

SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO XX N° 234



Comisión Nacional
de Energía Atómica

Junio 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) Junio 2020.

⚡ Introducción

En junio, la demanda neta de energía del MEM aumentó un 1,0 % en comparación con el valor alcanzado en el mismo mes del año pasado.

La temperatura media del mes fue de 12,7°C, en lo que fue un mes sensiblemente más fresco que junio del año pasado, cuya temperatura fue de 14,5°C. La temperatura media histórica del mes, por su parte, se ubicó en 12,3°C.

En materia de generación hidráulica de las principales centrales, para Yacyretá el río Paraná presentó un caudal inferior al histórico, al igual que el caudal del río Uruguay (Salto Grande). Los ríos pertenecientes a la cuenca del Comahue (Limay, Neuquén y Collón Curá), por su parte, presentaron aportes muy inferiores a los históricos del mes, mientras que el río Futaleufú evidenció un caudal con valores levemente inferiores a los tomados como referencia para el mes de junio.

Como consecuencia de lo detallado anteriormente, la generación hidráulica disminuyó un 6,9% en comparación al valor registrado en junio de 2019.

En cuanto a la generación de Otras Renovables, este mes aportaron 915,7 GWh contra 590,1 GWh registrados en junio del año anterior. Así, la generación resultó un 55,2% superior a la alcanzada en el mismo mes del 2019, y corresponde a un aumento de potencia instalada de un 60,9%.

Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 926,7 GWh, mientras que en junio de 2019 había sido de 742,1 GWh.

Además, la generación térmica fósil resultó un 0,8% inferior a la del mismo mes del año pasado.

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por 113,6 GWh contra 225,7 GWh alcanzados en junio de 2019. Por otra parte, se registraron exportaciones equivalentes a 2,1 GWh, mientras que para el mismo mes del año pasado estas fueron cercanas a cero.

Finalmente, el precio monómico de la energía para este mes fue de 4.399,2 \$/MWh, equivalente a 63,3 U\$/MWh¹. 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” (ASPO) dispuesto por el Gobierno Nacional desde el 20 de marzo se han modificado los hábitos tradicionales de consumo de energía durante este mes de junio. 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 Energético 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 11,7% y 14,2%, respectivamente, en relación con los valores alcanzados en junio de 2019. Por otra parte, la demanda residencial aumentó un 17,8% respecto al mismo mes del año anterior.

Cabe destacar que a pesar de que muchas de las actividades productivas se encuentran todavía en proceso de recuperación debido al ASPO, la demanda de energía fue aún un 1% superior a la del año anterior, lo cual es un signo de recuperación a las vísperas de que cuando se termine el ASPO se espere un crecimiento aun mayor de la demanda. Por otra parte se observa que la demanda esta siendo cubierta principalmente por energías renovables, nucleares e importación de energía eléctrica en detrimento de la generación térmica.

En materia de generación nucleoelectrica, las centrales nucleares Atucha I y Embalse operaron con normalidad durante el mes, mientras que la central Atucha II entró en mantenimiento a partir del 25 de junio. El valor total de generación fue un 24,9% mayor al registrado en junio de 2019.

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 registraron valores muy por debajo de la media histórica debido a que los ríos Iguazú, Paraná y Uruguay se han visto afectados por una sequía en el sudeste de Brasil. Dicho evento será analizado con más profundidad en la sección de Generación Neta Hidráulica.

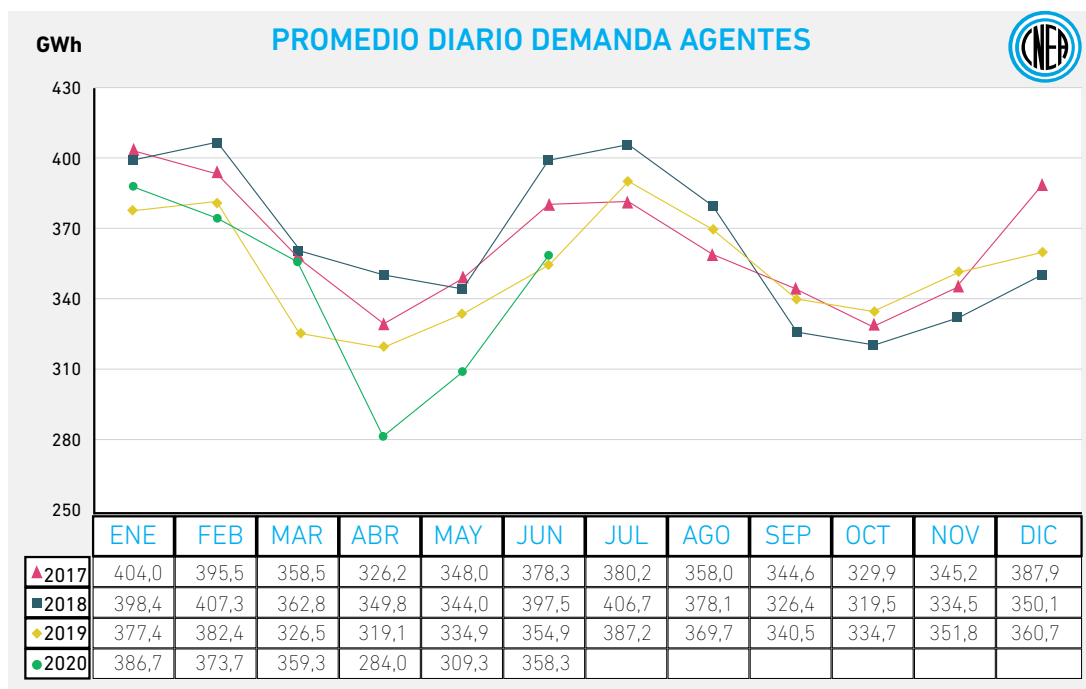
⚡ Demanda de Energía

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

VARIACIÓN DEMANDA NETA		
MENSUAL (%)	AÑO MÓVIL (%)	ACUMULADO 2020 (%)
1,0	0,4	-0,5

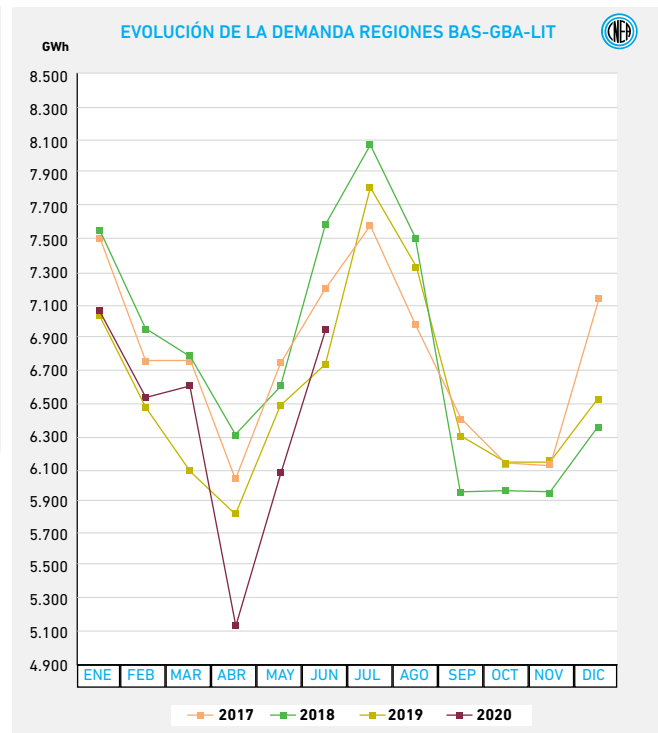
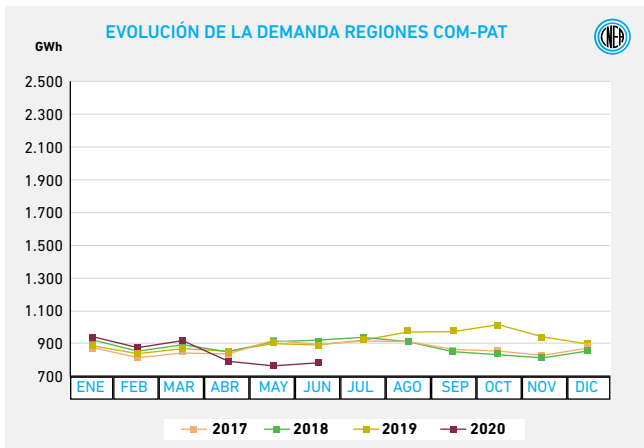
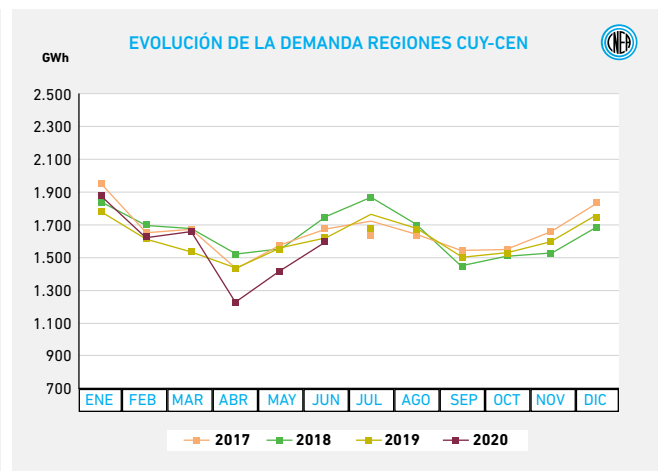
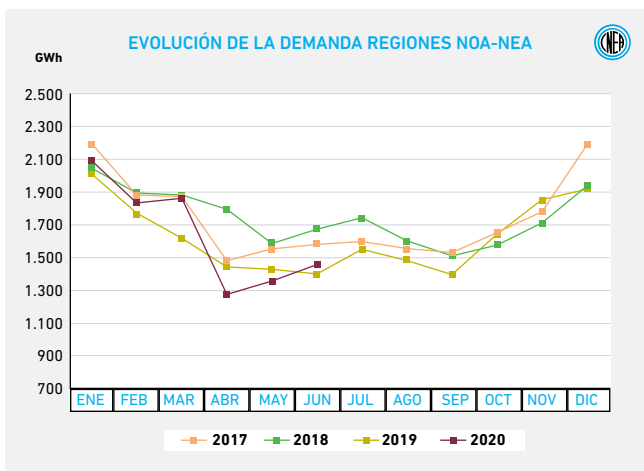
La "variación mensual" se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor mensual del año anterior. El "año móvil" compara la demanda de los últimos 12 meses respecto de los 12 anteriores. El "acumulado", en cambio, computa los meses 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

