) . . . . .	53
3.3.1. Precio de GNL importaciones . . . . .	53
3.3.2. Precio de Venta de Gas Natural de Petrobras a Distribuidoras . . . . .	54
3.3.3. Precios Finales de gas natural por sector . . . . .	55
<b>4. Economía y Finanzas</b>	<b>57</b>
4.1. Panorama monetario . . . . .	57
4.2. ¿Quién pone las balizas del camino del 2022? . . . . .	60
<b>5. Información Legal y Regulatoria</b>	<b>63</b>
5.1. El Decreto DNU 277/2022 sobre acceso a divisas para empresas productoras de petróleo y gas natural desnuda la falta de una política exportadora . . . . .	63
<b>6. Renovables</b>	<b>67</b>
6.1. LITIO GEOTERMAL: UN IMPORTANTE VALOR AGREGADO PARA ACELERAR EL DESARROLLO DE LA ENERGÍA GEOTERMOELÉCTRICA EN ARGENTINA . . . . .	67

# ARGENTINA



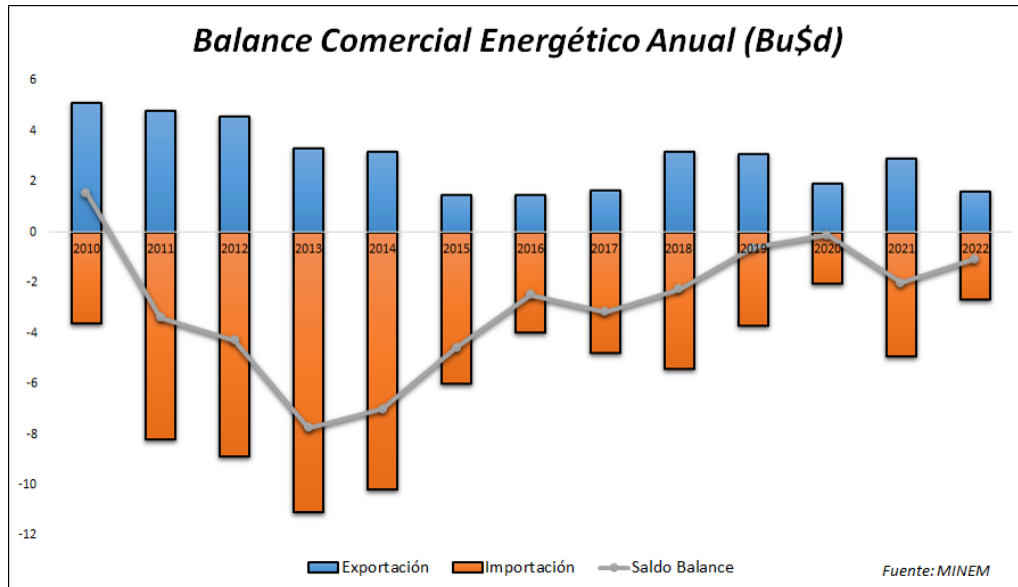
INSTITUTO  
DE ENERGÍA

UNIVERSIDAD  
AUSTRAL

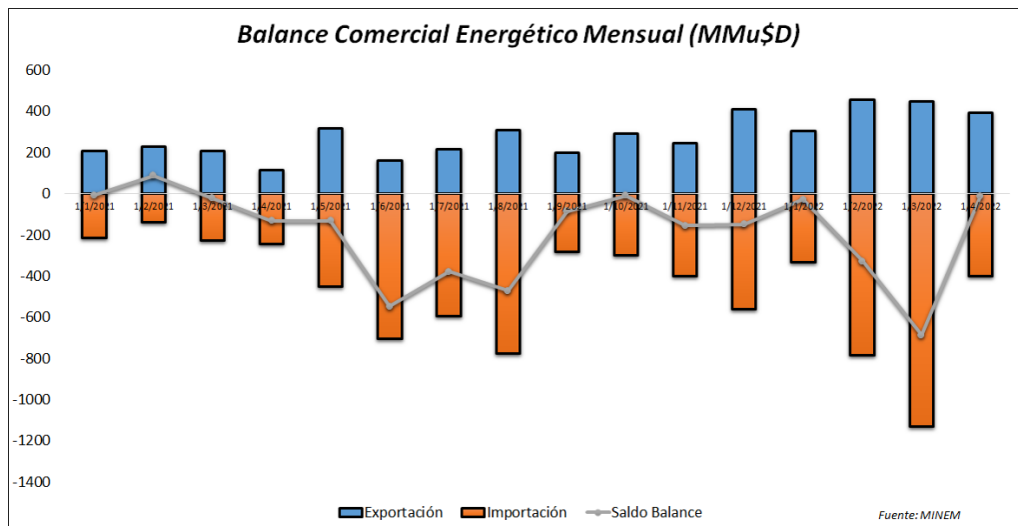


## 1. Argentina

### 1.1. Balance Energético Comercial



\*El acumulado del año 2022 refiere hasta el mes de Abril.



El Balance Energético Comercial comenzó a ser negativo en abril del 2021. Se incrementa en junio debido a las importaciones GNL con la llegada del barco regasificador a Bahía Blanca. Se acrecienta el desbalance durante el mes de julio. El menor consumo de gas en septiembre revierte la tendencia pero las mayores importaciones de líquidos para centrales mantienen la balanza comercial negativa, tanto en noviembre como diciembre. El mes de Febrero 2022 refleja un aumento en la actividad respecto del mes de Enero.

Si nos detenemos en los datos del año corriente, podemos observar un fuerte incremento en el total de importaciones, lo cual es en gran parte producto del fuerte aumento en el precio de los

combustibles. Entendiendo que hablamos del primer trimestre, observamos el impacto del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, que instaló un alto nivel de incertidumbre que se traslada rápidamente a los precios. Un dato no menor es que la falta de gas llevó a Argentina a tener que importar gas oil para abastecer a las centrales eléctricas, lo cual afecta fuertemente el monto de las importaciones. En resumen, a la alza en los precios se suma la necesidad de suministro de gas oil a centrales por falta de gas.

A pesar de ello no se observan modificaciones en las exportaciones, lo cual arroja una balanza comercial energética deficitaria y con tendencia negativa.

En el mes de Abril, los datos provistos por Minem arrojan una balanza comercial cercana al equilibrio pero igualmente con déficit. Cabe destacar que dentro del cálculo, no se considera la importación de LNG, utilizada para suministrar usuarios residenciales, lo cual acrecienta el déficit. Si bien se estima que no sería un cambio abrupto, es necesaria la aclaración para terminar de validar la información.

*The energy trade balance began to be negative in April. It increases in June due to LNG imports with the arrival of the regasification vessel to Bahía Blanca. The imbalance has increased during July. Less gas natural demand in September reduces the trend. But the higher imports of liquids for power plants keep the trade balance negative in November and December. The month of February 2022 reflects an increase in activity compared to the month of January.*

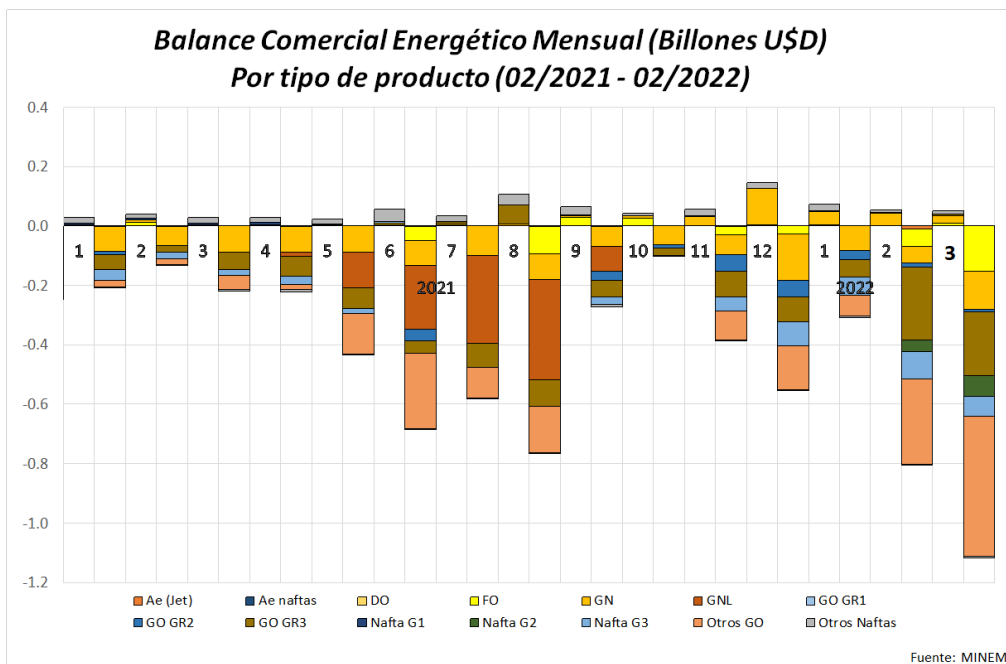
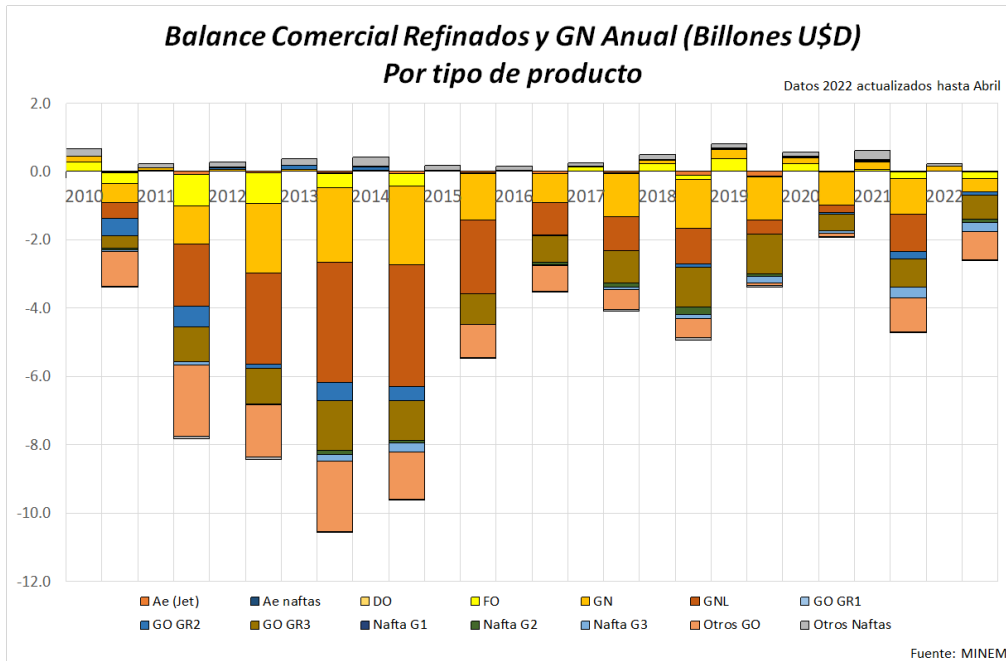
Despite this, there are no changes in exports, which shows a negative energy trade balance with a negative trend.

In the month of April, the data provided by Minem show a trade balance close to equilibrium but also with a deficit. It should be noted that within the calculation, the import of LNG, used to supply residential users is not considered, which increases the deficit. Although it is estimated that it would not be an abrupt change, clarification is necessary to give validation to data. *If we look at the data of the current year, we can see a strong increase in total imports, which is largely due to the strong increase in fuel prices. Understanding that we are talking about the first quarter, we observe the impact of the war between Russia and Ukraine, which installed a high level of uncertainty that is quickly transferred to prices. A noteworthy fact is that the lack of gas led Argentina to have to import gas oil to supply power plants, which strongly affects the amount of imports. In other words, the rise in prices and the need to supply diesel oil to plants due to lack of gas stand out.*

*Despite this, there are no changes in exports, which shows a negative energy trade balance with a negative trend.*

*In the month of April, the data provided by Minem show a trade balance close to equilibrium but also with a deficit. It should be noted that within the calculation, the import of LNG, used to supply residential users is not considered, which increases the deficit. Although it is estimated that it would not be an abrupt change, clarification is necessary to give validation to data.*





*Se observa claramente el fuerte impacto negativo de la importación de gas natural hasta agosto 2021. En septiembre se revierte por la reducción de las importaciones de gas, pero en noviembre y diciembre se observa la mayor importación de líquidos.*

*It is clear the natural gas import in the balance negative impact until August 2021. In September the negative trend was reversed due to the reduction in gas imports. But in November and December the liquid imports can be observed.*

## 1.2. Producción de Gas Natural

<b>► GAS TOTAL PAIS</b>		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción de gas	MM m3/d (var. anual)	<b>116.74</b>	<b>113.93</b>	<b>126.95</b>	11%
<i>Natural Gas Gross production</i>	<i>bcf/d (yoy)</i>	4.13	4.03	4.49	11%
<b>► GAS NO CONVENCIONAL (TOTAL PAIS)</b>		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción de gas NC	MM m3/d (var. anual)	<b>49.12</b>	<b>47.15</b>	<b>67.46</b>	43%
<i>Unconventional Natural Gas production</i>	<i>bcf/d (yoy)</i>	1.74	1.67	2.38	43%
Respecto a (%)	Total País <i>total country</i>	42.08%	41.38%	53.14%	

La producción total país de gas en abril 2022 fue de 126,95 *MMm3/día*, presentando un 11 % más respecto del mismo mes del 2021.

El pico de producción total fue de 144,4 *MMm3/d* (2019/7). A partir de esa fecha comienza a declinar, debido a la caída sostenida de la producción convencional, hasta un mínimo de 113,8 (2020/12). En los últimos meses se recuperó el ritmo, promediando los 130 desde junio del 2021.

La producción no convencional total país en abril 2022 fue de 67,46 *MMm3/d*, presentando un incremento del 43 % respecto al mismo mes del 2021 y representa el 53,14 % del total país.

Si se mira el gráfico, se observa una tendencia descendente en la producción de gas respecto de los meses anteriores.

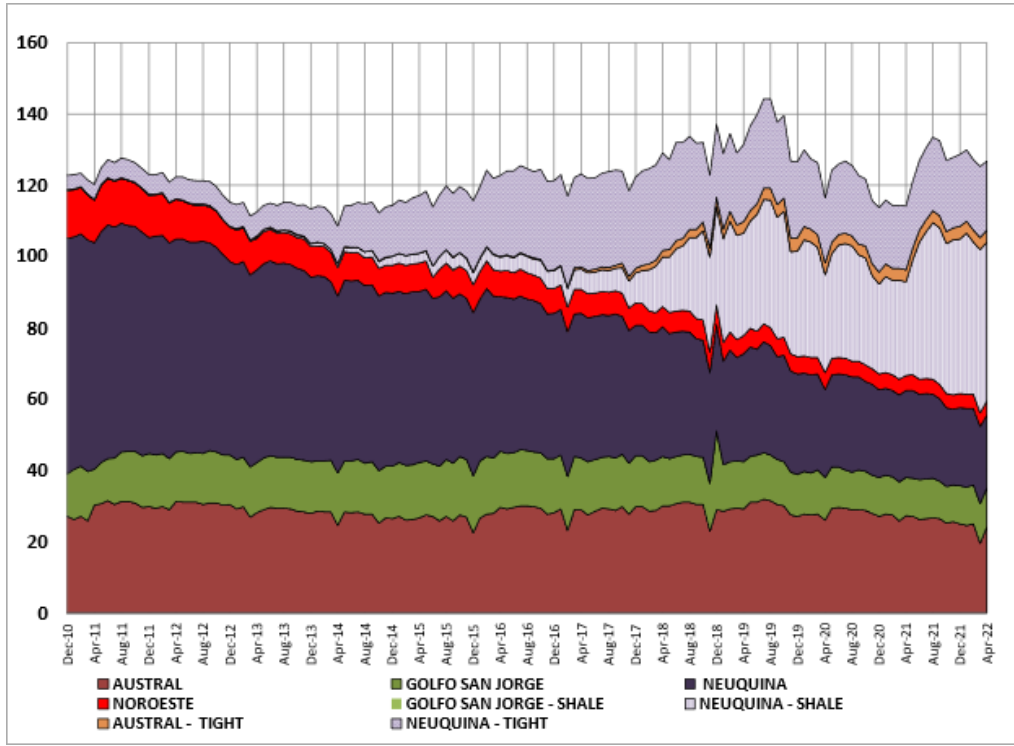
*Total natural gas gross production in April-22 was 4.49 bcf/d, 11 % more than April-21.*

*The total production peak was 5,10 bcf/d (2019/7). As of that date, it begins to decline, mainly due to the gradual fall of conventional production, to a minimum of 4,02 bcf/d (2020/12). The production rithm in the recent months has steadily recovered, averaging around 4.6 bcf/d since June 2021.*

*Total of non-conventional country production in April-22 was 2.38 bcf/d, 43 % more than April-21 and 53.14 % of the total country.*

*Looking at the graph below, a descending trend can be observed in Gas production, when compared to previous months.*

1.2.1. Evolución de la Producción de Gas por cuenca y por tipo de Recurso



## 1.2.2. Producción de Gas: Cuenca Neuquina

<b>▶ SHALE GAS</b> Cuenca NQN NQN basin		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción de Shale gas NQN	MM m3/d (var. anual)	27.42	25.94	44.71	72%
Shale Gas production NQN	bcf/d (yoy)	0.97	0.92	1.58	72%
Respecto a (%)	Total País total country	23.49%	22.77%	35.22%	
Respect to (%)	Total cuenca total basin	38.95%	38.03%	52.90%	

<b>▶ TIGHT GAS</b> Cuenca NQN NQN basin		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción de gas NQN	MM m3/d (var. anual)	18.30	17.82	19.42	9%
Natural Gas Gross production NQN	bcf/d (yoy)	0.65	0.63	0.69	9%
Respecto a (%)	País country	15.67%	15.64%	15.30%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	26.00%	26.13%	22.98%	

<b>▶ GAS NO CONVENCIONAL</b> Cuenca NQN		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción de gas NQN	MM m3/d (var. anual)	45.71	43.76	64.13	47%
Natural Gas Gross production NQN	bcf/d (yoy)	1.62	1.55	2.27	47%
Respecto a (%)	País country	39.16%	38.40%	50.52%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	64.95%	64.16%	75.88%	

<b>▶ GAS CONVENCIONAL</b> Cuenca NQN NQN		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción de gas Convencional NQN	MM m3/d (var. anual)	24.67	24.44	20.38	-17%
Natural Gas Gross production NQN	bcf/d (yoy)	0.87	0.86	0.72	-17%
Respecto a (%)	País country	21.13%	21.45%	16.06%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	35.05%	35.84%	24.12%	

<b>▶ GAS TOTAL</b> Cuenca NQN NQN basin		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción de gas Total NQN	MM m3/d (var. anual)	70.38	68.19	84.51	24%
Total Natural Gas production	bcf/d (yoy)	2.49	2.41	2.99	24%
Respecto a (%)	País country	60.29%	59.85%	66.57%	

La producción de gas no convencional (NQN) alcanzó los 64,13  $MMm^3/d$  en abril del 2022 representando el 50,52% del total producido en el país y el 75,88% del total de la cuenca neuquina.

La cuenca Austral presenta una producción de Tight gas de 3,33  $MMm^3/d$  (abril 2022) en las áreas de El Cerrito y Campo indio (CGC)

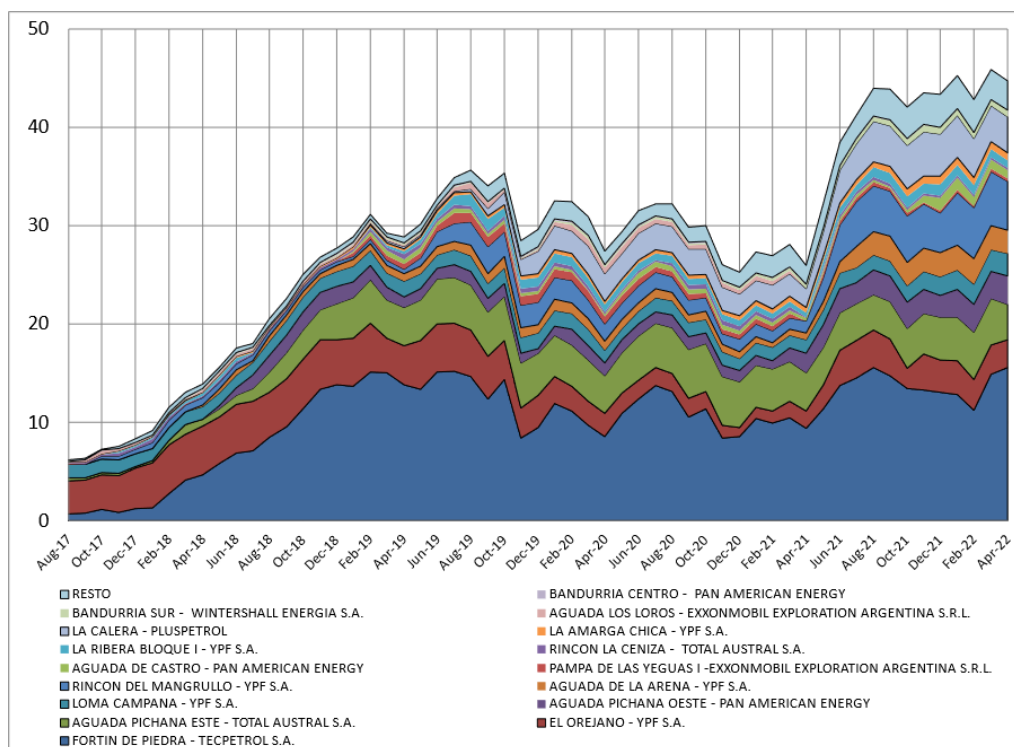
Se observa la recuperación del Gas No Convencional producto del Plan Gas.AR. Aunque la caída de la producción Convencional no permite evidenciar una recuperación total de la producción.

*The unconventional gas gross production achieved the 50.52% of total country and 75.88% of Neuquén basin with 2.27 bcf/d in April-22. About 47 percent more than April-21*

*Austral Basin, unconventional gas gross production was 0.12 bcf/d (April-22) 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 the display of evidence of total gas production recovery.*

### 1.2.3. Producción de gas desde reservorios Shale por concesión



Shale (MMm3/d)

ÁREA	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22
FORTIN DE PIEDRA - TECPETROL S.A.	11.39	13.77	14.53	15.59	14.78	13.48	13.31	13.03	12.83	11.25	14.87	15.54
EL OREJANO - YPF S.A.	2.46	3.58	3.77	3.81	3.72	2.05	3.63	3.27	3.41	3.13	3.03	2.85
AGUADA PICHANA ESTE - TOTAL AUSTRAL S.A.	3.81	3.78	3.73	3.62	3.81	4.05	4.14	4.39	4.48	4.78	4.68	3.60
AGUADA PICHANA OESTE - PAN AMERICAN ENERGY	2.26	2.43	2.18	2.50	2.55	2.60	2.41	2.23	2.76	2.81	2.79	2.93
LOMA CAMPANA - YPF S.A.	1.53	1.64	1.51	1.49	1.58	1.72	1.85	1.86	2.06	2.06	2.16	2.24
AGUADA DE LA ARENA - YPF S.A.	0.82	1.16	2.14	2.35	2.46	2.38	2.40	2.46	2.50	2.58	2.48	2.40
RINCON DEL MANGRULLO - YPF S.A.	2.47	3.70	4.54	4.70	4.64	4.73	4.48	4.03	5.32	5.21	5.52	4.96
PAMPA DE LAS YEGUAS I - EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	0.47	0.42	0.39	0.35	0.31	0.28	0.13	0.28	0.30	0.17	0.27	0.28
AGUADA DE CASTRO - PAN AMERICAN ENERGY	0.28	0.31	0.30	0.27	0.15	0.31	0.68	1.29	1.24	0.90	0.93	0.86
RINCON LA CENIZA - TOTAL AUSTRAL S.A.	0.34	0.29	0.33	0.31	0.29	0.26	0.24	0.25	0.25	0.24	0.23	0.23
LA RIBERA BLOQUE I - YPF S.A.	0.68	0.76	0.67	0.95	1.05	1.12	0.97	1.14	1.02	0.95	0.84	0.75
LA AMARGA CHICA - YPF S.A.	0.48	0.47	0.56	0.57	0.69	0.78	0.75	0.84	0.79	0.75	0.79	0.78
LA CALERA - PLUSPETROL	2.37	3.35	3.70	4.07	4.12	4.40	4.57	4.26	4.30	4.02	3.64	3.66
AGUADA LOS LOROS - EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	0.36	0.39	0.40	0.51	0.52	0.61	0.67	0.65	0.63	0.55	0.59	0.68
BANDURRIA CENTRO - PAN AMERICAN ENERGY	0.08	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06	0.05	0.04	0.05	0.05	0.05	0.04
RESTO	2.48	2.34	2.38	2.78	3.15	3.20	3.19	3.32	3.37	3.33	2.98	2.92
Total Shale Neuquen	32.28	38.46	41.21	43.93	43.89	42.03	43.47	43.34	45.28	42.81	45.83	44.71
Total Shale Golfo San Jorge	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Shale Pais	32.28	38.46	41.21	43.93	43.89	42.03	43.47	43.34	45.28	42.81	45.83	44.71

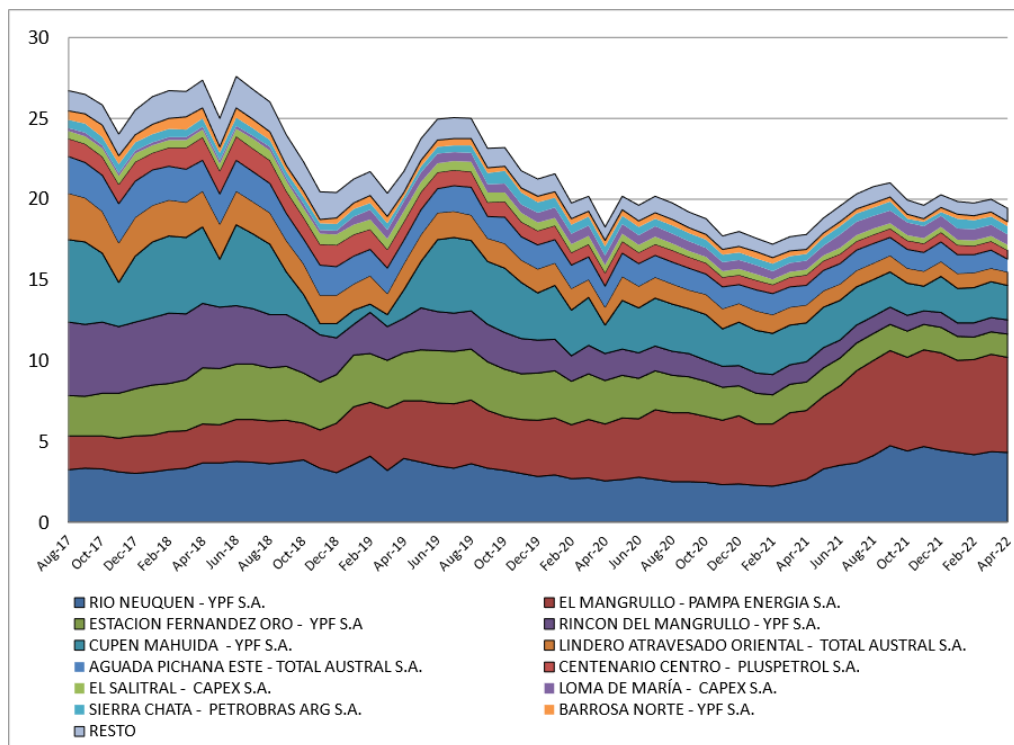
La producción de gas natural Shale (NQN) alcanzó 44,71 MMm3/d en abril del 2022 representando el 35,22 % del total producido en el país y el 52,9 % del total de la cuenca neuquina. Un 72 % más, respecto a abril del 2021.

