

SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO XX N° 235



Comisión Nacional
de Energía Atómica

Julio 2020

Comité Técnico

Norberto Coppari

Santiago Jensen

Coordinación General

Mariela Iglesia

Producción Editorial

Sofía Colace

Diego Coppari

Carlos Mora Fresca

Pablo Rimancus

Agustín Zamora

Comité Revisor

Mariela Iglesia

Diseño Gráfico

Andrés Boselli

Colaboración Externa

Carlos Rey

Humberto Baroni

Elaborado por la Subgerencia Planificación Estratégica
Gerencia Planificación, Coordinación y Control

Comisión Nacional de Energía Atómica

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
OBSERVACIONES.....	1
DEMANDA DE ENERGÍA.....	2
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA.....	8
POTENCIA INSTALADA.....	9
GENERACIÓN NETA NACIONAL.....	10
APORTE DE LOS PRINCIPALES RÍOS Y GENERACIÓN NETA HIDRÁULICA.....	11
GENERACIÓN NETA DE OTRAS RENOVABLES.....	13
GENERACIÓN NETA TÉRMICA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES.....	15
GENERACIÓN NETA NUCLEAR.....	18
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MEM.....	19
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES E IMPORTACIONES.....	21

SÍNTESIS

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) Julio 2020.

⚡ Introducción

En julio, la demanda neta de energía del MEM aumentó un 1,5 % en comparación con el valor alcanzado en el mismo mes del año pasado.

La temperatura media del mes fue de 10,5°C, en lo que fue un mes más fresco que julio del año pasado, cuya temperatura media fue de 11,7°C. En cuanto a la temperatura media histórica del mes, por su parte, se ubicó en los 11,4°C.

En materia de generación hidráulica de las principales centrales, para Yacretá el río Paraná presentó un caudal inferior al histórico, al igual que los ríos pertenecientes a la cuenca del Comahue (Limay, Neuquén, Collón Curá) y el río Futaleufú, que presentaron aportes inferiores a los históricos del mes. En contraposición, el caudal del río Uruguay (Salto Grande) ha sido considerablemente superior al caudal histórico para el mes de julio.

De los balances de los aportes, la generación hidráulica aumentó un 14,3% en comparación al valor registrado en julio de 2019.

En cuanto a la generación de Otras Renovables, este mes aportaron 964,1 GWh contra 611,3 GWh registrados en julio del año anterior. Así, la generación resultó un 57,7% superior a la alcanzada en el mismo mes del 2019, y corresponde a un aumento de potencia instalada de un 47,9%.

Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 736,7 GWh, valor en esta oportunidad similar al alcanzado en julio de 2019.

Además, la generación térmica fósil resultó un 11,5% inferior a la del mismo mes del año pasado.

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por 475,8 GWh contra 120,2 GWh alcanzados en julio de 2019. Por otra parte, al igual que en el mismo mes del año pasado, las exportaciones fueron cercanas a cero.

Finalmente, el precio monómico de la energía para este mes fue de **4.644,2 \$/MWh**, equivalente a **65,0 U\$S/MWh**¹. Este y otros conceptos serán presentados en detalle en la sección relativa a Precios de la Energía.

⚡ Observaciones

A raíz del “Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio” dispuesto por el Gobierno Nacional desde el 20 de marzo, se han modificado los hábitos tradicionales de consumo de energía durante este mes de julio. Dicha medida se implementó con el fin de evitar la propagación del virus del COVID-19. Por lo tanto, es importante destacar que muchos de los indicadores del Mercado Eléctrico Mayorista que se ven reflejados en esta publicación se alejen de los usuales que se manejan para este mes.

Las demandas comercial e industrial registraron disminuciones del 7,3% y 13,0% respectivamente, en relación con los valores alcanzados en julio de 2019. Por otra parte, la demanda residencial aumentó un 13,7% respecto al mismo mes del año anterior.

¹ Dólar mayorista promedio de julio del Banco Central de la República Argentina.

En materia de generación nucleoelectrica, la central nuclear Embalse operó con normalidad durante el mes. Por otra parte, la Central Nuclear Atucha I interrumpió sus tareas desde 18 de julio en adelante, mientras que la Central Nuclear Atucha II detuvo su operación desde el 25 de junio hasta el 14 de julio, ambas para efectuar tareas de mantenimiento.

Con relación a la generación de Otras Renovables, esta continúa aumentando considerablemente desde mediados de 2018 debido, sobre todo, a los ingresos de nueva generación eólica y fotovoltaica al sistema.

En lo que refiere a generación hidroeléctrica, se ha producido una recuperación sustancial con respecto a meses previos, en los que los ríos Iguazú, Paraná y Uruguay se vieron afectados por una sequía en el sudeste de Brasil. Dados los aportes de generación nuclear, hidroeléctrica y de otras renovables, sumado a las importaciones de países vecinos disminuyó la generación térmica.

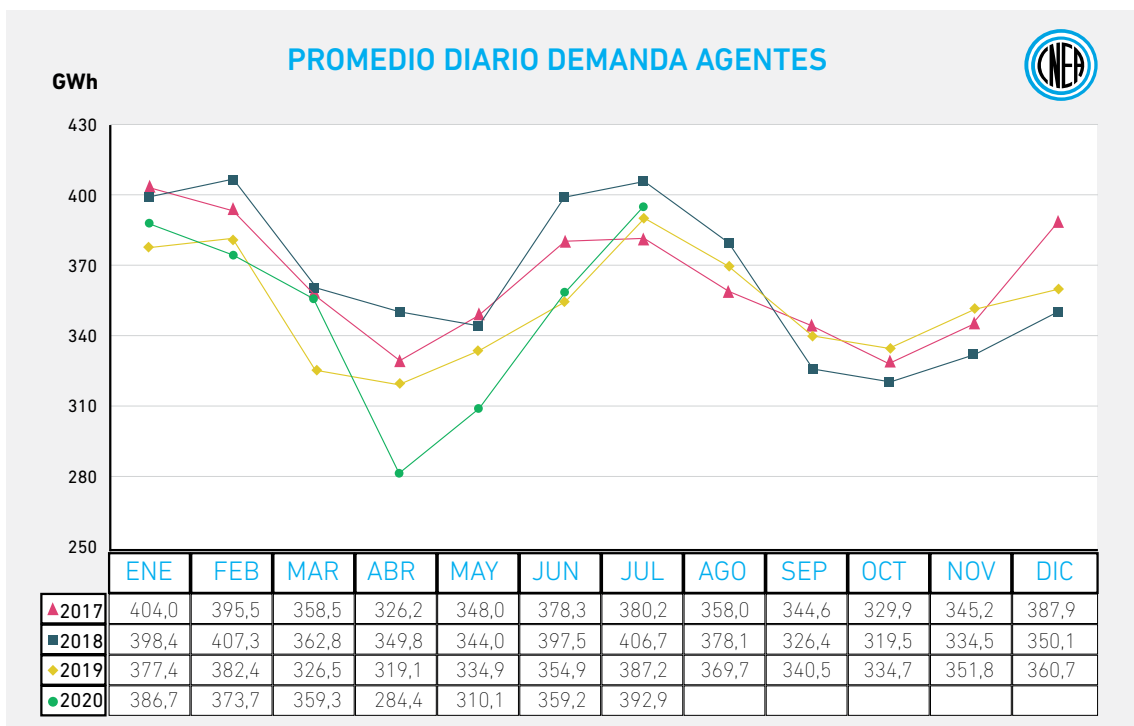
⚡ Demanda de Energía

A continuación se muestra la evolución de la "demanda neta".

VARIACIÓN DEMANDA NETA		
MENSUAL (%)	AÑO MÓVIL (%)	ACUMULADO 2020 (%)
1,5	1,1	-0,1

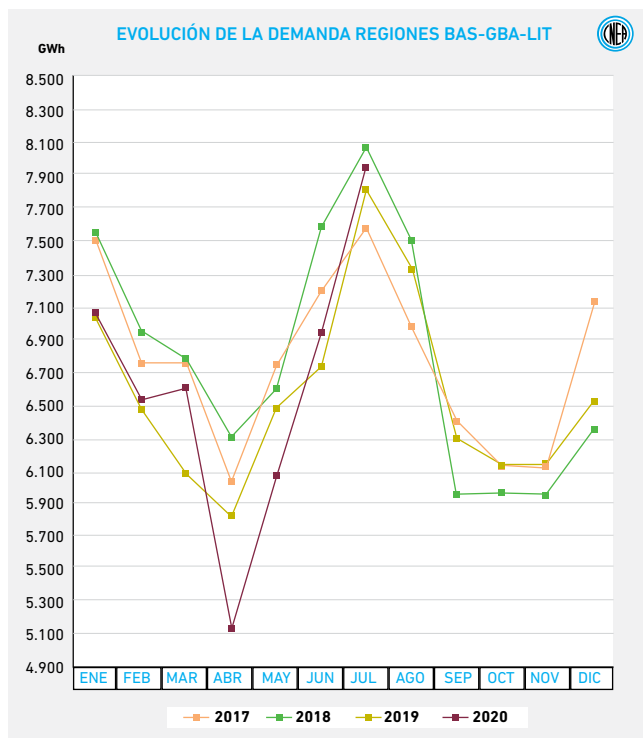
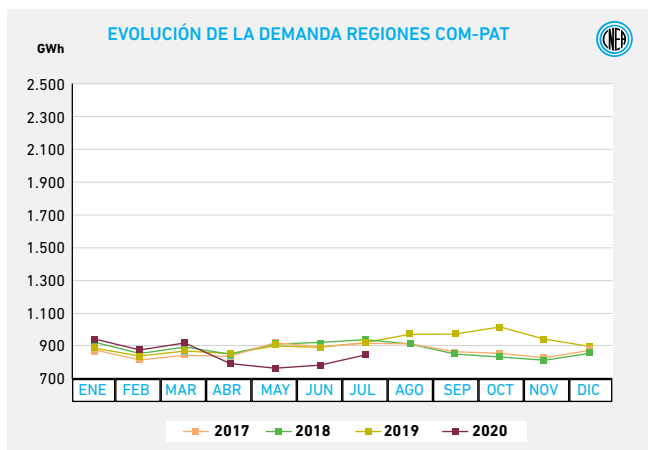
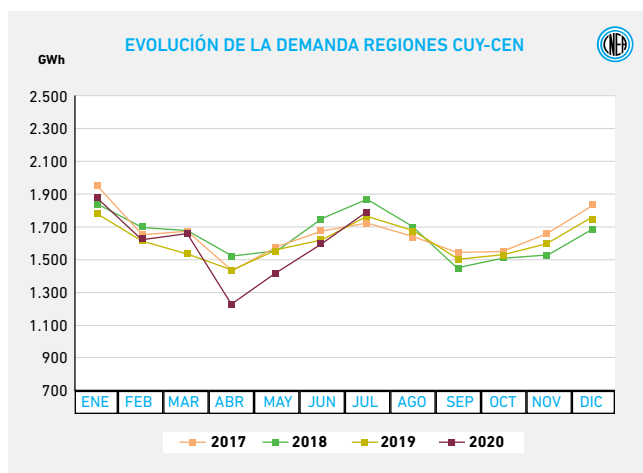
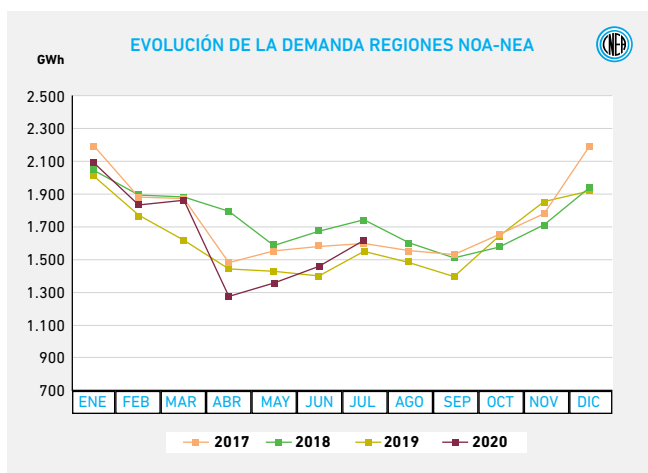
La "variación mensual" se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor mensual del año anterior. El "año móvil" compara la demanda de los últimos doce meses respecto de los doce anteriores. El "acumulado", en cambio, computa los meses corridos del año en curso, respecto de los mismos del año pasado.