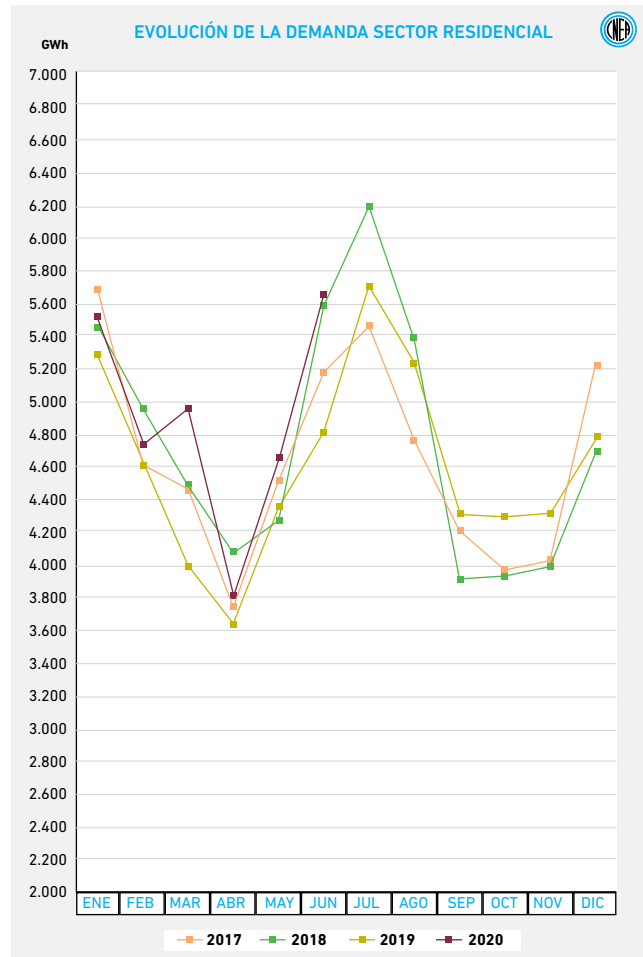
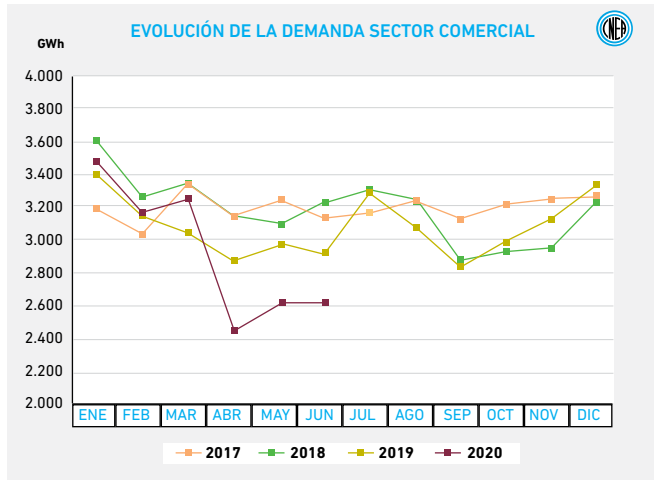
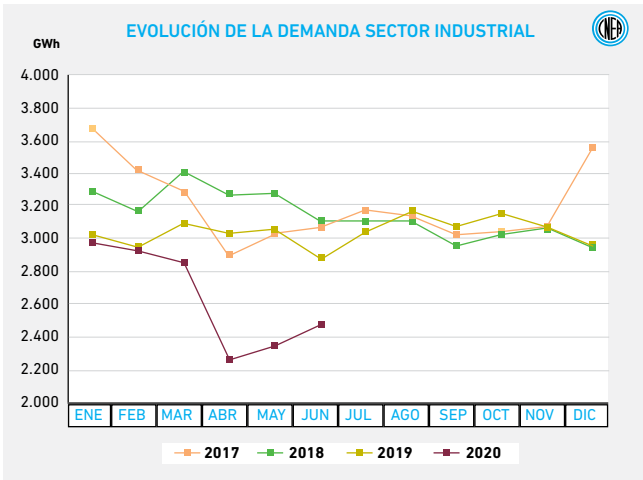


Durante el mes de junio en las regiones NOA-NEA se demandaron 1.452 GWh, los cuales representan un crecimiento del 4,3% respecto a la demanda registrada el mismo mes del año anterior, de 1.392,6 GWh. En las regiones CUY-CEN se registró una demanda de 1.598 GWh, valor 0,9% inferior al alcanzado en junio de 2019, que fue 1.613 GWh. Por otra parte, las regiones COM-PAT² experimentaron una demanda de 767 GWh, equivalente a una disminución del 14,6% en

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

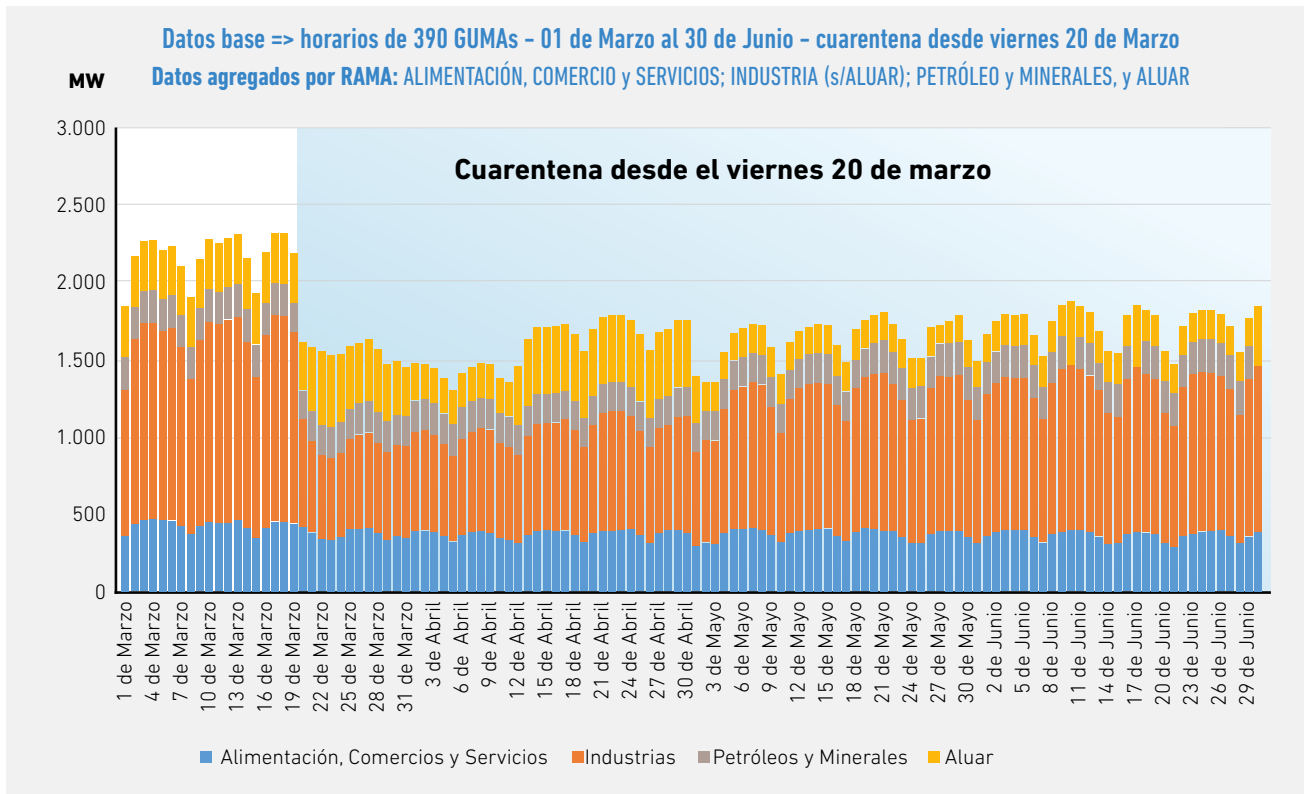
comparación con la demanda registrada en junio del año pasado, de 897 GWh. Finalmente, para las regiones BAS-GBA-LIT se demandaron 6.932 GWh, valor 2,8% superior al alcanzado en 2019, de 6.743 GWh.

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 diversos factores: 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.

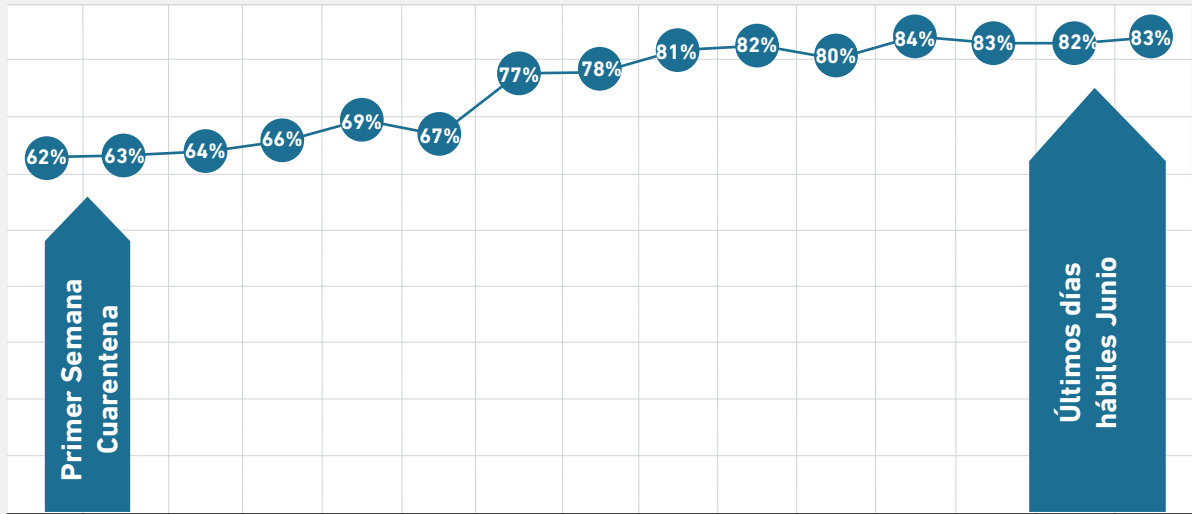
Los efectos de las medidas de aislamiento pueden verse claramente en las figuras precedentes, donde se observa una fuerte caída de las demandas industrial y comercial, las menores de los últimos cuatro años, cuya baja afectó particularmente al sector de Grandes Usuarios Particulares (GUPA).