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). En los últimos meses se recuperó el ritmo, promediando los 130 desde junio del 2021.

*The shale gas gross production in April-22 was 1.58 bcf/d, it represented the 35.22 % of total country and 52.9 % of Neuquén basin. About 72 % more than April-21.*

*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).*

### 1.2.4. Producción de gas desde reservorios Tight por concesión



Tight(MMm3/d)

ÁREA	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22
RIO NEUQUEN - YPF S.A.	3.29	3.54	3.68	4.14	4.74	4.42	4.68	4.48	4.34	4.20	4.37	4.34
EL MANGRULLO - PAMPA ENERGIA S.A.	4.50	4.91	5.68	5.88	5.88	5.78	5.98	6.03	5.68	5.87	6.01	5.89
ESTACION FERNANDEZ ORO - YPF S.A.	1.75	1.71	1.72	1.69	1.64	1.63	1.58	1.56	1.48	1.39	1.43	1.42
RINCON DEL MANGRULLO - YPF S.A.	1.26	1.13	1.13	1.04	1.03	0.98	0.84	0.92	0.86	0.88	0.87	0.86
CUPEN MAHUIDA - YPF S.A.	2.49	2.45	2.38	2.29	2.22	1.99	1.52	2.22	2.13	2.18	2.20	2.16
LINDERO ATRAVESADO ORIENTAL - TOTAL AUSTRAL S.A.	1.05	1.03	1.00	1.00	1.00	0.95	0.95	0.94	0.92	0.91	0.87	0.83
AGUADA PICHANA ESTE - TOTAL AUSTRAL S.A.	1.25	1.23	1.26	1.22	1.10	1.13	1.15	1.19	1.17	1.13	1.12	0.78
CENTENARIO CENTRO - PLUSPETROL S.A.	0.59	0.59	0.56	0.56	0.56	0.57	0.57	0.60	0.59	0.55	0.55	0.56
EL SALITRAL - CAPEX S.A.	0.33	0.39	0.37	0.36	0.35	0.33	0.34	0.33	0.33	0.33	0.33	0.32
LOMA DE MARÍA - CAPEX S.A.	0.62	0.82	0.83	0.81	0.79	0.78	0.74	0.72	0.69	0.70	0.67	0.68
SIERRA CHATA - PETROBRAS ARG S.A.	0.51	0.52	0.52	0.50	0.53	0.24	0.26	0.20	0.63	0.54	0.50	0.47
BARROSA NORTE - YPF S.A.	0.28	0.28	0.28	0.28	0.27	0.27	0.20	0.30	0.27	0.27	0.30	0.32
RESTO	0.92	0.97	0.92	0.99	0.90	0.89	0.83	0.81	0.81	0.81	0.78	0.79
<b>Total Tight Neuquen</b>	<b>18.85</b>	<b>19.57</b>	<b>20.33</b>	<b>20.77</b>	<b>21.02</b>	<b>19.96</b>	<b>19.64</b>	<b>20.30</b>	<b>19.88</b>	<b>19.77</b>	<b>19.99</b>	<b>19.42</b>
Total Tight Austral	3.28	3.23	3.33	3.34	3.38	3.38	3.35	3.43	3.38	3.35	3.34	3.33
<b>Total Tight País</b>	<b>22.12</b>	<b>22.80</b>	<b>23.66</b>	<b>24.12</b>	<b>24.40</b>	<b>23.34</b>	<b>23.00</b>	<b>23.73</b>	<b>23.27</b>	<b>23.12</b>	<b>23.33</b>	<b>22.75</b>

La producción de Tight gas (NQN) alcanzó los 19,42 MMm3/d en abril del 2022 representando el 15,3% del total producido en el país y el 22,98% del total de la cuenca.

Se observa que no hay un crecimiento de la producción en tight respecto de los meses previos, manteniéndose prácticamente constante.

*The tight gas gross production in April-22 was 0.69 bcf/d, it represented the 15.3% of total country and 22.98% of Neuquén basin.*

*The graph shows that there is no sign of growth in tight production, retaining a somewhat constant level of production for the past several months.*

### 1.3. Producción de Petróleo

<b>▶ PETROLEO TOTAL PAIS</b>		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción de petróleo	M m3/d (var. anual)	<b>74.74</b>	<b>81.28</b>	<b>91.56</b>	13%
<i>Oil Gross production</i>	<i>Kbd (yoy)</i>	470.1	511.2	575.9	13%
<b>▶ PETROLEO NO CONVENCIONAL (TOTAL PAIS)</b>		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción de petróleo NC	M m3/d (var. anual)	<b>15.76</b>	<b>24.26</b>	<b>37.28</b>	54%
<i>Unconventional Oil production</i>	<i>Kbd (yoy)</i>	99.11	152.58	234.51	54%
Respecto a (%)	Total País <i>total country</i>	21.1%	29.8%	40.7%	

La producción de petróleo total país en abril fue de 91,56 Mil m3/día, presentando 13 % más, respecto del mismo mes del 2021.

En abril de 2022 continúa aumentando la producción total de crudo a pesar de la caída del convencional, estando a valores cercanos a octubre 2010 (94,08 Mm3/d)

La producción de Petróleo no convencional total país en abril 2022 fue de 37,28 Mm3/d, presentando un aumento del 54 % respecto al mismo mes del 2021 y representa el 40,72 % del total país

La producción de crudo permanece con tendencia creciente desde diciembre de 2019.

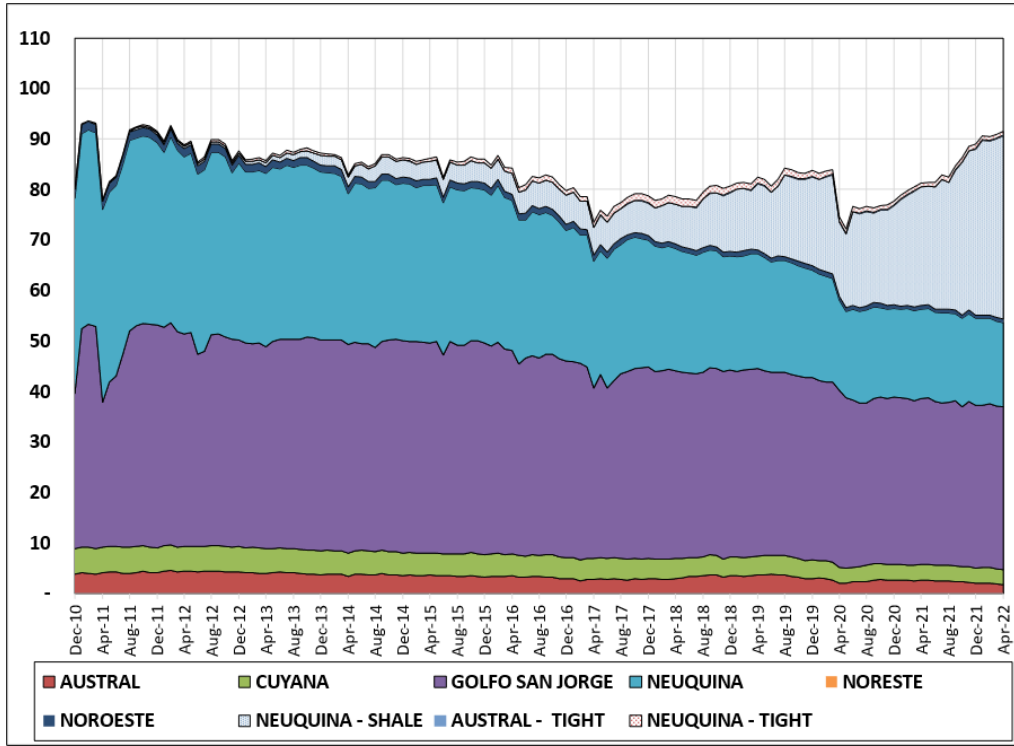
*Total crude oil gross production in April-22 was 575.9 kbd, it represented 13 % more than April-21.*

*Total Crude production continues to grow in April, despite the fall in conventional production, reaching values similar to those in October-2010 (591.73 kbd)*

*The total non-conventional country crude oil production in April-22 was 234.51 kbd, showing an increase of 54 % compared to the same month of 2021 and represents the 40.72 % of the total country.*

*Crude oil production remains growing at a steady pace since December-19.*

1.3.1. Evolución de la Producción de Petróleo por cuenca y por tipo de Recurso





### 1.3.2. Producción de Petróleo: Cuenca Neuquina

<b>PETROLEO SHALE</b> Cuenca NQN NQN basin		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción de petróleo Shale NQN	Mm3/d (var. anual)	14.65	23.44	36.40	55%
Shale Oil Production NQN	kbd (yoy)	92.12	147.44	228.94	55%
Respecto a (%)	Total País total country	19.60%	28.84%	39.75%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	43.87%	55.98%	67.63%	
<b>PETROLEO TIGHT</b> Cuenca NQN NQN basin		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción de petróleo Tight NQN	Mm3/d (var. anual)	1.00	0.71	0.77	8%
Tight Oil production NQN	kbd (yoy)	6.26	4.49	4.85	8%
Respecto a (%)	Total País total country	1.33%	0.88%	0.84%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	2.98%	1.70%	1.43%	
<b>PETROLEO NO CONVENCIONAL</b> Cuenca NQN NQN basin		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción petróleo (shale + tight)	Mm3/d (var. anual)	15.64	24.15	37.17	54%
Shale & Tight Oil Gross production	Kbd (yoy)	98.39	151.93	233.79	54%
Respecto a (%)	Total País total country	20.93%	29.72%	40.60%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	46.85%	57.68%	69.06%	
<b>PETROLEO CONVENCIONAL</b> Cuenca NQN NQN basin		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción Convencional NQN	M m3/d (var. anual)	17.75	17.72	16.65	-6%
Conventional Oil production NQN	Kbd (yoy)	111.63	111.47	104.73	-6%
Respecto a (%)	Total País total country	23.75%	21.80%	18.19%	
Respect to (%)	Cuenca NQN NQN basin	53.15%	42.32%	30.94%	
<b>PETROLEO TOTAL</b> Cuenca NQN NQN basin		Apr-20	Apr-21	Apr-22	
Producción de Petróleo	M m3/d (var. anual)	33.39	41.88	53.82	29%
Oil Gross production	Kbd (yoy)	210.01	263.40	338.53	29%
Respecto a (%)	País country	44.68%	51.52%	58.78%	

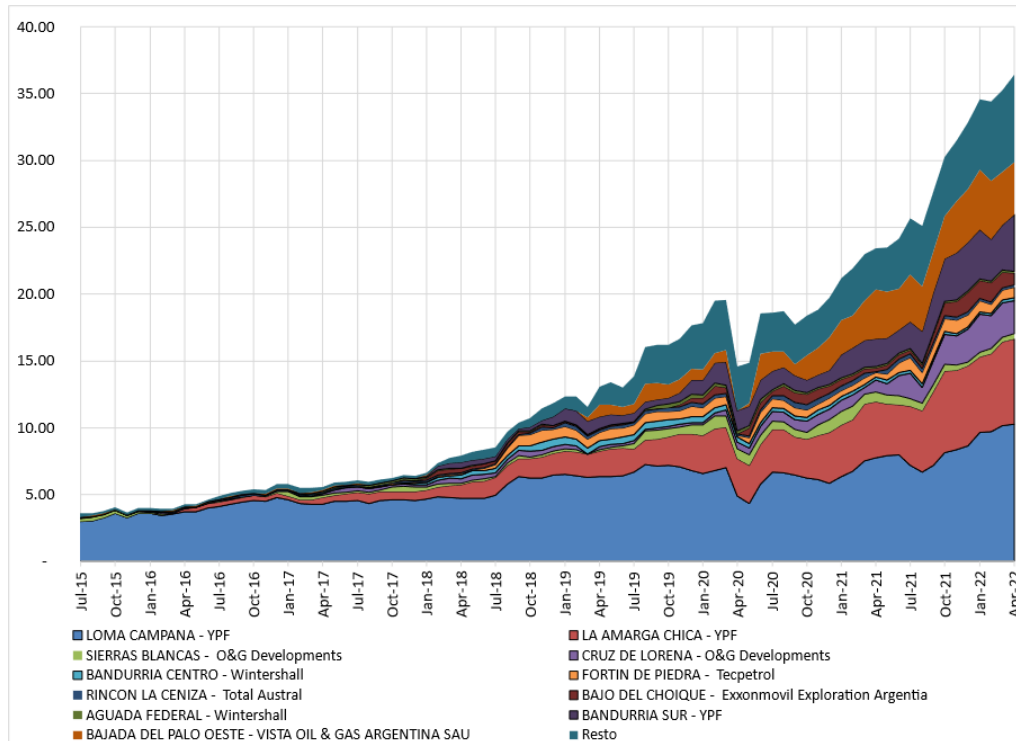
La producción de petróleo (NQN) no convencional en abril fue de 37,17 Mil m3/día, representando el 40,6 % del país y el 69,06 % de la cuenca neuquina.

La producción de petróleo no convencional (NQN) creció un 54 % entre abril 2022 y abril 2021.

*Shale and Tight crude oil gross production (NQN) in April-22 was 233.79 kbls/d, it represented the 40.6 % of total country and 69.06 % of Neuquén basin.*

*Shale and Tight crude oil gross production (NQN) increased 54 % between April-22 and April-21.*

### 1.3.3. Producción de Petróleo desde reservorios Shale por concesión

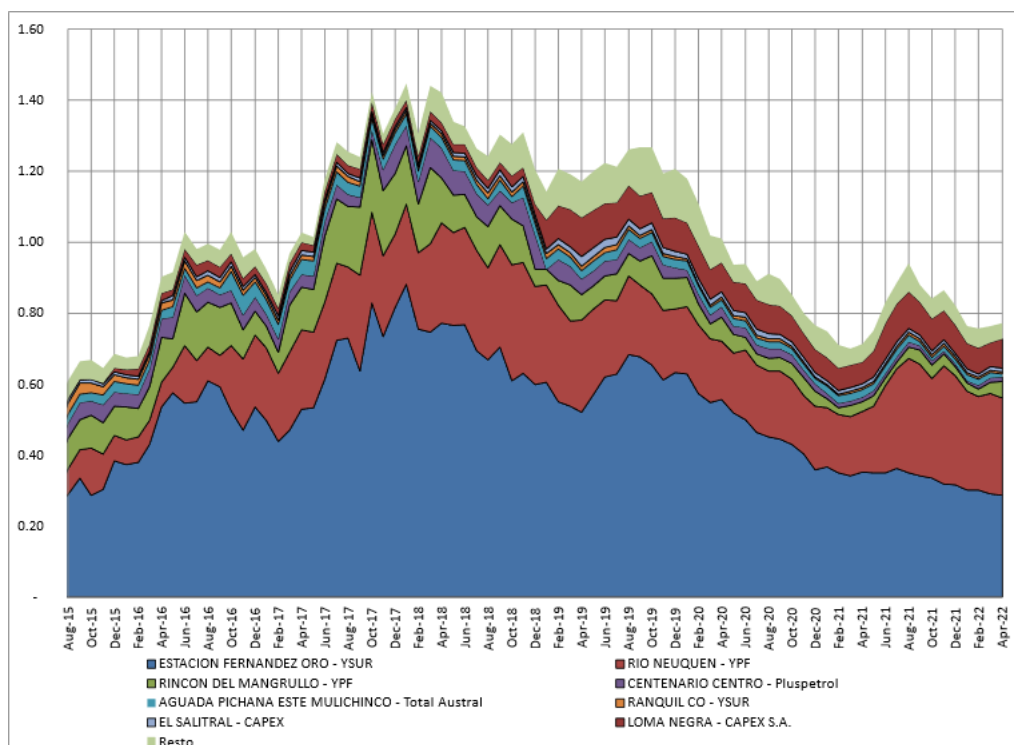


Shale (Mm3/d)												
AREA	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22
LOMA CAMPANA - YPF	7.93	7.98	7.18	6.69	7.21	8.14	8.34	8.66	9.64	9.71	10.14	10.25
LA AMARGA CHICA - YPF	3.84	3.75	4.44	4.60	5.55	6.12	5.97	5.96	5.65	5.85	6.27	6.41
SIERRAS BLANCAS - O&G Developments	0.71	0.64	0.58	0.56	0.48	0.47	0.39	0.30	0.38	0.36	0.35	0.42
CRUZ DE LORENA - O&G Developments	0.84	1.53	1.87	1.20	1.79	2.28	2.16	2.44	2.82	2.47	2.61	2.46
BANDURRIA CENTRO - Wintershall	0.28	0.25	0.24	0.23	0.22	0.22	0.20	0.19	0.18	0.18	0.18	0.19
FORTIN DE PIEDRA - Tecpetrol	0.46	0.74	0.95	0.87	0.89	0.94	1.00	0.91	0.84	0.69	0.76	0.79
RINCON LA CENIZA - Total Austral	0.29	0.25	0.28	0.25	0.23	0.20	0.19	0.19	0.18	0.18	0.17	0.16
BAJO DEL CHOIQUE - Exxonmobil Exploration Argentina	0.36	0.32	0.29	0.29	0.65	0.97	1.22	1.46	1.32	1.44	1.18	0.93
AGUADA FEDERAL - Wintershall	0.12	0.12	0.11	0.11	0.11	0.11	0.10	0.10	0.12	0.13	0.12	0.10
BANDURRIA SUR - YPF	1.87	1.76	2.03	2.44	3.03	3.20	3.50	3.69	3.68	3.13	3.41	4.21
BAJADA DEL PALO OESTE - VISTA OIL & GAS ARGENTINA SA	3.50	3.07	3.54	3.35	3.07	3.20	3.86	3.96	4.51	4.33	3.95	3.93
Resto	3.31	3.78	4.18	4.54	4.47	4.41	4.55	4.98	5.23	5.98	6.12	6.53
Total Shale Neuquina	23.50	24.19	25.68	25.12	27.69	30.25	31.50	32.84	34.57	34.43	35.26	36.40
Total Shale Golfo San Jorge	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Shale Pais	23.50	24.19	25.68	25.12	27.69	30.25	31.50	32.84	34.57	34.43	35.26	36.40

La producción de petróleo Shale (NQN) alcanzó los 36,4 MMm3/d en abril del 2022 representando el 39,75 % del total producido en el país y el 67,63 % del total de la cuenca.

*The shale crude oil gross production in April-22 was 228.94 kbd, it represented the 39.75 % of total country and 67.63 % of Neuquén basin.*

### 1.3.4. Producción de Petróleo desde reservorios Tight por concesión



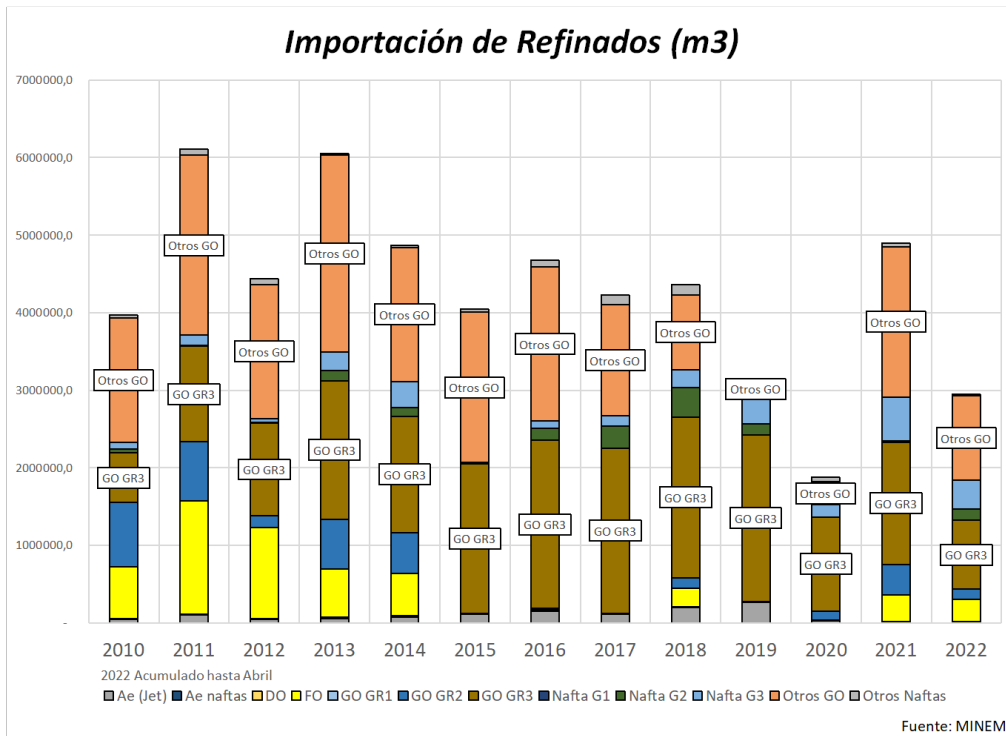
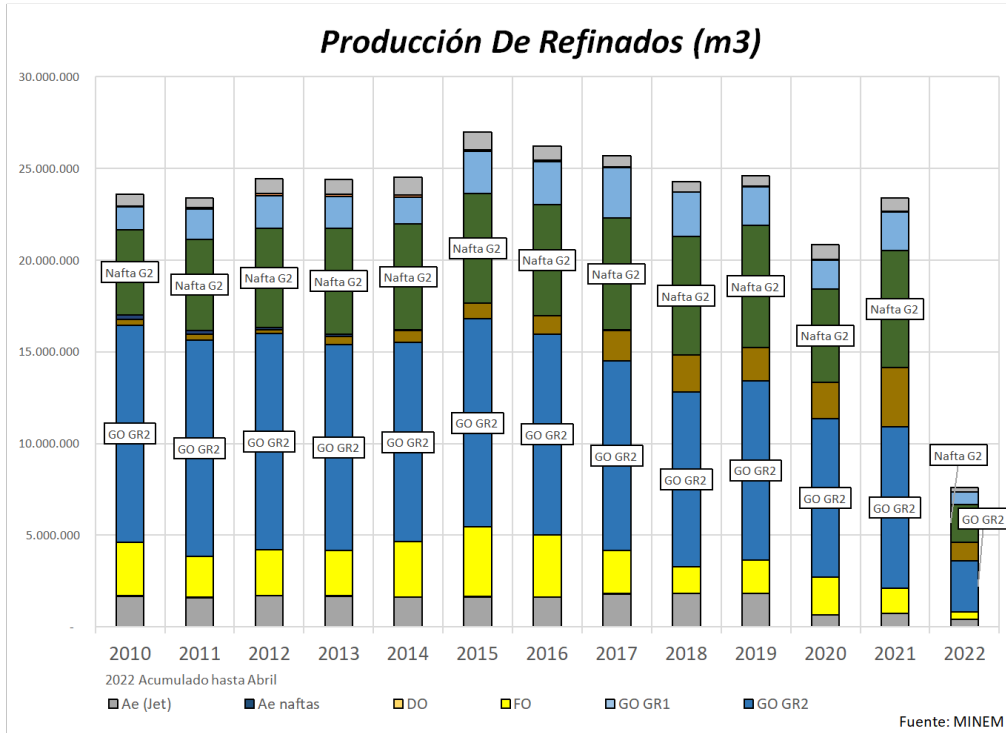
Tight(Mm3/d)	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22
AREA												
ESTACION FERNANDEZ ORO - YSUR	0.35	0.35	0.36	0.35	0.34	0.34	0.32	0.32	0.30	0.30	0.29	0.29
RIO NEUQUEN - YPF	0.19	0.25	0.28	0.32	0.31	0.28	0.33	0.31	0.28	0.26	0.28	0.27
RINCON DEL MANGRULLO - YPF	0.03	0.02	0.02	0.03	0.04	0.04	0.03	0.03	0.02	0.02	0.03	0.05
CENTENARIO CENTRO - Pluspetrol	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	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	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01
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	0.01
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	0.10	0.11	0.10	0.09	0.09	0.08	0.08	0.07	0.07	0.07	0.08
Resto	0.06	0.06	0.06	0.08	0.05	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.04
Total Tight Neuquina	0.75	0.83	0.89	0.94	0.88	0.84	0.86	0.82	0.76	0.76	0.76	0.77
Total Tight Austral	0.10	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.11	0.11	0.12	0.11	0.12	0.11
Total Tight Pais	0.85	0.92	0.98	1.04	0.98	0.94	0.97	0.94	0.88	0.87	0.88	0.88

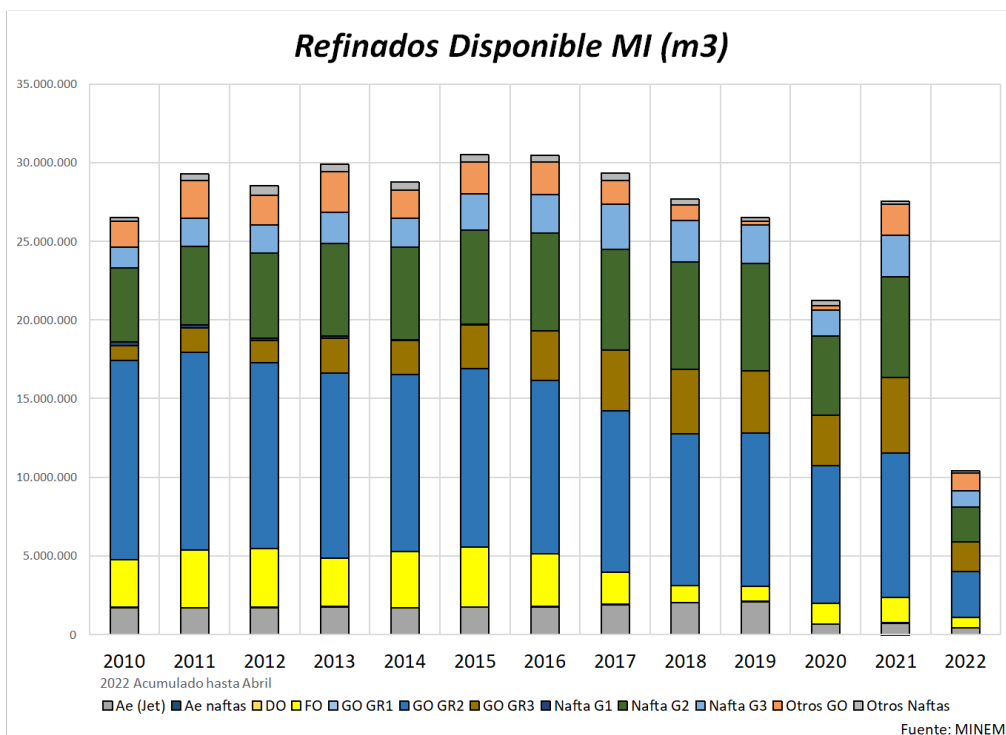
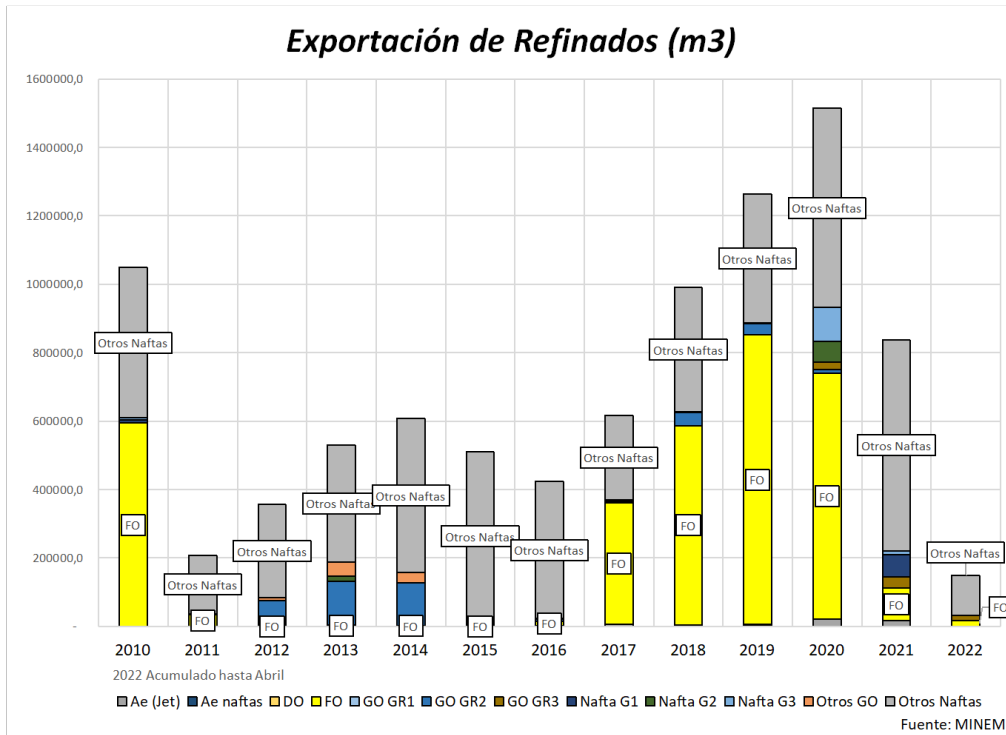
La producción de petróleo Tight (NQN) alcanzó los 0,77 MMm3/d en abril del 2022 representando el 0,84% del total producido en el país y el 1,43% del total de la cuenca.