En la siguiente figura se observa el promedio diario de la demanda agentes a partir del 2017 hasta la fecha.



A continuación se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada por agrupación de regiones eléctricas.

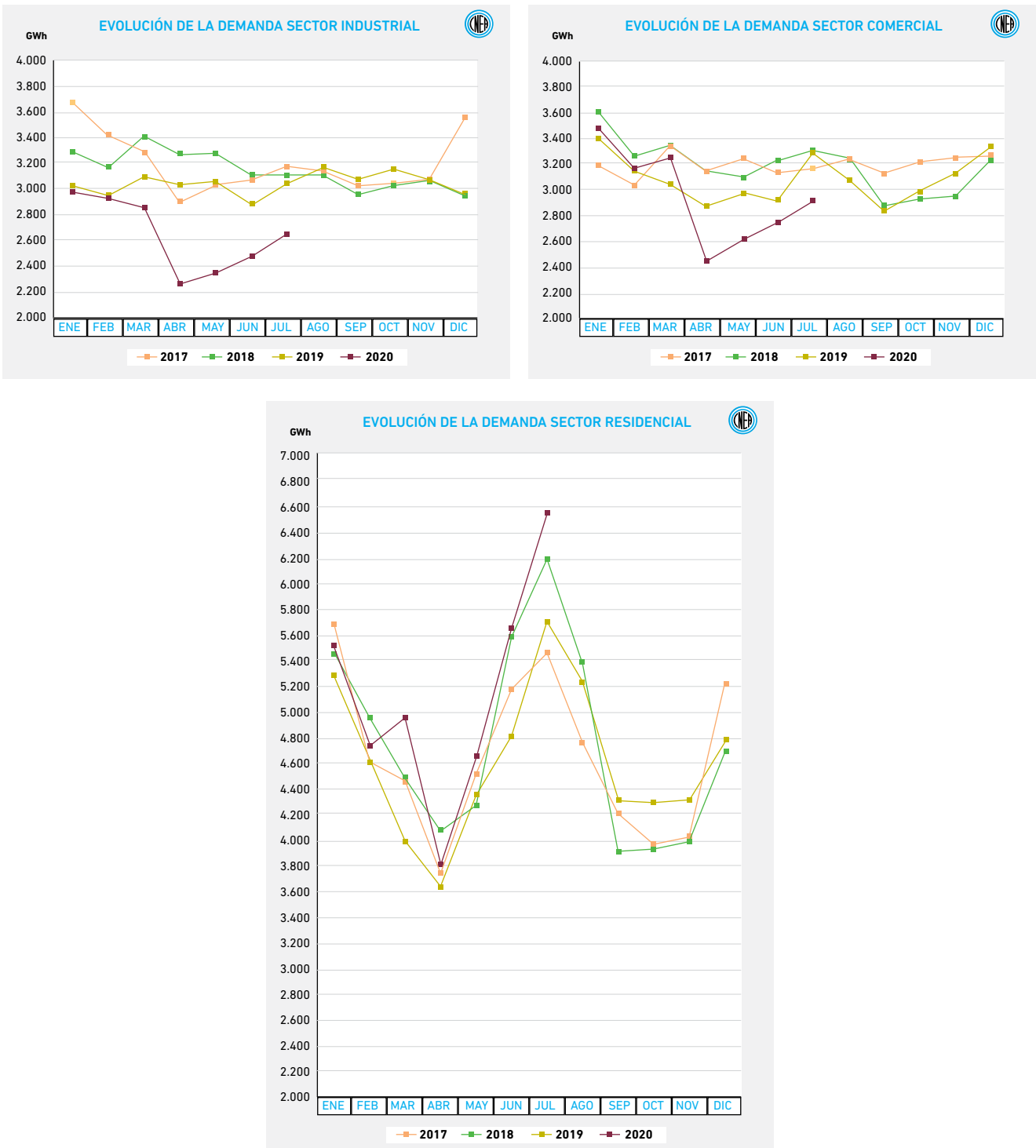
REGIÓN	PROVINCIAS
Gran Buenos Aires (GBA)	C.A.B.A y Gran Buenos Aires
Buenos Aires (BAS)	Buenos Aires sin GBA
Centro (CEN)	Córdoba, San Luis
Comahue (COM)	La Pampa, Neuquén, Río Negro
Cuyo (CUY)	Mendoza, San Juan
Litoral (LIT)	Entre Ríos, Santa Fe
Noreste Argentino (NEA)	Chaco, Corrientes, Formosa, Misiones
Noroeste Argentino (NOA)	Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero, Tucumán
Patagonia (PAT)	Chubut, Santa Cruz



Durante el mes de julio en las regiones NOA-NEA se demandaron 1.604 GWh, los cuales representan un crecimiento del 3,9% respecto a la demanda registrada el mismo mes del año anterior, de 1.544 GWh. En las regiones CUY-CEN se registró una demanda de 1.786 GWh, valor 1,7% superior al alcanzado en julio de 2019, de 1.756 GWh. Por otra parte, las regiones COM-PAT experimentaron una demanda de 846 GWh, equivalente a una disminución del 9,1% en comparación con la demanda registrada en julio del año

pasado, de 931 GWh. Finalmente, para las regiones BAS-GBA-LIT² se demandaron 7.942 GWh, valor 2,2% superior al alcanzado en 2019, de 7.772 GWh.

A continuación se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada por sectores de consumo.

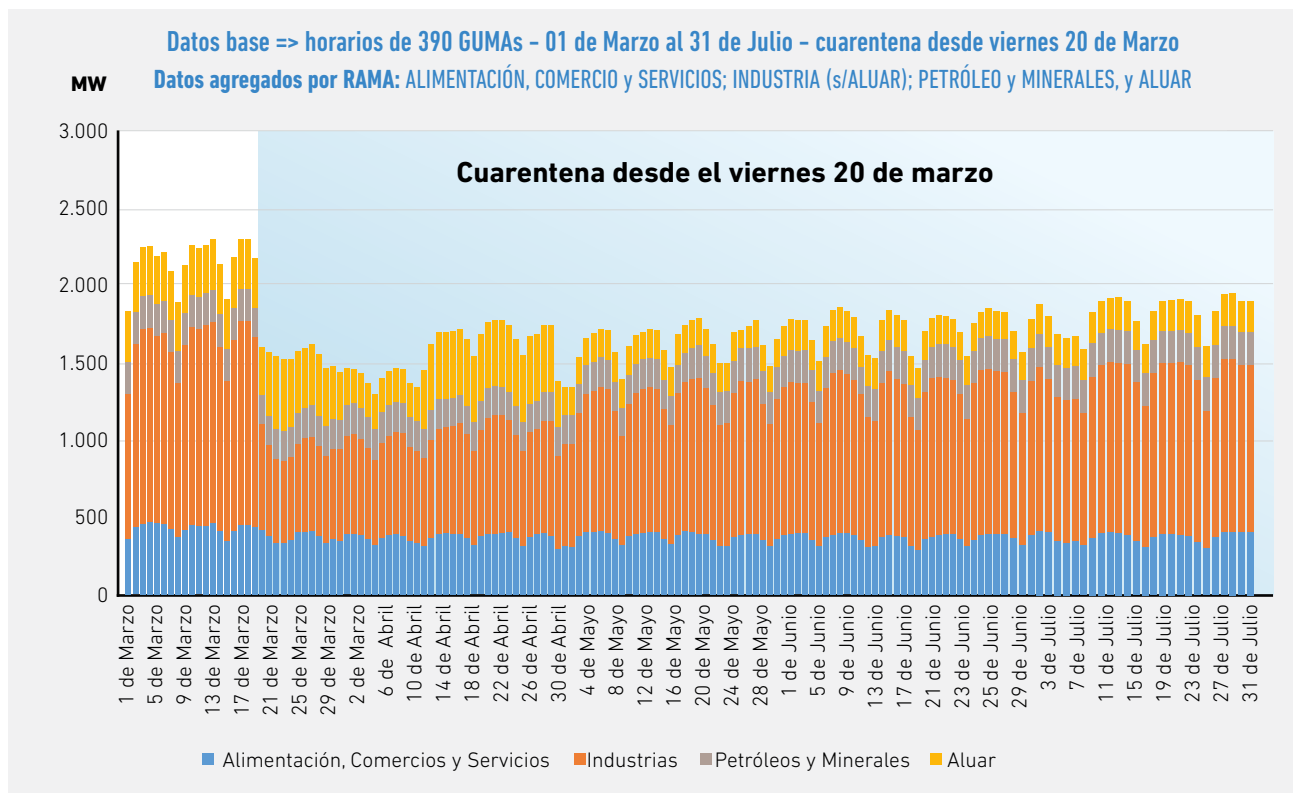


La caída en la demanda de los sectores comercial e industrial podría deberse a diversas causas: en primer lugar, un factor a considerar es indudablemente la cuarentena producto de la pandemia mundial por el virus del COVID-19. Como es de público conocimiento, desde el día 20 de marzo se estableció en el país el “Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio”, debido al cual la población se mantuvo en sus hogares con excepción de aquellas personas que desarrollan actividades declaradas por el gobierno nacional como esenciales.

² Demanda regional incluyendo Aluar Aluminio Arg. S.A.

A pesar de esto, la tendencia marcada en los últimos meses para el consumo residencial fue hacia el aumento –producto de la extensión del aislamiento social–. Los valores residenciales de demanda fueron de 6.608 GWh para julio de este año, que fue el más alto en los últimos cuatro años, y un 13,7% mayor al del año pasado, de 5.810 GWh.

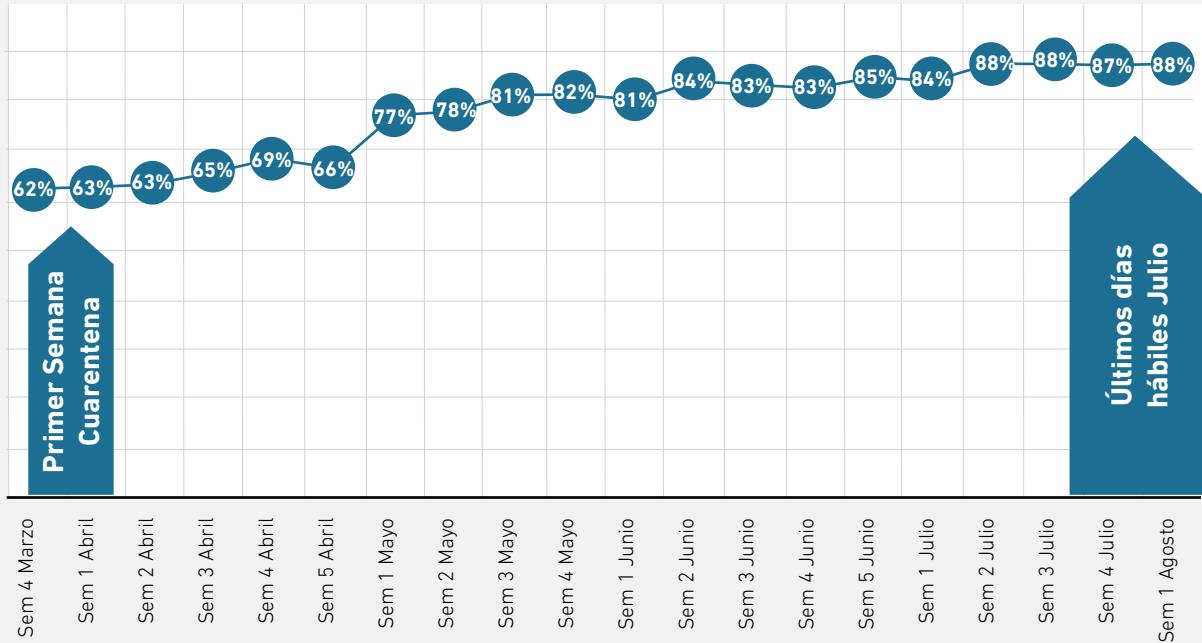
Los efectos de las medidas de aislamiento pueden verse en las figuras a continuación, donde se observa una fuerte caída de las demandas industrial y comercial, que alcanzan los menores valores de los últimos cuatro años, cuya baja afectó particularmente al sector de Grandes Usuarios (GUPA).