En lo que respecta al sector comercial, la demanda fue de 2.598 GWh, valor 11,7% inferior al alcanzado en junio del año pasado, que fue de 2.941 GWh. Por otra parte, el sector industrial experimentó una demanda de 2.481 GWh y, debido a que el valor registrado para el mismo mes en 2019 había sido de 2.892 GWh, se registró una disminución del 14,2%. En ambos casos, los valores registrados son los más bajos para el mes de junio en los últimos cuatro años. Sin embargo, a la hora de analizar las figuras de evolución de la demanda, se puede observar cierto grado de estabilización dentro del sector comercial, mientras que, por la flexibilización de distintas actividades pertenecientes al sector industrial, se empiezan a ver signos de recuperación en su curva de crecimiento.

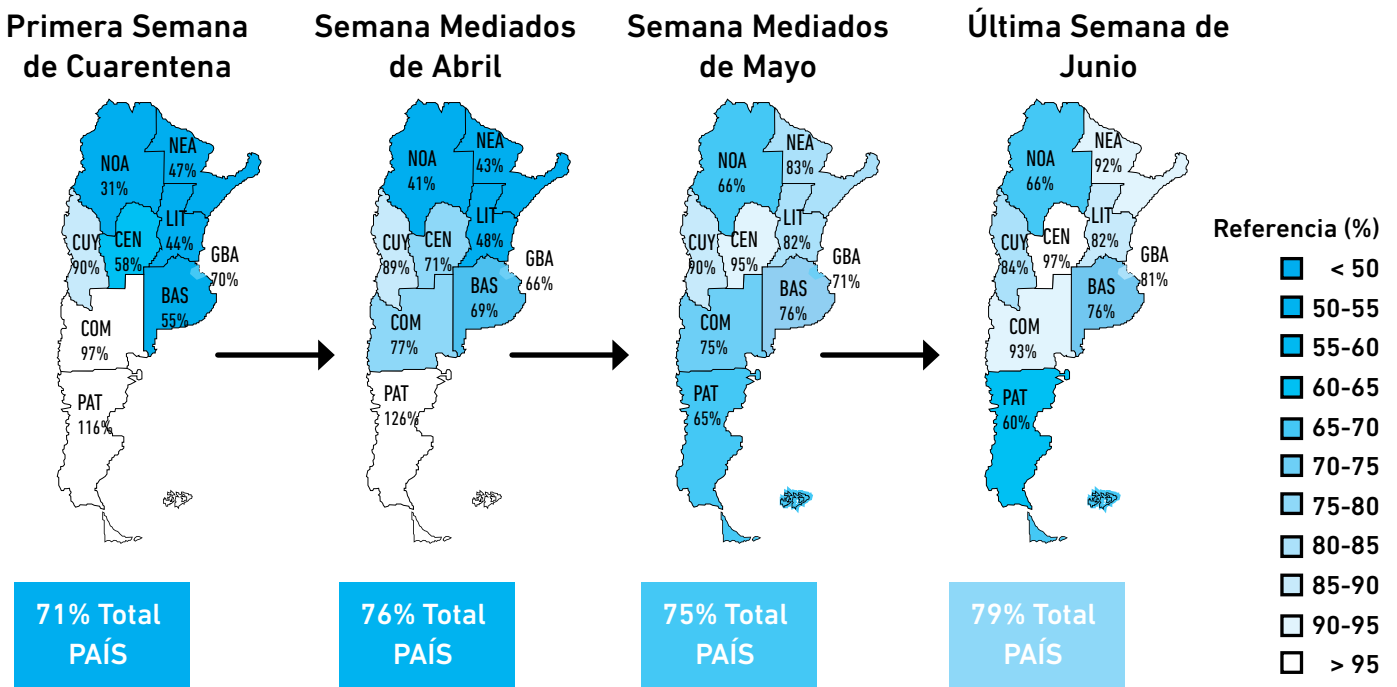
En cuanto a la demanda de GUMAs (Grandes Usuarios Mayores) se puede observar en la siguiente figura que se están recuperando los valores de demanda previos al comienzo del **Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio (ASPO)**.

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 junio, esta logró ubicarse en valores cercanos al 80% 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.

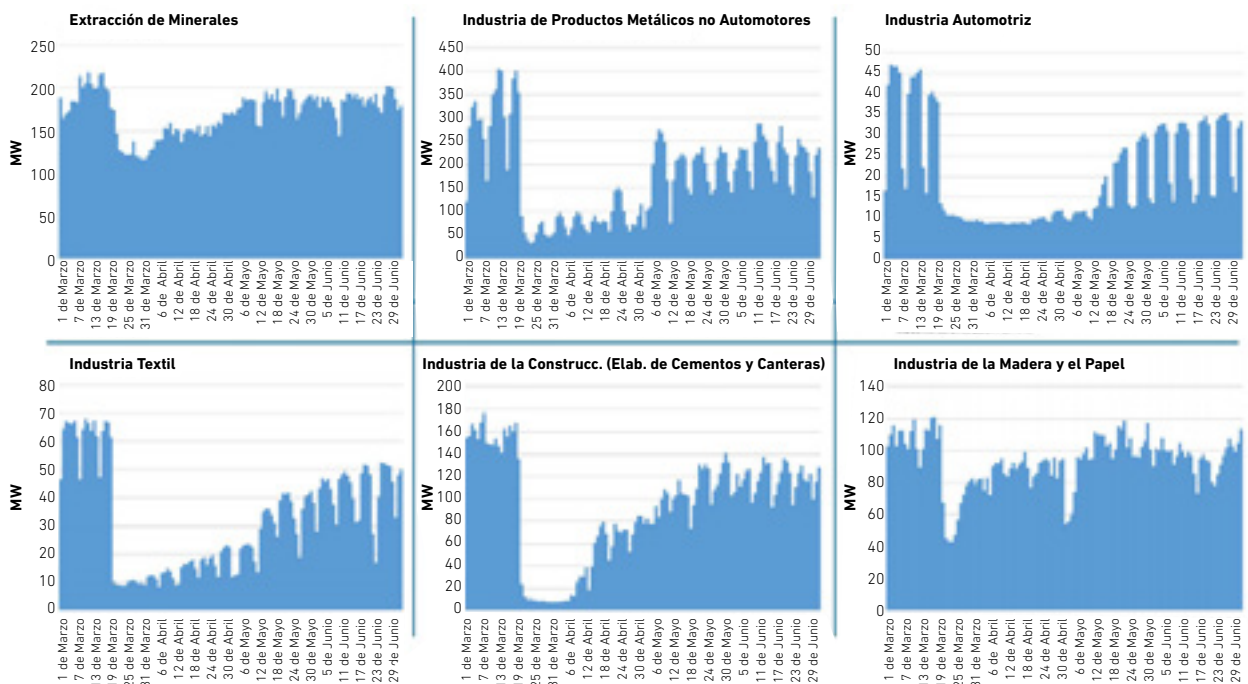
Porcentaje de variación de la demanda en relación a valores previos al ASPO



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)	592,1	26%	413,5	70%	477,7	81%	11%
Buenos Aires (BAS)	475,4	21%	260,1	55%	361,7	76%	21%
Patagónica (PAT con Aluar)	401,2	18%	466,6	116%	275,9	69%	-48%
Litoral (LIT)	331,4	15%	146,5	44%	273,4	82%	38%
Cuyo (CUY)	160,3	7%	143,7	90%	135,3	84%	-5%
Centro (CEN)	85,3	4%	49,2	58%	83,0	97%	40%
Comahue (COM)	82,8	4%	80,0	97%	77,0	93%	-4%
Noroeste (NOA)	83,7	4%	25,8	31%	55,0	66%	35%
Noreste (NEA)	28,8	1%	13,6	47%	26,4	92%	45%
TOTAL Gran Demanda	2.241,0	100%	1.599,1	71%	1.765,5	79%	7%
Total sin Aluar	1.922,6		1.201,1	62%	1.579,0	82%	20%

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 los productos metálicos no automotores, la industria automotriz, la industria textil y la construcción.