*The tight crude oil gross production in April-22 was 4.85 kbd, it represented the 0.84% of total country and 1.43% of Neuquén basin*

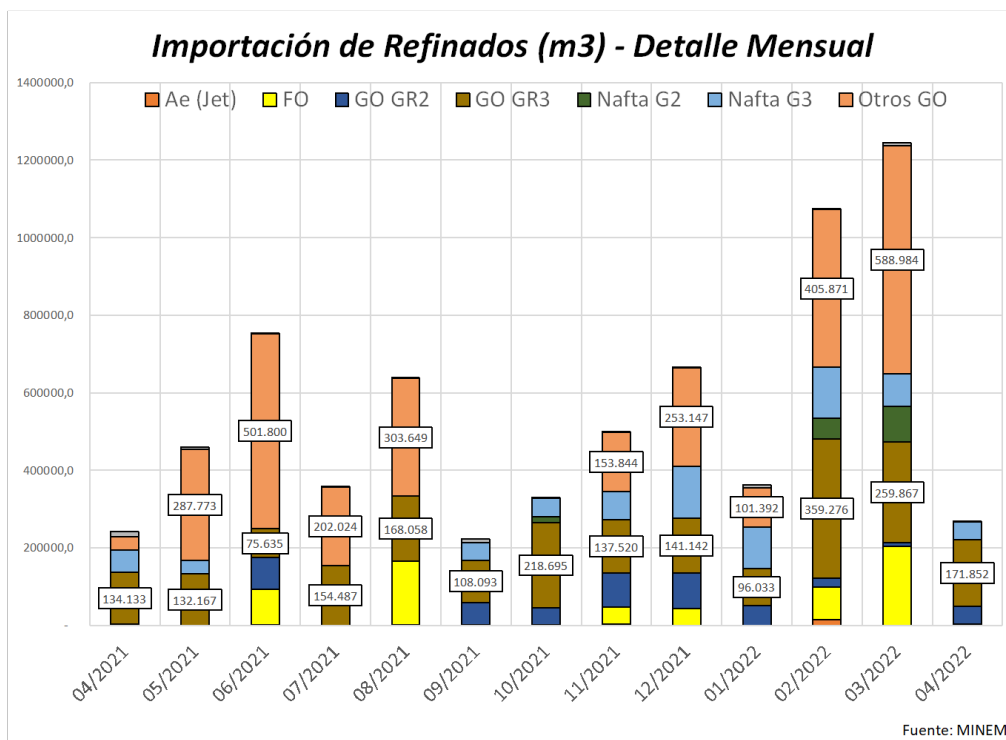
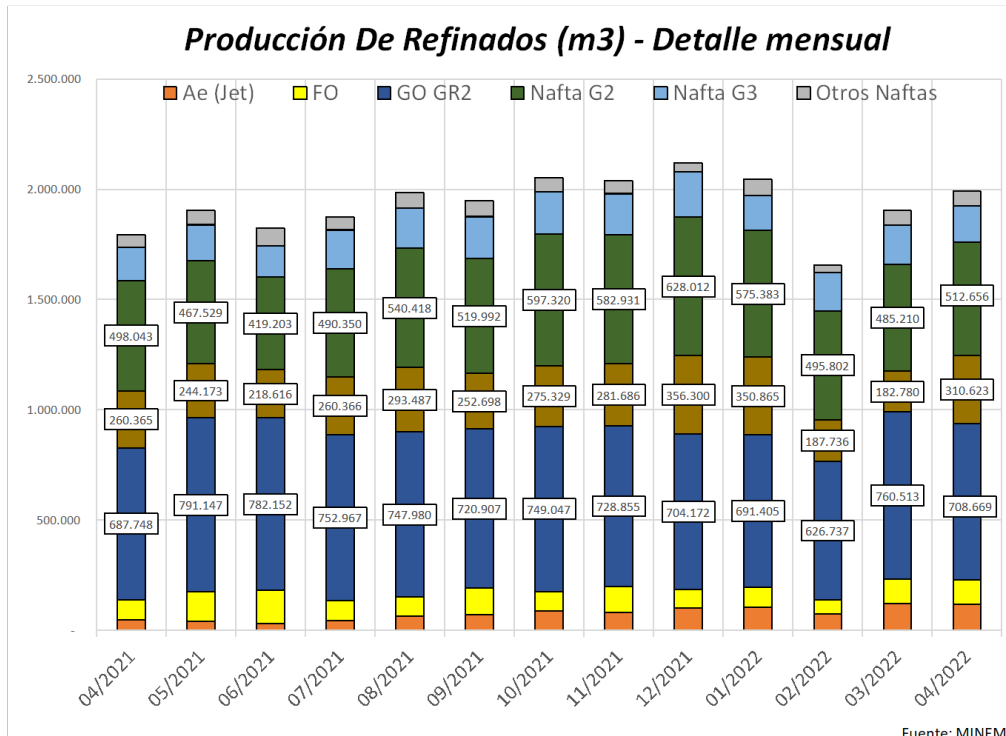
## 1.4. Productos Refinados

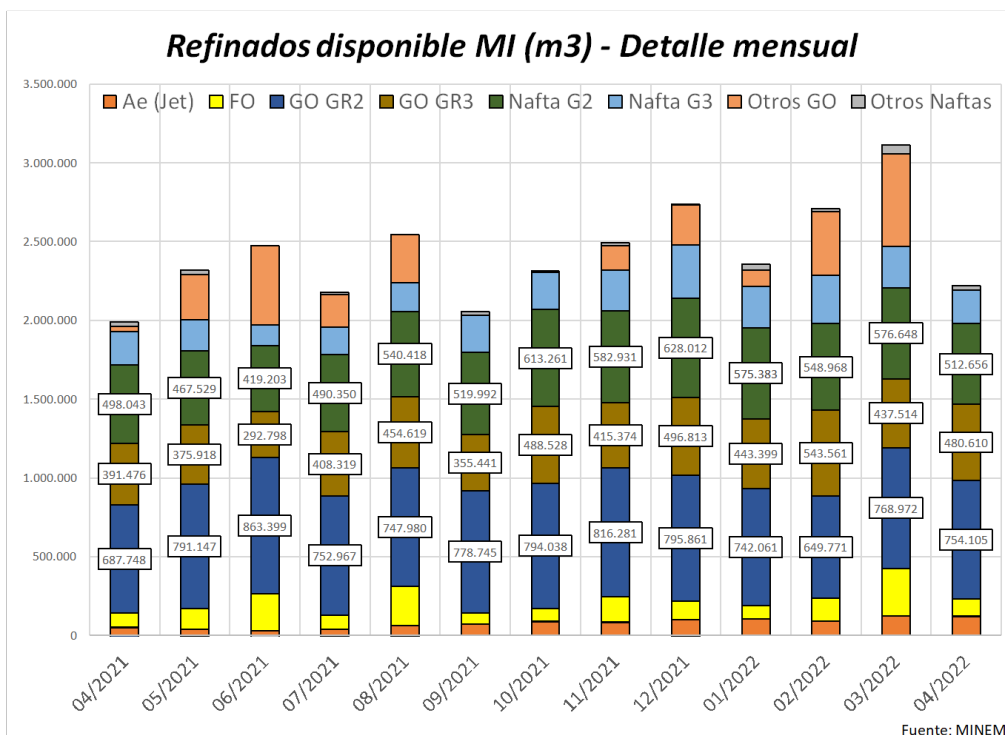
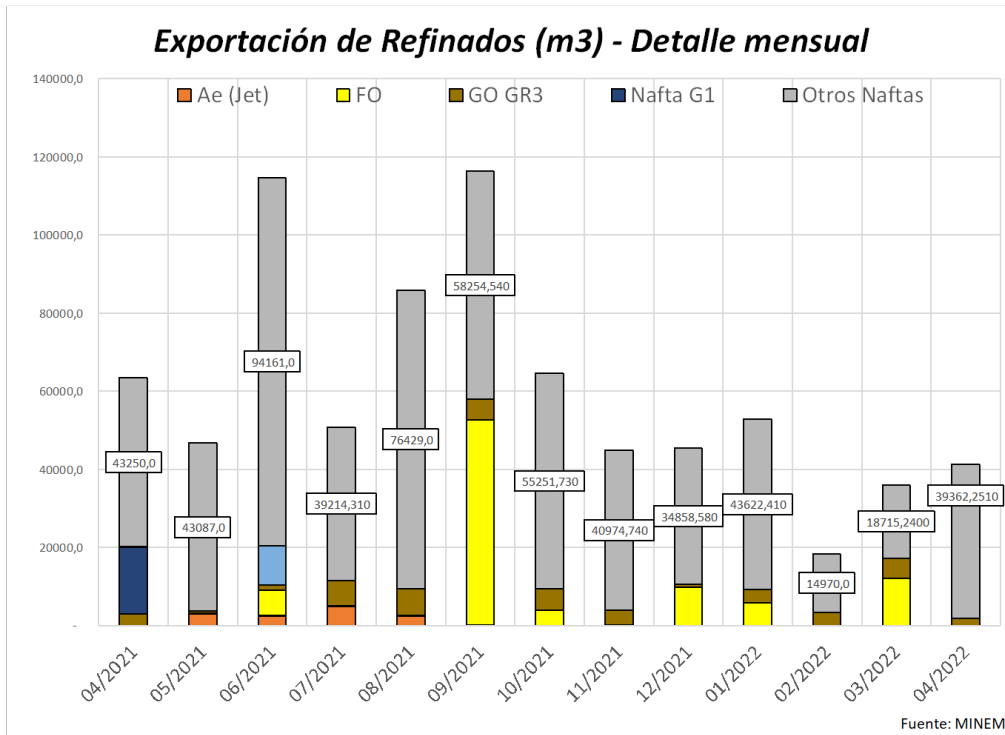
### 1.4.1. Refinación: detalle anual





1.4.2. Refinación: detalle mensual





## 1.5. Demanda de Gas Natural

### 1.5.1. 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	2022*
Residencial/Comercial/Público/SDB	8.70	9.48	11.59	12.11	12.76	13.29	12.88	13.04	13.77	12.37	12.30	12.08	11.88	12.11	5.95
Transporte (GNC)	1.68	3.17	2.66	2.76	2.78	2.76	2.85	2.98	2.83	2.55	2.40	2.48	1.87	2.34	2.32
Industrial	9.96	11.67	12.04	12.51	11.66	12.39	12.48	12.63	12.08	12.52	13.19	13.29	12.55	12.11	12.47
Centrales Térmicas	10.90	10.69	11.52	12.95	14.35	14.47	14.54	14.92	16.00	17.28	17.19	15.33	14.42	16.08	15.68
<b>Demanda Interna</b>	<b>31.24</b>	<b>35.01</b>	<b>37.81</b>	<b>40.34</b>	<b>41.55</b>	<b>42.91</b>	<b>42.75</b>	<b>43.57</b>	<b>44.69</b>	<b>44.71</b>	<b>45.08</b>	<b>43.17</b>	<b>40.72</b>	<b>42.65</b>	<b>36.42</b>

#### ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (MMm3/d)

	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial/Comercial/Público/SDB	23.83	25.98	31.74	33.18	34.95	36.42	35.28	35.73	37.73	33.88	33.70	33.10	32.55	33.18	16.29
Transporte (GNC)	4.60	8.68	7.30	7.56	7.63	7.56	7.82	8.17	7.74	6.99	6.58	6.79	5.12	6.42	6.35
Industrial	27.30	31.98	32.98	34.28	31.95	33.95	34.19	34.61	33.11	34.29	36.15	36.40	34.39	33.18	34.17
Centrales Térmicas	29.86	29.29	31.56	35.48	39.32	39.65	39.84	40.87	43.84	47.34	47.09	41.99	39.51	44.06	42.97
<b>Demanda Interna</b>	<b>85.58</b>	<b>95.92</b>	<b>103.58</b>	<b>110.51</b>	<b>113.84</b>	<b>117.57</b>	<b>117.12</b>	<b>119.37</b>	<b>122.43</b>	<b>122.50</b>	<b>123.52</b>	<b>118.28</b>	<b>111.56</b>	<b>116.84</b>	<b>99.78</b>

#### ARGENTINA: ESTRUCTURA DE DEMANDA DE GAS NATURAL (%)

	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial/Comercial/Público/SDB	28%	27%	31%	30%	31%	31%	30%	30%	31%	28%	27%	28%	29%	28%	16%
Transporte (GNC)	5%	9%	7%	7%	7%	6%	7%	7%	6%	6%	5%	6%	5%	5%	6%
Industrial	32%	33%	32%	31%	28%	29%	29%	29%	27%	28%	29%	31%	31%	28%	34%
Centrales Térmicas	35%	31%	30%	32%	35%	34%	34%	34%	36%	39%	38%	35%	35%	38%	43%

#### ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (% incremental)

	00/95	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
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%	1.9%	-50.9%
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%	25.5%	-1.0%
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%	-3.5%	3.0%
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%	11.5%	-2.5%
<b>Demanda Interna</b>	<b>25.2%</b>	<b>3.3%</b>	<b>23.1%</b>	<b>6.7%</b>	<b>3.0%</b>	<b>3.3%</b>	<b>-0.4%</b>	<b>1.9%</b>	<b>2.6%</b>	<b>0.1%</b>	<b>0.8%</b>	<b>-4.2%</b>	<b>-5.7%</b>	<b>4.7%</b>	<b>-14.6%</b>

\* Con datos de la estructura de demanda siendo estimados en base a enero-marzo 22  
Fuente ENARGAS

La estructura de la demanda de gas natural evoluciona de Residencial/GNC/Industrial/Centrales representan 33%/4%/36%/28% (1993) a ser 28%/5%/28%/38% en 2021. Se observa el importante aumento de participación en demanda para generación eléctrica respecto de la Residencial e Industrial, en especial en 2017 y 2021. En el 2022 se observa un aumento importante de la participación de las Centrales Térmicas (a un 43% estimado)

La demanda ha crecido sostenidamente en 104% desde 1993-2018, frenándose en 2019 y más fuertemente en 2020 (COVID). La recuperación post COVID 2021, recién a fin de año alcanzó demandas similares (levemente inferiores) a las del 2019, exceptuando en el Sector Industrial que presenta en 2021 un 8,87% menor al consumido en 2019.

*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 28%/5%/28%/38% (2021). It can be seen the important growth of the Power Plant demand in comparison with Residential and Industrial demand, mainly in 2017 and 2021. In 2022, a marked increase in Power Plants' share (to a 43% estimated share)*

*NG demand has permanent growth - 104% growth since 1993-2018. It stopped in 2019, and strongly in 2020 (COVID). The post-COVID 2021 recovery barely met the demands of 2019, except in the Industrial Sector, which in 2021 the consumption was 8.87% lower than in 2019.*



**ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (BCM)**

	<b>2022</b>			
	<b>Enero</b>	<b>Febrero</b>	<b>Marzo</b>	
Residencial/Comercial/Público/SDB	4.97	5.61	7.23	
Transporte (GNC)	2.18	2.39	2.40	
Industrial	12.45	12.66	12.31	
Centrales Térmicas	17.88	15.55	13.61	
<b>Demanda Interna</b>	<b>37.48</b>	<b>36.22</b>	<b>35.54</b>	

**ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (MMm3/d)**

	<b>2022</b>			
	<b>Enero</b>	<b>Febrero</b>	<b>Marzo</b>	
Residencial/Comercial/Público/SDB	13.63	15.37	19.80	
Transporte (GNC)	5.96	6.55	6.56	
Industrial	34.12	34.69	33.73	
Centrales Térmicas	48.98	42.61	37.29	
<b>Demanda Interna</b>	<b>102.69</b>	<b>99.22</b>	<b>97.38</b>	

**ARGENTINA: ESTRUCTURA DE DEMANDA DE GAS NATURAL (%)**

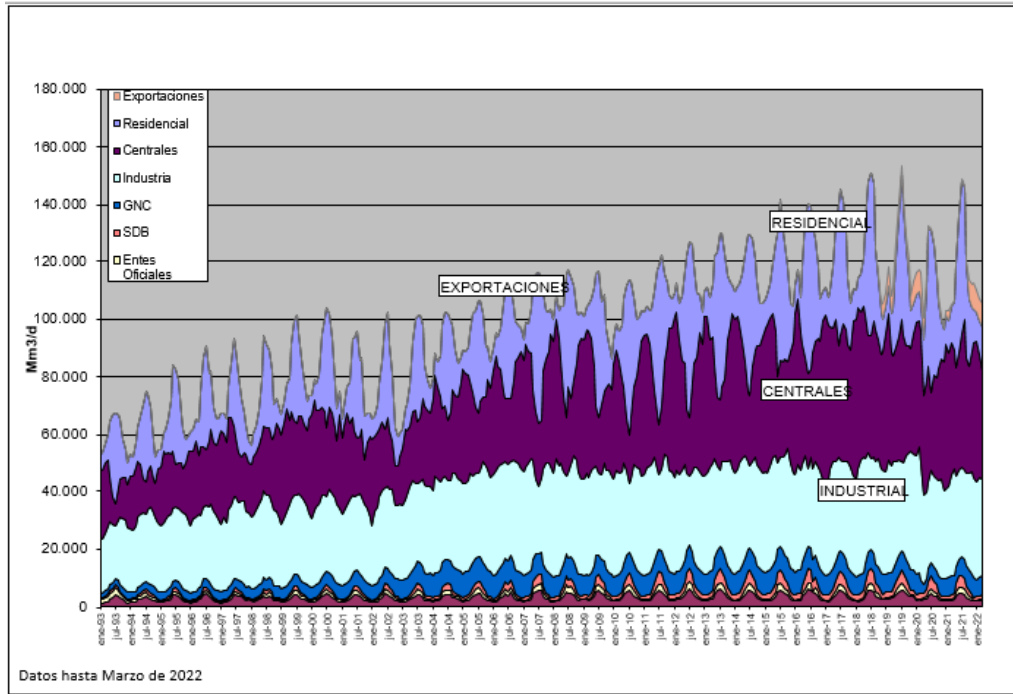
	<b>2022</b>			
	<b>Enero</b>	<b>Febrero</b>	<b>Marzo</b>	
Residencial/Comercial/Público/SDB	13%	15%	20%	
Transporte (GNC)	6%	7%	7%	
Industrial	33%	35%	35%	
Centrales Térmicas	48%	43%	38%	

**ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (% incremental)**

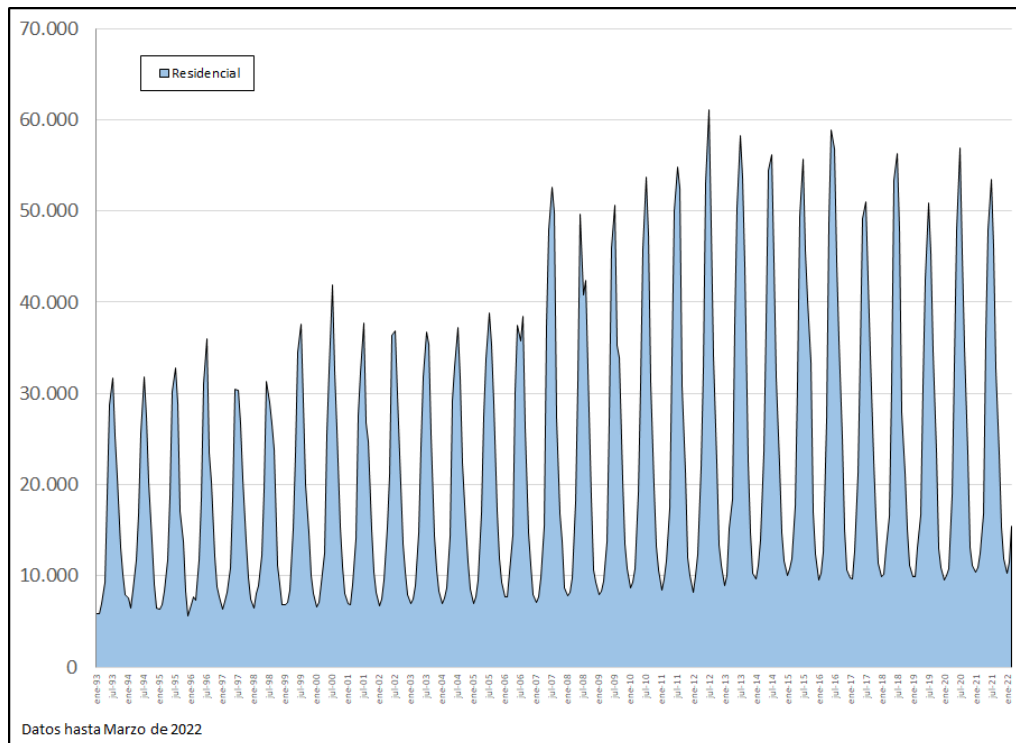
	<b>2022</b>			
	<b>Enero</b>	<b>Febrero</b>	<b>Marzo</b>	
Residencial/Comercial/Público/SDB	-11.1%	12.8%	28.8%	
Transporte (GNC)	-13.8%	9.9%	0.2%	
Industrial	-2.0%	1.7%	-2.8%	
Centrales Térmicas	5.0%	-13.0%	-12.5%	
<b>Demanda Interna</b>	<b>-1.0%</b>	<b>-3.4%</b>	<b>-1.9%</b>	

Fuente ENARGAS

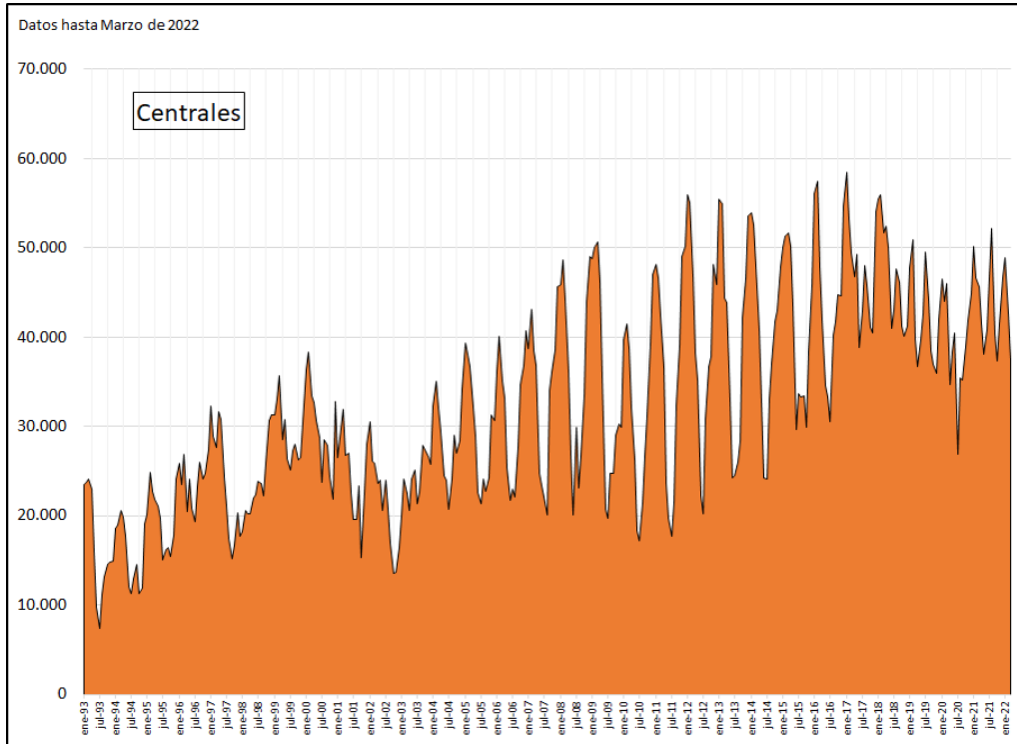
1.5.2. Evolución demanda Interna (1993 - 2022)



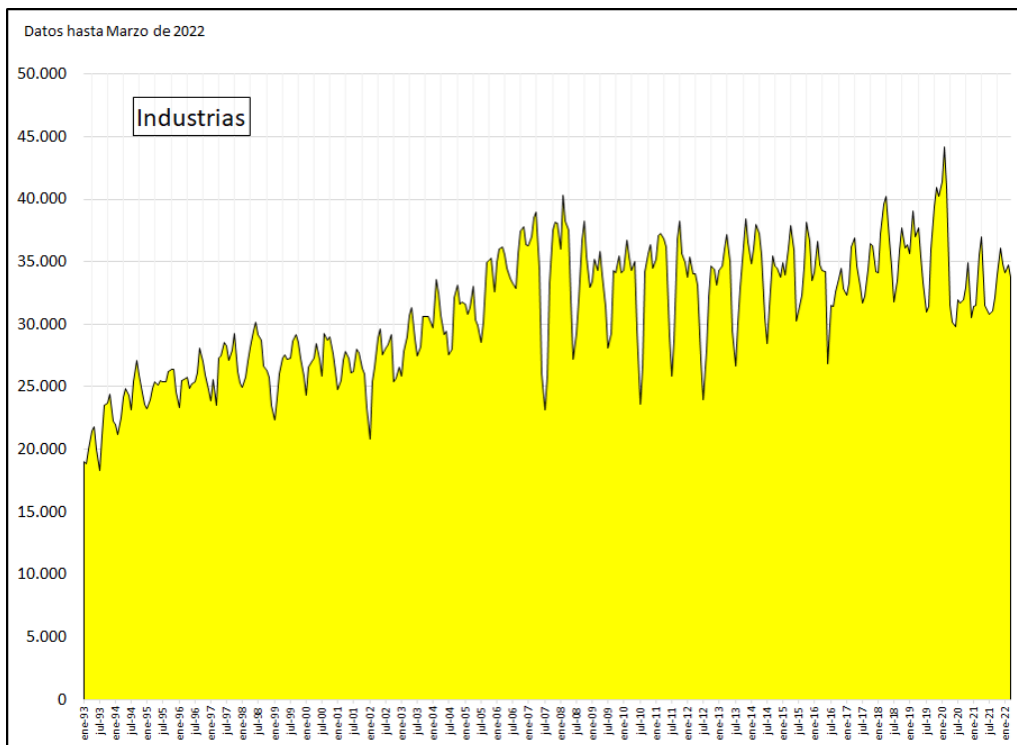
Residencial(mm3/d)



Centrales térmicas(mm3/d)