En lo que respecta al sector comercial la demanda fue de 2.931 GWh, valor 7,3% inferior al alcanzado en julio del año pasado, que fue de 3.160 GWh. Por otra parte, el sector industrial experimentó una demanda de 2.640 GWh y, debido a que el valor registrado para el mismo mes en 2019 había sido de 3.035 GWh, se registró una disminución del 13,0%. En ambos casos, los valores registrados son los más bajos para el mes de julio en los últimos cuatro años. Sin embargo, a la hora de analizar los gráficos de evolución de la demanda, se puede observar cierta tendencia a la normalización dentro del sector comercial. De manera similar, por la flexibilización de distintas actividades pertenecientes al sector industrial, comienzan a apreciarse signos de recuperación en su curva de crecimiento.

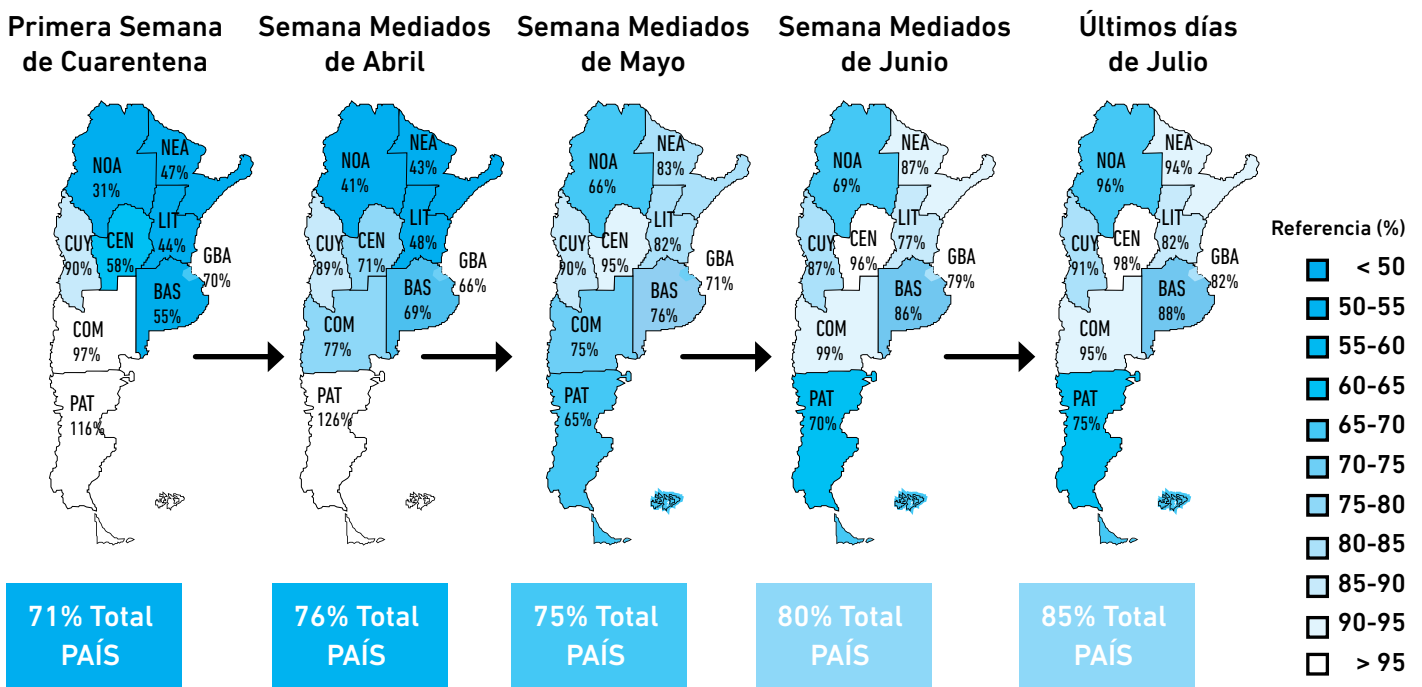
En cuanto a la demanda de GUMAs (Grandes Usuarios Mayores) se puede observar en la siguiente figura que se están recuperando los valores de demanda previos al comienzo del **Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio (ASPO)**.

EVOLUCIÓN DEMANDA MEDIA DIARIA GUMAs (sin Aluar) PORCENTAJE DE DEMANDA ALCANZADA EN RELACIÓN A LA DEMANDA PREVIO COMIENZO DEL ASPO



Como se puede observar con más detalle en la siguiente figura y tabla, la gran demanda GUMAs, AUTOGENERADORES y ALUAR evidencia un aumento leve, aunque sostenido, semana a semana. Durante la última semana de julio, esta logró ubicarse en valores cercanos al 85% en relación con la demanda previa a la cuarentena. Es importante destacar que el consumo de gran demanda ha ido en aumento desde los últimos días de abril.

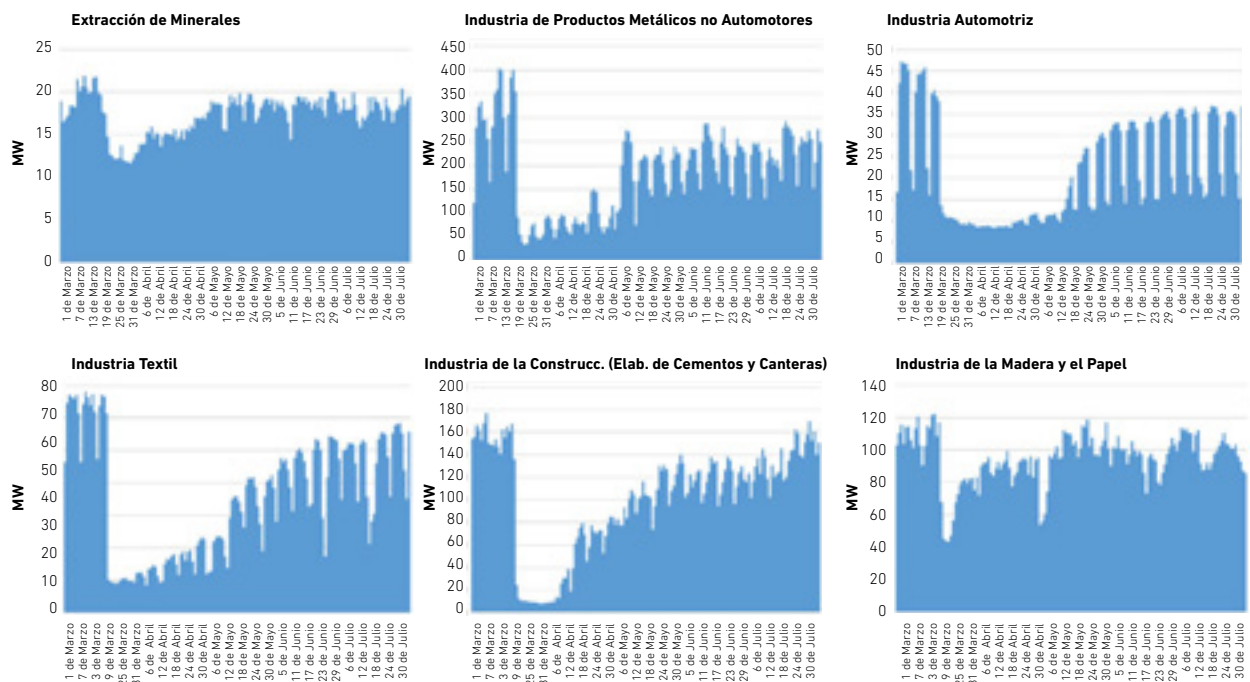
Porcentaje de variación de la demanda en relación a valores previos al ASPO



Porcentaje de variación de la demanda en relación a valores previos al ASPO

MW Semana Hábil	Semana Previa a la Cuarentena		Primera Semana de Cuarentena		Última Semana de Junio		Recuperado de la Demanda %
	MW	%Particip.	MW	%Demanda Alcanzada en Relación a antes de Cuarentena	MW	%Demanda Alcanzada en Relación a antes de Cuarentena	
Gran Buenos Aires (GBA)	593,2	26%	413,2	70%	489,4	82%	13%
Buenos Aires (BAS)	475,4	21%	260,1	55%	417,0	88%	33%
Patagónica (PAT con Aluar)	401,2	18%	466,6	116%	301,1	75%	-41%
Litoral (LIT)	331,6	15%	146,9	44%	272,4	82%	38%
Cuyo (CUY)	160,3	7%	143,7	90%	146,2	91%	2%
Centro (CEN)	85,7	4%	49,1	57%	84,4	98%	41%
Comahue (COM)	82,8	4%	80,0	97%	78,8	95%	-1%
Noroeste (NOA)	83,7	4%	25,8	31%	80,2	96%	65%
Noreste (NEA)	28,9	1%	13,5	47%	27,0	94%	47%
TOTAL Gran Demanda	2.243,0	100,0%	1.599,0	71%	1.896,4	85%	13%
Total sin Aluar	1.924,6		1.201,0	62%	1.690,0	87%	25%

La variación en la demanda puede explicarse, en gran medida, a partir del análisis de los datos referidos a la rama industrial. Como puede verse en la siguiente figura y con más detalle en la tabla, la mayoría de las actividades industriales han aumentado su demanda en comparación con los primeros días del ASPO. En este sentido, las ramas que recuperaron sus actividades han sido la industria automotriz, la industria textil y la construcción.



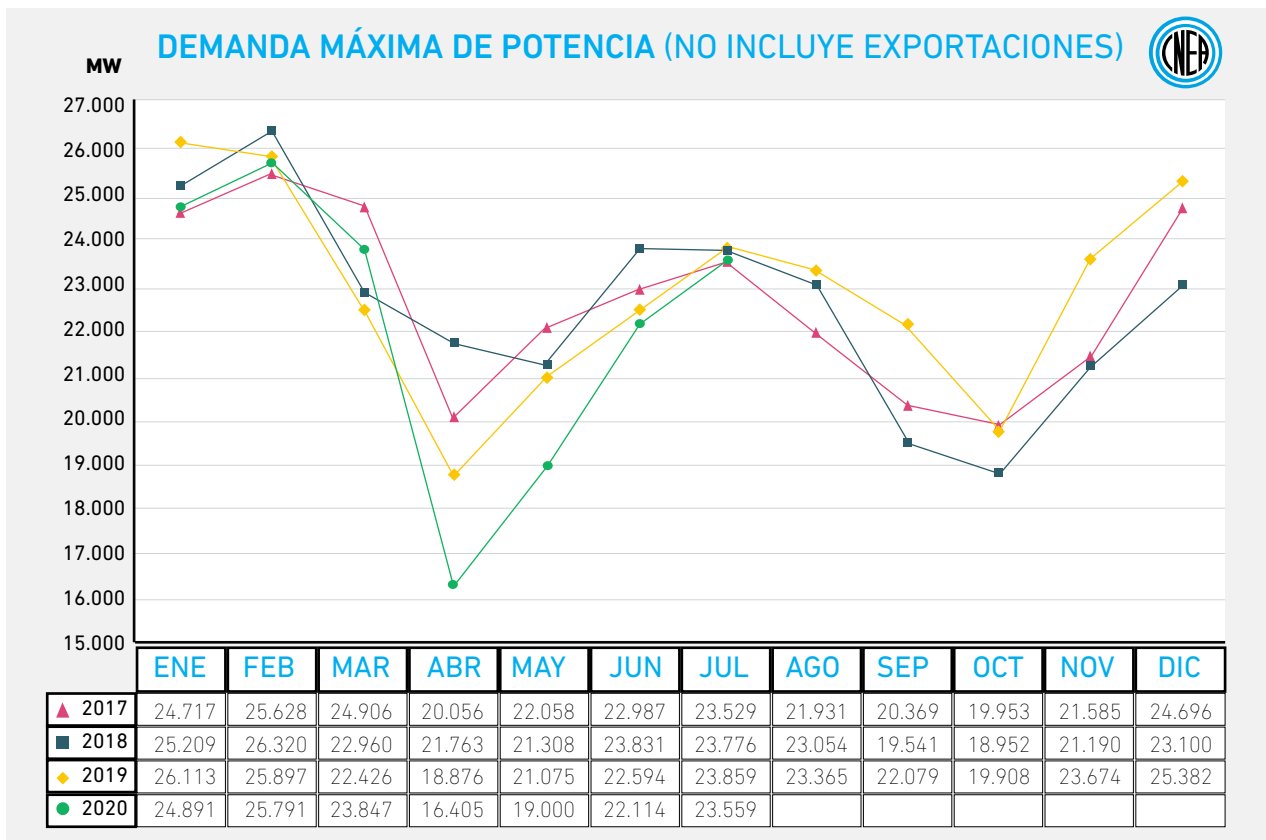
En el caso de ALUAR se debe tener en cuenta que desde los primeros días de mayo la baja relativa en su demanda se debe principalmente a un aumento de autogeneración respecto a los días previos. La demanda bruta total (sin descontar la autogeneración térmica de la planta) cayó en el orden de un 40%, valores similares al resto de la industria metalmeccánica.