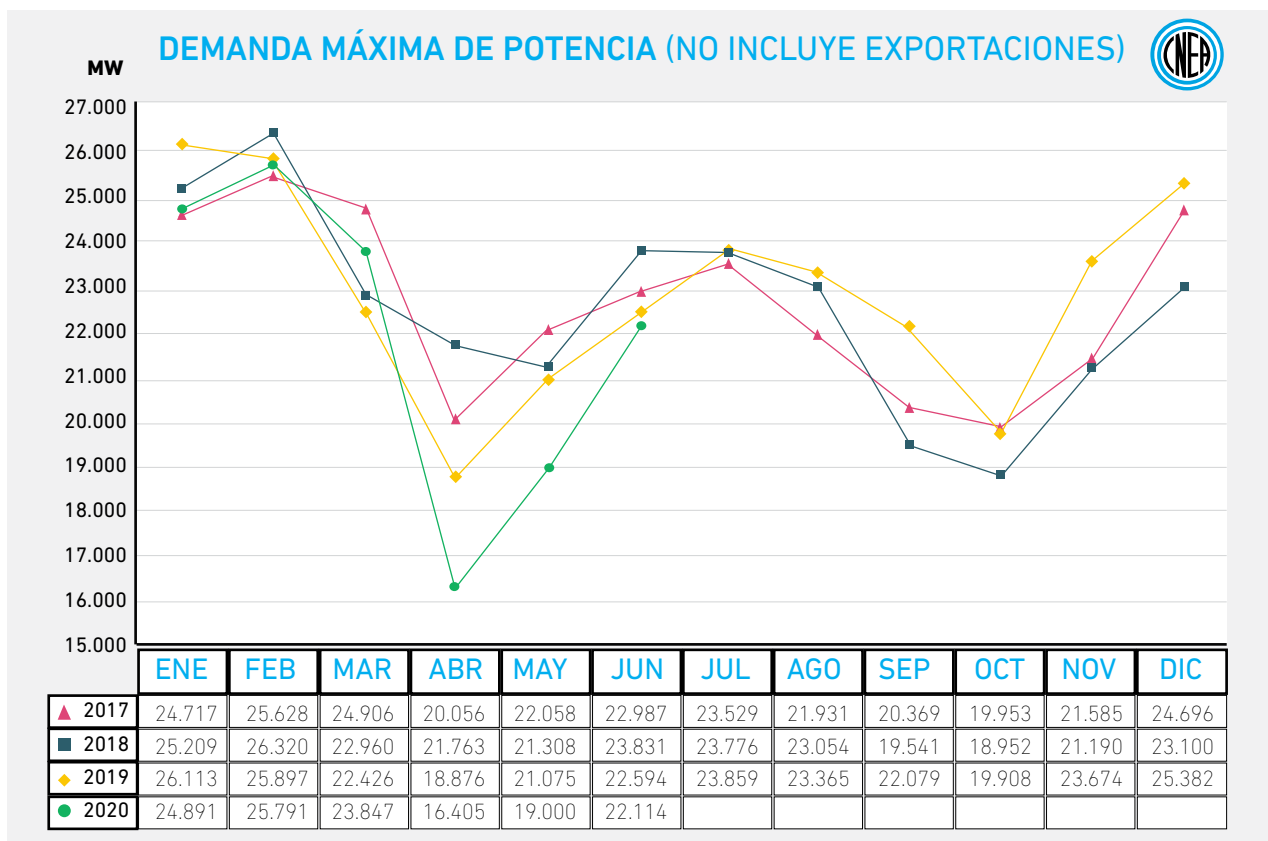
En el caso de ALUAR se debe tener en cuenta que desde los primeros días de mayo la baja relativa en su demanda se debe principalmente a un aumento de autogeneración respecto a los días previos. La demanda bruta total (sin descontar la autogeneración térmica de la planta) cayó en el orden de un 40%, valores 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 21 al 28 de Junio MW	Caída MW	Caída %	
INDUSTRIAS	Industria Automotriz	43,9	10,3	-33,6	-76,5	34,5	-9,5	-21,5
	Industria de Derivados de Petróleo	201,4	158,8	-42,6	-21,2	161,1	-40,2	-20,0
	Industria de la Construcción	147,8	9,3	-138,5	-93,7	119,0	-28,8	-19,5
	Madera y el Papel	104,7	65,7	-39,0	-37,2	96,6	-8,1	-7,8
	Productos Metálicos no Automotores	358,8	68,6	-290,1	-80,9	235,8	-123,0	-34,3
	Industria Textil	66,0	10,5	-55,4	-84,0	49,5	-16,5	-25,0
	Químicas, del Caucho, Plástico y Otros Materiales Minerales no Metálicos	349,7	275,2	-74,4	-21,3	300,1	-49,6	-14,2
Total INDUSTRIAS	1.272,2	598,5	-673,67	-53,0	996,6	-275,64	-21,7	
Total Aluar	318,4	387,9	79,53	25,0	186,4	-131,96	-41,4	

⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se indica a continuación, la demanda máxima de potencia disminuyó un 2,1% tomando como referencia el mismo mes del 2019. Este fue el valor más bajo para junio de los últimos cuatro años.



⚡ 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) u 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 para aprovechar la energía: 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 menor o 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	-	825,6	534,0	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	3.811,3	254,0	7.741,5	-	-	-	-	21,9	-	7.763,3
BAS	1.543,2	2.363,3	1.713,5	248,5	5.868,5	1.107,0	-	-	719,0	2,4	-	7.696,9
LIT	217,0	361,8	1.883,7	318,6	2.781,1	-	945,0	-	-	7,7	-	3.733,8
NEA	-	12,0	-	304,5	316,5	-	2.745,0	-	-	-	-	3.061,5
PAT	-	271,0	301,1	-	572,1	-	606,8	-	909,1	-	-	2.088,0
TOTAL SIN ³	4.251,2	7.013,1	11.590,4	1.654,4	24.509,1	1.790,0	11.340,3	459,0	2.098,0	47,7	2,6	40.246,7
Porcentaje					60,90	4,45	28,18	1,14	5,20	0,12	0,01	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-	-369,7	369,7	-	-	-	22,0	2,7	48,0	-	-	72,7
ACUMULADO 2020	-	-382,7	345,8	1,0	-35,9	-	30,0	19,8	489,4	5,6	0,6	509,4

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 cuatro aerogeneradores de 4,2 MW cada unidad. Así, se adicionaron 16,8 MW, alcanzando una potencia total de 157,2 MW.

PAT

- Se produjo la repotenciación de la Central Hidroeléctrica Futaleufú con una adición de 22 MW, alcanzando así un total de 560 MW de potencia.

COM

- Ingresó el Parque Eólico Vientos Neuquinos I, de 31,2 MW.

CUY

- Ingresó el Parque Solar (P.S) Diaguitas-Tamberías, de 2,7 MW.

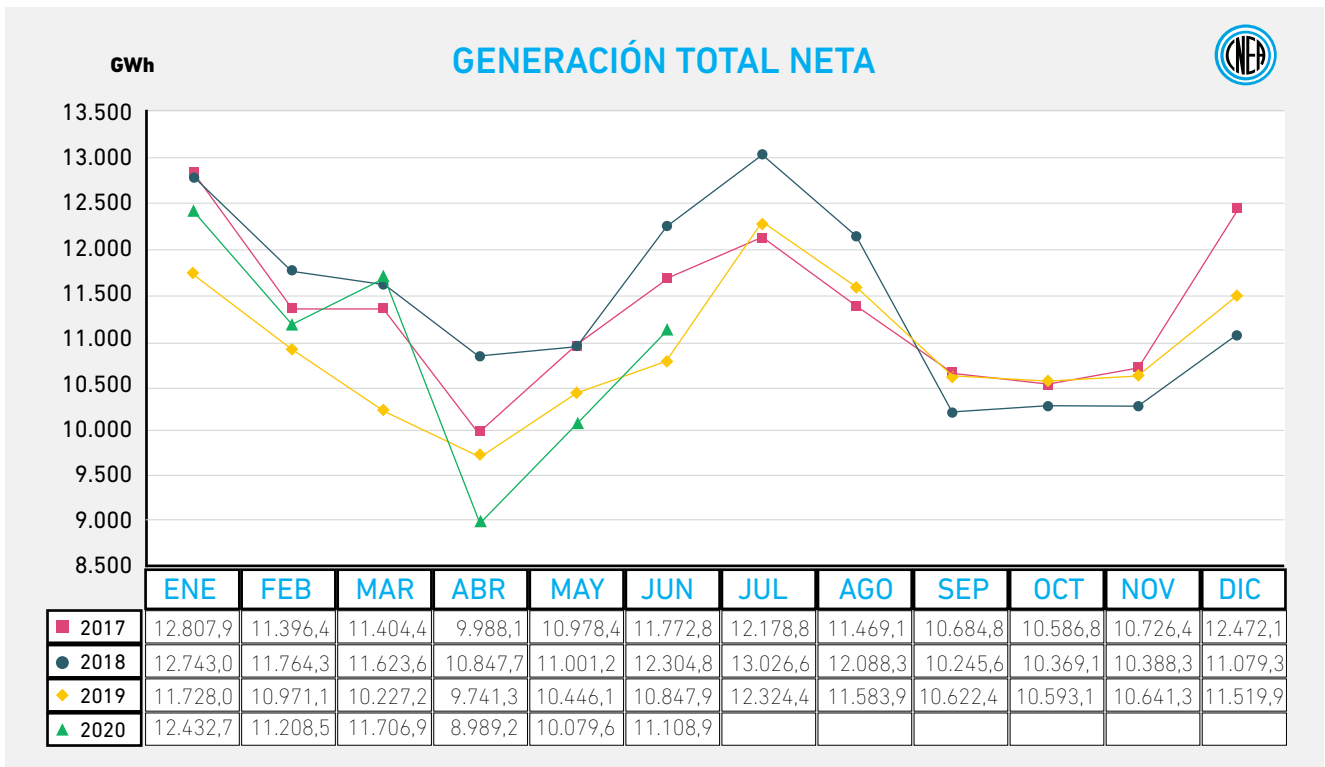
³ Sistema Interconectado Nacional.

GBA

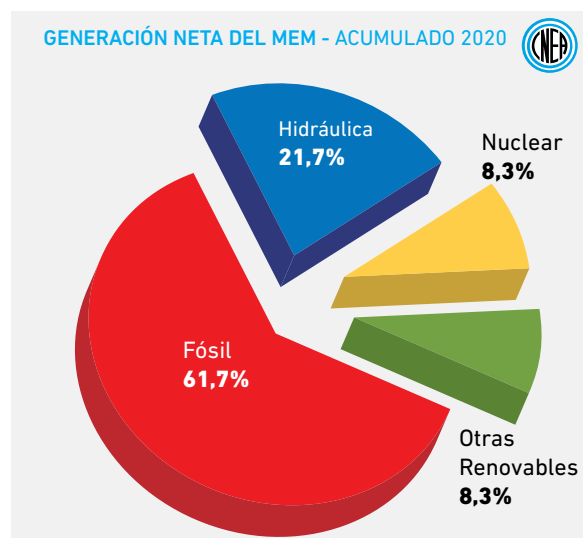
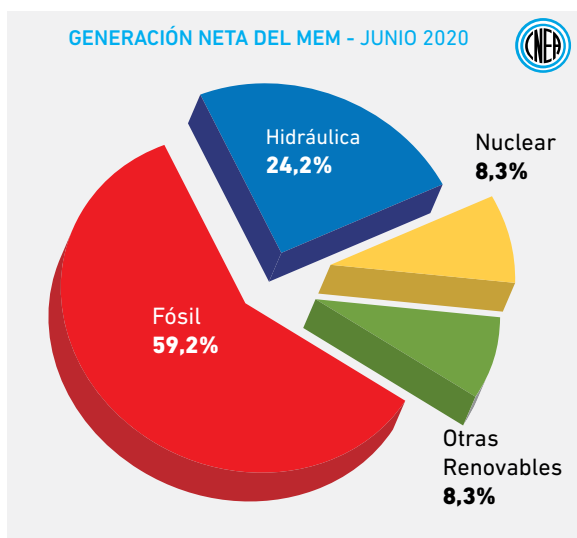
- Las Turbinas de Gas (T.G) Pampa Energía SA y Genelba - Res.287 fueron recategorizadas por CMMESA como Ciclo Combinado (C.C).