Industria(mm3/d)



1.5.3. Demanda de Gas Natural por Tipo de Cliente (2020-2022)

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (Mm3/d base promedio mensual)						
	Residencial/Co mercial/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	13.990	6.031	31.420	50.166	101.607	1.515
feb-21	14.739	6.404	31.519	46.640	99.302	3.952
mar-21	16.596	6.528	35.552	45.662	104.339	882
abr-21	21.653	6.096	37.019	41.467	106.235	215
may-21	44.376	5.488	31.526	38.080	119.470	235
jun-21	58.728	5.711	31.123	40.794	136.355	272
jul-21	64.413	6.502	30.839	46.583	148.338	590
ago-21	55.978	6.619	31.102	52.212	145.911	507,2
sep-21	40.175	6.798	32.184	40.296	119.452	994
oct-21	29.179	6.841	33.949	37.333	107.302	6.325
nov-21	19.539	6.899	36.062	41.432	103.933	8.093
dic-21	15.325	6.916	34.837	46.630	103.709	9.169
ene-22	13.698	5.958	34.116	48.941	102.714	7.614
feb-22	15.365	6.551	34.766	42.606	99.288	7.813
mar-22	19.795	6.565	33.730	37.290	97.380	8.193

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (% Incremento mes interanual)						
	Residencial/Co mercial/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	0,61%	-9,84%	-24,06%	7,78%	-6,37%	-81,00%
feb-21	-0,20%	-6,69%	-28,63%	6,14%	-9,51%	-47,80%
mar-21	8,95%	40,90%	-12,95%	-0,67%	-2,19%	-90,75%
abr-21	-9,06%	125,49%	17,47%	19,73%	14,64%	-97,33%
may-21	12,44%	47,48%	4,60%	-0,62%	7,01%	-93,41%
jun-21	3,47%	24,74%	4,57%	0,91%	3,67%	-74,94%
jul-21	-4,78%	34,92%	-3,49%	73,62%	13,02%	93,44%
ago-21	3,59%	36,23%	-1,88%	47,41%	15,79%	53,70%
sep-21	-5,64%	36,18%	0,64%	14,58%	4,13%	-17,68%
oct-21	1,40%	29,05%	2,94%	-4,28%	1,17%	236,62%
nov-21	14,79%	20,39%	3,24%	-1,08%	4,38%	424,29%
dic-21	4,03%	8,45%	14,12%	4,08%	7,54%	723,24%
ene-22	-2,09%	-1,20%	8,58%	-2,44%	1,09%	402,65%
feb-22	4,25%	2,29%	10,30%	-8,65%	-0,01%	97,70%
mar-22	19,28%	0,56%	-5,12%	-18,34%	-6,67%	829,33%

ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL (% Incremento mes interanual)  
Fuente: Enargas

#### 1.5.4. Balance Gas natural (1993-2022)

##### 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	2022*
Producción Convencional	26.73	45.13	51.64	45.28	42.97	40.84	37.69	36.38	35.97	35.86	33.71	30.60	28.55	25.80	23.73	21.76
Shale	-	-	-	-	-	-	0.37	0.73	1.10	1.46	2.19	6.57	11.32	10.98	13.28	16.32
Tight	-	-	-	1.83	2.56	3.29	3.65	4.38	5.84	7.67	8.76	9.86	9.49	8.32	8.28	8.44
<b>Producción Total</b>	<b>26.73</b>	<b>45.13</b>	<b>51.64</b>	<b>47.11</b>	<b>45.53</b>	<b>44.12</b>	<b>41.71</b>	<b>41.49</b>	<b>42.91</b>	<b>44.99</b>	<b>44.66</b>	<b>47.02</b>	<b>49.35</b>	<b>45.10</b>	<b>45.29</b>	<b>46.51</b>
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	4.70	3.09
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	3.53	0.07
Importación Chile	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	0.36	0.27	0.21	-	-	0.01	-
<b>Oferta Total Bruta</b>	<b>28.81</b>	<b>45.13</b>	<b>53.35</b>	<b>48.93</b>	<b>52.27</b>	<b>53.24</b>	<b>53.44</b>	<b>53.42</b>	<b>54.42</b>	<b>55.94</b>	<b>56.02</b>	<b>56.82</b>	<b>56.22</b>	<b>52.38</b>	<b>53.52</b>	<b>49.67</b>
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	0.93	2.87
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	11.12	10.31	9.94	10.42
<b>Oferta Doméstica</b>	<b>21.45</b>	<b>30.72</b>	<b>34.55</b>	<b>36.15</b>	<b>40.34</b>	<b>41.55</b>	<b>42.91</b>	<b>42.75</b>	<b>43.57</b>	<b>44.69</b>	<b>44.71</b>	<b>45.08</b>	<b>43.17</b>	<b>40.72</b>	<b>42.65</b>	<b>36.37</b>

###### ARGENTINA: OFERTA DE GAS NATURAL (MMm3/d)

	1993	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022*
Producción Convencional	73.23	123.66	141.48	124.06	117.73	111.89	103.27	99.68	98.55	98.25	92.35	83.83	78.21	70.68	65.006	59.604
Shale	-	-	-	0.00	0.00	0.00	1.00	2.00	3.00	4.00	6.00	18.00	31.00	30.07	36.39	44.706
Tight	-	-	-	5.00	7.00	9.00	10.00	12.00	16.00	21.00	24.00	27.00	26.00	22.80	22.683	23.12
<b>Producción Total</b>	<b>73.23</b>	<b>123.66</b>	<b>141.48</b>	<b>129.06</b>	<b>124.73</b>	<b>120.89</b>	<b>114.27</b>	<b>113.68</b>	<b>117.55</b>	<b>123.25</b>	<b>122.35</b>	<b>128.83</b>	<b>135.21</b>	<b>123.55</b>	<b>124.08</b>	<b>127.43</b>
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	12.86	8.46
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	9.67	0.19
Importación Chile	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.98	0.75	0.59	0.00	0.00	0.02	0.00
<b>Oferta Total</b>	<b>78.94</b>	<b>123.66</b>	<b>146.16</b>	<b>134.06</b>	<b>143.20</b>	<b>145.87</b>	<b>146.41</b>	<b>146.36</b>	<b>149.11</b>	<b>153.26</b>	<b>153.48</b>	<b>155.66</b>	<b>154.04</b>	<b>143.51</b>	<b>146.64</b>	<b>136.08</b>
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	2.56	7.88
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	30.45	28.24	27.23	28.56
<b>Oferta Doméstica</b>	<b>58.77</b>	<b>84.16</b>	<b>94.66</b>	<b>99.04</b>	<b>110.51</b>	<b>113.84</b>	<b>117.57</b>	<b>117.12</b>	<b>119.37</b>	<b>122.43</b>	<b>122.50</b>	<b>123.52</b>	<b>118.28</b>	<b>111.56</b>	<b>116.85</b>	<b>99.64</b>

\* Con datos de la estructura de demanda siendo estimados en base a enero-marzo 22  
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 marginales. A partir de septiembre 2018 comienzan a realizarse exportaciones de importancia alcanzándose un pico de 13 MMm3/d en 3/2020, para cortarse totalmente en el invierno y recuperarse en Octubre, Noviembre y Diciembre.

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 2018 Argentina began to export important volumes, reaching reaching a peak of 0,46 bcf/d in 3/2020, to completely cut off in the winter and recover in October, November and December.*

*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.*

**ARGENTINA: OFERTA DE GAS NATURAL (BCM)**

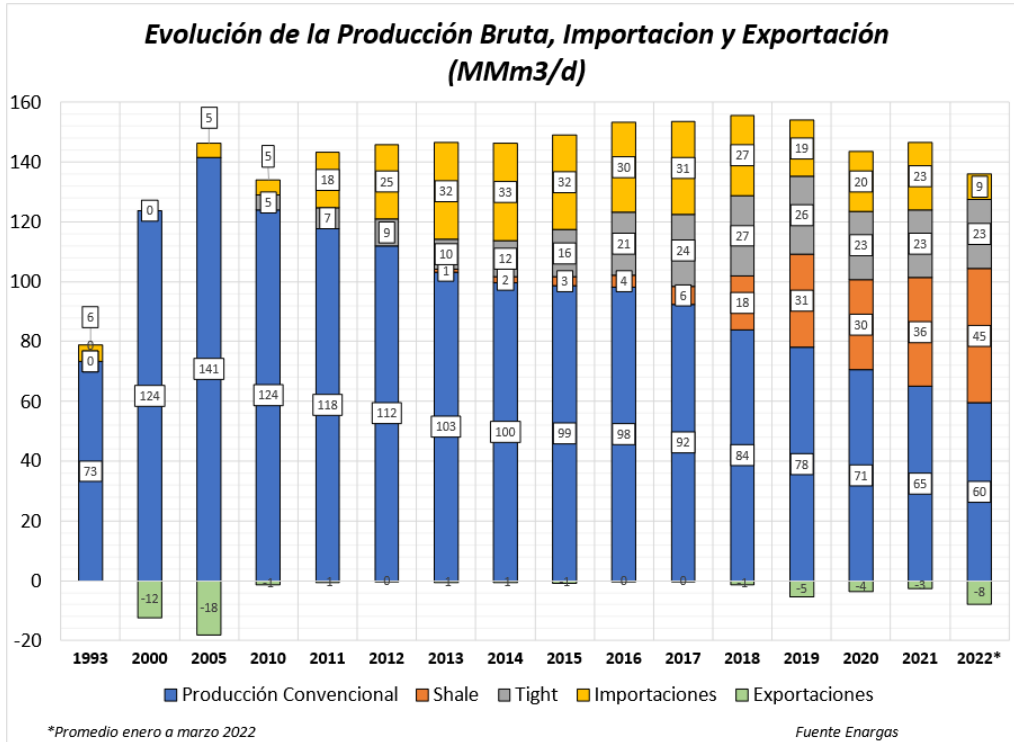
	<b>2022</b>		
	<b>Enero</b>	<b>Febrero</b>	<b>Marzo</b>
Producción Convencional	22.41	22.41	20.55
Shale	16.53	15.62	16.73
Tight	8.49	8.44	8.52
<b>Producción Total</b>	<b>47.43</b>	<b>46.47</b>	<b>45.80</b>
Importación Bolivia	3.41	2.67	3.15
Importación GNL	0.13	0.07	0.00
Importacion Chile	-	-	-
<b>Oferta Total Bruta</b>	<b>50.97</b>	<b>49.22</b>	<b>48.94</b>
Exportación	2.78	2.85	2.99
Reinyección, Combustible y Perdidas	10.70	10.14	10.41
<b>Oferta Doméstica</b>	<b>37.49</b>	<b>36.23</b>	<b>35.54</b>

**ARGENTINA: OFERTA DE GAS NATURAL (MMm3/d)**

	<b>2022</b>		
	<b>Enero</b>	<b>Febrero</b>	<b>Marzo</b>
Producción Convencional	61.40	61.40	56.30
Shale	45.28	42.81	45.84
Tight	23.27	23.12	23.33
<b>Producción Total</b>	<b>129.95</b>	<b>127.32</b>	<b>125.47</b>
Importación Bolivia	9.33	7.32	8.62
Importación GNL	0.36	0.20	0.00
Importacion Chile	0.00	0.00	0.00
<b>Oferta Total</b>	<b>139.64</b>	<b>134.84</b>	<b>134.10</b>
Exportación	7.61	7.81	8.19
Reinyección, Combustible y Perdidas	29.31	27.77	28.52
<b>Oferta Doméstica</b>	<b>102.72</b>	<b>99.25</b>	<b>97.38</b>

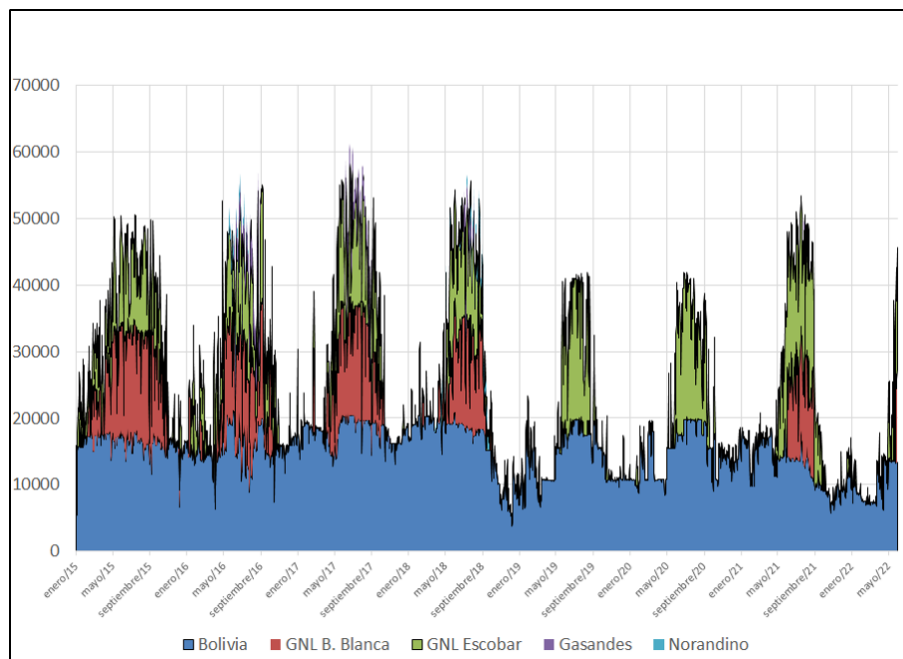
Fuente: Enargas/MINEM

Evolución de la producción bruta-Importación y exportación de gas natural (mm3/d)



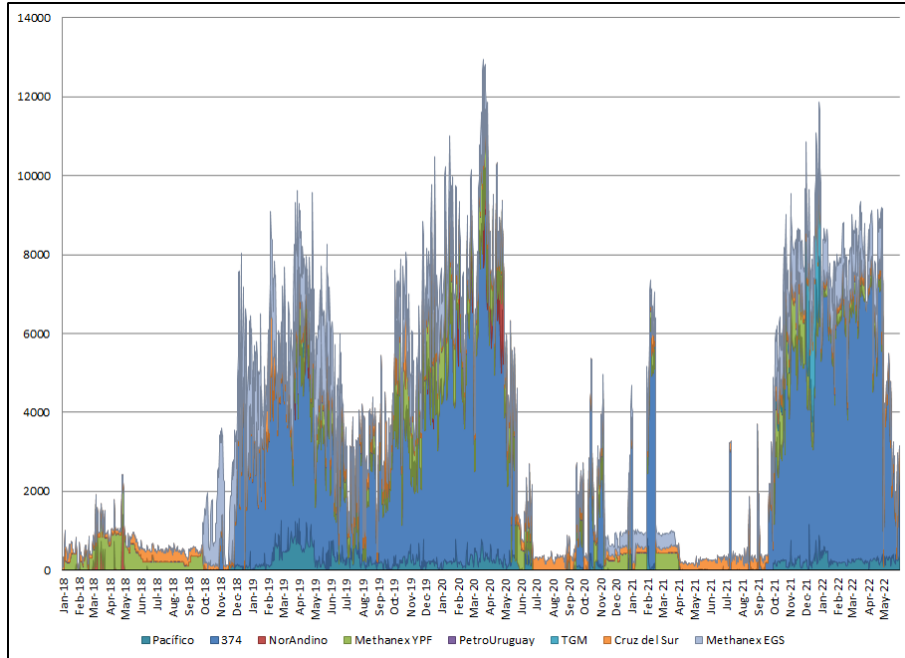
### 1.5.5. Importaciones y exportaciones de Gas Natural

Importaciones



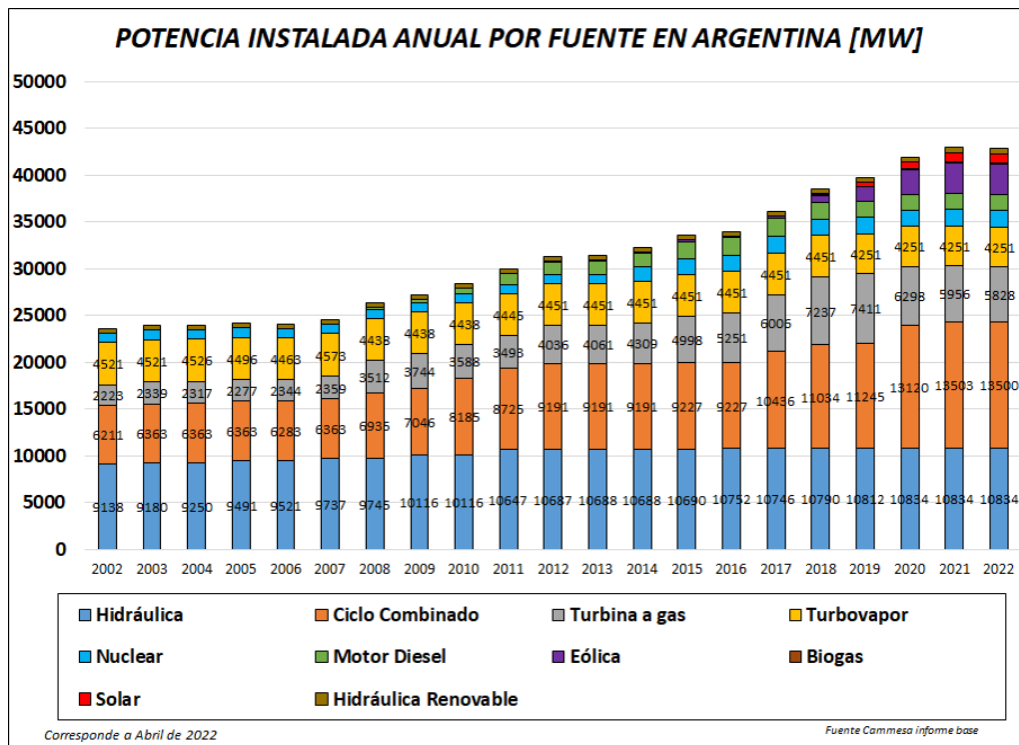


Exportaciones



1.6. Mercado Eléctrico

1.6.1. Evolución de la Capacidad Instalada



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 último período.

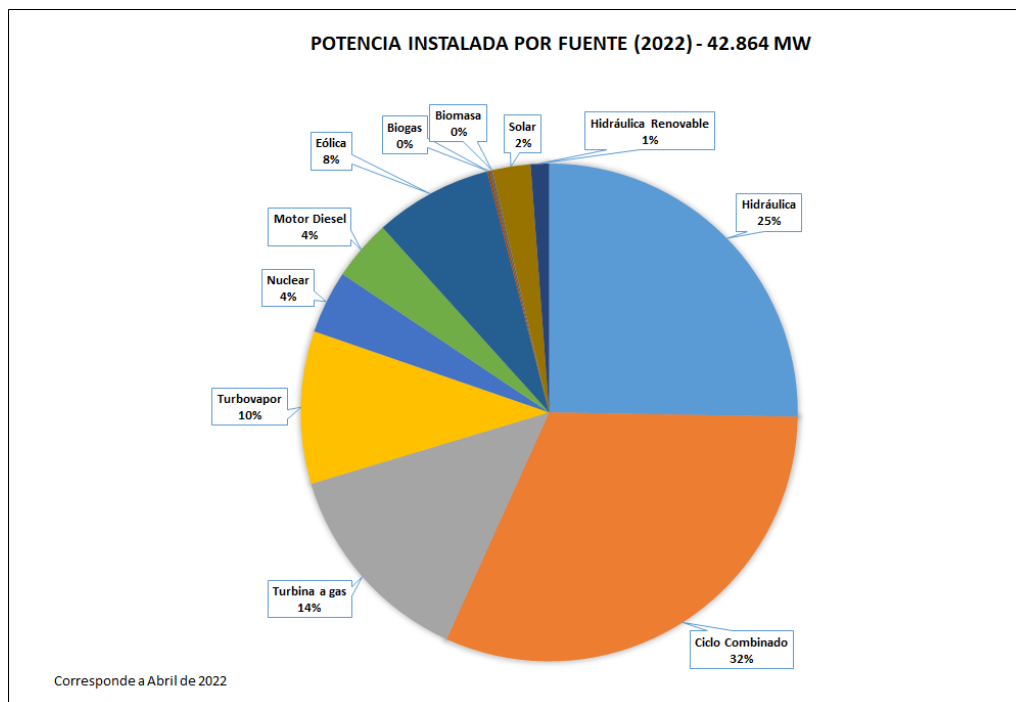
\*\*2022: Corresponde a la información del mes de Abril de 2022

*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.*

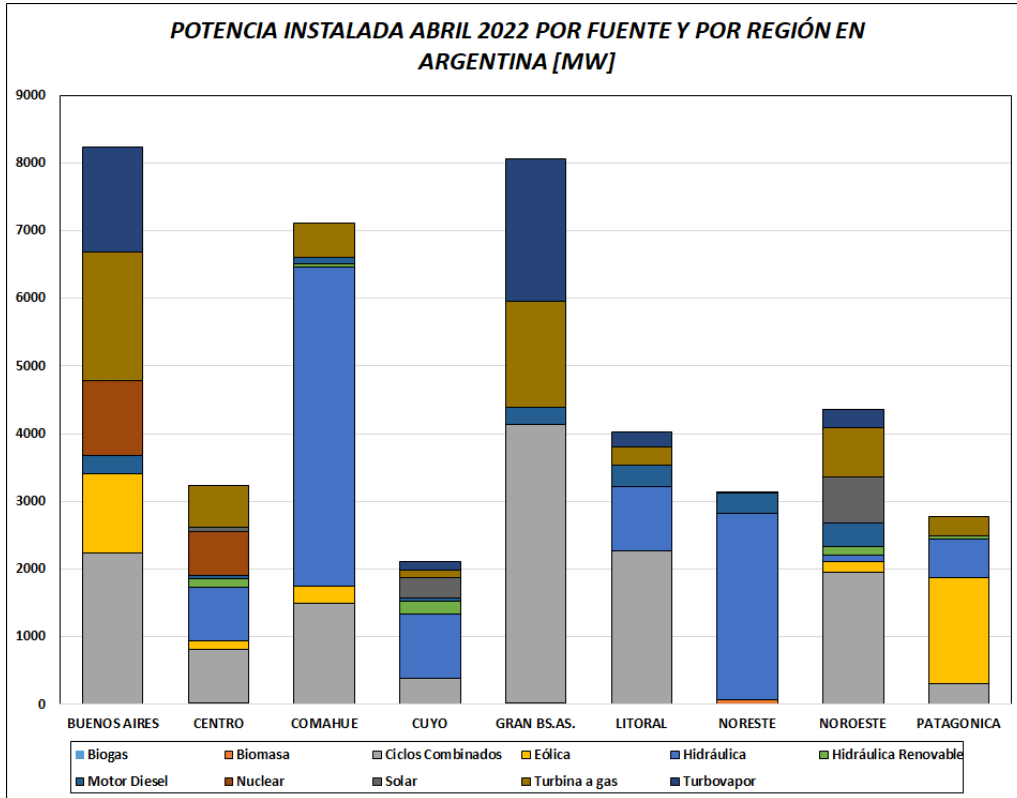
\*\* 2022: Corresponds to April 2022 data.

### 1.6.2. Potencia Instalada por fuente

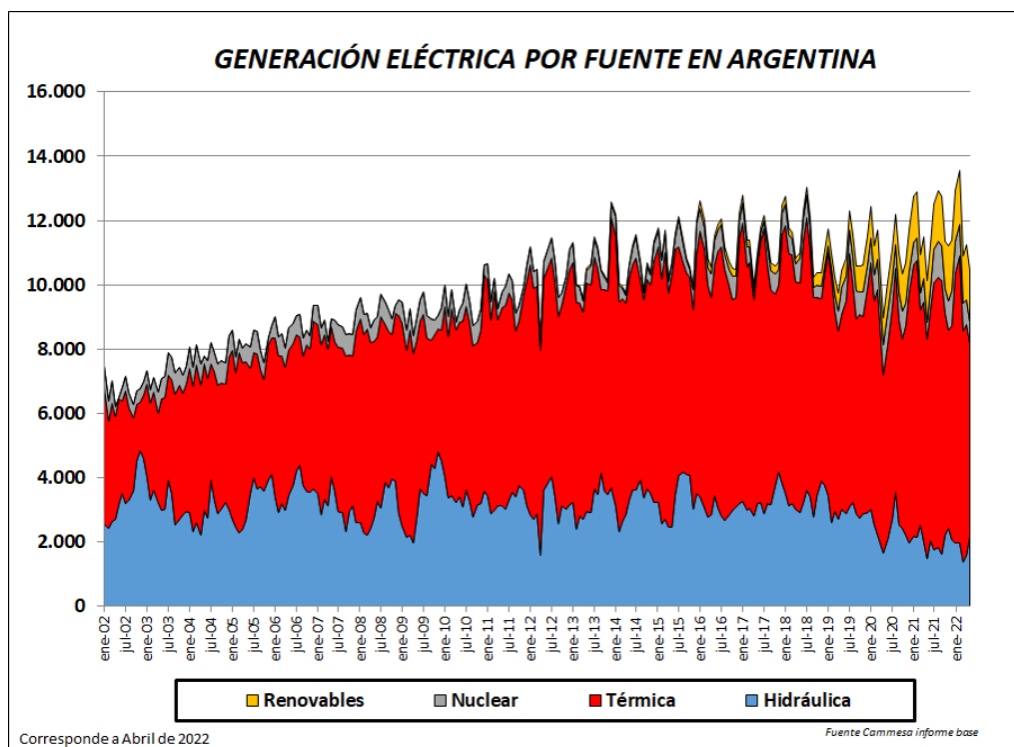


\*\*Corresponde a la información del mes de Abril de 2022

1.6.3. Potencia Instalada por Fuente y Región



#### 1.6.4. Evolución de la Generación Eléctrica Instalada por Fuente



Del gráfico de generación por fuente se observa que todo el crecimiento de la demanda eléctrica argentina se sustenta en generación de centrales térmicas y en especial a gas natural.

La generación eléctrica total se ha mantenido estable desde el 2016 hasta 2018. Las crisis económicas y el COVID han afectado la demanda doméstica. En 2021 ha aumentado la generación eléctrica frente a 2020, y en el comienzo del año 2022 vemos un incremento que genera un pico producto de la ola de calor que tuvo lugar en el mes de Enero.

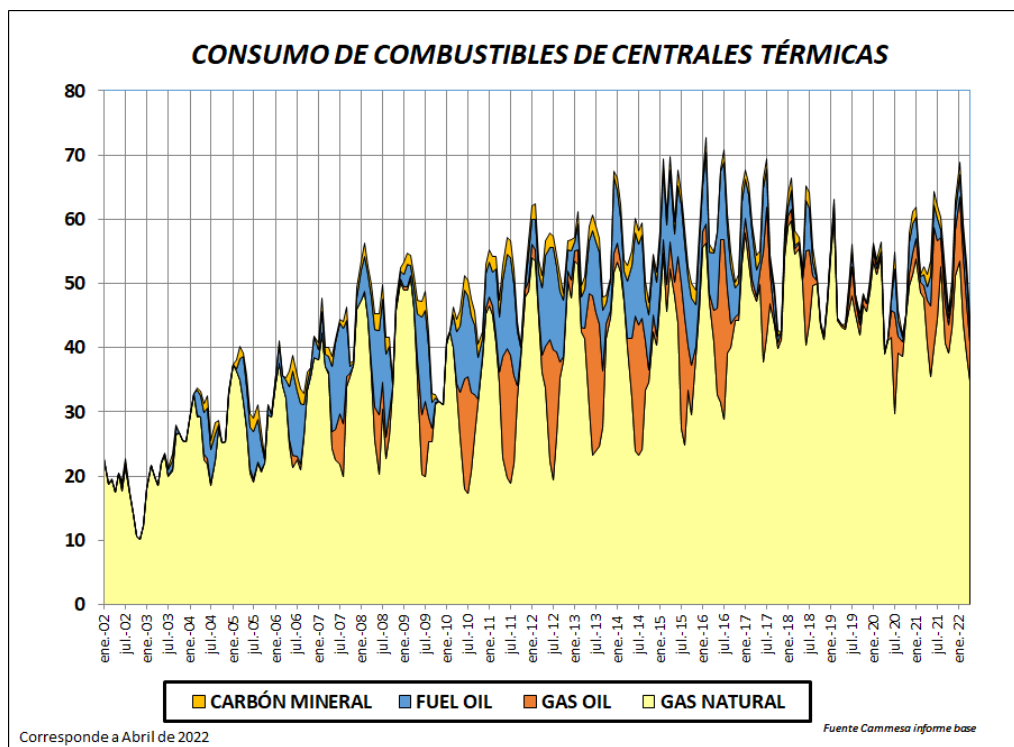
Se observa la penetración cada vez mayor de la generación en base renovable a partir del 2018.