Variación de las principales actividades industriales respecto el inicio del ASPO

	Semana Prev hábil ASPO MW	Primera Semana Hábil Cuarentena MW	Caída MW	Caída %	Días hábiles 26 de Julio al 1 de Agosto MW	Caída MW	Caída %	
INDUSTRIAS	Automotriz	43,9	10,3	-33,6	-76,5	39,6	-4,3	-9,8
	Derivados de Petróleo	201,4	158,8	-42,6	-21,2	174,5	-26,8	-13,3
	Construcción	147,8	9,3	-138,5	-93,7	158,2	10,4	7,1
	Madera y el Papel	104,7	65,7	-39,0	-37,2	99,7	-6,1	-5,8
	Metálicos no Automotores	358,8	68,6	-290,1	-80,9	233,1	-125,7	-35,0
	Textil	66,0	10,5	-55,4	-84,0	59,6	-6,3	-9,6
	Químicas, del Caucho, Plástico y Otros Materiales Minerales no Metálicos	349,7	275,2	-74,4	-21,3	312,4	-37,3	-10,7
Total INDUSTRIAS	1.272,3	598,4	-673,6	-53,0	1.077,1	-196,1	-15,4	
Total Aluar	318,4	397,9	79,53	25,0	206,4	-111,96	-35,2	

⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se indica a continuación, la demanda máxima de potencia disminuyó un 1,3% tomando como referencia el mismo mes del 2019.



⚡ Potencia Instalada

Los equipos instalados en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) pueden clasificarse en cuatro grupos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC), Hidráulico (HID) y Otras Renovables. Los térmicos a combustible fósil, a su vez, pueden subdividirse en cuatro tipos tecnológicos, en función del ciclo térmico y combustible que utilizan: Turbinas de Vapor (TV), Turbinas de Gas (TG), Ciclos Combinados (CC) y Motores Diésel (DI).

Las Otras Renovables, como lo indica su nombre, componen la generación Eólica (EOL), la Fotovoltaica (FV), Biogás (BG), Biomasa (BM) y las hidráulicas de potencia hasta 50 MW.

Si bien CMMESA, a partir del 2016, en línea con la Ley de Energías Renovables N° 27.191, clasifica las hidráulicas de hasta 50 MW como renovables, en la tabla siguiente se seguirán contabilizando bajo la categoría de hidráulicas. A continuación se muestra la capacidad instalada por regiones y tecnologías en el MEM, en MW.

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	FV	EOL	BG	BM	TOTAL
CUYO	120,0	113,8	385,5	40,0	659,3	-	1.137,1	205,3	-	-	-	2.001,7
COM	-	500,9	1.489,6	81,0	2.071,5	-	4.768,7	-	183,9	-	-	7.024,1
NOA	261,0	998,6	1.471,7	362,6	3.093,9	-	219,7	192,5	158,2	3,0	2,0	3.669,3
CEN	-	626,0	733,6	45,2	1.404,8	683,0	918,0	61,2	127,8	12,7	0,6	3.208,1
GBA	2.110,0	1.566,1	4.004,9	254,0	7.935,0	-	-	-	-	21,9	-	7.956,9
BAS	1.543,2	2.161,7	1.915,1	248,5	5.868,5	1.107,0	-	-	765,2	2,4	-	7.743,1
LIT	217,0	361,8	1.883,7	318,6	2.781,1	-	945,0	-	-	7,7	-	3.733,8
NEA	-	12,0	-	304,8	316,8	-	2.745,0	-	-	-	-	3.061,8
PAT	-	271,0	301,1	-	572,1	-	606,8	-	909,1	-	-	2.088,0
TOTAL SIN³	4.251,2	6.611,9	12.185,2	1.654,7	24.703,0	1.790,0	11.340,3	459,0	2.144,2	47,7	2,6	40.486,8
Porcentaje					61,01	4,42	28,01	1,13	5,30	0,12	0,01	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-	-401,2	594,8	0,3	193,9	-	-	-	46,2	-	-	240,1
ACUMULADO 2020	-	-414,2	570,9	1,3	158,0	-	30,0	19,8	535,6	5,6	0,6	749,6

Este mes se registraron las siguientes modificaciones de capacidad instalada en el SADI:

BAS

- Se produjo la repotenciación del Parque Eólico (P.E) Mataco 3 Picos, a partir de la habilitación de 11 aerogeneradores de 4,2 MW. Así, se adicionaron 46,2 MW, alcanzando una potencia total de 203,4 MW.
- Las unidades TG pertenecientes a la Central Térmica (C.T.) Rojo pasaron a ser CC.

CEN

- Las unidades TG de las C.T. Villa María pasaron a ser CC.

GBA

- Se repotenció el CC perteneciente a la C.T. Genelba. Adicionando así 193,6 MW, para alcanzar una potencia total de 381,2 MW.

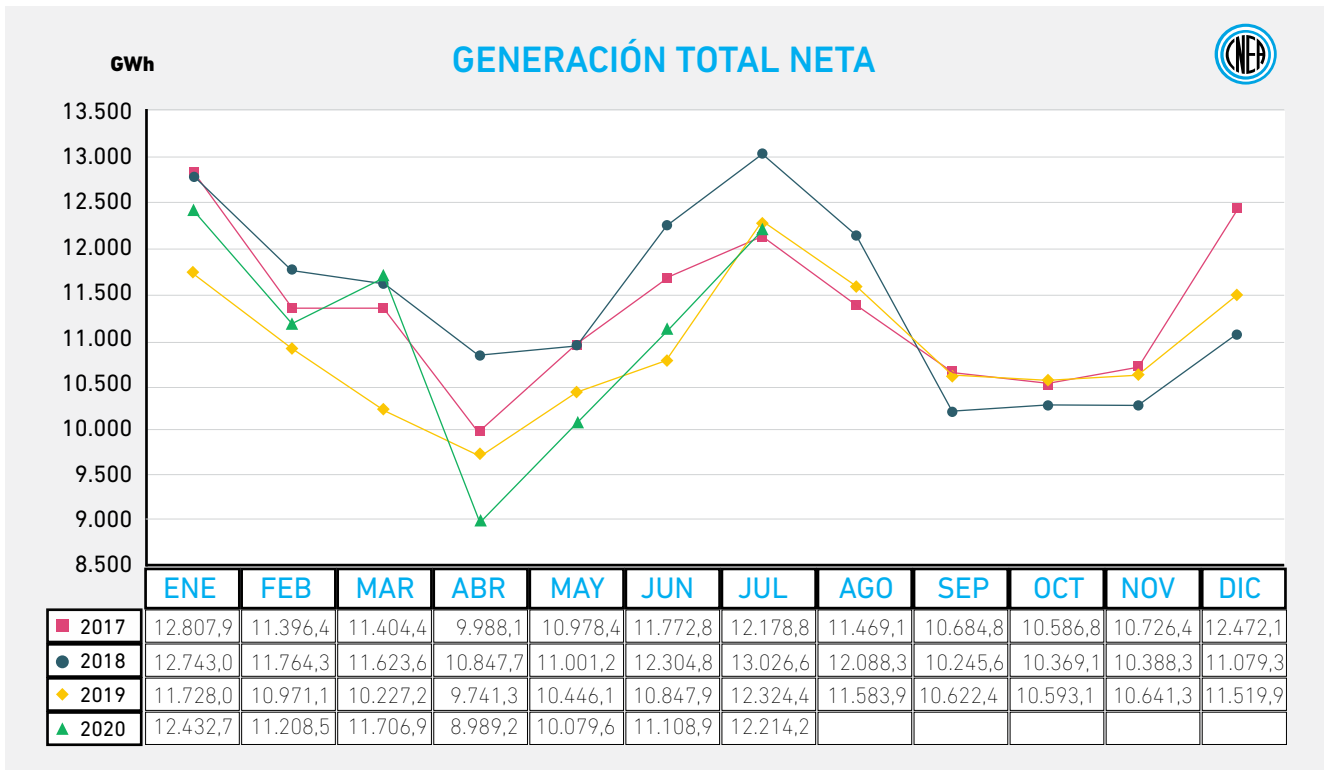
NEA

- Se produjo la repotenciación de motores DI pertenecientes a la C.T. EMSA Generación en 0,3 MW, alcanzando un total de 2,4 MW.

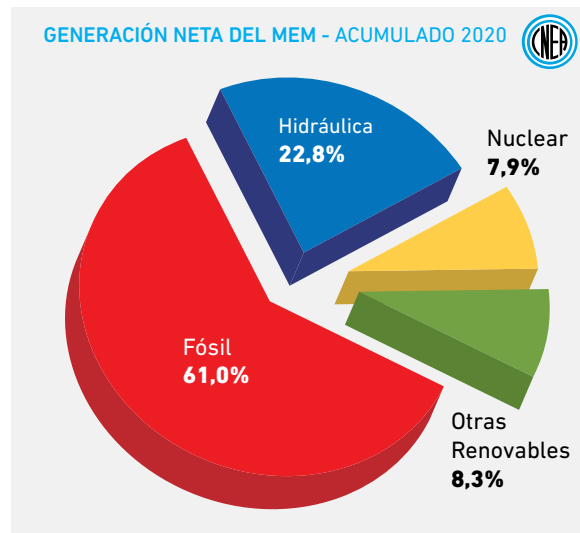
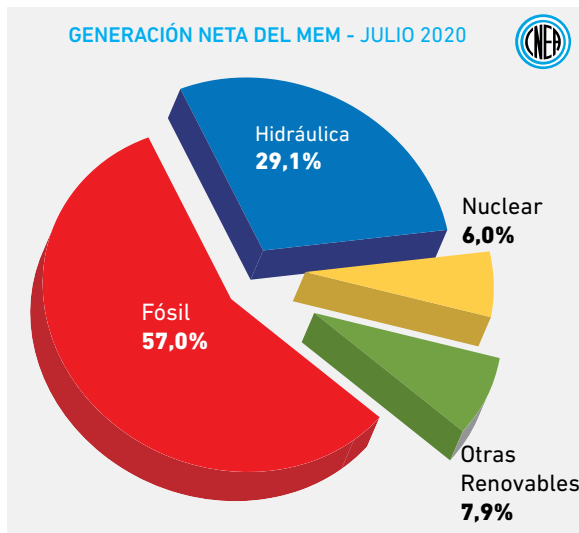
³ Sistema Interconectado Nacional.

⚡ Generación Neta Nacional

La generación total neta nacional vinculada al SADI (Nuclear, Hidráulica, Térmica y Otras Renovables) fue un 0,9% inferior a la de julio de 2019.



A continuación se presenta la relación entre las distintas fuentes de generación:



La generación de Otras Renovables, que surge de las gráficas precedentes, comprende la generación eólica, fotovoltaica, de hidroeléctricas de hasta 50 MW, y de centrales a biogás y biomasa incorporadas a la fecha.

⚡ Aporte de los Principales Ríos y Generación Neta Hidráulica

En la siguiente tabla se presentan los aportes que tuvieron en julio los principales ríos, respecto a sus medios históricos del mes.