Generación Neta Nacional

La generación total neta nacional vinculada al SADI (Nuclear, Hidráulica, Térmica y Otras Renovables) fue un 2,4% superior a la de junio de 2019.



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



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

⚡ Aporte de los Principales Ríos y Generación Neta Hidráulica

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

RÍOS	MEDIOS DEL MES DE JUNIO (m³/s)			MEDIOS HISTÓRICOS (m³/s)
	2018	2019	2020	
URUGUAY	2.784	6.650	5.056	5.738
PARANÁ	9.882	11.823	8.423	12.886
LIMAY	187	173	172	279
COLLÓN CURÁ	298	269	157	543
NEUQUÉN	202	175	84	364
FUTALEUFÚ	279	267	315	341

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.

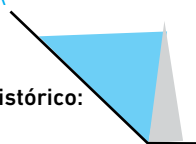
A continuación se muestra la situación de Yacyretá y Salto Grande al 30 de junio de este año.

RÍO PARANÁ

Caudal real:
9.000 m³/s

Caudal medio histórico:
12.886 m³/s

Caudal máximo turbinado:
11.600 m³/s



YACYRETÁ

Cota Max:	83,50 m
C.Hoy:	82,96 m
C.Min:	75,00 m

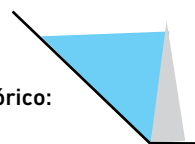
Turbinado: 7.200 m³/s
Vertido: 1.000 m³/s*

RÍO URUGUAY

Caudal real:
2.657 m³/s

Caudal medio histórico:
5.738 m³/s

Caudal máximo turbinado:
8.300 m³/s



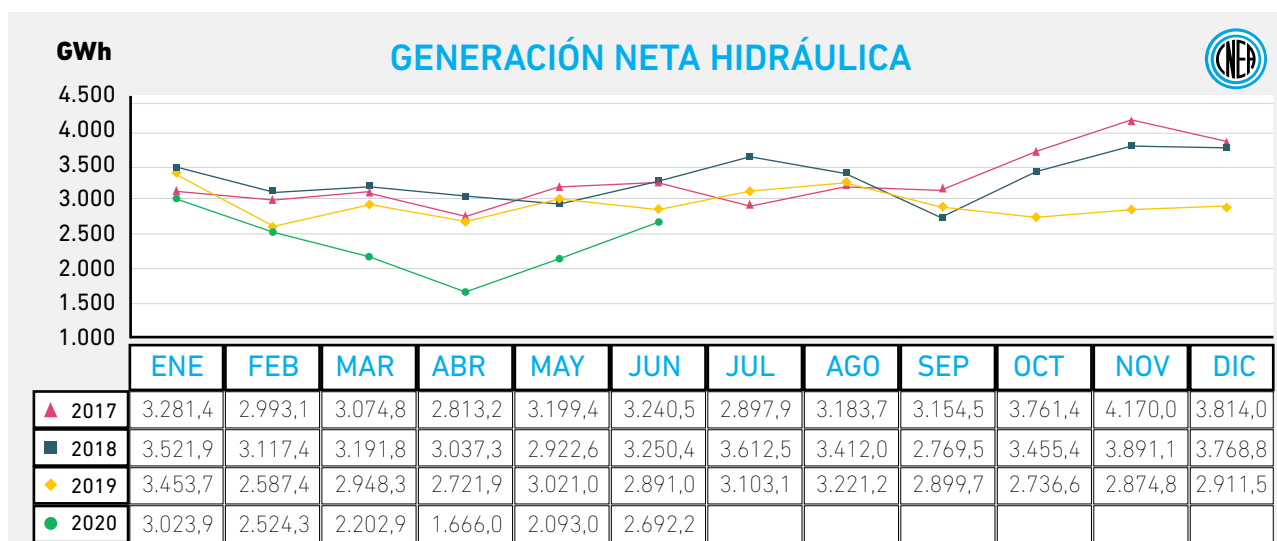
SALTO GRANDE

C.Max:	35,50 m
C.Hoy:	34,82 m
C.Min:	31,00 m

Turbinado: 4.750 m³/s
Vertido: 0 m³/s

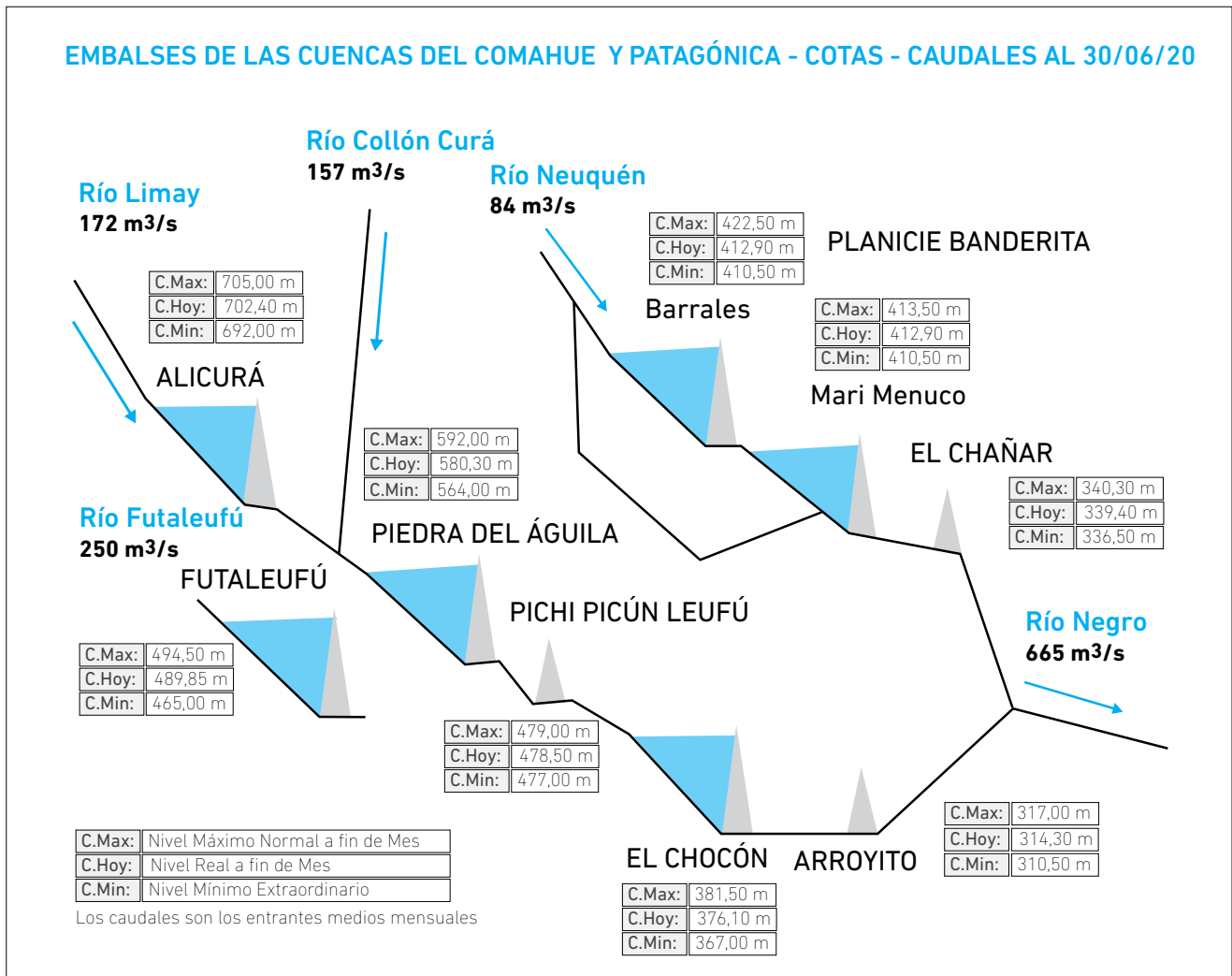
Nota: *En base al acuerdo con la República del Paraguay, el vertido mínimo en la central de Yacyretá es de 1.000 m³/s.

La generación hidráulica registró una disminución del 6,9% con respecto al valor registrado en junio de 2019. Este valor fue el más bajo para la generación hidroeléctrica neta para junio de los últimos cuatro años. A continuación se presenta su evolución.



Como se puede observar en la figura precedente, a pesar de encontrarse aún en valores bajos en comparación con años anteriores, la generación hidráulica mostró durante junio signos de recuperación luego del descenso pronunciado ocurrido dos meses atrás, en ocasión de la sequía proveniente 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.