*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. In 2021, the generation growth respect 2020.*

*The increasing penetration of renewable generation is observed since 2018.*

### 1.6.5. Evolución de los Volúmenes de Combustibles Consumidos por Centrales Térmicas



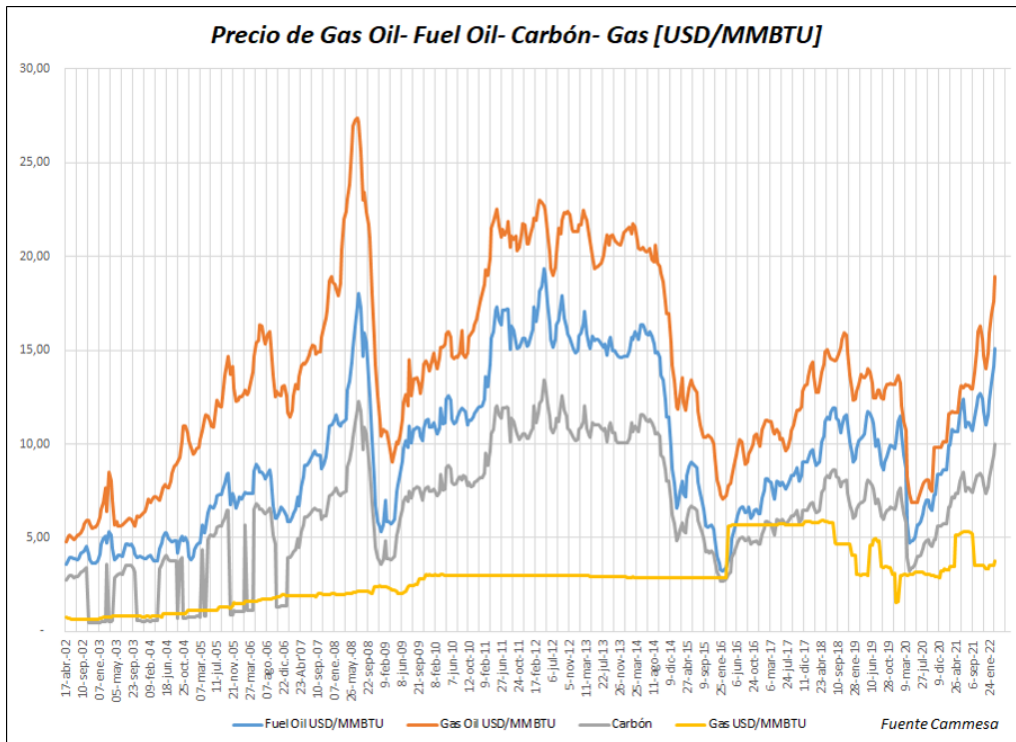
Durante el verano (2020), el aporte de gas natural nacional permitió reducir notablemente la utilización de combustibles líquidos. En 2021, la demanda de combustibles líquidos aumentó considerablemente.

Se observan 2 picos a destacar en 1/2018 y 1/ 2022 (mencionado anteriormente) . Se observa casi el mismo nivel de demanda pero en 2018 se utilizó mas gas mientras que en 2022 se consumió una mayor cantidad de combustibles líquidos.

*During the summer (2020), the contribution of domestic natural gas significantly reduced the use of liquid fuels. In 2021, the demand for liquid fuels increased considerably.*

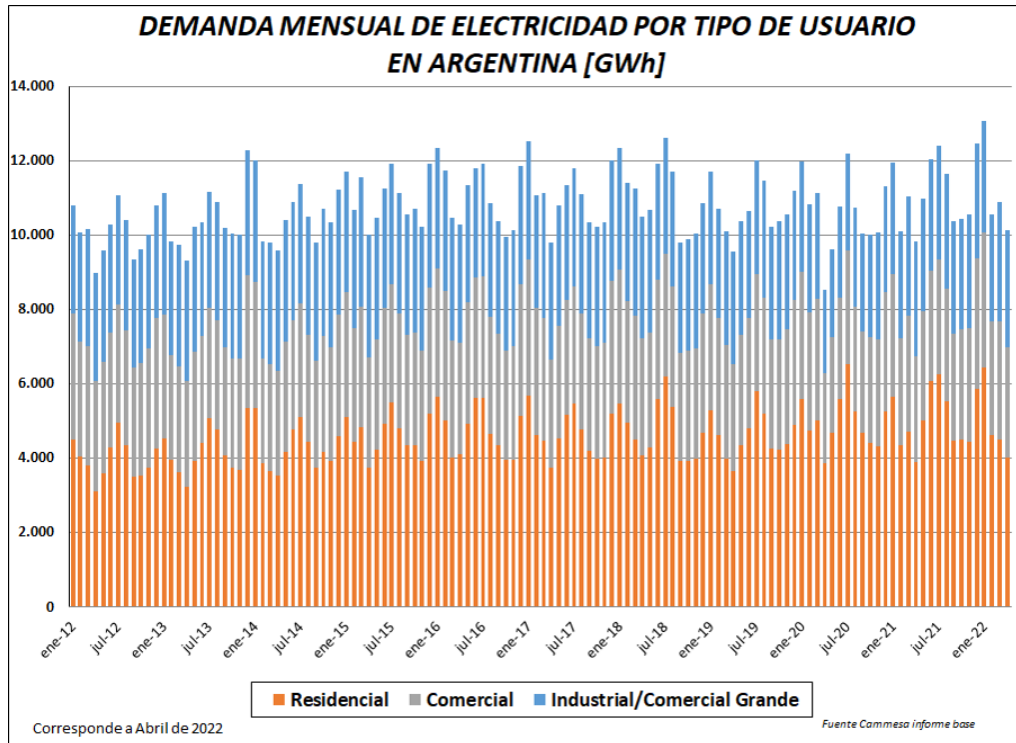
*Two notable peaks are observed at 1/2018 and 1/2022 (mentioned above). Almost the same level of demand is observed, but in 2018 more gas was used while in 2022 a greater amount of liquid fuels was consumed.*

1.6.6. Evolución Precio de los Combustibles



\*\*El ultimo dato corresponde a Marzo 2022

### 1.6.7. Evolución de la Demanda de Electricidad por Tipo de Usuario



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

La demanda total promedio (11000 GWh mes) se ha mantenido en general estable, durante los años 2017-2019. En 2021 se registró un promedio de 11155 Gwh mes lo cual da indicios de recuperación post-covid, dado que en 2020 el promedio estuvo en 10609 Gwh. Es decir, si comparamos el año 2021 con el 2019 (pre-pandemia) observamos un aumento en la demanda eléctrica. Particularmente en el sector residencial observamos un promedio de 55000 Gwh en 2019 contra casi 61000 Gwh en el 2021.

Es interesante observar que Enero 2022 contó con una ola de calor que genero una demanda pico que se asemeja al consumo invernal, lo cual da una idea de la magnitud de cambio que pueden generar situaciones extraordinarias en el sector residencial.

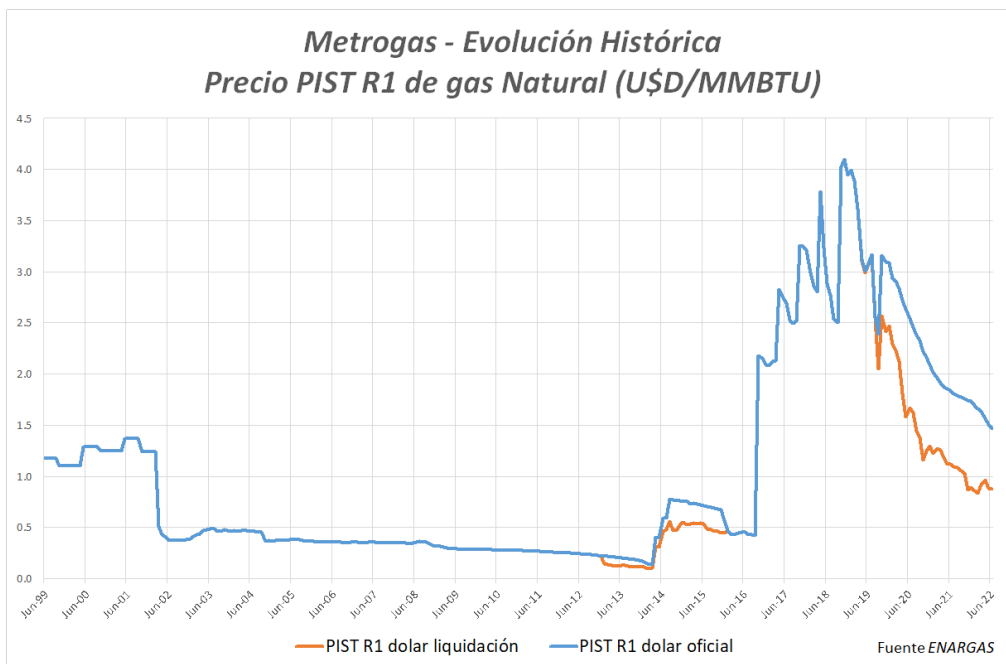
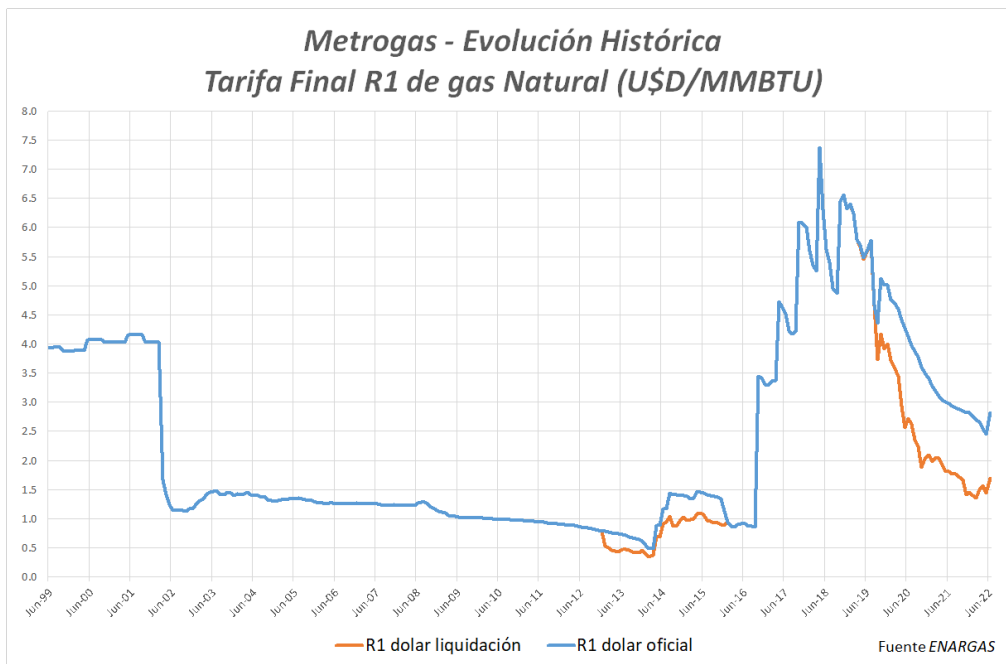
*The seasonality of the residential electrical demand during the summer and winter is observed, It is also noted the COVID impact in electricity demand.*

*Total Average Demand (11000 GWh monthly) has, in general, remained stable during 2017-2019. In 2021, an average of 11,155 Gwh per month was recorded, which indicates a post-Covid recovery, taking into account that in 2020 the average was 10,609 Gwh. In other words, if we compare the year 2021 with 2019 (pre-pandemic), we observe an increase in electricity demand. Particularly in the residential sector, we observed an average of 55,000 Gwh in 2019 against almost 61,000 Gwh in 2021.*

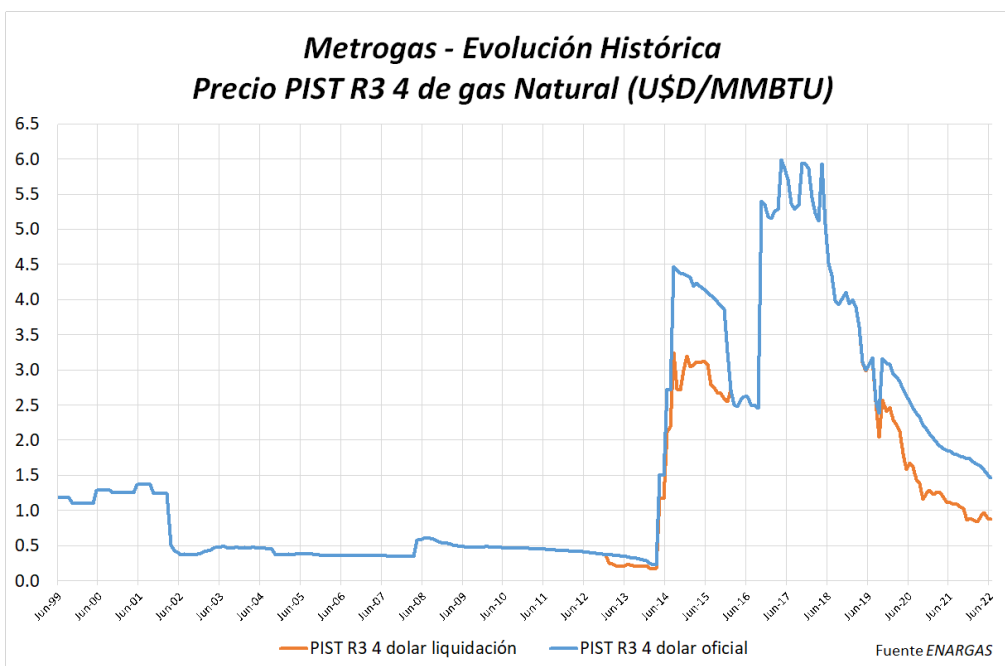
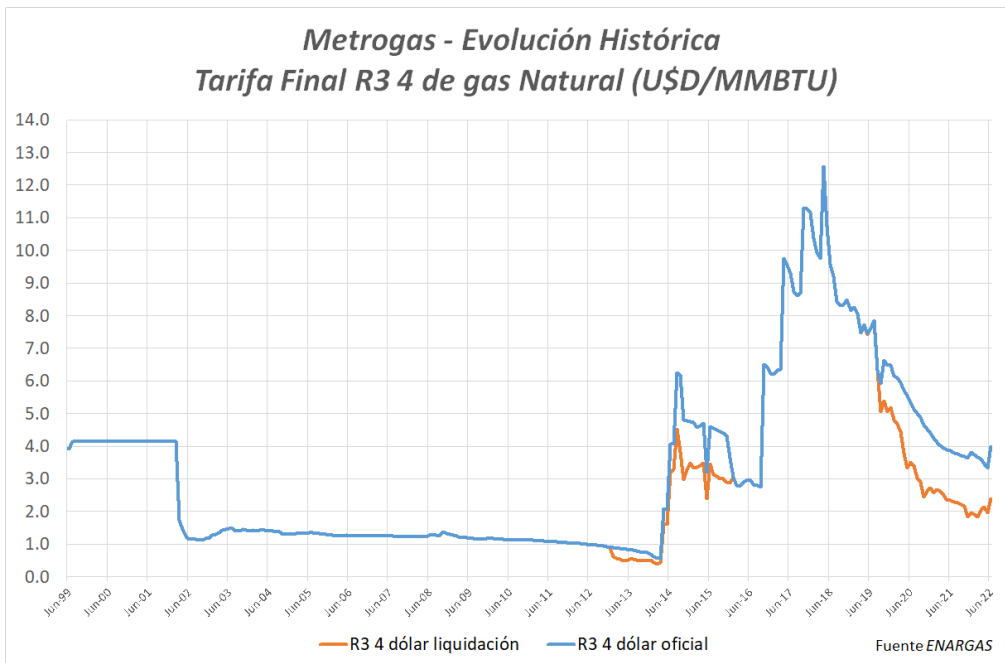
*It is interesting to observe that January 2022 had a heat wave that generated a peak demand that is similar to winter consumption, which gives an idea of the magnitude of change that extraordinary situations can generate in the residential sector.*

## 1.7. Precios de Gas Natural

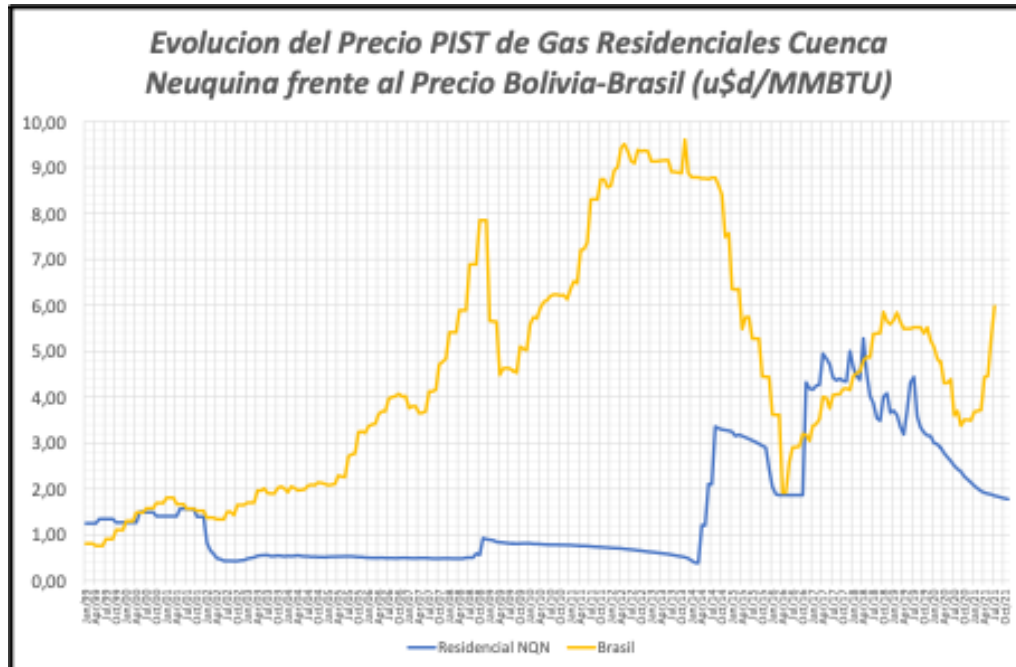
### 1.7.1. Evolución de la Tarifa Final y del Precio del Gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para Residenciales R1 y R3 4° en Ciudad de Buenos Aires



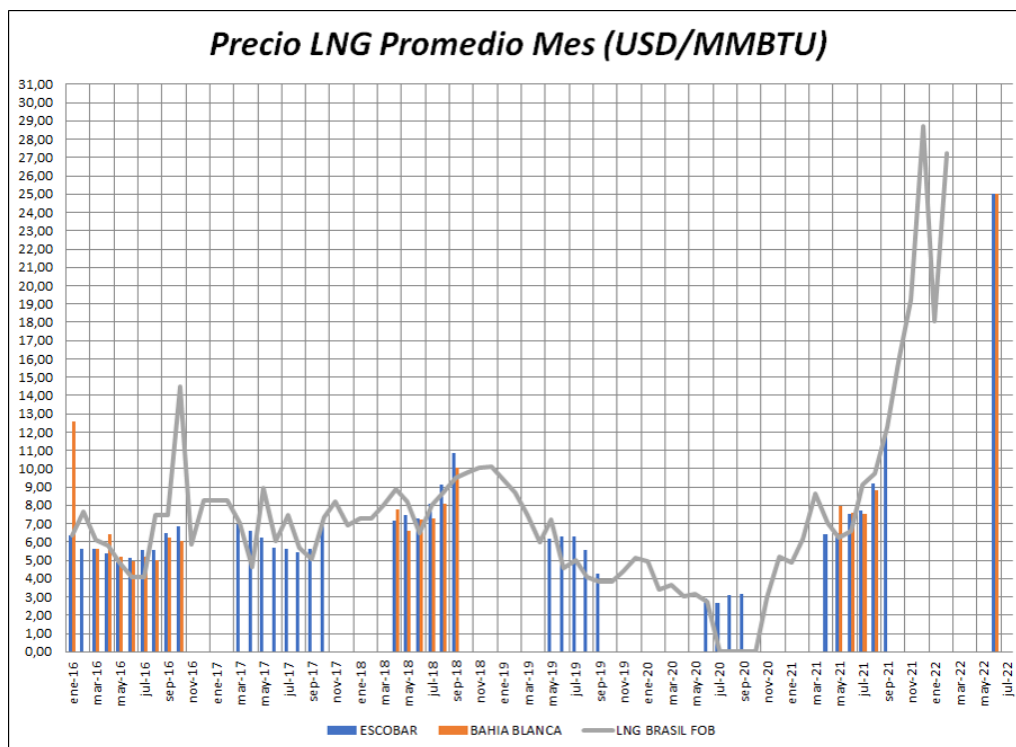




1.7.2. Evolución de los precios de Gas en C. Neuquina para Residenciales Comparación Precio de Gas importado Brasil - Bolivia



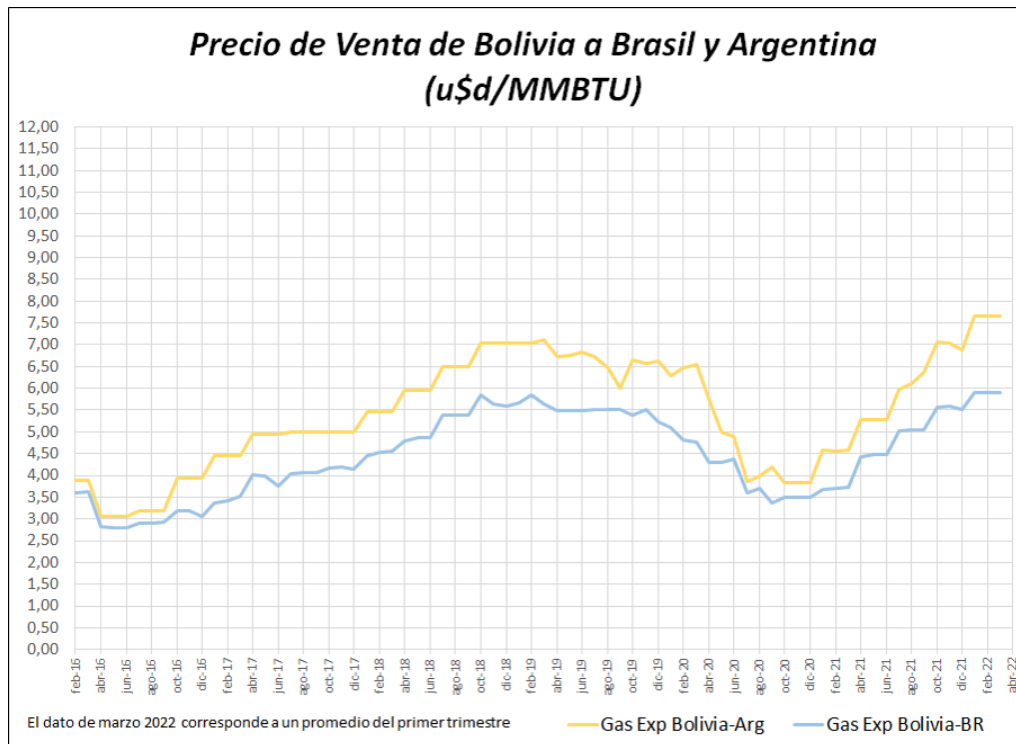
1.7.3. Evolución de los precios de importación GNL Argentina y Brasil



En el mes de Junio, Enarsa confirmó la compra de 11 cargamentos de LNG con un precio estimado de USD 25 por millón de BTU. Se estima la compra de 50000 m3 para el mes de Septiembre, los cuales arribarían en 2 cargamentos.