RÍOS	MEDIOS DEL MES DE JULIO (m ³ /s)			MEDIOS HISTÓRICOS (m ³ /s)
	2018	2019	2020	
URUGUAY	4.057	4.066	7.318	5.947
PARANÁ	9.587	9.911	8.838	12.150
LIMAY	279	221	213	341
COLLÓN CURÁ	660	430	332	610
NEUQUÉN	291	163	232	344
FUTALEUFÚ	265	255	189	315

Tal como se indicó en versiones anteriores de esta síntesis, a partir de un caudal de aproximadamente 13.000 m³/s para el río Paraná y de 8.300 m³/s para el río Uruguay, los posibles aumentos ya no se traducen en una mayor generación de las centrales respectivas, ya que al superar la capacidad de turbinado de las mismas deben volcarse los excesos de agua por los vertederos.

A continuación se muestra la situación de Yacyretá y Salto Grande al 31 de julio de este año.

RÍO PARANÁ

Caudal real:
8.300 m³/s

Caudal medio histórico:
12.150 m³/s

Caudal máximo turbinado:
11.600 m³/s

YACYRETÁ

Cota Max:	83,50 m
C.Hoy:	82,70 m
C.Min:	75,00 m

Turbinado: 7.000 m³/s
Vertido: 1.000 m³/s*

RÍO URUGUAY

Caudal real:
4.312 m³/s

Caudal medio histórico:
5.947 m³/s

Caudal máximo turbinado:
8.300 m³/s

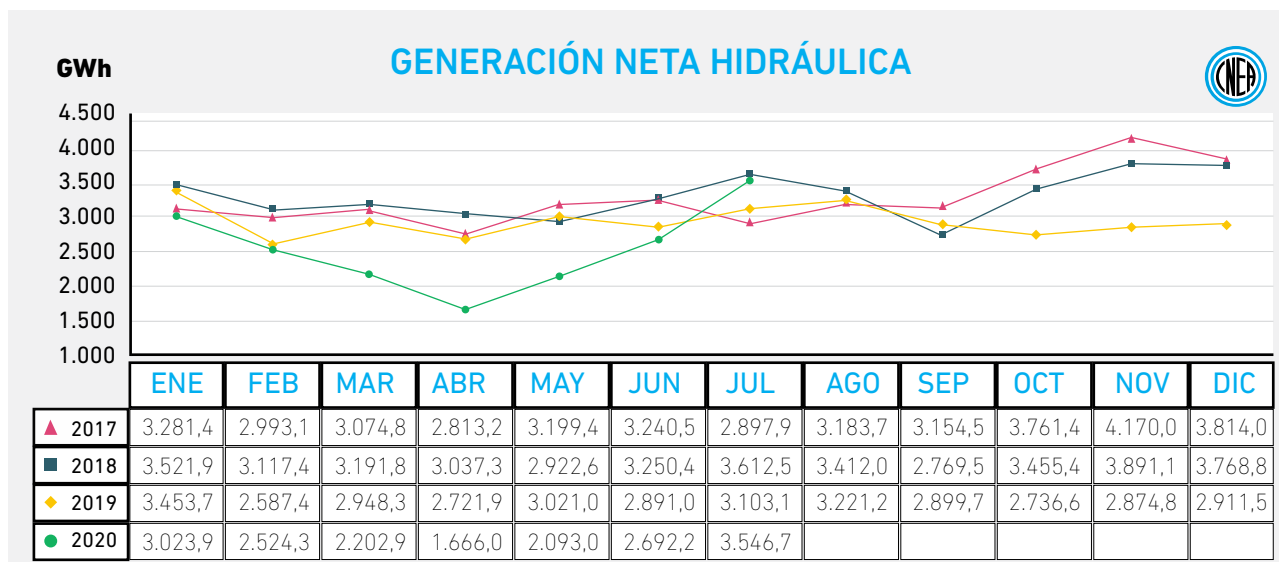
SALTO GRANDE

C.Max:	35,50 m
C.Hoy:	33,99 m
C.Min:	31,00 m

Turbinado: 5.348 m³/s
Vertido: 0 m³/s

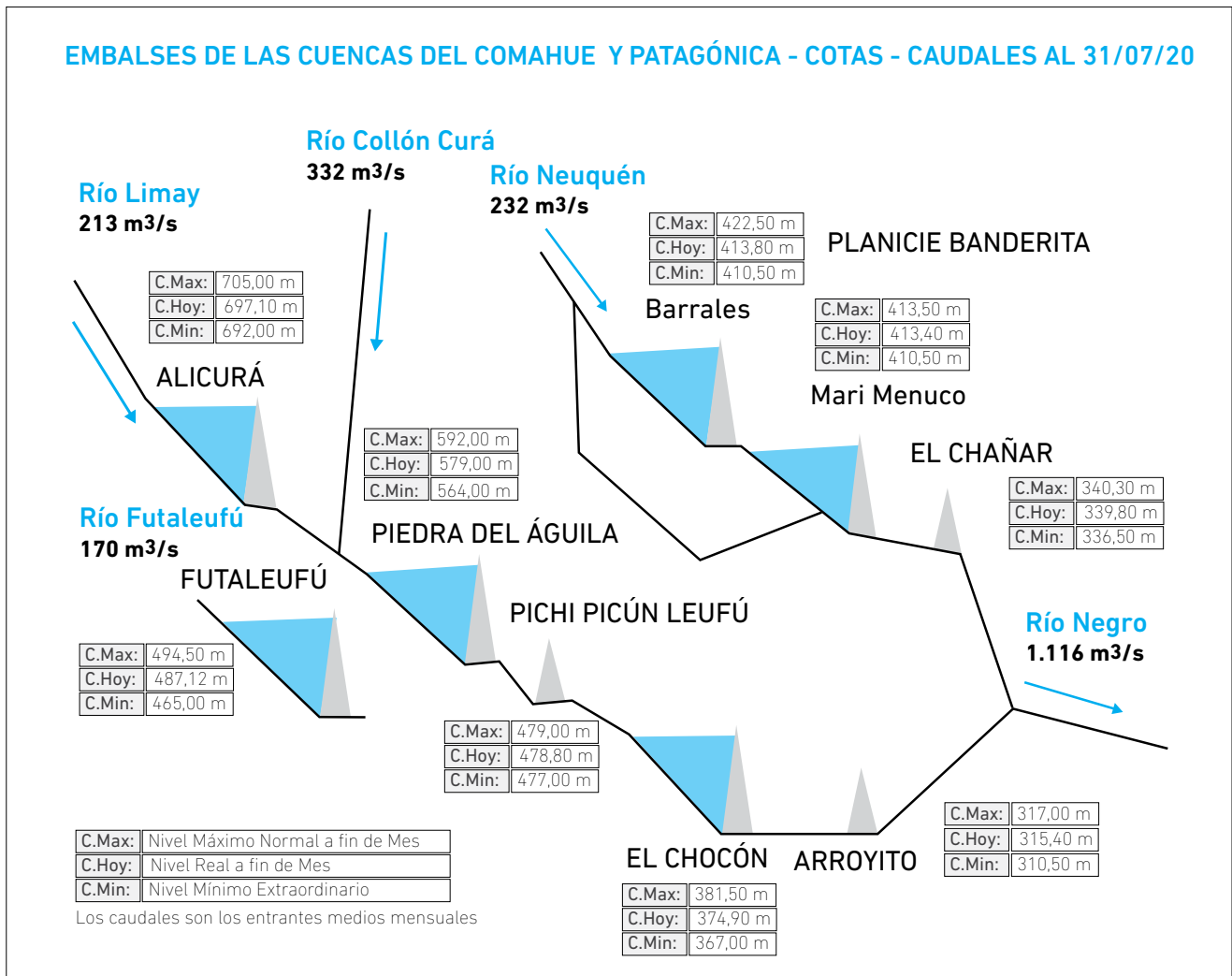
Nota: *En base al acuerdo con la República del Paraguay, el vertido mínimo en la central de Yacyretá es de 1.000 m³/s.

La generación hidráulica registró un aumento del 14,3% con respecto al valor registrado en julio de 2019. A continuación se presenta su evolución.



Como se puede observar en el gráfico precedente, la generación hidráulica este mes ha mostrado una recuperación notable luego del descenso pronunciado ocurrido meses atrás, producto de la sequía del sur de Brasil.

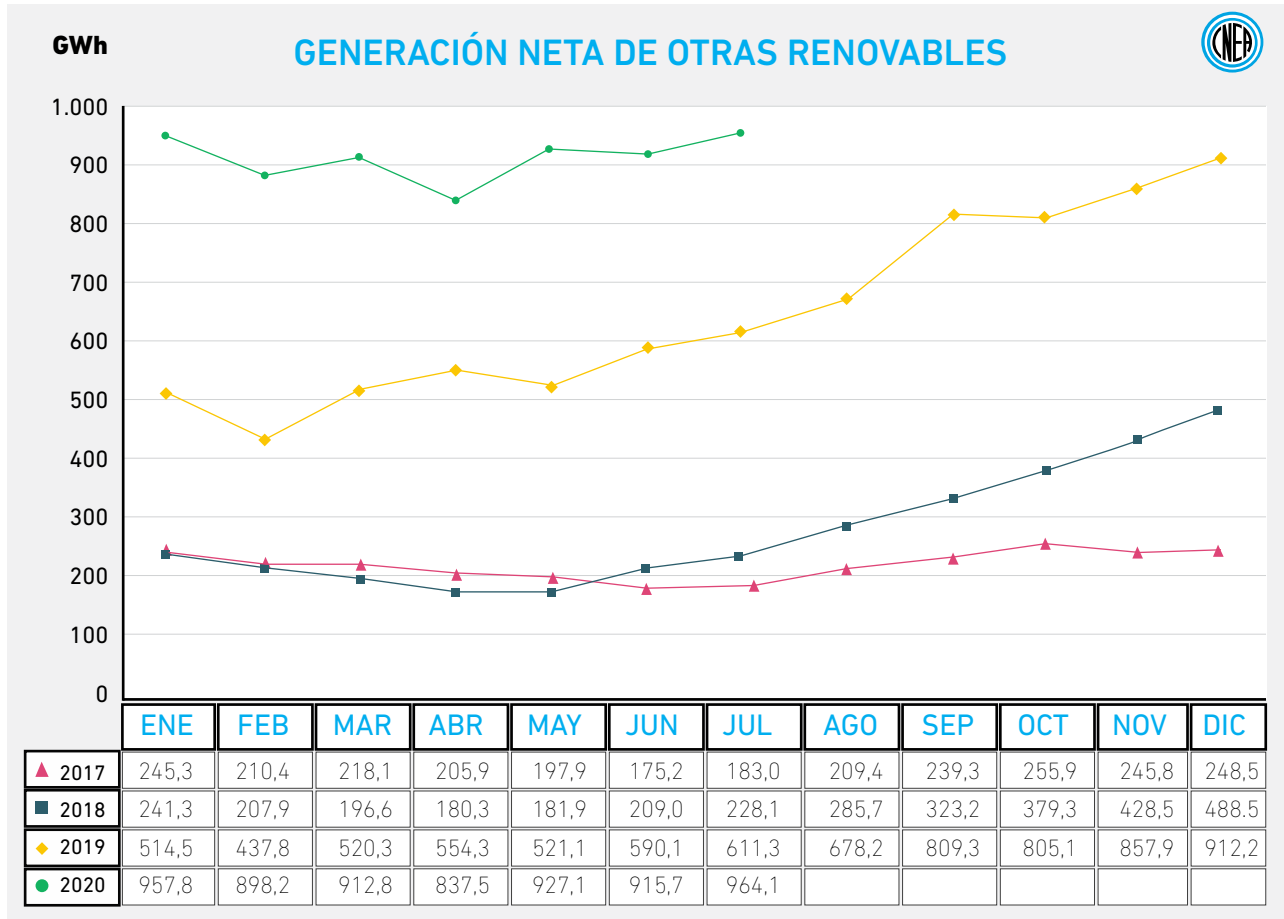
En el siguiente esquema se puede apreciar las cotas a fin de mes en todos los embalses de la cuenca del Comahue y el río Futaleufú, perteneciente a la cuenca patagónica, además de los caudales promedios del mes.