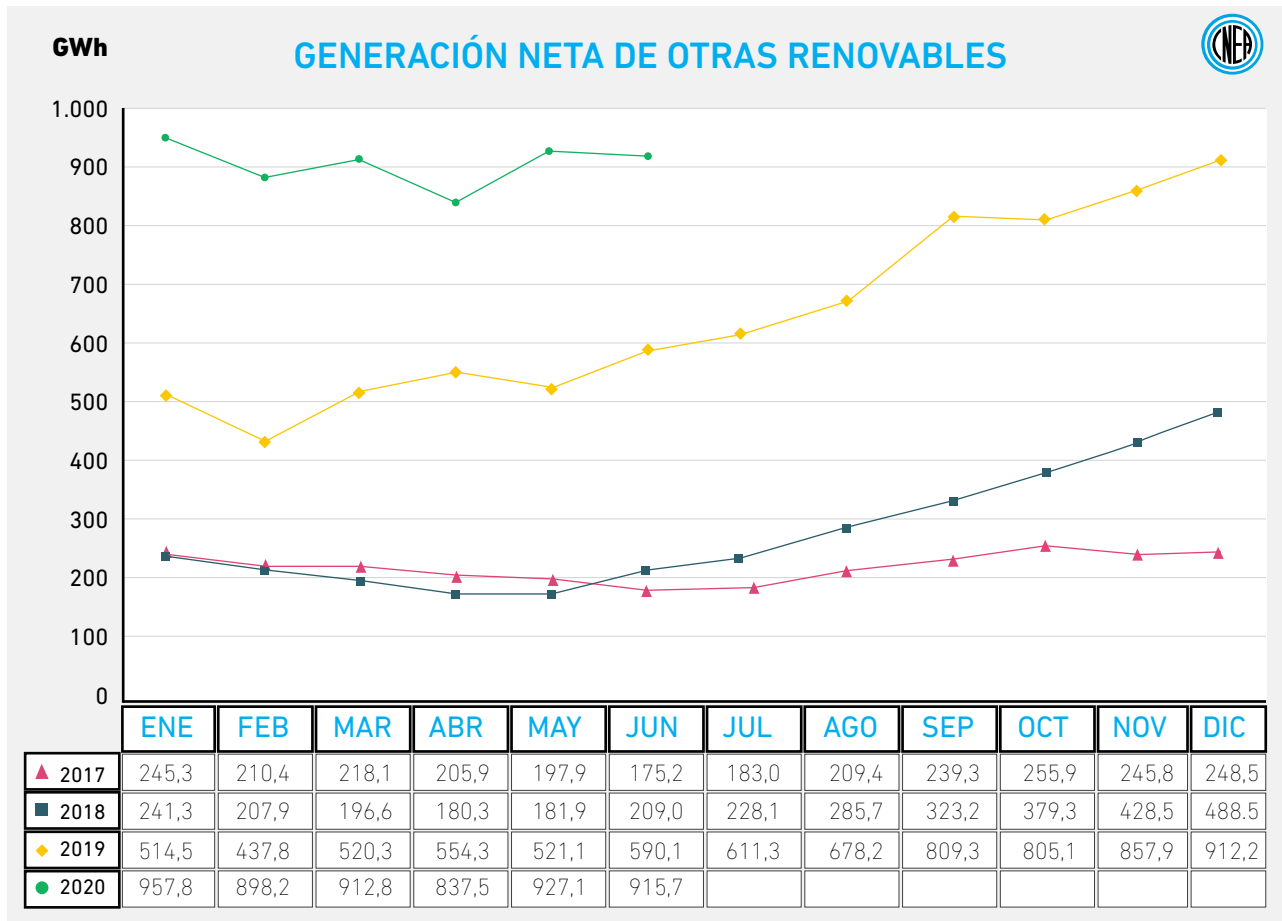


Nota. C = Cota.

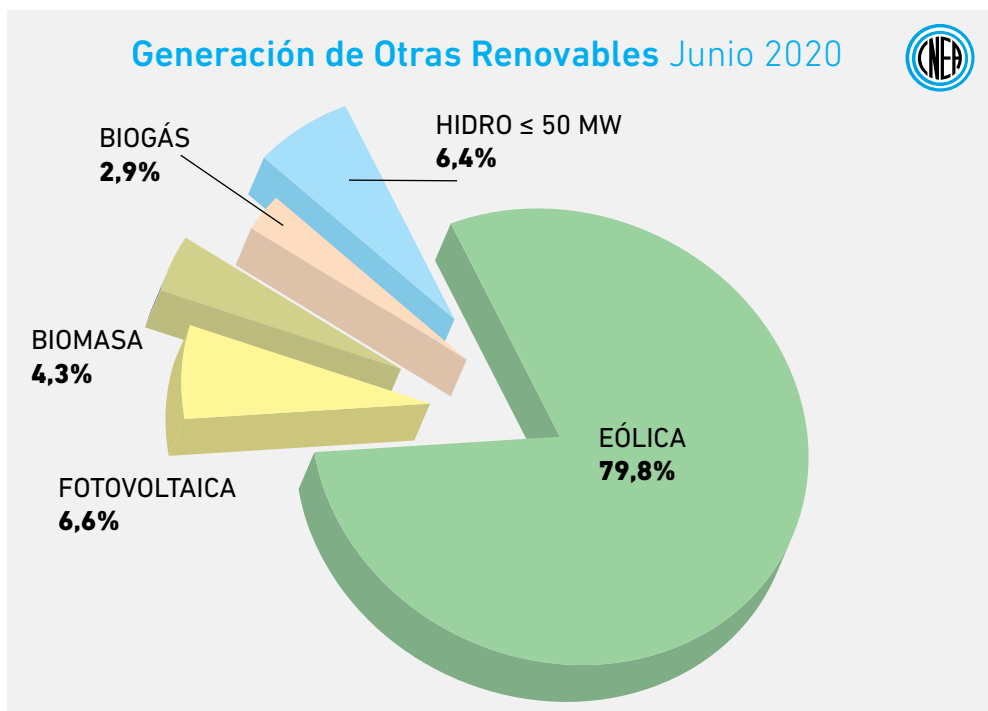
Fuente: CAMMESA

⚡ Generación Neta de Otras Renovables

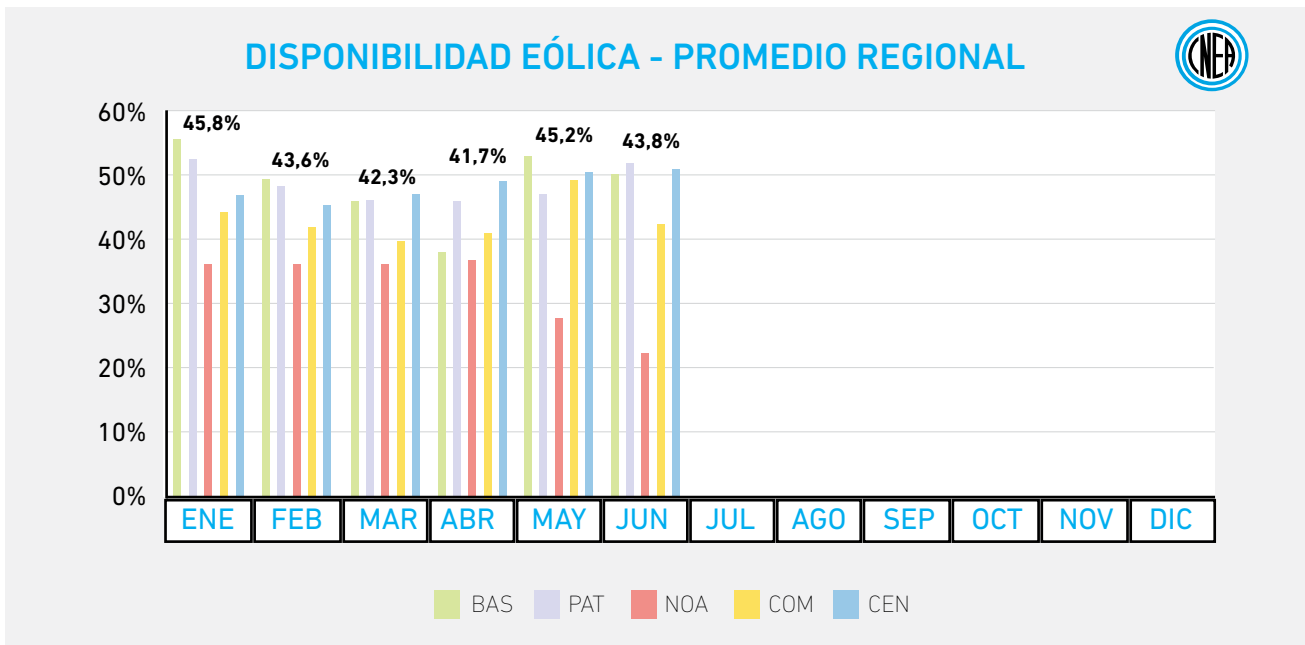
La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas de hasta 50 MW, biomasa y biogás) resultó un 55,2% superior a la del mismo mes del año 2019. Esta generación fue la más alta para el mes de junio, principalmente debido a la incorporación de nuevos parques eólicos y fotovoltaicos.



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

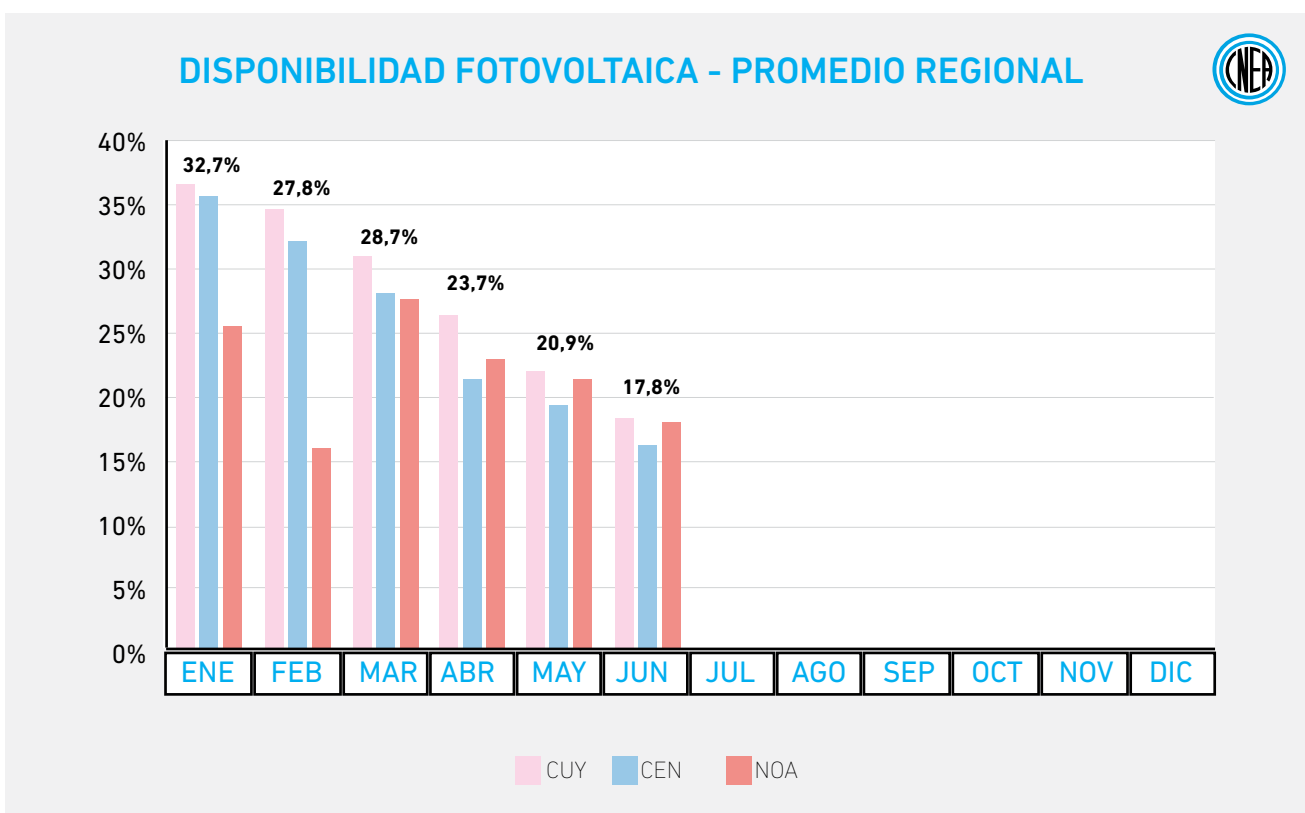


En la siguiente figura se presentan las disponibilidades regionales de los parques eólicos del país a lo largo del 2020, divididas por regiones.