*In the month of June, Enarsa confirmed the purchase of 11 shipments of LNG with an estimated price of USD 25 per million BTU. The purchase of 50,000 m3 is estimated for the month of September, which would arrive in 2 shipments.*

#### 1.7.4. Evolución de los precios de Venta de Bolivia a Brasil y a Argentina

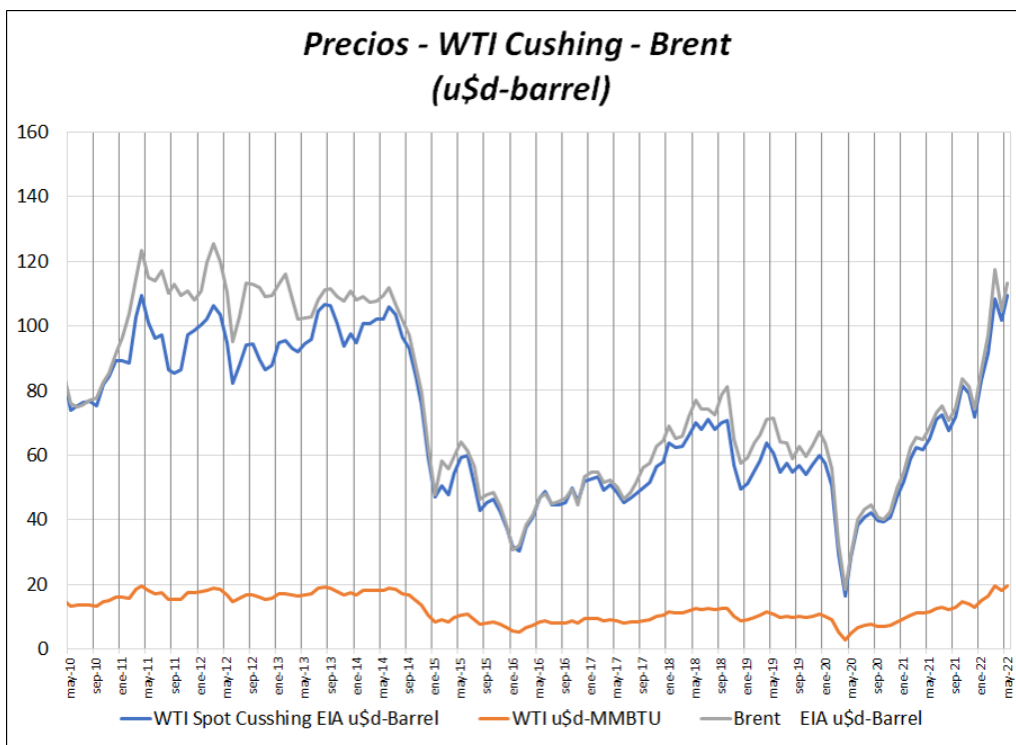
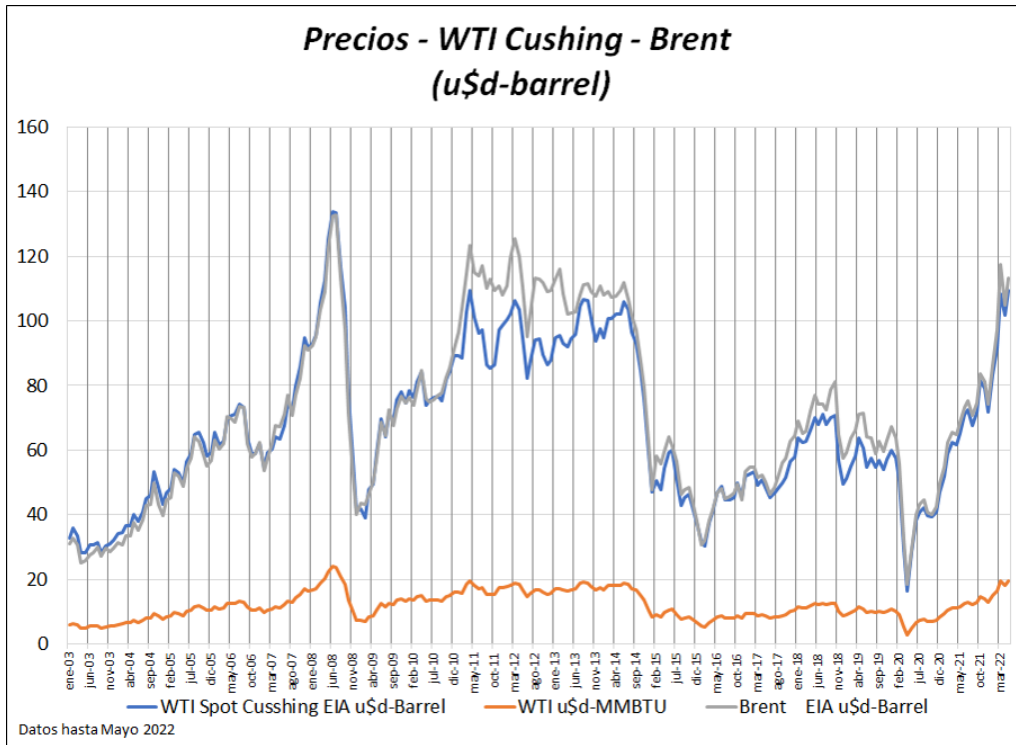


# PRECIOS: HIDROCARBUROS INTERNACIONALES

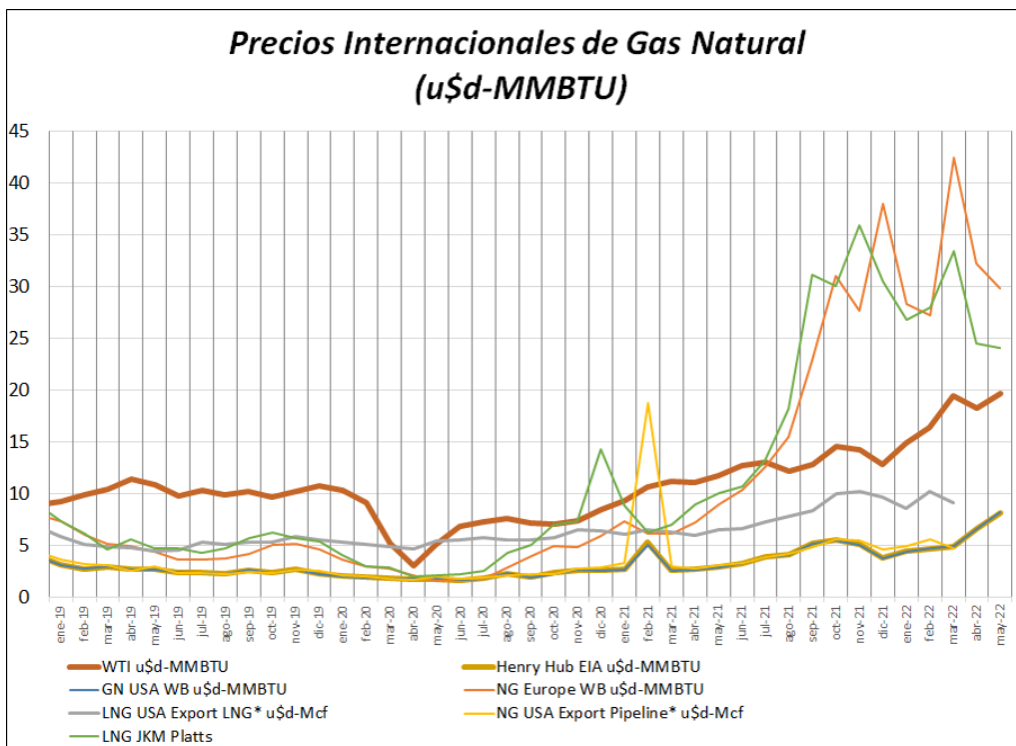
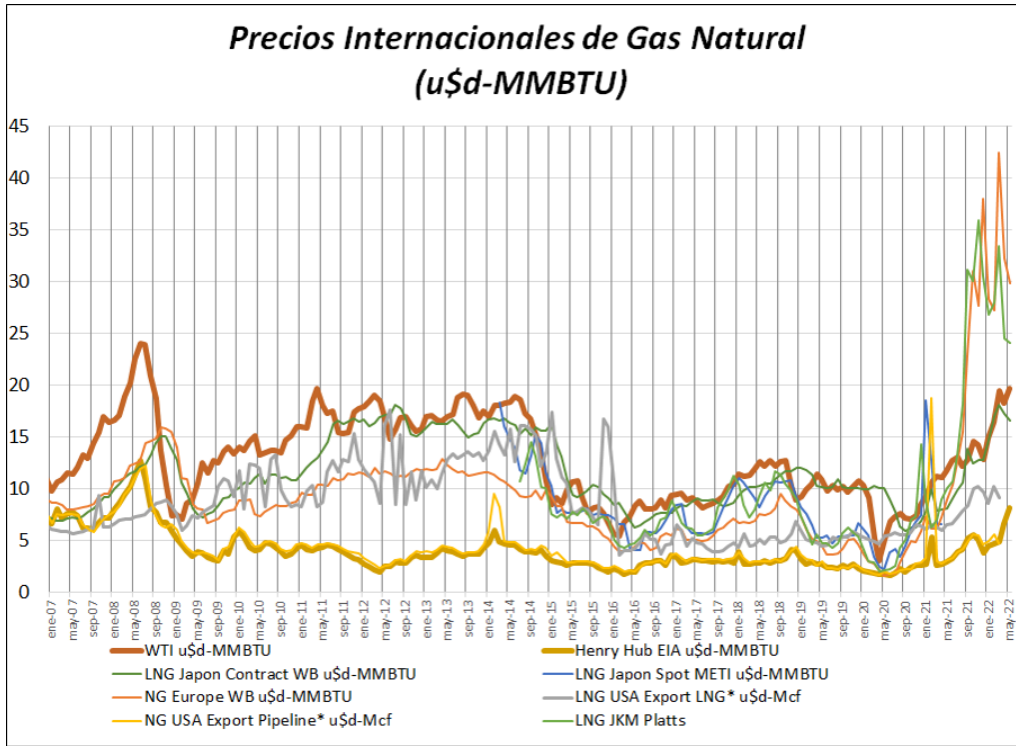


## 2. Precios Hidrocarburos Internacionales

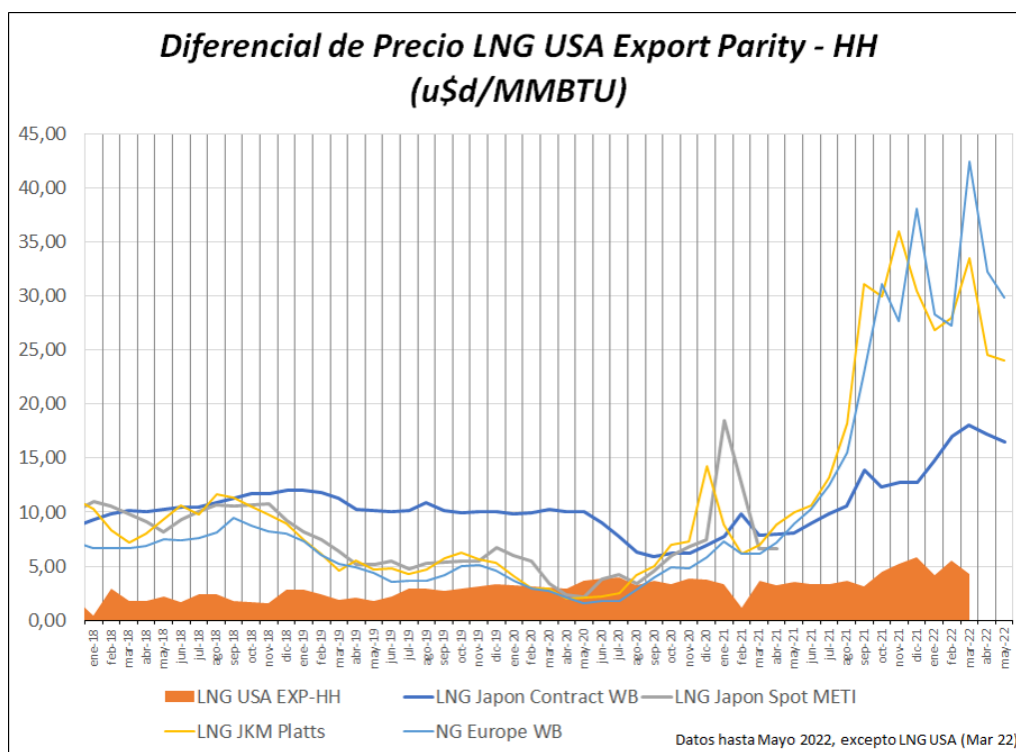
### 2.1. Evolución de Precios: Crudo y Gas Natural



2.2. Evolución de precios internacionales de gas natural



### 2.3. Diferencial de Precios LNG USA Export Parity-Henry HUB (USD/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 aún más por la pandemia COVID en 2020, pero en enero 2021, hay un fuerte repunte de precios superando las expectativas, creciendo en forma sostenida y continua llegando en diciembre 2022 con los mayores precios de la historia en Europa y en Asia.

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 JKM.

En cuanto al mes de Marzo vemos un notorio incremento en los precios internacionales de gas natural, lo cual es esperable en el marco de un conflicto bélico liderado por Rusia, principal abastecedor de gas en Europa. Los valores alcanzados por NG Europe WB y UK LNG Spot son de 42,39 y 41,07 USD/MMBTU respectivamente, cuando en Febrero habían sido de 27,23 y 26,6 USD/MMBTU, marcando un alto nivel de incertidumbre a futuro respecto del abastecimiento de gas natural.

*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 wrecks exceeding expectations, growing steadily and continues to arrive in December 2022 with the highest prices in history in Europe and Asia.*

*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 up to now*

*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 GNL Spot Japan is observed, coupling with the LNG price of the contract associated with crude, and exceeds historical prices in January 2021. The Chinese recovery, and the Asian winter 2021, have had a strong impact on the JKM price.*

*For the month of March, we can see a notable increase in international natural gas prices, which was expectable in the context of a war led by Russia, the main gas supplier in Europe. The values reached by NG Europe WB and UK LNG Spot are 42.39 and 41.07 USD/MMBTU respectively, when in February they had been 27.23 and 26.6 USD/MMBTU, indicating a high level of future uncertainty regarding the supply of natural gas.*



# BRASIL



INSTITUTO  
DE ENERGÍA

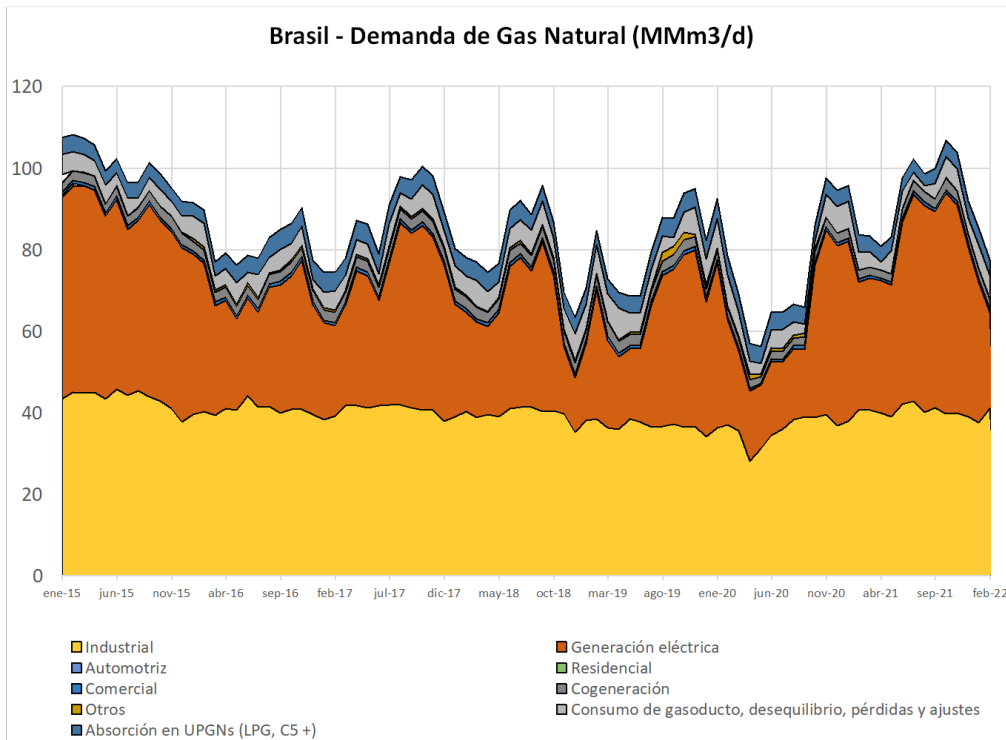
UNIVERSIDAD  
AUSTRAL

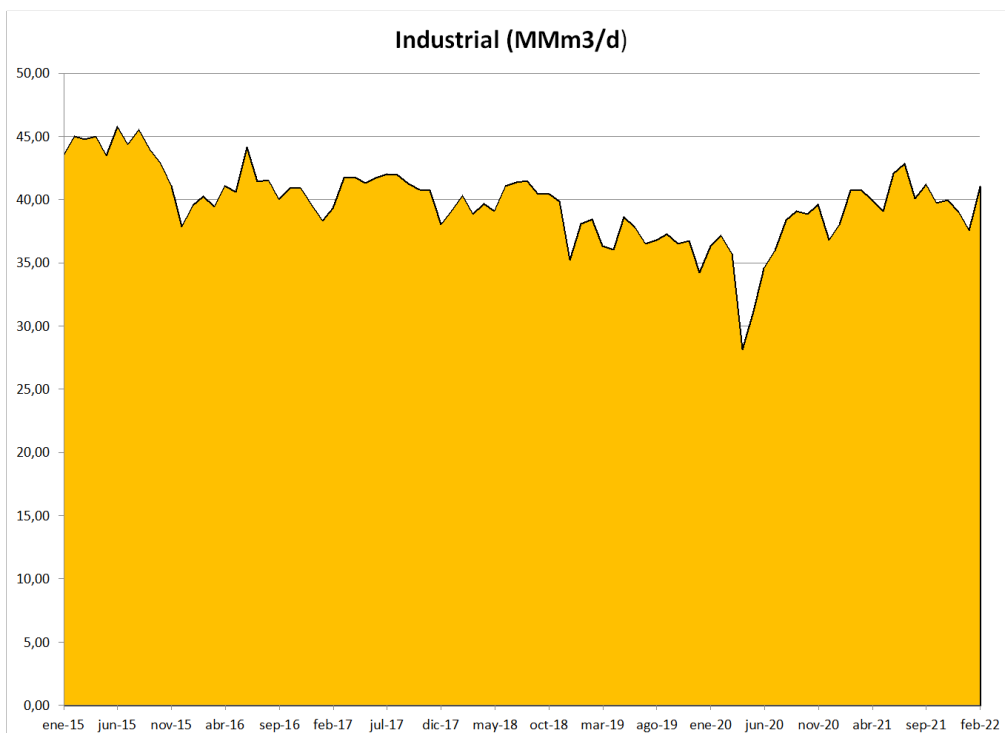
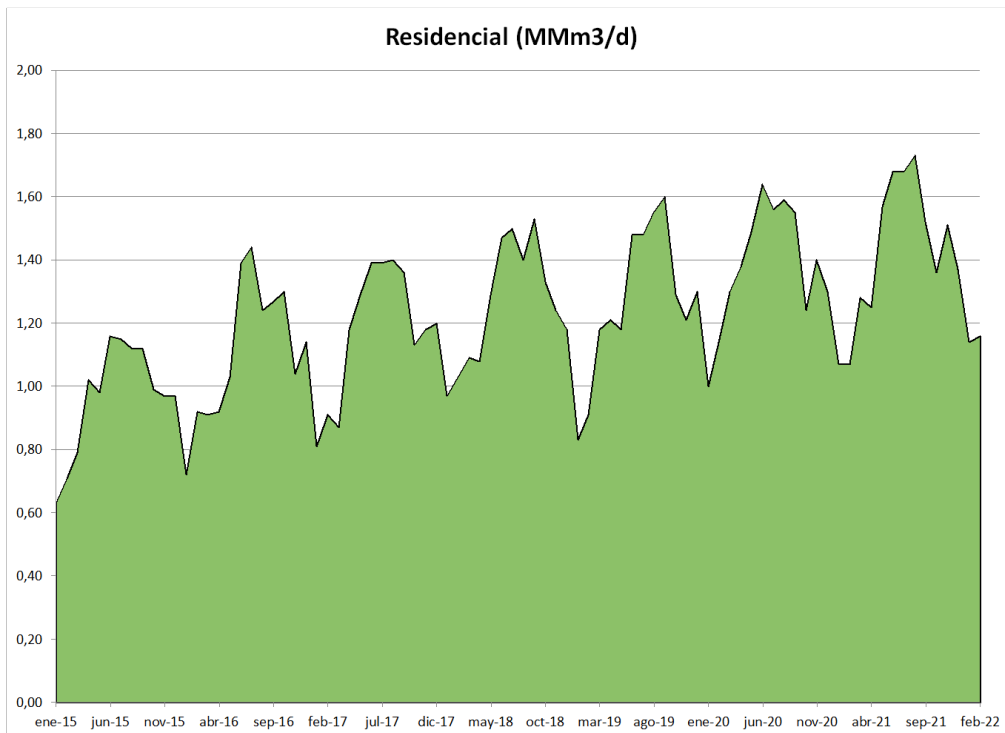


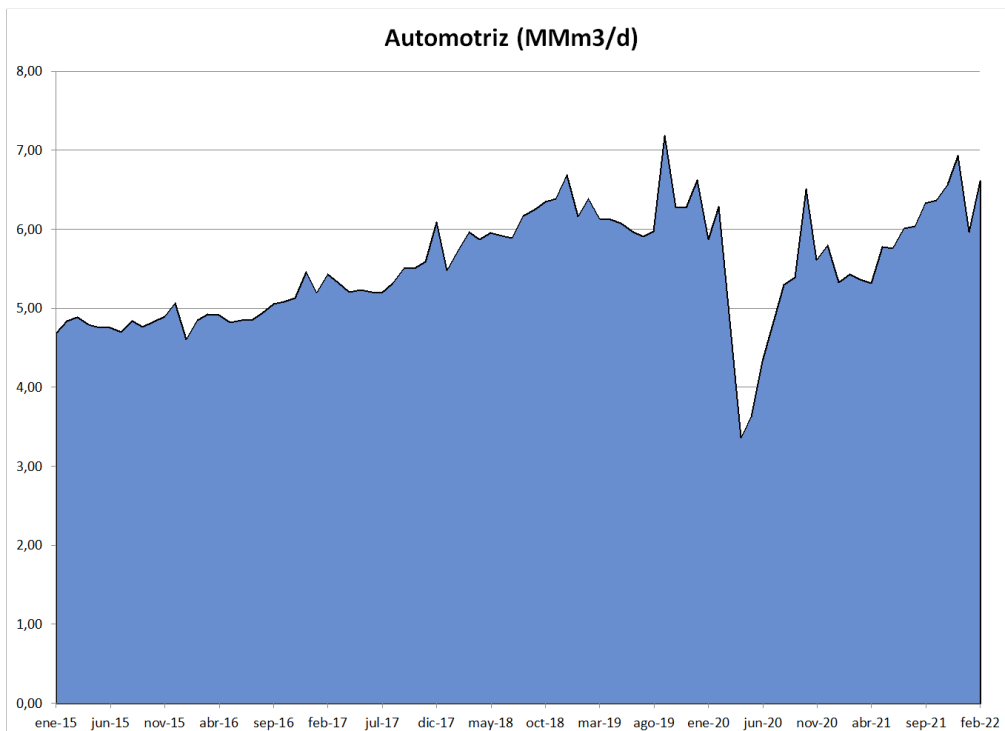
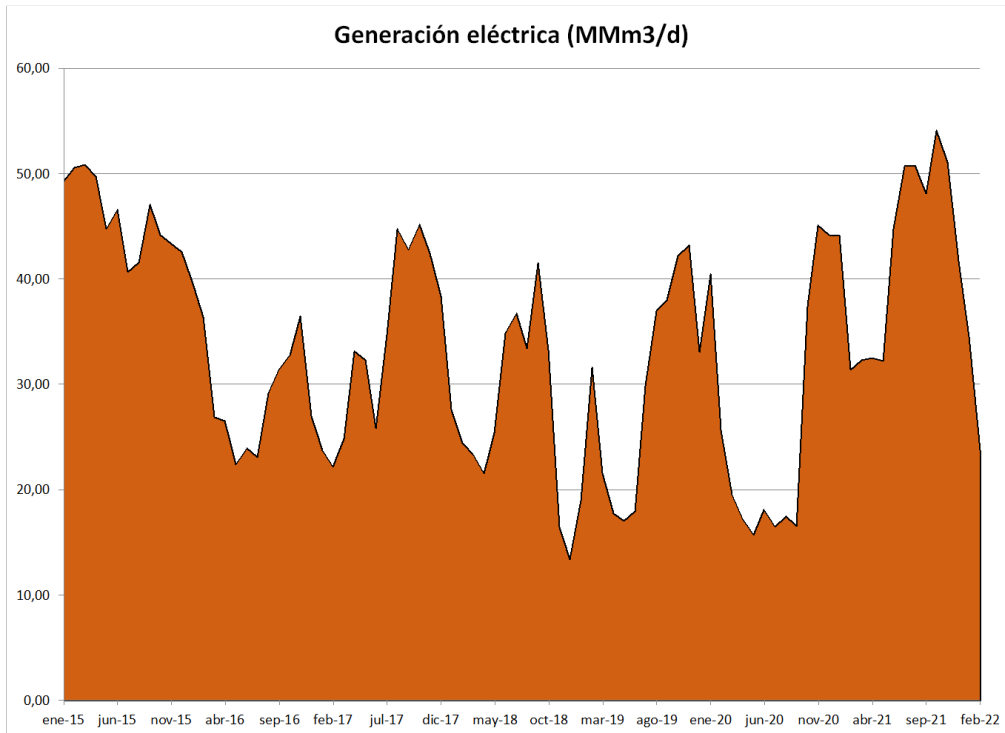
### 3. Brasil

#### 3.1. Gas

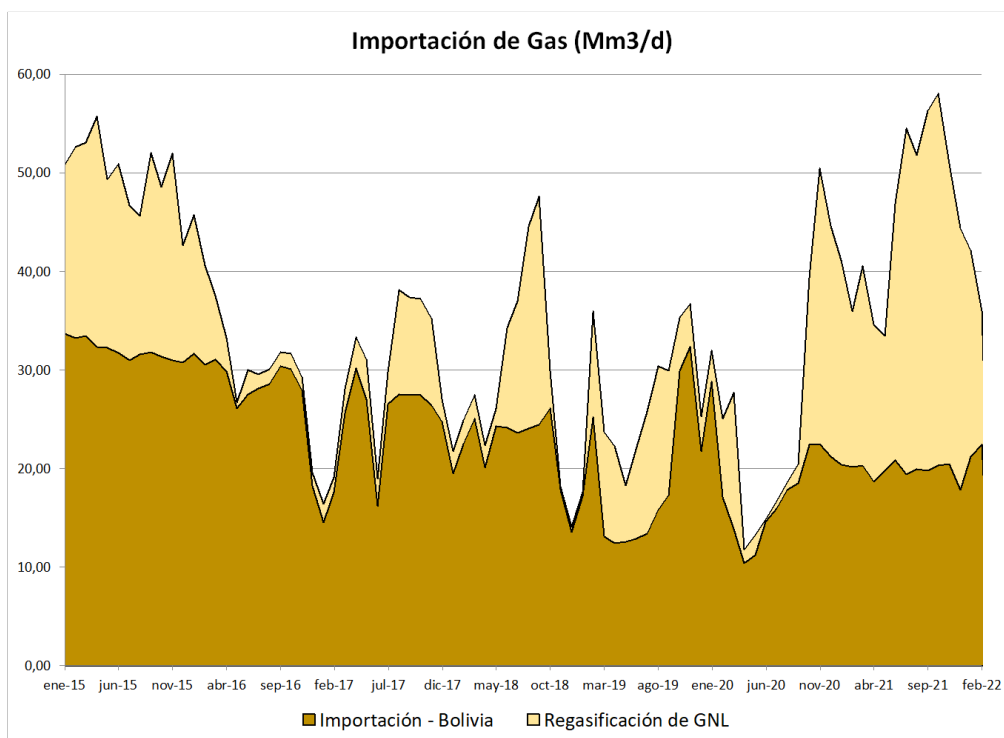
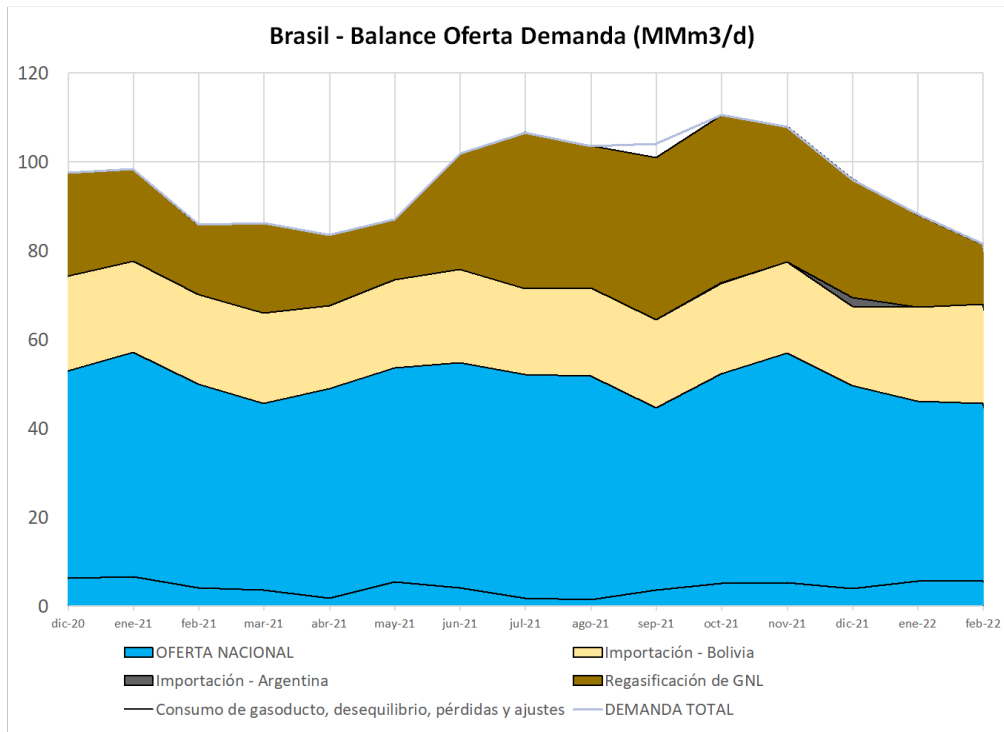
##### 3.1.1. Demanda Interna