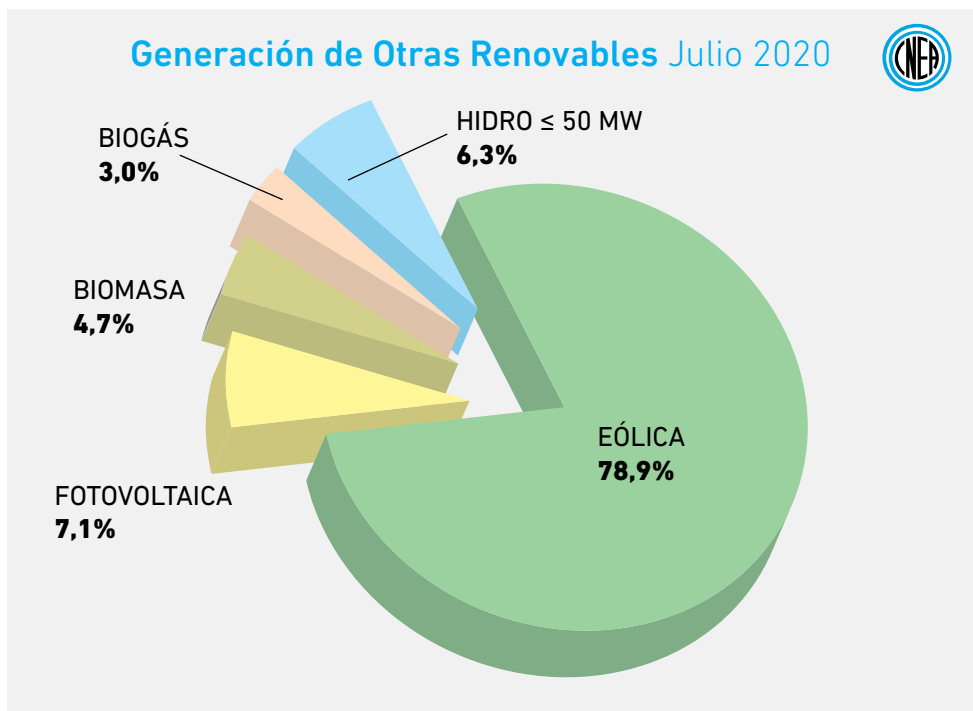
Nota. C = Cota.
Fuente: CAMMESA

⚡ Generación Neta de Otras Renovables

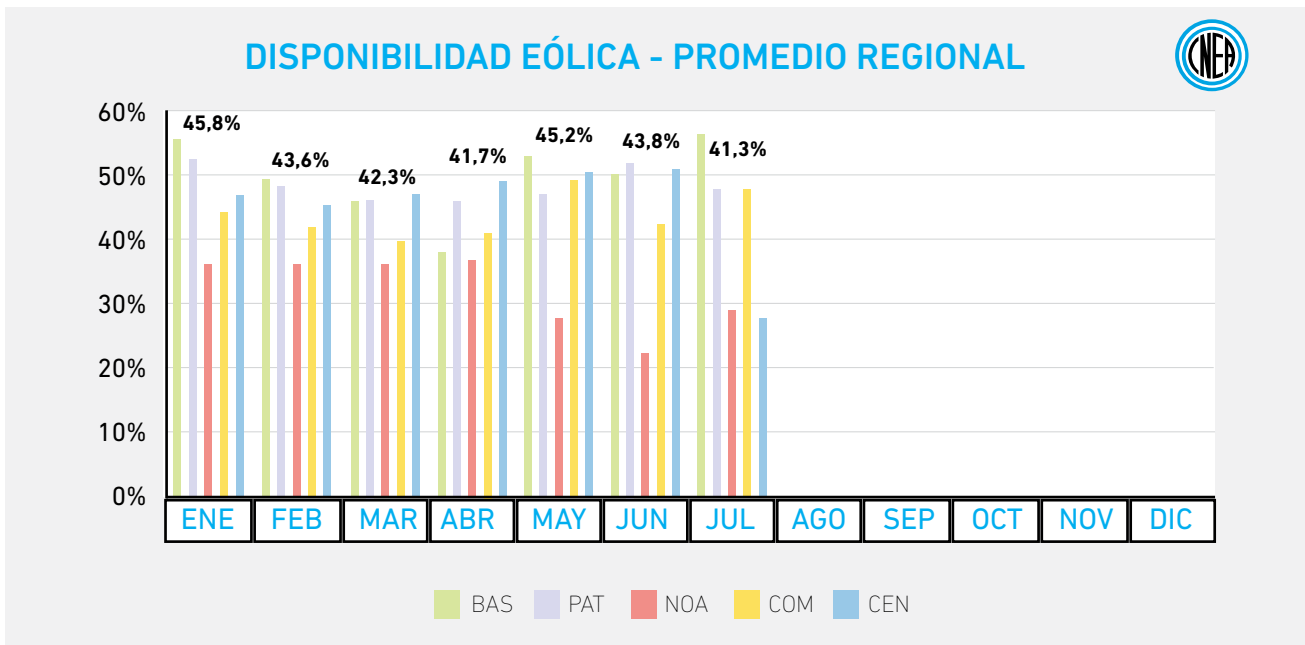
La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas de hasta 50 MW, biomasa y biogás) resultó un 57,7% superior a la del mismo mes del año 2019. Esta generación fue la más alta para el mes de julio, principalmente debido a la incorporación de nuevos parques eólicos y centrales fotovoltaicas al sistema.



A continuación se presenta la participación de las diferentes tecnologías en la generación de Otras Renovables.

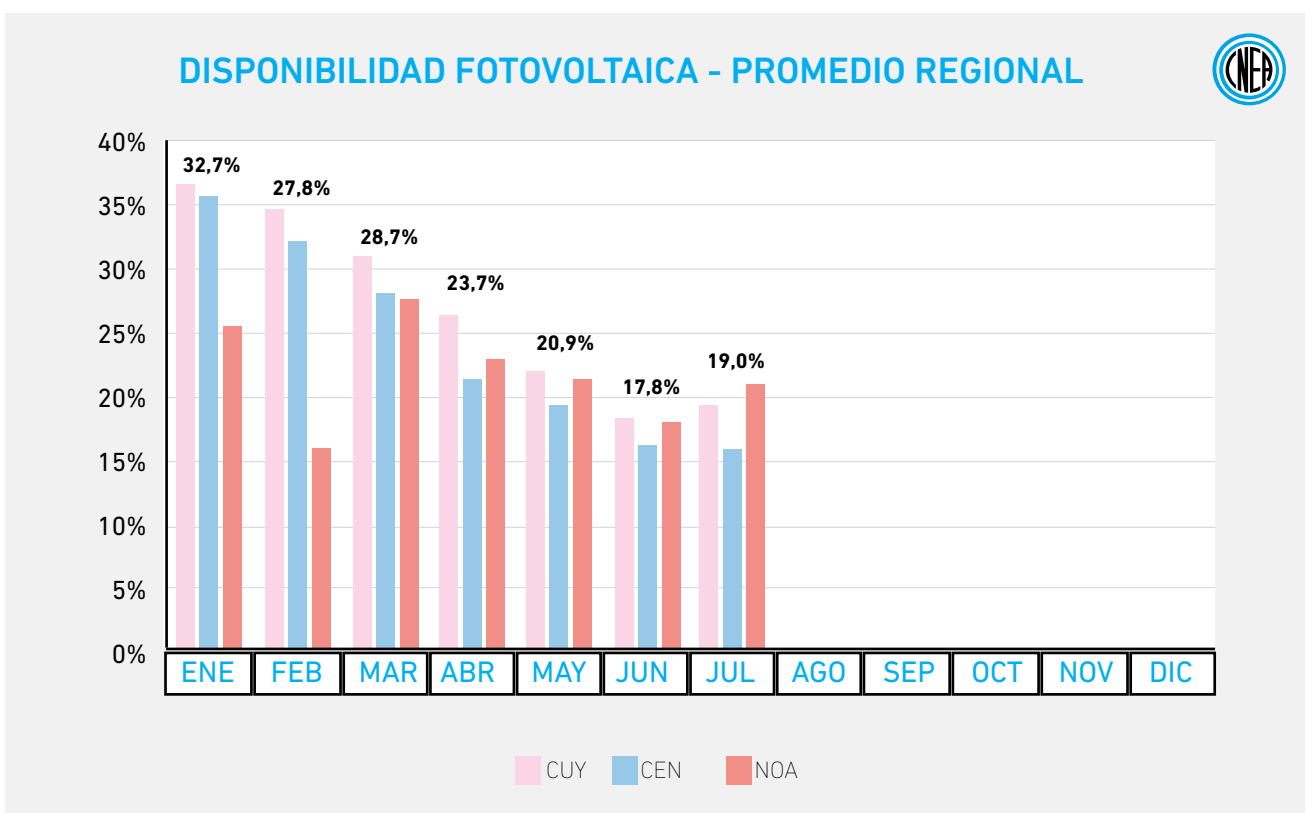


En la siguiente figura se presentan las disponibilidades regionales de los parques eólicos del país a lo largo del 2020, divididas por regiones.



Nota: Los valores porcentuales presentados corresponden a los promedios para cada mes.

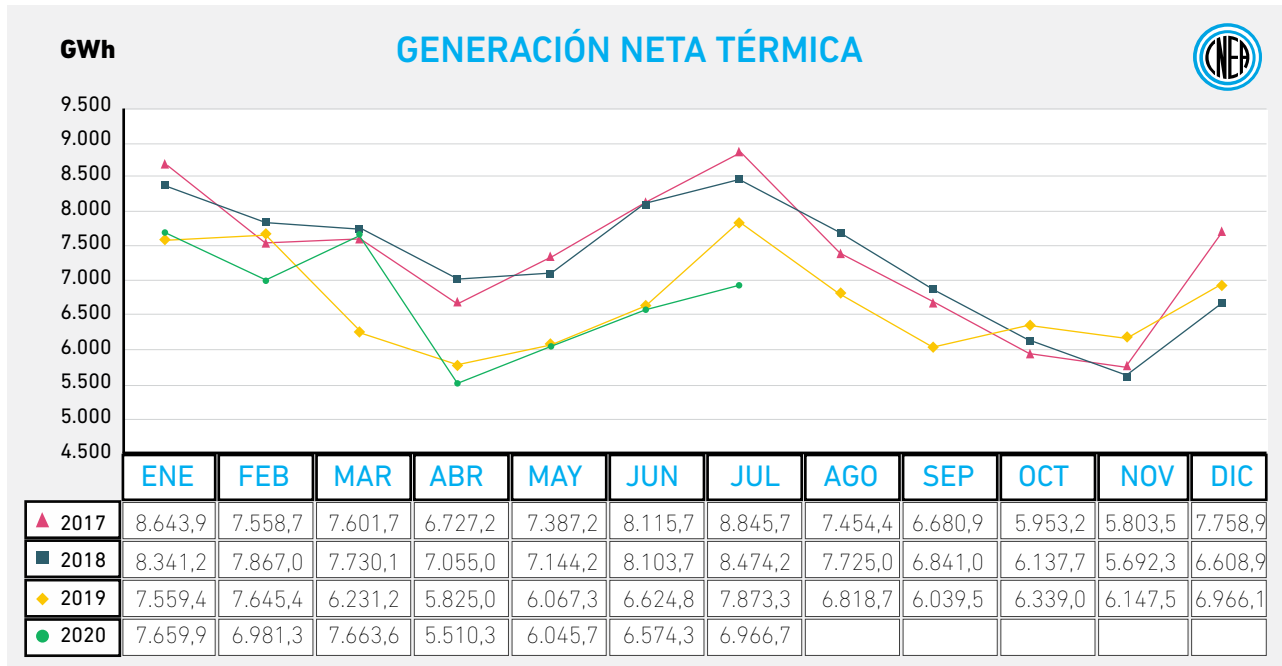
A continuación se presentan las disponibilidades regionales de los parques fotovoltaicos del país a lo largo del 2020, divididas por regiones.



Nota: Los valores porcentuales presentados corresponden a los promedios para cada mes.

⚡ Generación Neta Térmica y Consumo de Combustibles

La generación térmica de origen fósil resultó un 11,5% inferior a la del mismo mes del año 2019. Este valor neto para dicha fuente de generación fue el más bajo para julio en los últimos cuatro años.



En la tabla a continuación se presentan los consumos de combustibles fósiles para generación eléctrica en los meses de julio de 2019 y 2020.