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

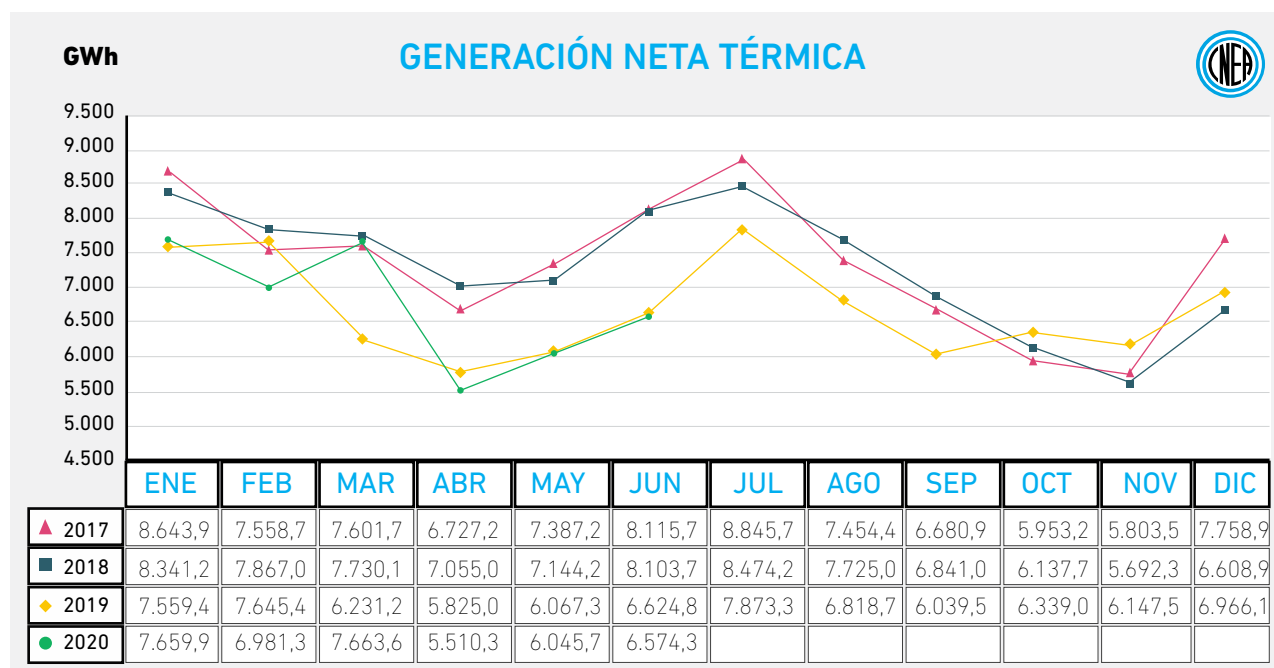
A continuación se presentan las disponibilidades regionales de los parques fotovoltaicos del país a lo largo del 2020, divididas por regiones.



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 0,8% inferior a la del mismo mes del año 2019. Este valor neto para dicha fuente de generación fue el más bajo para junio en los últimos cuatro años.



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

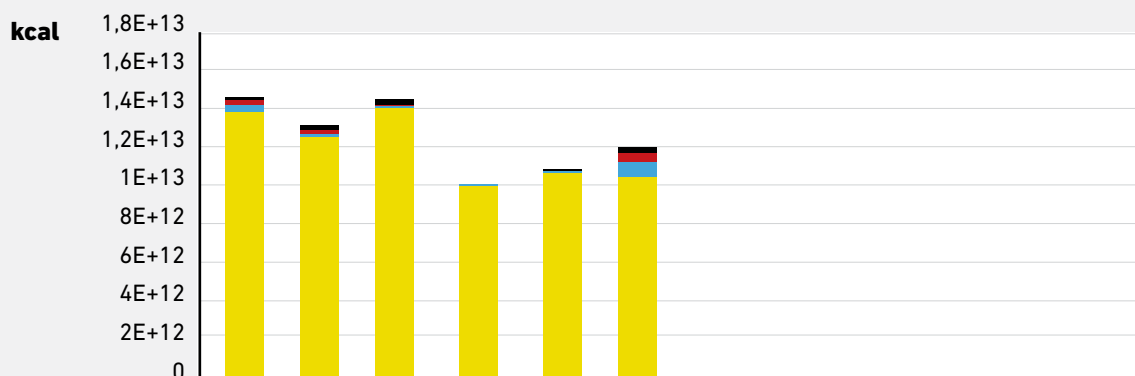
COMBUSTIBLE	JUNIO 2019	JUNIO 2020
Carbón [t]	26,985	26.076
Fuel Oil [t]	37.297	41.931
Gas Oil [m ³]	42.112	102.921
Gas Natural [dam ³]	1.368.271	1.240.426

Este mes el consumo de gas natural disminuyó un 9,3% respecto a junio de 2019. El gas oil, por su parte, evidenció un fuerte aumento, del 144,4%, mientras que el consumo de carbón cayó un 3,4%. En el caso del fuel oil, el consumo durante junio resultó un 12,4% superior al alcanzado en el mismo mes del año pasado.

Como resultado, el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de junio de 2020 resultó un 4,1% inferior al del mismo mes del año pasado.

En la siguiente figura 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).

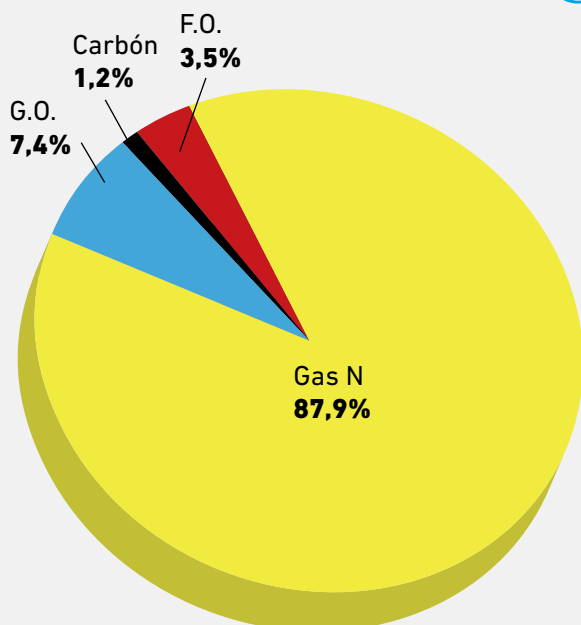
CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL MEM 2020



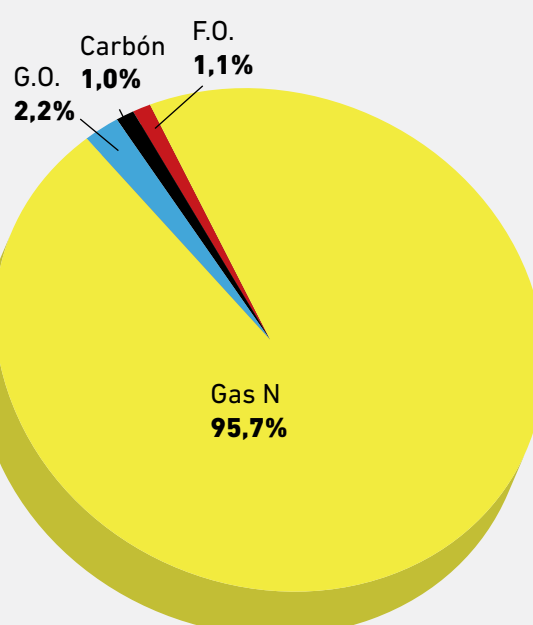
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Carbón (t)	17.369	33.079	57.515	0	6.268	26.076						
F.O. (t)	20.503	14.717	3.720	16	1	41.931						
G.O. (m³)	41.014	20.487	17.244	2.841	6.297	102.921						
Gas N (dam³)	1.659.406	1.485.875	1.672.691	1.174.401	1.272.020	1.240.426						