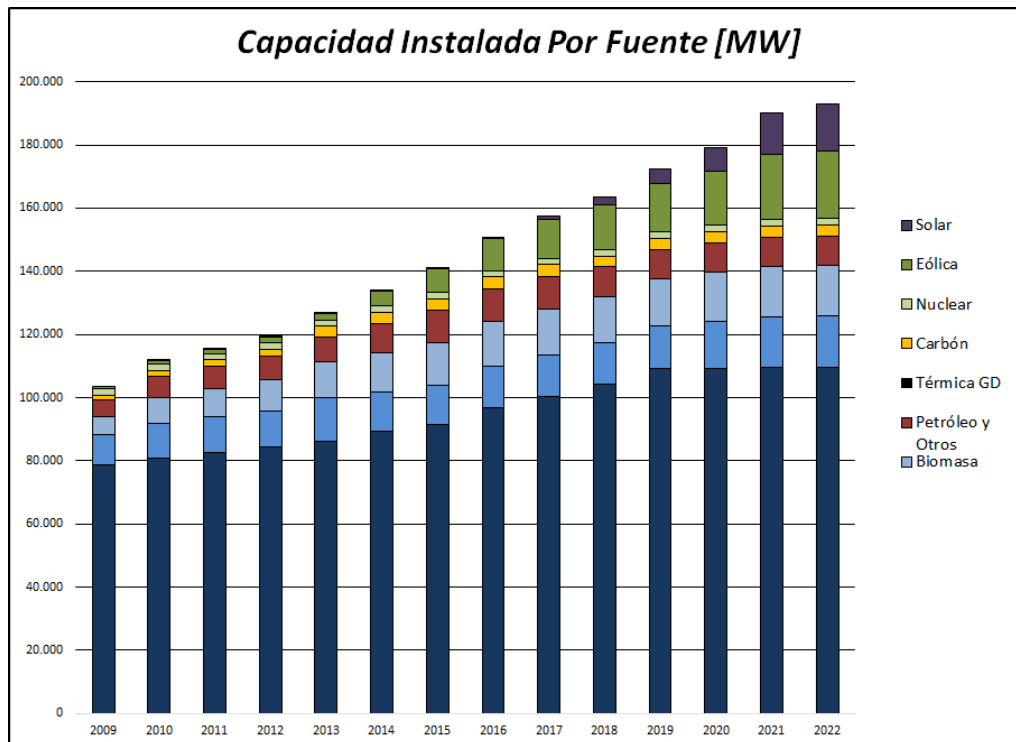


### 3.1.2. Oferta: Balance e Importaciones



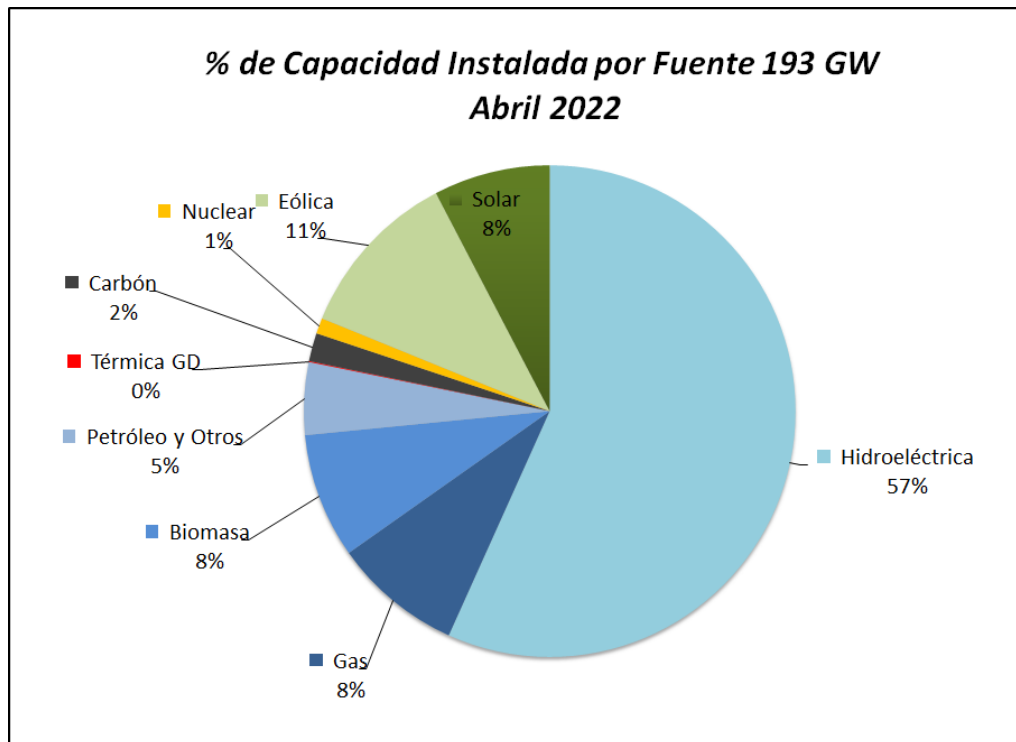
## 3.2. Mercado Eléctrico

### 3.2.1. Capacidad Instalada

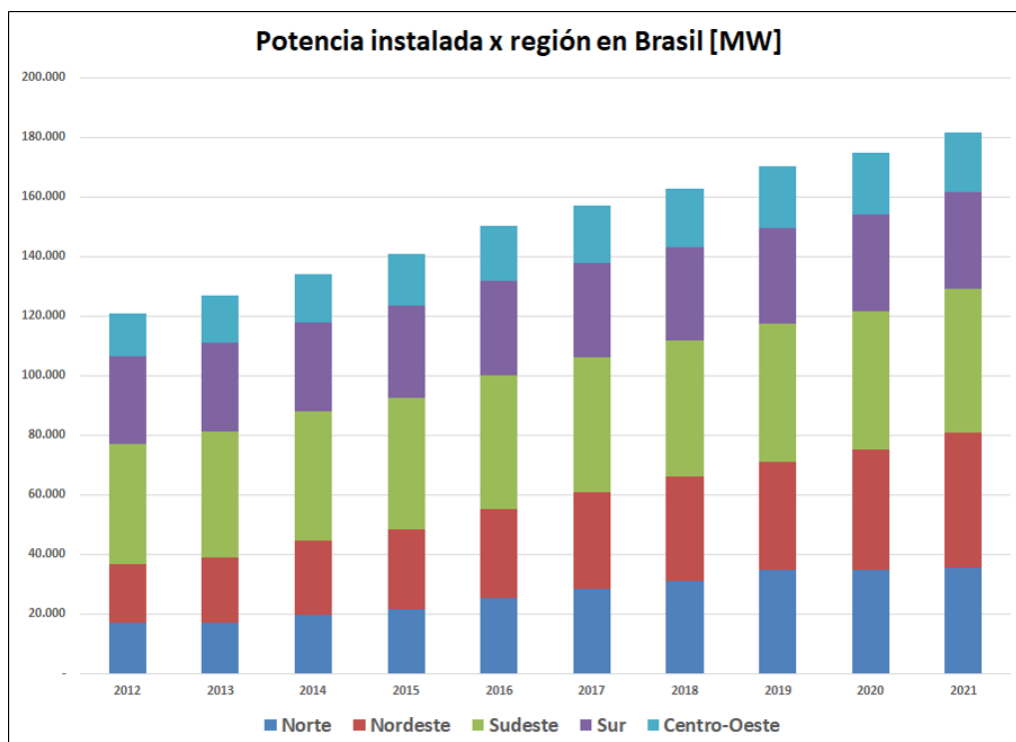


Los mayores aportes de potencia instalada desde 2014 hasta la actualidad corresponden a capacidad de renovables.

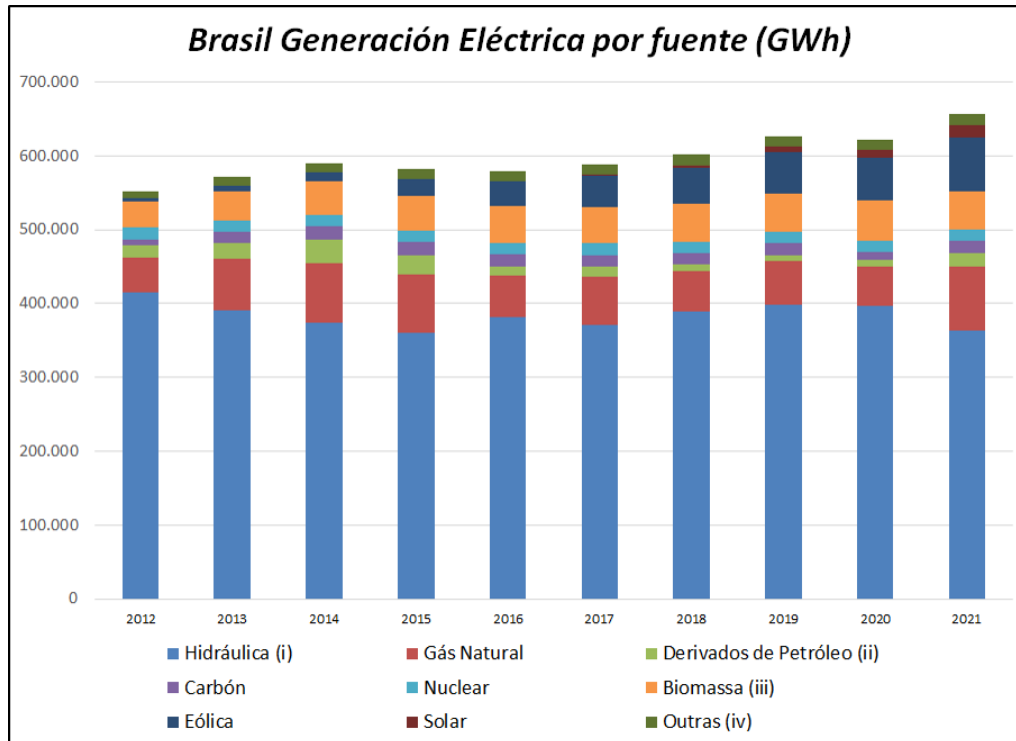
*The largest contributions of installed power from 2014 to the present correspond renewable capacity.*



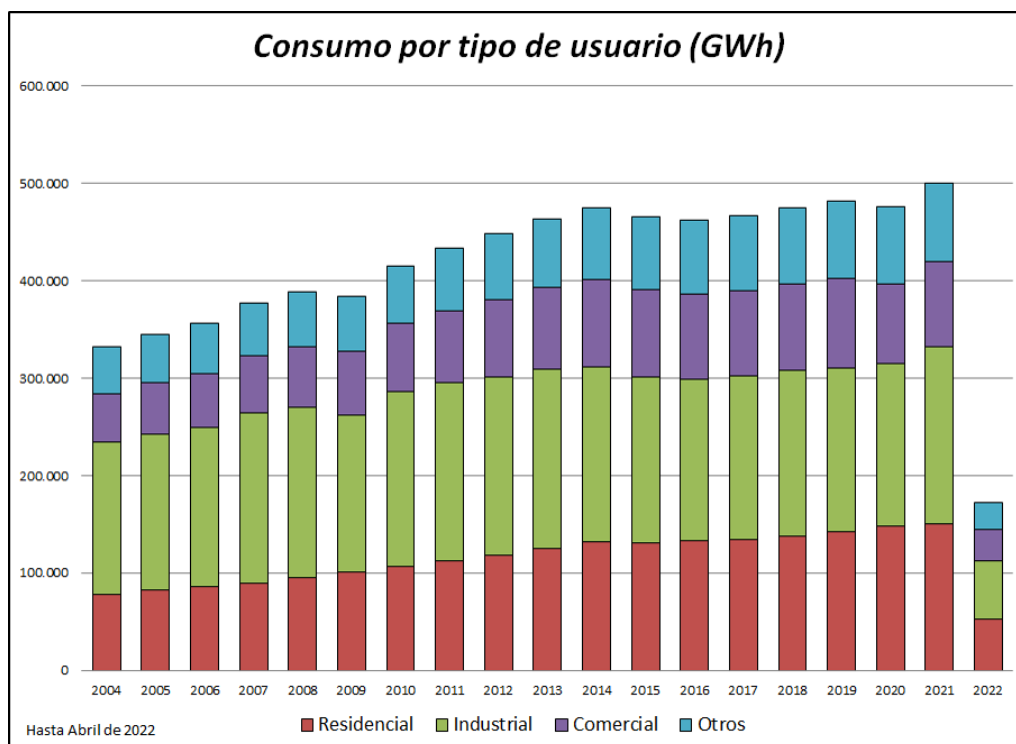
### 3.2.2. Potencia Instalada por fuente (2021)



### 3.2.3. Potencia Instalada por Región

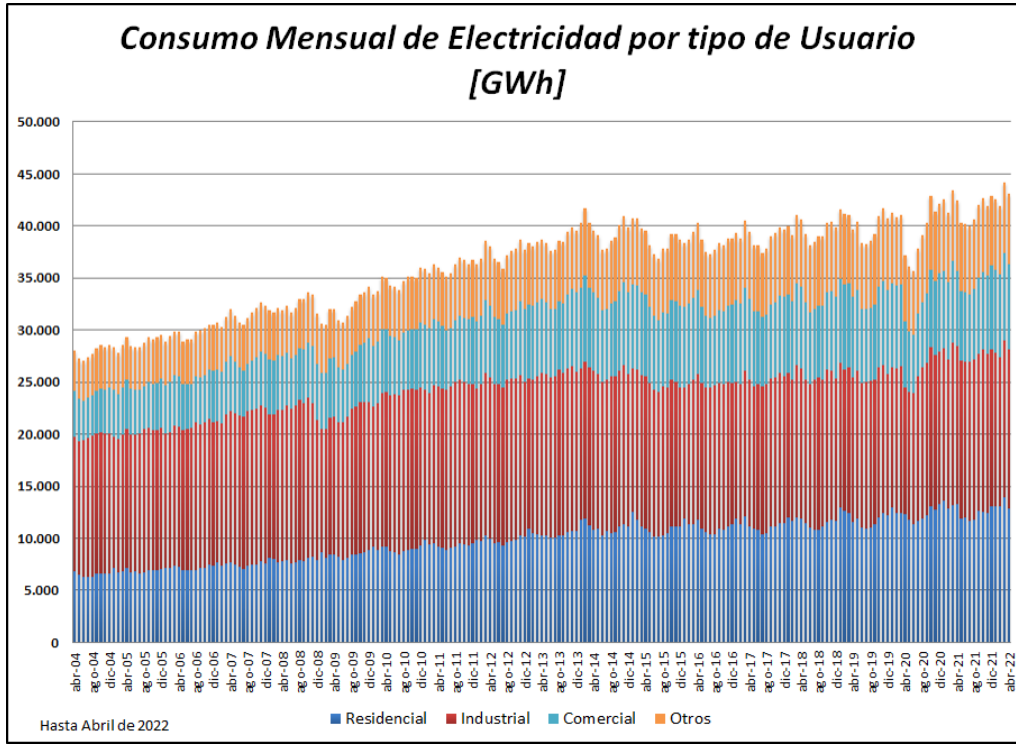


### 3.2.4. Generación Eléctrica Instalada por fuente



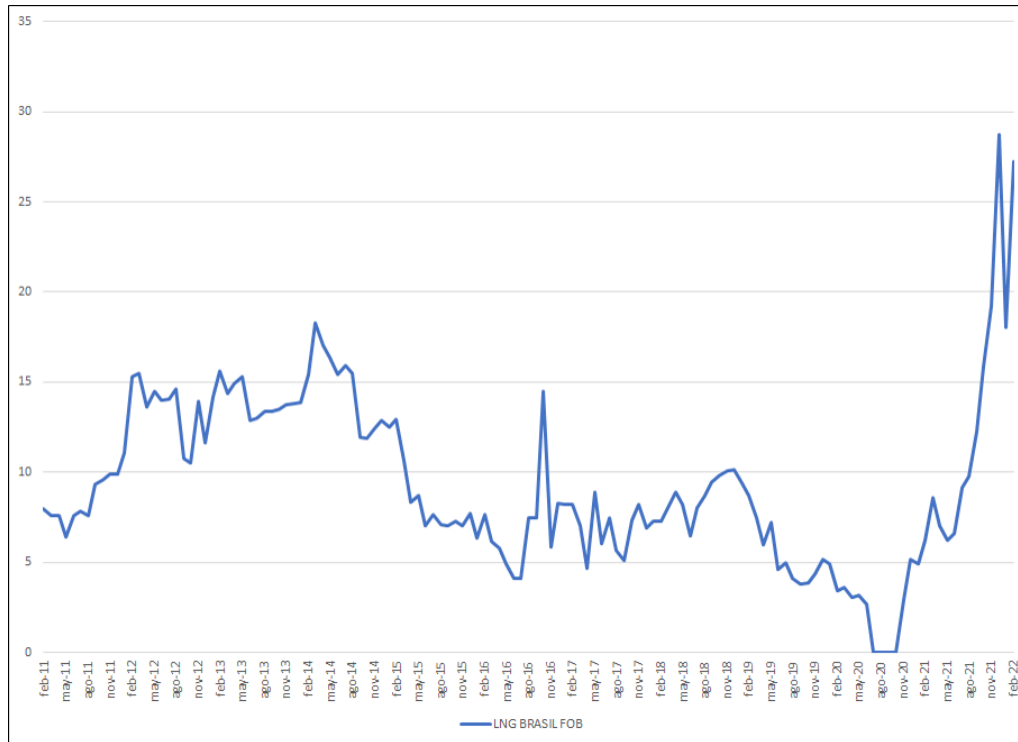


3.2.5. Evolución de la demanda de electricidad por tipo de usuario (mensual)



### 3.3. Gas Natural: Precios (hasta Febrero 2022)

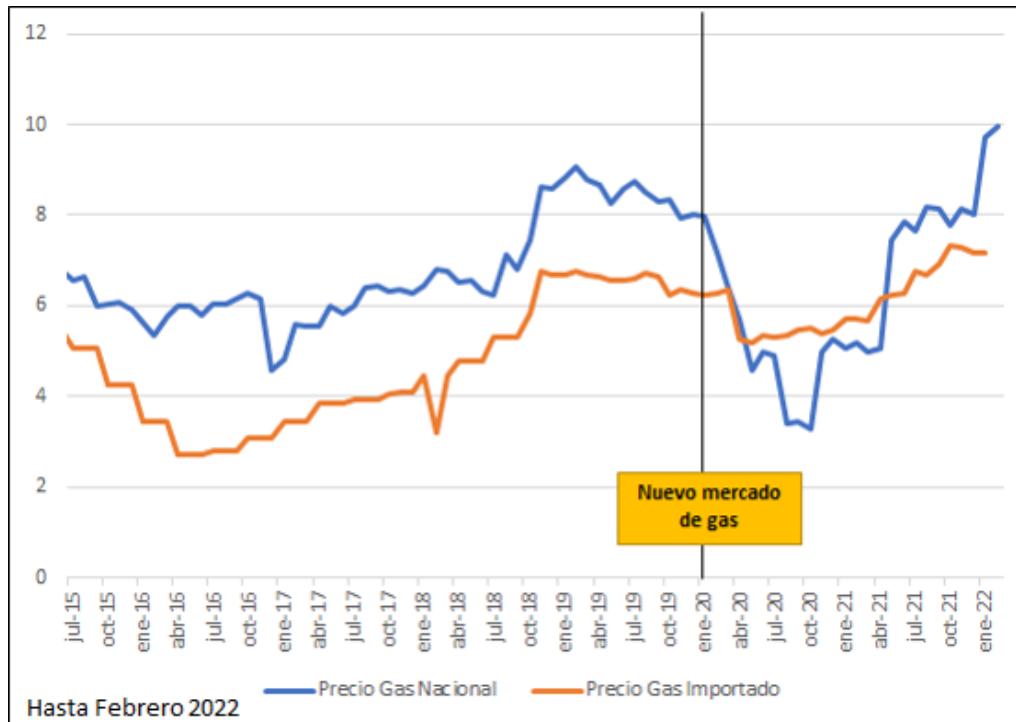
#### 3.3.1. Precio de GNL importaciones



Atención al dato del mes de Diciembre de 2021, en el cual ya comenzaba a dispararse el precio del gas natural. Si bien la tendencia dejó de ser creciente, los precios continúan siendo altos.

*Pay attention to the month of December 2021 data, when the price of natural gas was already beginning to rise sharply. Although the trend is no longer growing, prices continues being high.*

### 3.3.2. Precio de Venta de Gas Natural de Petrobras a Distribuidoras

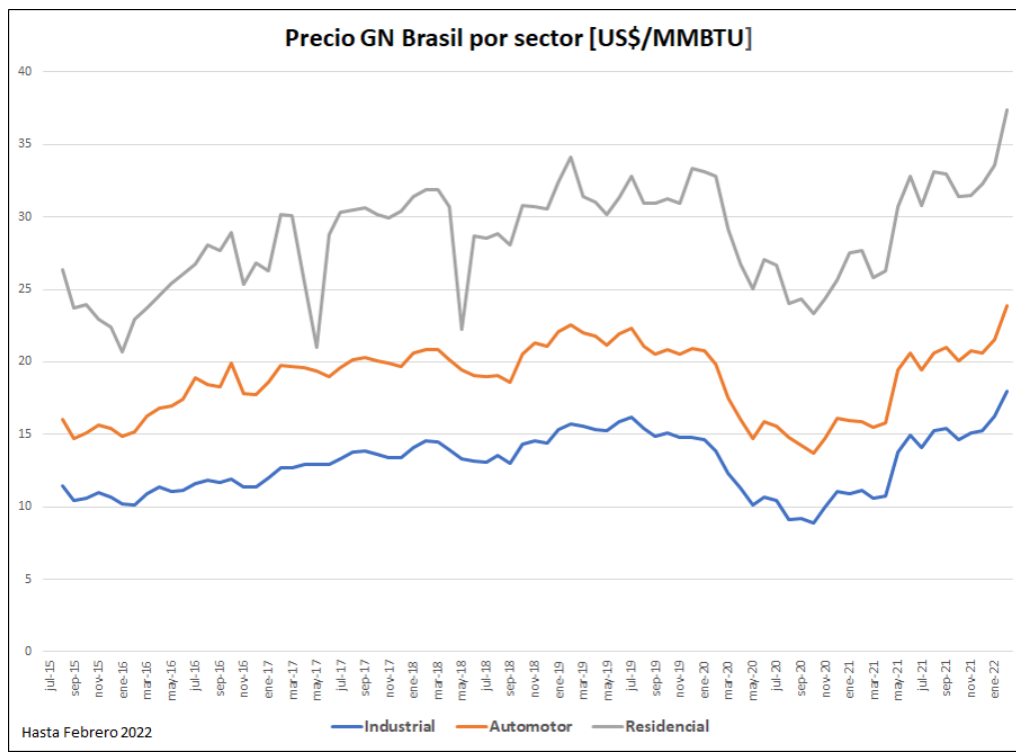


\*\*Datos hasta Febrero 2022

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.

*In January 2020, the “New Gas Market” contract entered into force, an official program whose main objective is to guarantee access to gas transportation infrastructure and facilities for private companies, in order to reduce the monopoly of state companies in the energy sector. The price of imported gas corresponds to gas from Bolivia.*

### 3.3.3. Precios Finales de gas natural por sector



\*\*Datos hasta Febrero 2022

# ECONOMÍA Y FINANZAS



## 4. Economía y Finanzas

### 4.1. Panorama monetario

Federico De Cristo

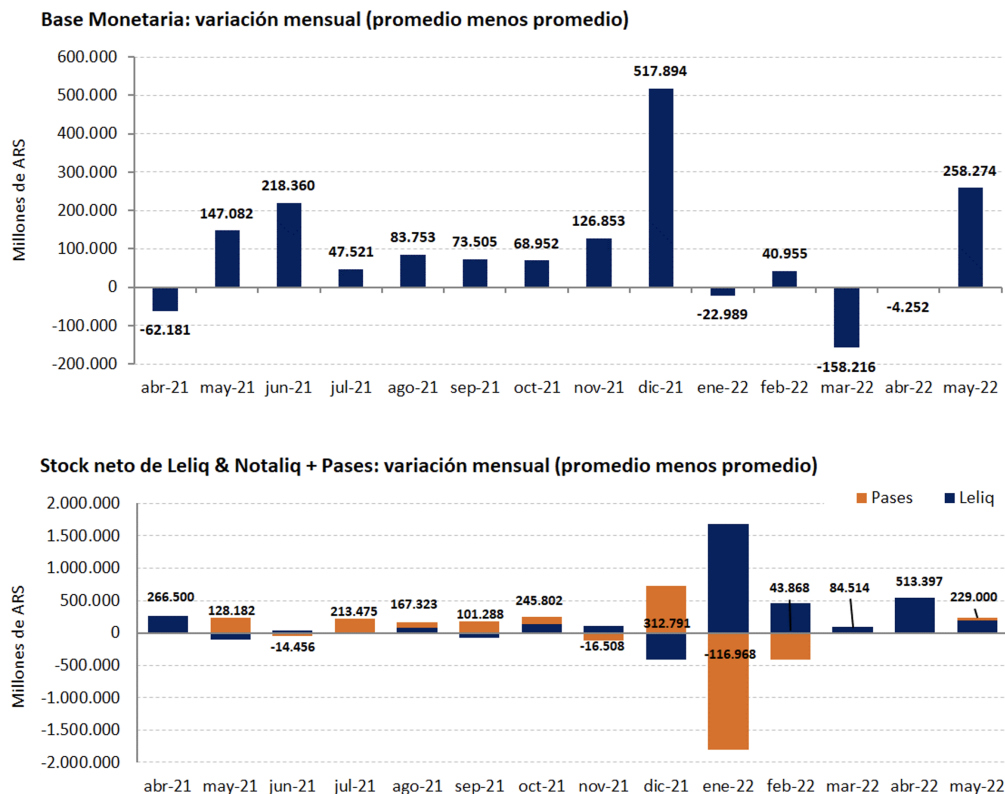
Mayo 2022

La base monetaria registró una expansión de ARS 258 mil millones en mayo (49,7% i.a. nominal), con lo que revirtió la contracción que acumulaba hasta abril y deja una expansión acumulada en el año de ARS 114 mil millones, lo que equivale a una contracción del poder adquisitivo del 16,2% i.a.

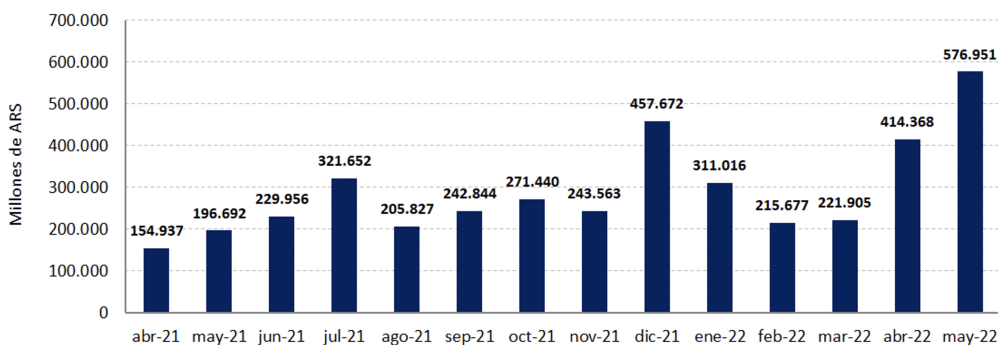
La expansión de la base monetaria se explica principalmente por los pagos de intereses de sus pasivos y otras remuneraciones de cuentas (ARS 169 mil millones) y por la compra de divisas (ARS 91 mil millones al sector privado y ARS 293 mil millones al sector público), que por otro lado terminan utilizándose para pagar parte del mayor costo para importar energía. Modera el problema la liquidación mensual de divisas del sector agrícola en los máximos históricos, con un aumento del 19% interanual en mayo y 15% i.a. en el acumulado del año.