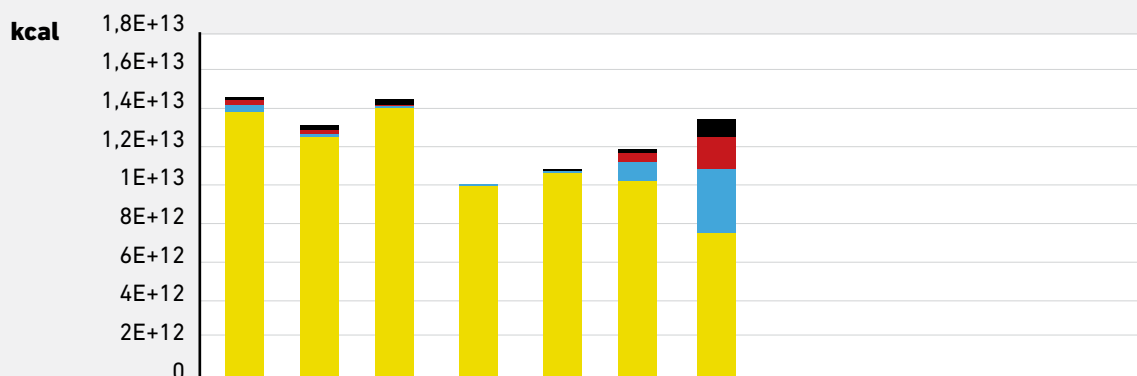
COMBUSTIBLE	JULIO 2019	JULIO 2020
Carbón [t]	58.741	115.734
Fuel Oil [t]	57.904	177.256
Gas Oil [m ³]	116.127	396.688
Gas Natural [dam ³]	1.488.447	910.519

Este mes la oferta de gas natural disminuyó un 38,8% respecto a julio de 2019. Los combustibles restantes, por su parte, evidenciaron aumentos significativos en su consumo frente al mismo mes del año pasado: el gas oil en un 241,6%, el fuel oil en 206,1%, y en menor medida el carbón en un 97,0%.

A pesar de dichos aumentos, el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de julio de 2020 resultó un 6,7% inferior al del mismo mes del año pasado.

En el siguiente gráfico se puede observar la evolución mensual de cada combustible en unidades equivalentes de energía. Por otra parte, la tabla inferior a la figura presenta la misma evolución, pero en unidades físicas (masa y volumen).

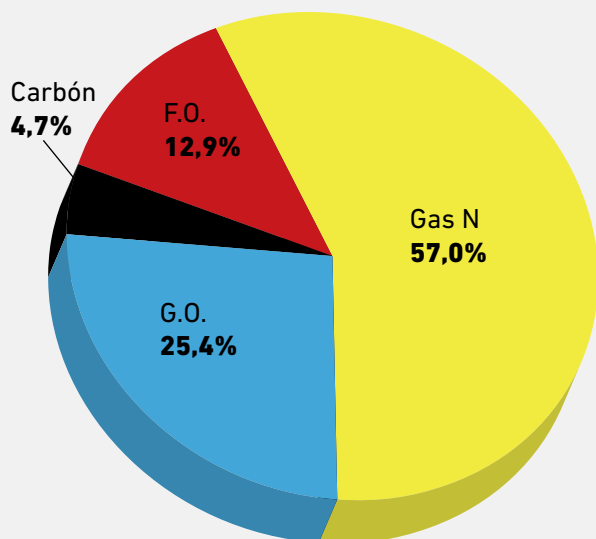
CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL MEM 2020



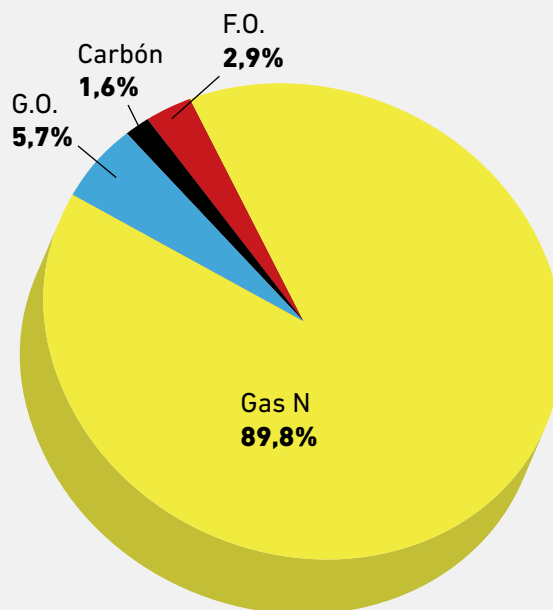
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Carbón (t)	17.369	33.079	57.515	0	6.268	26.076	115.734					
F.O. (t)	20.509	14.712	3.706	16	2	41.873	177.256					
G.O. (m³)	41.001	20.486	17.327	2.864	6.259	102.954	396.688					
Gas N (dam³)	1.659.574	1.492.029	1.682.917	1.170.237	1.274.630	1.240.948	910.519					

La relación entre los distintos tipos de combustibles fósiles consumidos en julio, en unidades energéticas, ha sido:

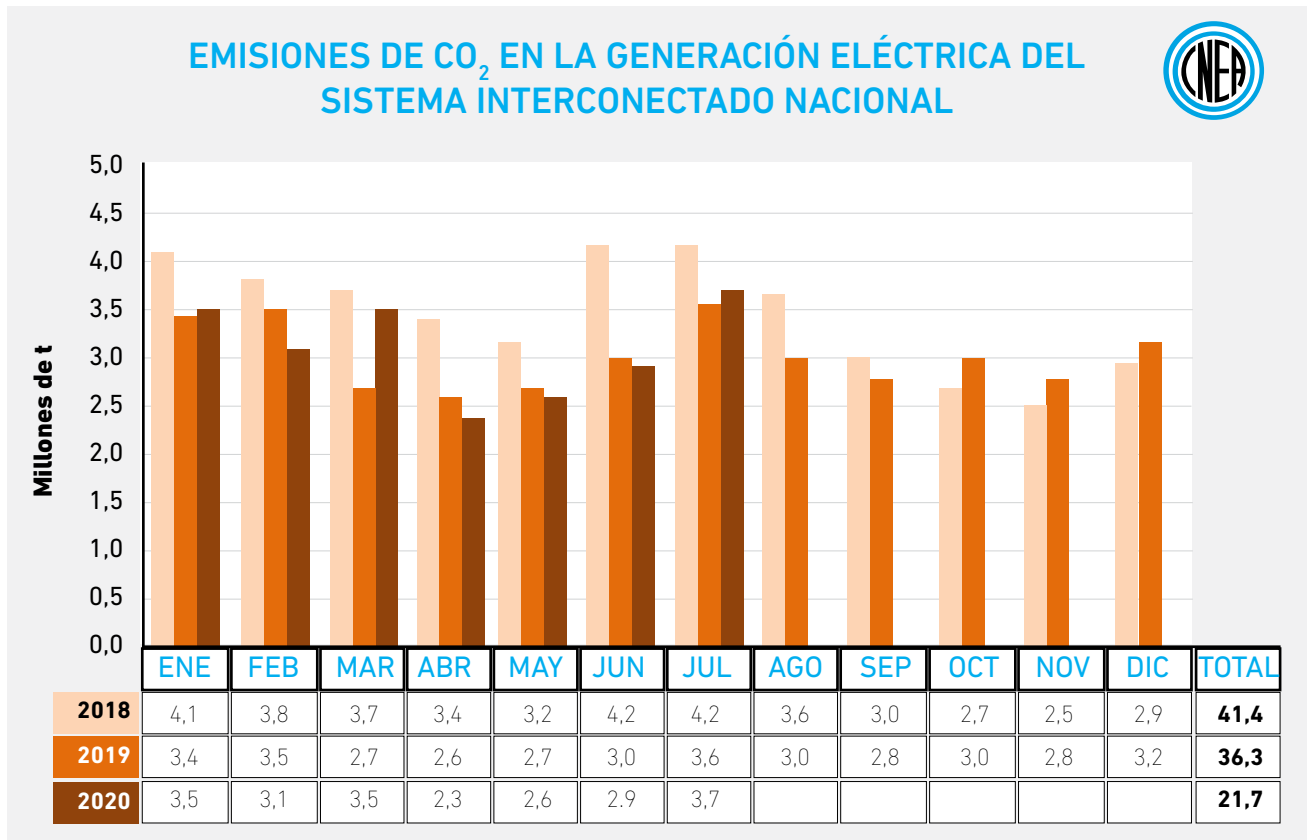
Consumo de Combustibles Fósiles Julio 2020



Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2020



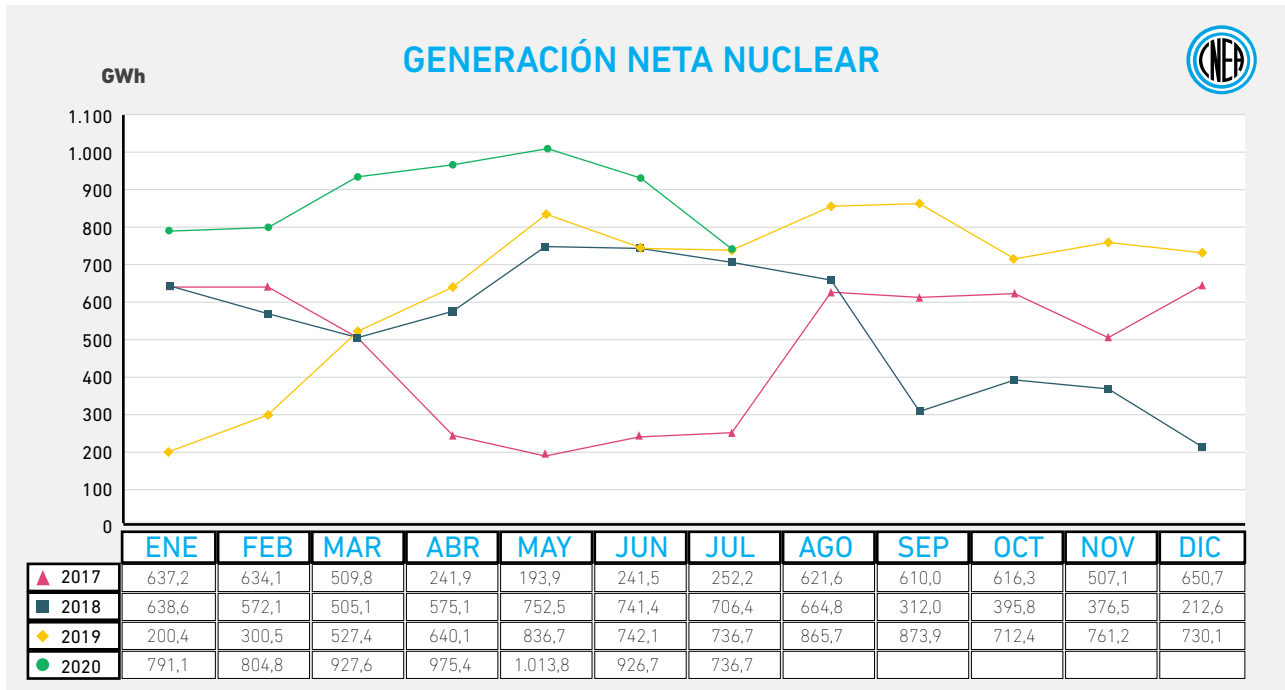
La siguiente figura muestra las emisiones de CO₂ derivadas del consumo de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los últimos tres años, en millones de toneladas.



Durante julio se evidenció un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año anterior, correspondiente a un 2,9%. Esto se debe a que, si bien la generación térmica este mes fue inferior a la del año pasado, se registró una caída del uso de gas natural y una mayor participación relativa de los combustibles líquidos y carbón.

⚡ Generación Neta Nuclear

En la gráfica siguiente se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear alcanzados desde el año 2017 hasta la fecha, en GWh. El valor registrado este mes es el más alto para julio de los últimos cuatro años.



Este mes, la generación nucleoelectrónica prácticamente ha igualado al valor registrado en julio de 2019, con un leve aumento, del 0,01%.

Con respecto a las condiciones operativas de las unidades, la central nuclear Embalse operó con normalidad durante el mes. Por otra parte, la Central Nuclear Atucha I interrumpió sus tareas desde el 18 de julio en adelante, mientras que la Central Nuclear Atucha II detuvo su operación desde el 25 de junio hasta el 14 de julio, ambas para efectuar tareas de mantenimiento.