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

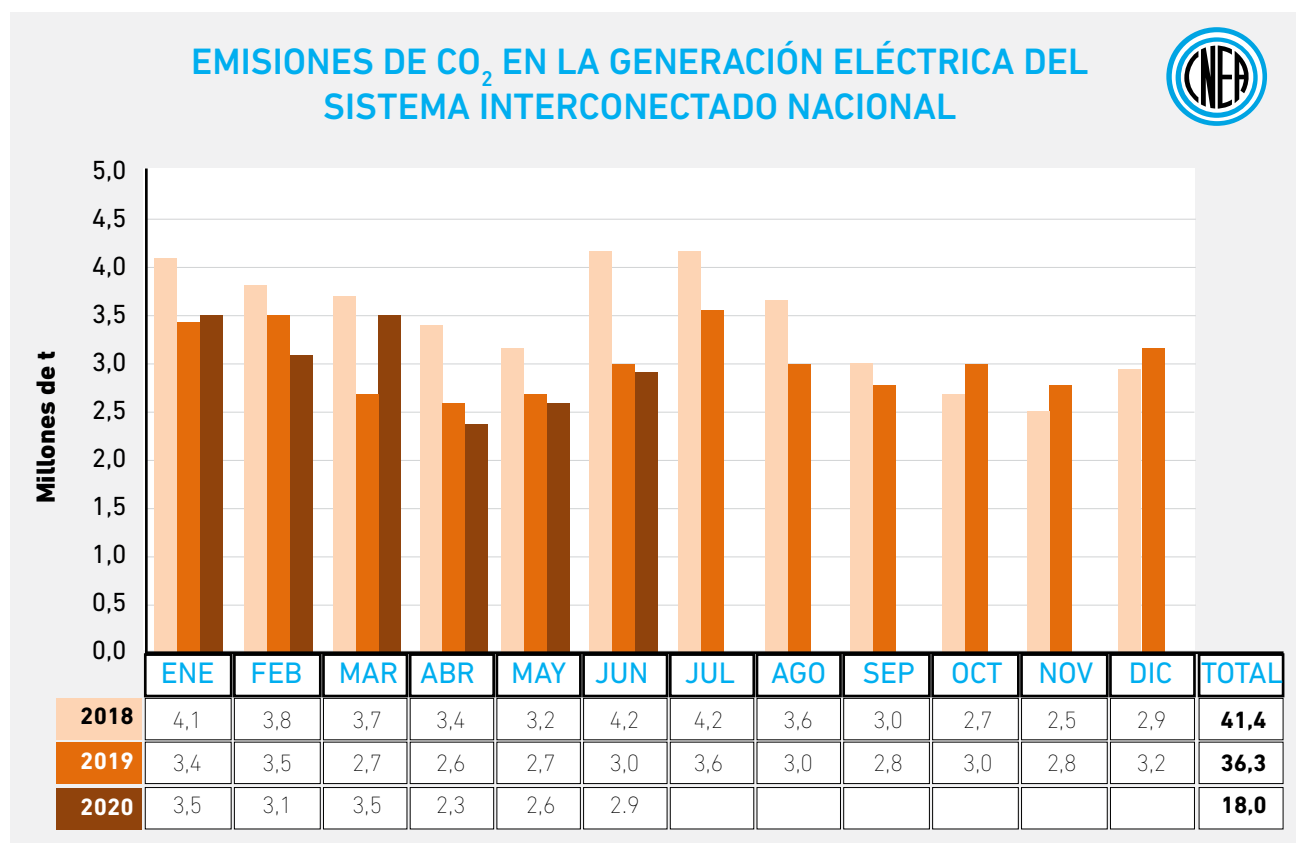
Consumo de Combustibles Fósiles Junio 2020



Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2020



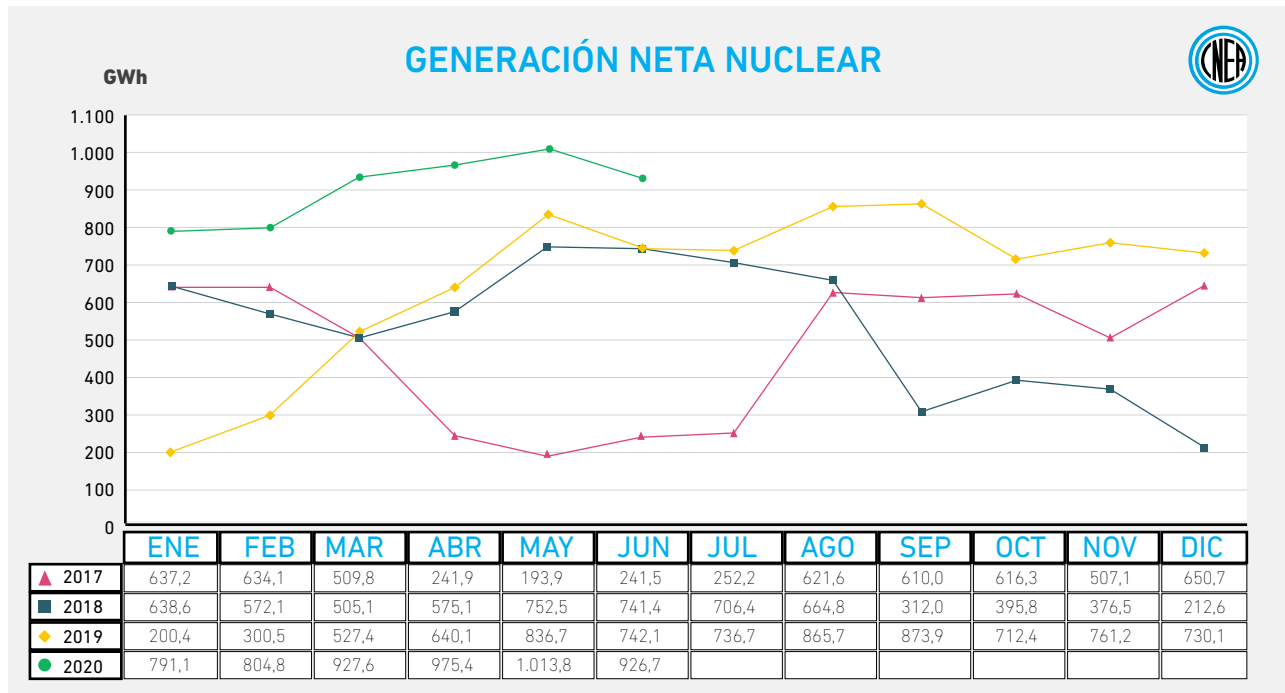
La siguiente figura muestra las emisiones de CO₂ derivadas del consumo de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los últimos tres años, en millones de toneladas.



Durante junio se evidenció una disminución en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año anterior, correspondiente a un 2,8% debido principalmente a la menor generación térmica. Cabe destacar que este valor de emisiones fue el más bajo para el mes de junio de los últimos tres años.

⚡ Generación Neta Nuclear

En la figura siguiente se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear alcanzados desde el año 2017 hasta la fecha, en GWh.



Particularmente este mes, la generación nucleoelectrónica registró un aumento considerable, del 24,9%, respecto a junio de 2019. Dicho valor es el más alto para el mes de junio en los últimos cuatro años.

Con respecto a las centrales nucleares, Atucha I y Embalse operaron con normalidad durante todo el mes. Atucha II, por su parte, ingresó en fase de mantenimiento a partir del día 25 del mes.

⚡ 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.

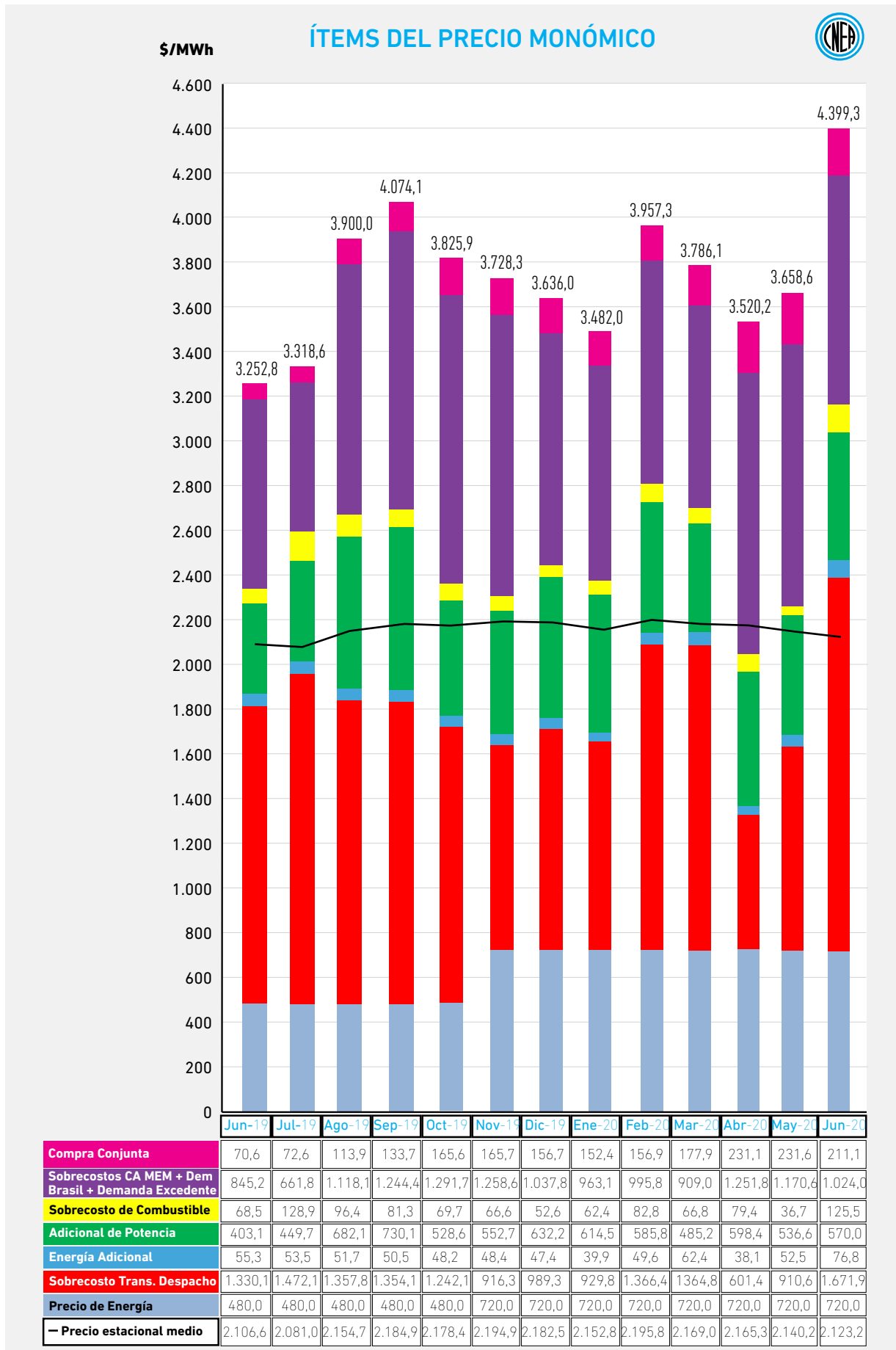
En función de lo determinado por la Resolución 14/2019 del Ministerio de Hacienda, los precios de referencia estacionales desde el 1 de mayo hasta el 31 de octubre del 2020, son:

	MÁS DE 300 kW	MENOS DE 300 kW	
		NO RESIDENCIAL	RESIDENCIAL
	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Pico	3.042,00	2.122,00	1.852,00
Resto	2.911,00	2.025,00	1.764,00
Valle	2.779,00	1.928,00	1.676,00

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 la siguiente figura 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						
	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						
	Brasil	-	0,1	-	-	-	-						
	Paraguay	12,8	11,4	11,4	11,0	11,9	12,2						

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

Julio 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>