Las operaciones con el sector público y la esterilización via concertación de pasivos pasivos y venta neta de Leliq y Notaliq sumó ARS 288 mil millones y no alcanzó a compensar la emisión por los otros conceptos. Otras operaciones también fueron levemente negativas, pero de baja incidencia.

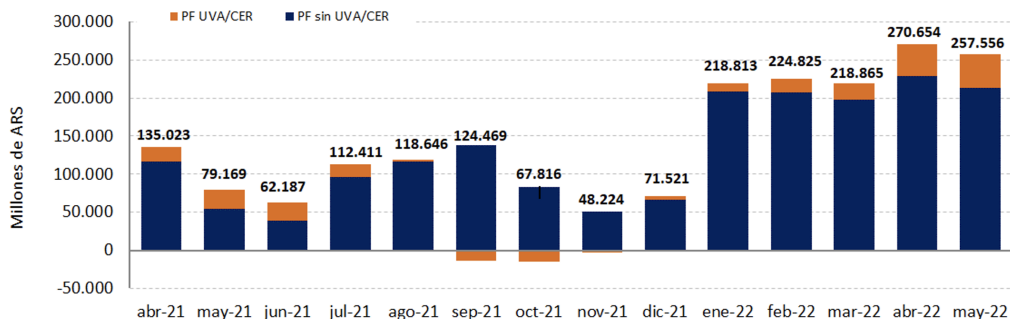
(\* ) Información al 7 de Junio 2022, según BCRA (Informe Monetario Diario).



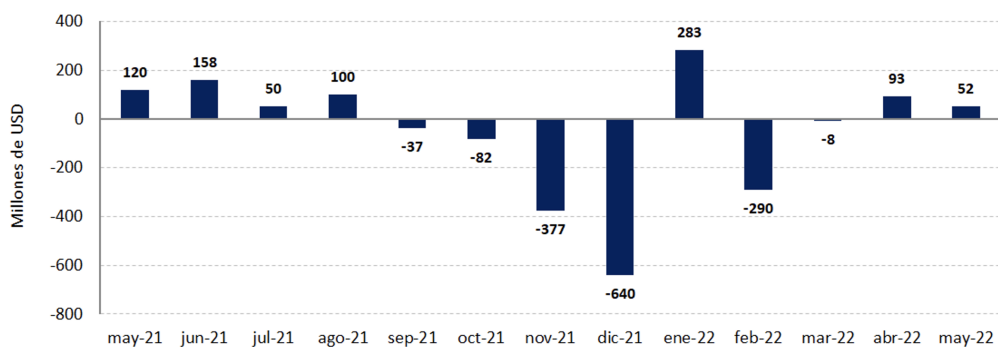
Depósitos Privados en ARS: variación mensual (promedio vs. promedio)



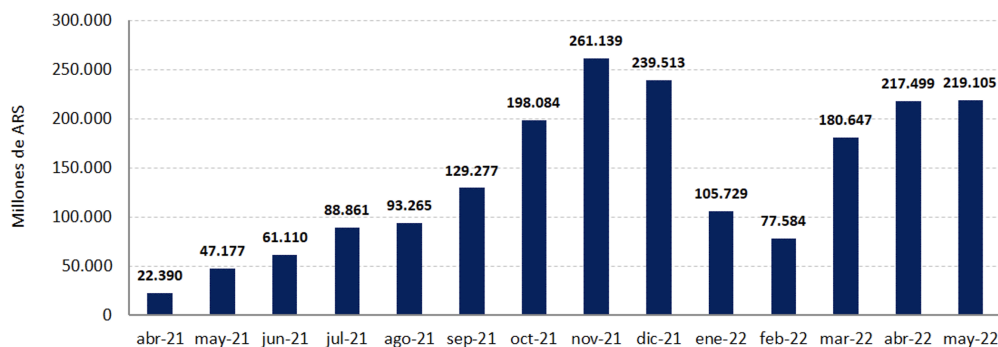
Depósitos Privados a Plazo en ARS: variación mensual (promedio vs. promedio)



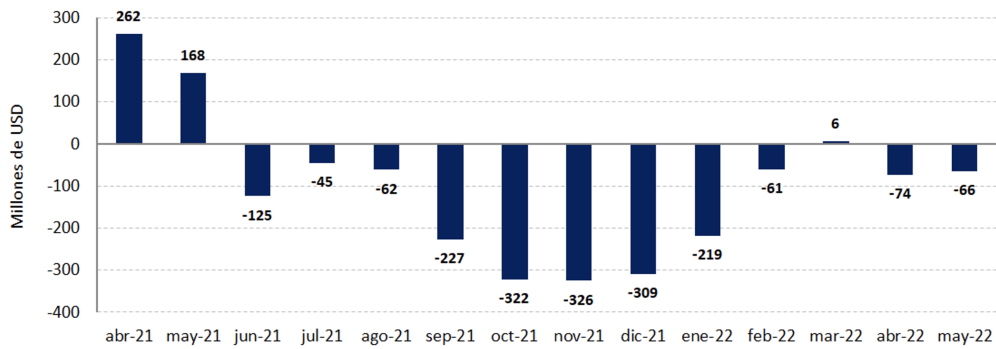
Depósitos Privados en USD: variación mensual (promedio vs. promedio)



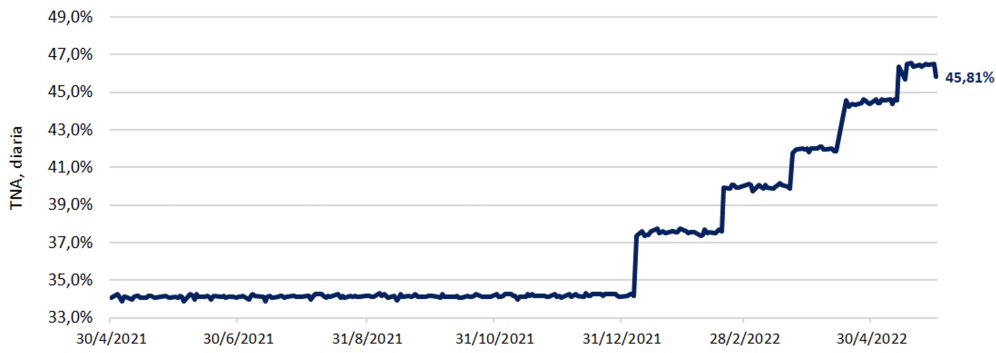
Préstamos en pesos al Sector Privado: variación mensual (promedio vs. promedio)



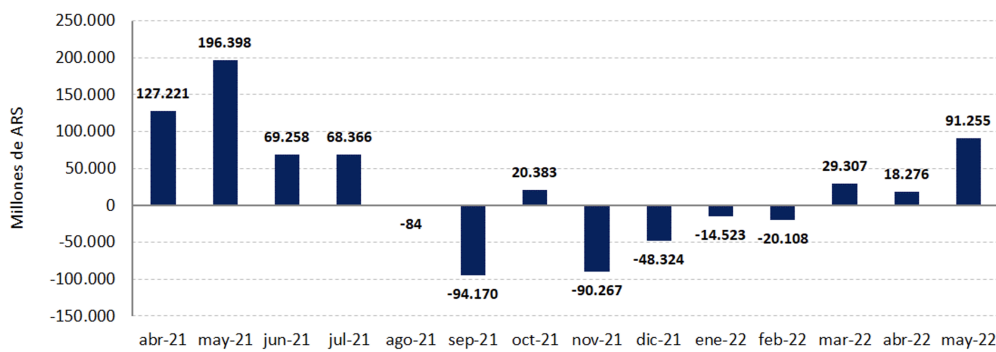
Préstamos en USD al Sector Privado: variación mensual (promedio vs. promedio)



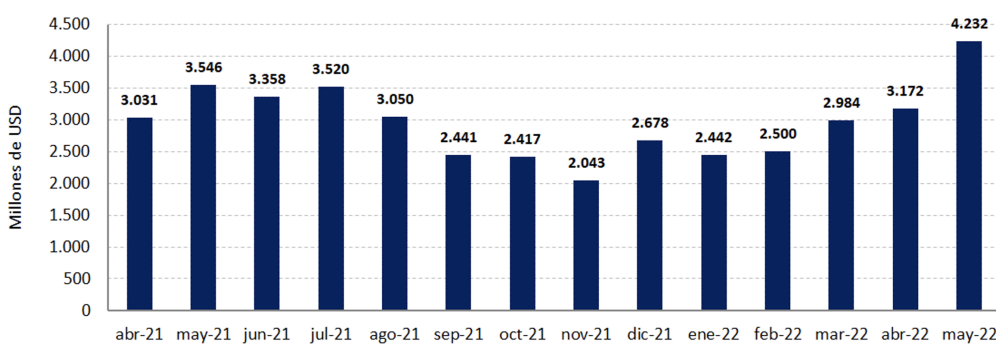
Badlar Privada



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



Liquidación mensual de divisas CIARA (acumulado)





## 4.2. ¿Quién pone las balizas del camino del 2022?

Luciano Codeseira

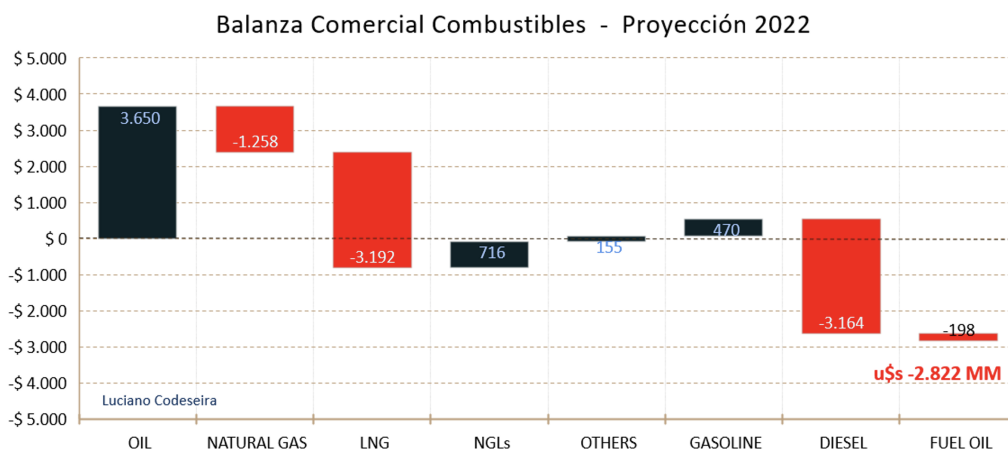
Junio 2022

En los próximos días se conocerán los resultados de la primera evaluación del FMI sobre el cumplimiento del acuerdo firmado en Marzo de 2022. Las metas allí fijadas han sido cumplidas conforme el 1Q22, con lo cual se debería autorizar el desembolso. La siguiente revisión será en Septiembre y se evaluará el cumplimiento de las metas a 2022.

La meta de acumulación de reservas internacionales netas representa en este momento el sitio donde decantan todos los otros desequilibrios: tanto los económicos como los políticos. Si bien en 1Q22 este objetivo se ha cumplido (gracias al desembolso del FMI) para la próxima revisión resulta un todo un reto. Alcanzar la acumulación de 4,1 Bus (vs Dic21) el BCRA deberá comprar divisas en el mercado cambiario. El ingreso de divisas por exportaciones de bienes alcanzó en IQ22 un récord histórico (en los primeros 3 meses del año ingresaron 19,3 Busd, esto es +22 % por encima de 2021) sin embargo la posición del BCRA en el mercado cambiario fue vendedora, es decir no existió acumulación legítima de reservas en el BCRA.

El crecimiento récord de las importaciones (17,9 Busd, +1 % por encima del máximo previo en 2013) se explica en la disparada de precios y adelantamiento de compras de combustibles energéticos (el pico de importaciones suele ser en el invierno) en un contexto de alza de precios globales (la importación de combustibles ha tenido un incremento de 190 % en el 1Q vs 2021). **El plan es y será evitar un tsunami importador del sector energético en el invierno que vacíe de dólares las arcas del BCRA en lo que podría ser el trimestre récord los ingresos de la cosecha gruesa, mientras se siguen dando batallas pírricas contra la inflación y con la quita de subsidios a la energía.** De no lograrse la acumulación de reservas, se tensará el esquema de control de cambios, limitándose la demanda de divisas, pero en particular la oferta restringiendo la demanda por importaciones y servicios. Esto es, **limitando la recuperación económica y llevando el desequilibrio hacia una metástasis en el Frente de Todos con el falso dilema de elegir entre cumplir el acuerdo o detener la economía.**

Bajo ciertos supuestos que están fuera del alcance del gobierno y con la fuerte hipótesis de que el gobierno primará las decisiones inteligentes, estimo un desbalance de 2,8 Busd, esto representa una suba del déficit en torno a los 1,1 Busd.



Hipótesis: Precio LNG22 28 usd/MMbtu (BB) y 32usd/MMbtu(ESC) // Diesel 4usd/gal // Oil 100 usd/bbl Gas Natural (Bolivia -Acuerdo- y Argentina 5usd/MMbtu) // Mayor hidráulicidad

en Litoral durante 2 semestre // reprogramación parada Atucha // temperatura invierno avrg 10 años

El impacto de los [cambios en las condiciones hídricas en Brasil](#) durante los últimos dos meses representa la mejor noticia para el sector energético argentino. Además de la posibilidad de redireccionar gas con destino a Brasil al mercado argentino, reflejó el **inicio de una nueva condición hidráulica para la Argentina**, en particular en el Litoral.

En este marco, y junto a la reprogramación de la parada técnica de Atucha, el despacho eléctrico se suma a la demanda industrial recortando significativamente la demanda de combustibles. En síntesis, el sistema eléctrico cuenta con **menor estrés y una menor demanda de combustibles importados**, en particular de LNG, durante el invierno, y de gasoil, en el segundo semestre.

De modo tal de que se trata de una mejora sustantiva si lo comparo con los cálculos que hacíamos en Mar-22, cuando el déficit superaba los 6 Busd. No obstante, aún en este escenario corregido, una salida de 2,8 Busd y en particular el impacto durante los meses invernales **aleja las posibilidades de pasar con éxito la segunda y tercera evaluación del FMI** y con eso la vuelta al dilema, y a la difícil complejidad de unir la economía, la energía y la política en Argentina.

V

**HUB** energía

# INFORMACIÓN LEGAL Y REGULATORIA



INSTITUTO  
DE ENERGÍA

UNIVERSIDAD  
AUSTRAL



## 5. Información Legal y Regulatoria

### 5.1. El Decreto DNU 277/2022 sobre acceso a divisas para empresas productoras de petróleo y gas natural desnuda la falta de una política exportadora

Por Francisco J. Romano Director Diplomatura en Derecho de los Hidrocarburos  
Universidad Austral Socio Estudio PAGBAM Abogados

#### Resumen del Decreto

El DNU 277/2022 publicado en el Boletín Oficial el 28 de mayo de 2022 otorga a sus beneficiarios el derecho de acceso al Mercado Libre de Cambios (MLC) sin conformidad previa del Banco Central de la República Argentina, para destinar al pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados y/o a la repatriación de inversiones directas de no residentes, por un monto equivalente al veinte por ciento (20%) de la producción incremental trimestral de petróleo crudo que hayan obtenido por encima de la producción total acumulada en el año 2021.

Ese porcentaje (20% del aumento de la producción base) se podrá incrementar en ciertos casos, por ejemplo, cuando los beneficiarios obtengan producción incremental de petróleo a partir de pozos de baja productividad o previamente inactivos o cerrados, cuando contraten al menos el diez por ciento (10%) de los servicios de fractura de Empresas Regionales o Nacionales, cuando incrementen su inversión en exploración y explotación de petróleo en áreas marginales o localizadas en regiones o cuencas con producción convencional exclusiva en proceso de declinación productiva, o cuando inicien un nuevo proceso de inversión de esas características, en los términos que defina la reglamentación.

En el caso del gas natural el beneficio será del treinta por ciento (30%) de la inyección incremental que haya obtenido cada beneficiario respecto de su Línea Base de Inyección, definida como volumen de inyección diaria promedio anual de gas natural correspondiente al año 2021, y podrá incrementarse también en ciertos casos de reversión de declino técnico. La Autoridad de Aplicación será la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y el Banco Central de la República Argentina, atendiendo a sus respectivas competencias. La Secretaría dispondrá la modalidad de contratación plurianual por subastas o concursos públicos, en el marco del Decreto N° 892/20 Plan GasAr, a través de lo cual deberá promoverse un horizonte de contratación de producción de gas natural para abastecer la Demanda Prioritaria y la Demanda de Usinas, en los términos que defina la Autoridad de Aplicación, de al menos tres (3) años móviles.

Se establece también que para los beneficiarios que hayan solicitado su incorporación a regímenes de promoción sectoriales que establezcan beneficios en materia de acceso al MLC o estén alcanzados por el “Régimen de Fomento de Inversiones para las Exportaciones” y el Decreto N° 892/20 - Plan GasAr- u otras normas con beneficios en materia de acceso al MLC que se establezcan en la reglamentación, los beneficios de acceso a divisas que se obtengan por adherir a los regímenes del decreto serán tomados a cuenta y oportunamente descontados de los que correspondieren por esas normativas.

#### Necesidad de cambio de paradigma

Mucho se ha hablado del potencial de Vaca Muerta como recurso de clase mundial. El reciente estudio de Nicolas Arceo, Lara Bersten y Andrés Wainer “*La evolución del sector de hidrocarburos. Potencialidades de la matriz energética argentina*” disponible en <https://www.fund.ar> estimó que el desarrollo del 50% de los recursos de Vaca Muerta permitiría un volumen incremental de

exportaciones superior a los USD 33.000 millones anuales durante el próximo medio siglo.

La realización de ese potencial exportar requiere acción inmediata: la ventana temporal de oportunidad para el desarrollo de Vaca Muerta se va cerrando conforme avanza, inexorable, la transición energética hacia energías limpias. Pero por sobre todas las cosas requiere cambiar el paradigma del autoabastecimiento y del saldo exportable.

El abastecimiento de la demanda local es fundamental y es uno de los principios básicos de la ley federal de hidrocarburos. Pero ese abastecimiento no debe alcanzarse con producción local a cualquier precio. Cada país debe encontrar pragmáticamente la ecuación más conveniente. Esto requiere revisar el concepto de saldo exportable para entenderlo no como saldo físico (si sobra algo, lo exporto) sino como saldo comercial.

La realidad de nuestro país es que sobra gas natural en el verano y falta en el invierno por diversas razones, como los precios internos, la falta de infraestructura de transporte y procesamiento necesaria y las dificultades para exportar. El reciente faltante de gasoil, que pone en riesgo las cosechas y la generación de divisas provenientes de su exportación, obedece a concausas como el incremento de los precios internacionales, la creciente necesidad de importaciones y la regulación de los precios en el mercado interno.

La consecuencia es la pérdida irrecuperable de producción y una necesidad de divisas que depende de factores internacionales que no podemos controlar. ¿Cómo salir de esta encerrona? La exportación de hidrocarburos no debe verse como parte del problema sino como parte de la solución. Una política de estado en materia exportadora podría generar las divisas necesarias para cubrir el déficit en los primeros años y transformar al país en exportador neto en el mediano plazo. Esa política requiere una planificación inteligente donde las empresas y las autoridades dialoguen y se pongan de acuerdo año a año en la mejor ecuación entre ventas al mercado interno y exportaciones firmes. Los compromisos alcanzados deben ser honrados a rajatabla, reconociendo que abastecimiento al mercado interno y exportaciones no son antitéticos sino complementarios: aun cuando puede haber situaciones puntuales de déficit, existirán claros beneficios en el mediano y largo plazo.

### **El caso australiano**

Es el caso de Australia para el gas natural licuado (GNL), donde el 30 de diciembre de 2020 el Gobierno y los exportadores de GNL de la Costa Este celebraron un nuevo “Heads of Agreement” que reemplaza al de septiembre de 2018. Las partes empiezan por reconocer que el aporte de la industria no es solamente la seguridad del suministro al mercado interno sino también las exportaciones. Cuando se habla de abastecer el mercado doméstico se entiende que se debe satisfacer toda la demanda local esperada a precios competitivos... pero a nivel internacional, no subsidiados ni “desacoplados” del mercado externo. Y se establece un sistema de monitoreo para asegurar que la demanda local esté siempre abastecida. El acuerdo no lo dice, pero esto da la previsibilidad necesaria para garantizar la continuidad de las exportaciones, reconociendo que cualquier interrupción haría estragos en la confianza de los compradores en el mercado internacional. Nuestra realidad

Esta política pública exportadora está totalmente ausente del debate y en particular de los recientes proyectos de ley de promoción para el sector, largamente postergados: el “largo”, el “corto” y este Decreto, que es su spinoff. Seguimos con la premisa del autoabastecimiento a cualquier precio, aun si tenemos que pagar lo que sea para cubrir el déficit físico. Los precios al mercado local siguen artificialmente dissociados de los precios internacionales. No existen garantías de cuánto se va a poder exportar ni mucho menos de qué tratamiento se le va a dar a las divisas provenientes de esas exportaciones ¿Podría asegurarse la repatriación de las necesarias para cubrir importaciones puntuales durante el año y liberar el resto como divisas de libre disponibilidad? El análisis conjunto de la industria y el gobierno, el diagnóstico compartido y el cumplimiento estricto de los compromisos asumidos son las bases de un acuerdo necesario para adaptarse a las realidades del mercado asegurando ambas cosas: las necesidades domésticas y las divisas provenientes de las

exportaciones. Esa confianza generaría un círculo virtuoso que termina redundando en mayores inversiones para desarrollar todo el potencial no convencional. Algo de esto está sucediendo con el Plan GasAr. Bienvenido sea.

Pero lamentablemente, no es la impronta de medidas como el Decreto 277/2022 que aparece como un remiendo coyuntural al control de cambios, totalmente alejado de cualquier política pública de consenso que sea capaz de generar la confianza necesaria para atraer inversiones. El porcentaje establecido, 20 % o 30 % del incremento sobre la producción de 2021 aparece como infundado. No tiene mucho sentido establecer porcentajes fijos de libre disponibilidad porque lo que en una coyuntura determinada puede ser razonable, en otra puede no serlo. Y las eventuales mejoras sobre esos porcentajes están sujetas a la discrecionalidad de los funcionarios, mientras que regímenes anteriores más beneficiosos, como el Decreto 929/2013 que dio origen a las primeras inversiones en Vaca Muerta, siguen sin cumplimiento y sin reglamentación. Los mercados continúan desacoplados y las divisas para los beneficiarios tendrán restricciones de uso de fondos: sólo algunos destinos, ni importaciones ni libre disponibilidad.

Por todas estas razones este tipo de medidas más que cambiar el statu quo, sólo ponen de manifiesto todo lo que falta hacer y la necesidad cada vez más apremiante de una política de estado consistente para el sector. Hay que destacar sin embargo una señal: el reconocimiento de que el problema existe. Aunque el medio elegido no parece el adecuado, es un necesario primer paso.

# RENOVABLES



INSTITUTO  
DE ENERGÍA

UNIVERSIDAD  
AUSTRAL



## 6. Renovables

### 6.1. LITIO GEOTERMAL: UN IMPORTANTE VALOR AGREGADO PARA ACELERAR EL DESARROLLO DE LA ENERGÍA GEOTERMOELÉCTRICA EN ARGENTINA

**Una importante iniciativa de la Cámara Geotérmica Argentina ha permitido evidenciar la potencialidad de litio geotermal en la faja andina argentina con resultados muy promisorios para atraer inversiones.**

La Cámara Geotérmica Argentina (CGA), particularmente el Dr. Giorgio Stangalino, junto con la colaboración de la Lic. Bárbara Utesá (CGA) y el asesoramiento del Dr. Diego Morata (CEGA, Chile) llevaron a cabo una revisión de los datos geoquímicos de las manifestaciones termales presentes en Argentina. Esta investigación fue iniciada en el mes de agosto de 2021 y actualizada recientemente con mayores datos para dar a conocer el potencial del litio geotermal presente en el país. Los resultados obtenidos muestran que existen concentraciones de litio medible en la mayoría de las manifestaciones termales ubicadas en las provincias de la faja andina, principalmente del centro y norte del país. Asimismo, se han evidenciado importantes valores de concentración de litio (mayores a 10 mg/L) en campos geotérmicos con niveles de estudios avanzados o incluso de prefactibilidad, como por ejemplo el volcán Tuzgle (provincia de Jujuy), Falla Tocomar (Salta), Cerro Blanco (Catamarca), el sistema geotérmico de Valle del Cura (San Juan) y el volcán Domuyo (Neuquén). Particularmente, en algunos de estos campos mencionados se han medido valores entre 30 y 60 mg/L. Asimismo, las relaciones magnesio – litio fueron calculadas por debajo de los 5 puntos, dato importante a considerar a la hora de evaluar el potencial de extracción de dicho elemento. Cabe destacar que todas las concentraciones mencionadas corresponden a valores de litio medidos en superficie, por lo que es esperable que las mismas aumenten en el reservorio profundo.

Los datos presentados proporcionan un importante valor agregado para el desarrollo de los proyectos de energía geotérmica en Argentina. Dado el escenario actual, en el que la explotación de litio convencional en las provincias del triángulo del litio se encuentra en el centro de la industria minera argentina, el desarrollo geotérmico implicaría dos importantes beneficios: la generación de energía limpia, renovable y de base para el desarrollo minero de la zona y otra fuente de obtención de litio, que le imprime un gran valor agregado a la aplicación de la energía geotermoeléctrica.

Dentro de los aspectos más importantes, y desde el punto de vista económico, se destaca que los estudios de Factibilidad Técnica para la generación de energía eléctrica permiten realizar la Factibilidad para la explotación de litio geotermal, es decir, que con la misma inversión, pueden realizarse ambos estudios de Factibilidad. Asimismo, mejora notablemente el balance ambiental del proceso de extracción de dicho mineral. Durante la explotación del campo geotérmico, una vez que los fluidos hayan sido utilizados para la generación de energía eléctrica (disminuyendo su temperatura hasta aproximadamente los 80°C) se obtiene el litio presente en los mismos a través del método de extracción directa, para luego ser reinyectado en el reservorio. Por otra parte, cabe destacar que los proyectos de litio geotermal tienen bajas o nulas emisiones de CO<sub>2</sub>.

En Argentina, la geotermia, categorizada como vapores endógenos, está reglamentada según la Ley Minera (Ley N° 1919, Código de Minería, Art. 3), los cuales son considerados como un mineral de primera categoría. En este contexto, los vapores endógenos poseen los beneficios de dicha ley en la etapa de exploración. Dado que el producto final es energía (eléctrica o térmica) y no un producto minero, en la etapa de explotación no se tenían en cuenta los beneficios de la ley minera.

Sin embargo, en septiembre del 2015, fue aprobada la Ley N°27.191 de Energías Renovables, donde se encuentra incluida la energía geotérmica, que es limpia, renovable y de base. Esta nueva ley permite obtener beneficios similares a los de la ley Minera. Es decir, que actualmente, el marco



legal acompaña todo el proceso, desde su exploración hasta la generación y venta de la energía.

Por otra parte, la ley nacional de minería permite, teniendo los derechos mineros de los vapores endógenos, extraer los subproductos que en ellos se encuentren, por ejemplo, el litio.

Como CGA, consideramos que el desarrollo del litio geotermal representa importantes beneficios, no sólo económicos sino también ambientales. Es por esto que nos encontramos en diálogo con empresas ubicadas en el campo geotérmico de Salton Sea, California, USA, quienes ya se encuentran desarrollando esta tecnología de extracción desde 2015, para poder promover y dar a conocer en Argentina los resultados técnicos-comerciales promisorios.

Link página web CGA: <https://camarageotermica.com.ar/novedades/>