⚡ Evolución de Precios de la Energía en el MEM

Desde el año 2015 junto con el precio monómico⁴ mensual de grandes usuarios, se ha comenzado a presentar el ítem que contempla los contratos de abastecimiento, la demanda de Brasil y la cobertura de la demanda excedente.

Los Contratos de Abastecimiento (CA) contemplan el prorrateo en la energía total generada en el MEM, de la diferencia entre el precio de la energía informado por CAMMESA y lo abonado por medio de contratos especiales con nuevos generadores, como por ejemplo los contratos de energías renovables establecidos por el GENREN y resoluciones posteriores.

Por su parte, los valores de los "Sobrecostos Transitorios de Despacho" y el de "Sobrecosto de Combustible" constituyen la incidencia en ese promedio ponderado de lo que perciben exclusivamente los generadores que consumen combustibles líquidos, dado que en la tarifa se considera que todo el sistema térmico consume únicamente gas natural.

Con respecto al ítem en el precio monómico "Compra Conjunta", este presenta la incidencia en el total de la energía comercializada por CAMMESA de las compras de energía renovable que esta compañía realiza a cuenta de los usuarios con una demanda mayor a trescientos kilovatios (300 kW).

Estos conceptos junto con el de "Energía Adicional" están asociados al valor de la energía y con el valor de la potencia puesta a disposición ("Adicional de Potencia") componen el "Precio Monómico".

A partir del año 2016 se ha incorporado a la Síntesis Mensual del MEM la evolución del precio estacional medio. Este representa el valor medio que pagan las distribuidoras por la energía que reciben, siendo a su vez trasladado a los usuarios finales de acuerdo a su consumo, tal como lo indica la siguiente tabla.

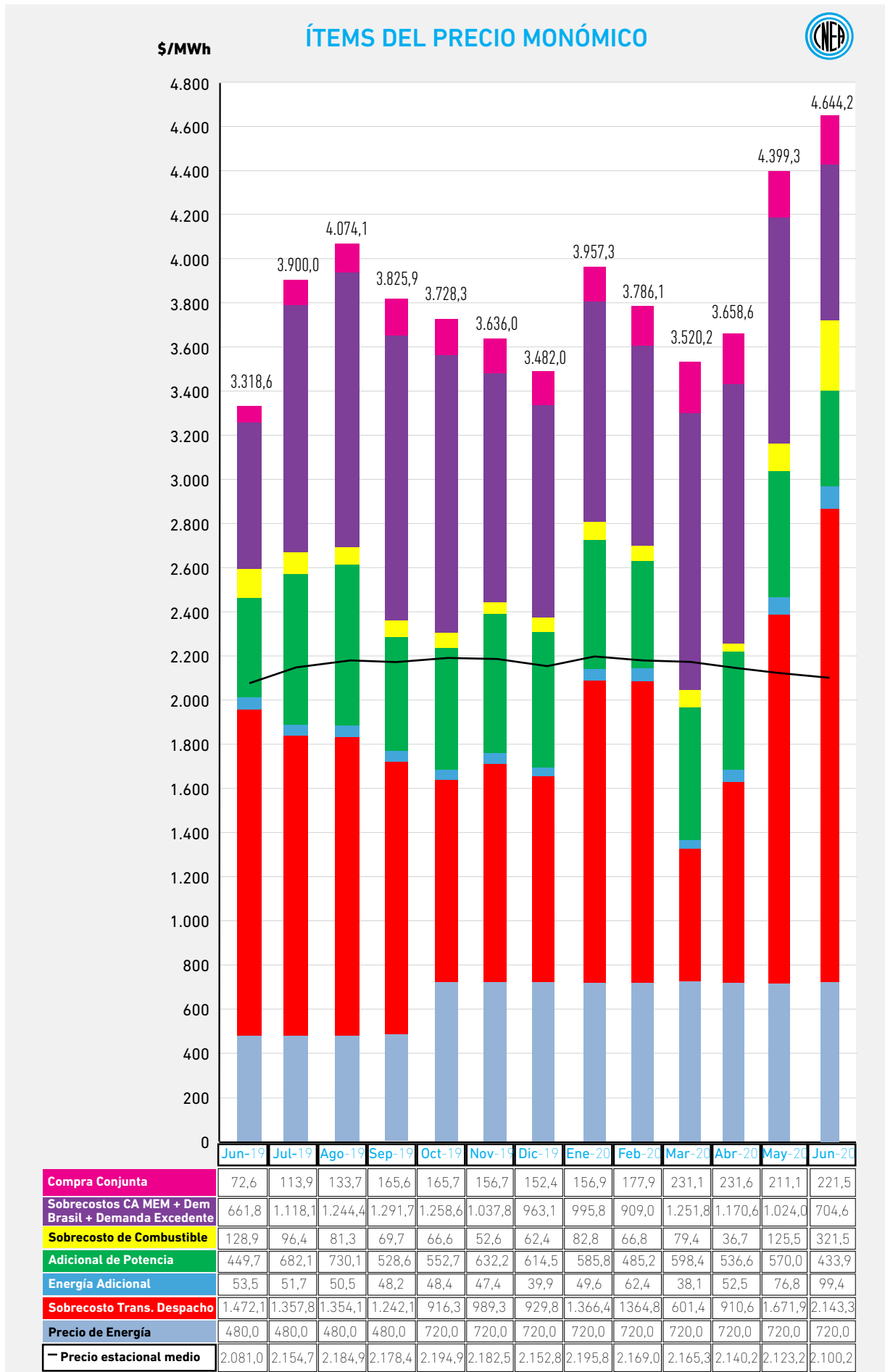
En función de lo determinado por la Resolución 14/2019 del Ministerio de Hacienda, los precios de referencia estacionales desde el 1 de mayo hasta el 31 de octubre del 2020, son:

	MÁS DE 300 kW	MENOS DE 300 kW	
		NO RESIDENCIAL	RESIDENCIAL
	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Pico	3.042	2.122	1.852
Resto	2.911	2.025	1.764
Valle	2.779	1.928	1.676

Por otra parte, a través del Consenso Fiscal suscripto el 13 de agosto de 2018, aprobado mediante la Ley N° 27.469, se acordó que a partir del 1° de enero de 2019 cada jurisdicción definirá la tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales. De esta manera, queda sin efecto la Resolución N° 1.091 del 30 de diciembre del 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y sus modificatorias en relación a las tarifas sociales.

⁴ Incluye la potencia más todos los conceptos relacionados con la energía en el Centro de Cargas del Sistema, sin contemplar cargos de Transporte ni Distribución, servicios que los usuarios deben pagar desde el Nodo Ezeiza hasta su punto de consumo.

En el siguiente gráfico se muestra cómo fue la evolución de los ítems que componen el precio monómico y el valor medio del precio estacional durante los últimos 13 meses.



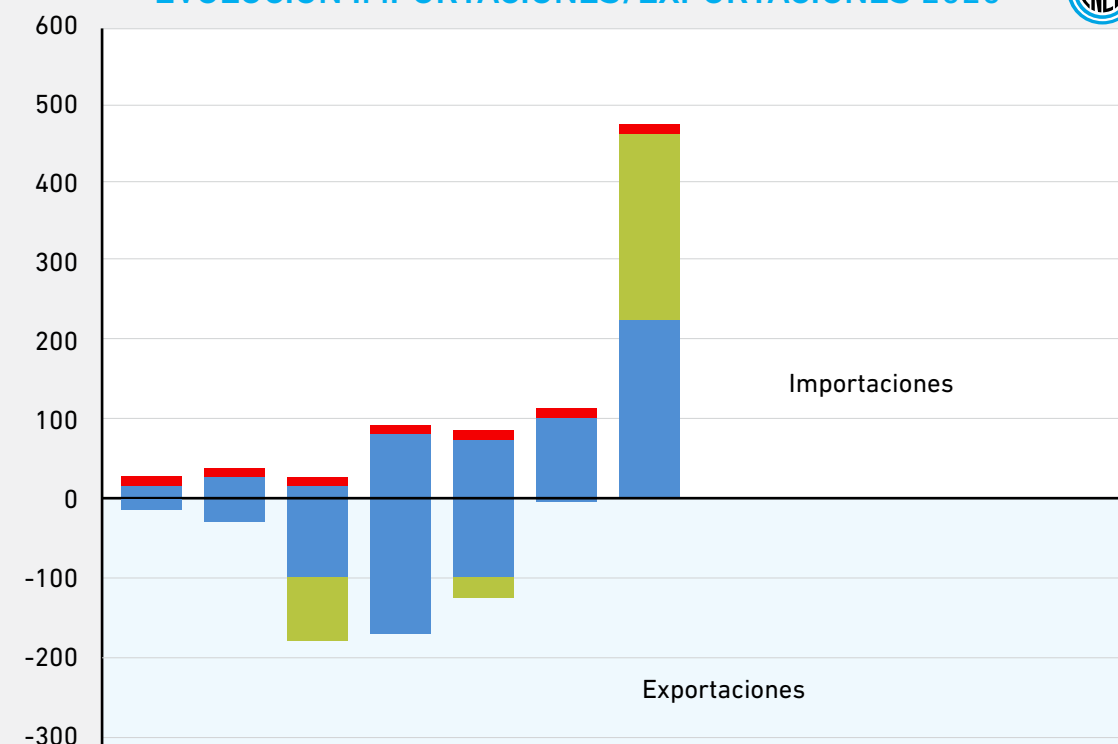
⚡ Evolución de las Exportaciones e Importaciones

Si bien puede resultar una paradoja importar y exportar al mismo tiempo, a veces se trata solo de una situación temporal, donde en un momento se importa y en otro se exporta (según las necesidades internas o las de los países vecinos), mientras que en otros casos se trata de energía en tránsito. Se habla de energía en tránsito cuando Argentina, a través de los convenios de integración energética del MERCOSUR, facilita sus redes eléctricas para que Brasil le exporte electricidad a Uruguay. De ese modo el ingreso de energía a la red está incluido en las importaciones y, a su vez, los egresos hacia Uruguay están incluidos en las exportaciones.

Cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hídrico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los mayores requerimientos eléctricos de Brasil.

En el caso de Uruguay, cuando la central hidráulica binacional Salto Grande presenta riesgo de vertimiento (por exceso de aportes del río Uruguay), en lugar de descartarlo, se aprovecha ese recurso hídrico para generar electricidad, aunque dicho país no pueda absorber la totalidad de lo que le corresponde. Este excedente es importado por Argentina a un valor equivalente al 50% del costo marginal del MEM argentino, como solución de compromiso entre ambos países, justificado por razones de productividad. Este tipo de importación representa un caso habitual en el comercio de electricidad entre ambos países.

A continuación se presenta la evolución de las importaciones y exportaciones con Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay, en GWh durante los meses corridos del año 2020.

GWh**EVOLUCIÓN IMPORTACIONES/EXPORTACIONES 2020**

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Exp	Chile	-	-	-	-	-	-0,1	-0,001					
	Uruguay	-12,5	-29,9	-99,5	-166,6	-99,2	-2,0	-					
	Brasil	-0,02	-0,06	-73,1	-0,002	-15,7	-	-					
	Paraguay	-	-	-	-	-	-	-					
Imp	Chile	-	-	-	-	-	0,1	-					
	Uruguay	14,0	26,2	14,8	80,8	73,4	101,3	225,2					
	Brasil	-	0,1	-	-	-	-	237,6					
	Paraguay	12,8	11,4	11,4	11,0	11,9	12,2	13,0					

Origen de la información: Datos propios y extraídos de Informes de CAMMESA de julio de 2020.

Comentarios: División Prospectiva Nuclear y Planificación Energética. CNEA.

Norberto Ruben Coppari
coppari@cnea.gov.ar

Santiago Nicolás Jensen Mariani
sjensen@cnea.gov.ar

Subgerencia Planificación Estratégica.
Gerencia Planificación, Coordinación y Control.
Comisión Nacional de Energía Atómica.

Agosto de 2020.

Comisión Nacional de Energía Atómica
Av. Libertador 8250 (C1429BNP), CABA

Centro Atómico Constituyentes
Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires
Tel: 54-011-6772-7422/7526/7641

Fax: 54-011-6772-7526

e-mail:

sintesis_mem@cnea.gov.ar



<https://www.cnea.gob.ar/nuclea/handle/10665/803>