

SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO XIX N° 222



Comisión Nacional
de Energía Atómica

Julio 2019

Comité técnico
Norberto Coppari
Santiago Jensen

Coordinación General
Mariela Iglesia

Producción editorial
Sofía Colace
Diego Coppari
Pablo Rimancus
Agustín Zamora

Comité revisor
Mariela Iglesia

Diseño Gráfico
Andrés Boselli

Colaborador externo
Carlos Rey

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

Comisión Nacional de Energía Atómica

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
OBSERVACIONES.....	1
DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	2
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA.....	4
POTENCIA INSTALADA.....	5
GENERACIÓN NETA NACIONAL.....	6
APORTE DE LOS PRINCIPALES RÍOS Y GENERACIÓN NETA HIDRÁULICA.....	7
GENERACIÓN NETA DE OTRAS RENOVABLES.....	9
GENERACIÓN NETA TÉRMICA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES.....	11
GENERACIÓN NETA NUCLEAR.....	14
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MEM.....	15
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES E IMPORTACIONES.....	17

SÍNTESIS

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) Julio 2019.

⚡ Introducción

En julio, la demanda neta de energía del MEM registró un descenso del 4,6% con respecto al valor alcanzado en el mismo mes del año pasado.

La temperatura media del mes fue de 11,7 °C, valor superior al de la media histórica del mes, el cual se ubica alrededor de los 11,1 °C. De forma similar, la temperatura media del año pasado para julio había sido de 10,8 °C.

En materia de generación hidráulica de las principales centrales, los aportes de los ríos Paraná, Futaleufú y los pertenecientes a la Cuenca del Comahue fueron muy inferiores a los históricos para el mes. Del mismo modo, el caudal del río Uruguay fue inferior a su valor histórico de julio.

A raíz de ello, la generación hidráulica disminuyó un 14,1% en comparación al valor registrado en julio de 2018.

En cuanto a la generación de Otras Renovables, este mes aportaron 615,4 GWh contra 228,1 GWh registrados en julio del año anterior. Esta generación fue un 169,8% superior a la del 2018, y corresponde a un aumento de potencia instalada de un 130,0%.

Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 736,7 GWh, mientras que en julio de 2018 había sido de 706,4 GWh.

Además, la generación térmica fósil resultó un 7,2% inferior a la del mismo mes del año anterior.

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por 120,2 GWh contra 12,3 GWh que fueron las del mismo mes del año anterior. Por otra parte, se registraron exportaciones cercanas a cero para julio de 2018 y 2019.

Finalmente, el precio monómico de la energía para este mes fue de 3.318,6 \$/MWh, equivalente a 78,0 U\$/MWh¹. Este y otros conceptos serán presentados en detalle en la sección relativa a Precios de la Energía.

⚡ Observaciones

Se registró una disminución de las demandas residencial, industrial y comercial de 8,6%, 2,5% y 0,4% respectivamente en comparación con el año anterior.

En materia de generación nucleoelectrónica, la central nuclear Atucha II se encontró detenida desde el 15 de julio hasta el 7 de agosto para someterse a actividades de mantenimiento. Con respecto a la Central Nuclear Embalse, en el mes de julio entre los días 5 y 9 detuvo sus operaciones para realizar tareas de mantenimiento. Por su parte la central Atucha I operó con normalidad durante el mes.

En relación a la generación de Otras Renovables, esta aumentó considerablemente en los últimos meses debido principalmente a los ingresos de nueva generación eólica y fotovoltaica al sistema.

* Dolar Mayorista promedio mensual del Banco Central de la República Argentina.

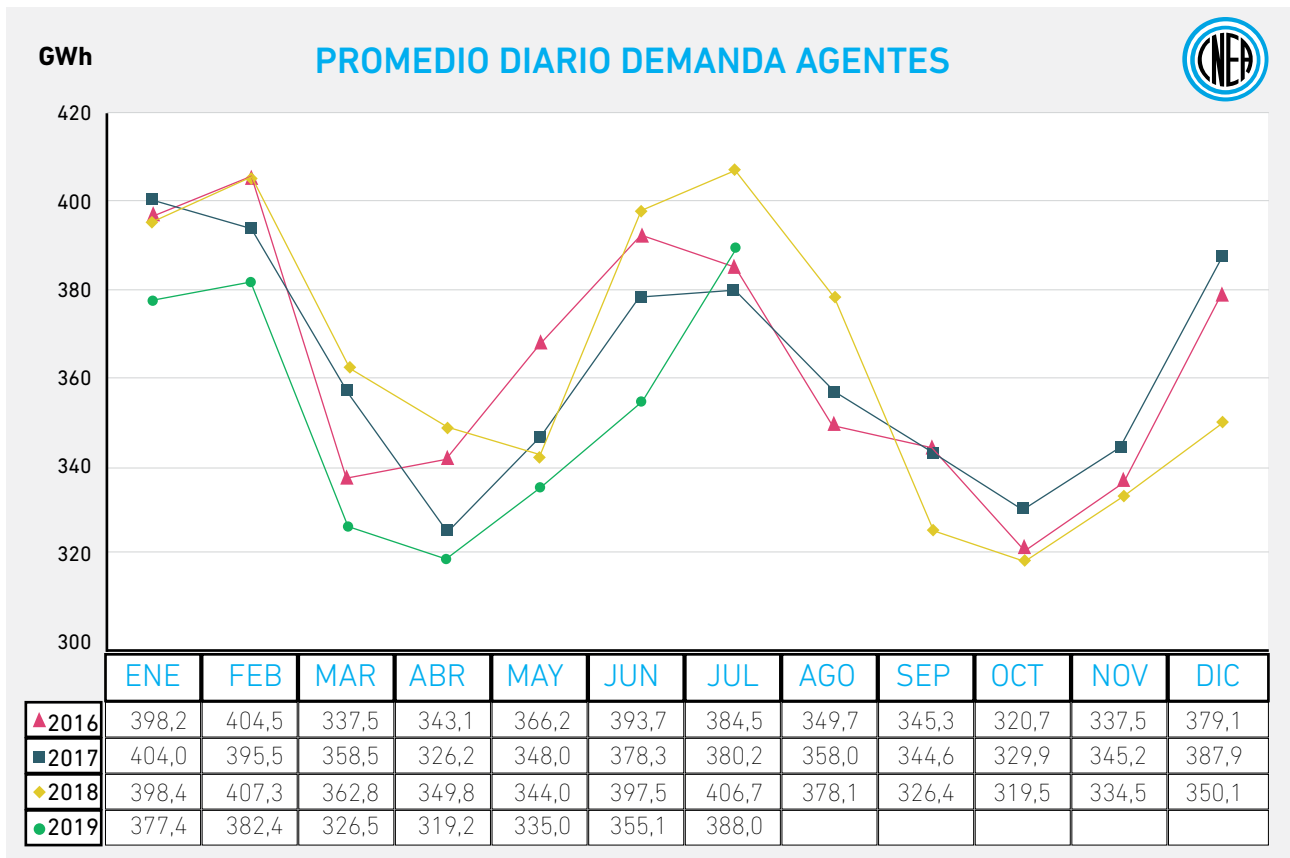
⚡ Demanda de Energía y Potencia

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

VARIACIÓN DEMANDA NETA		
MENSUAL (%)	AÑO MÓVIL (%)	ACUMULADO 2019 (%)
-4,6	-5,4	-6,8

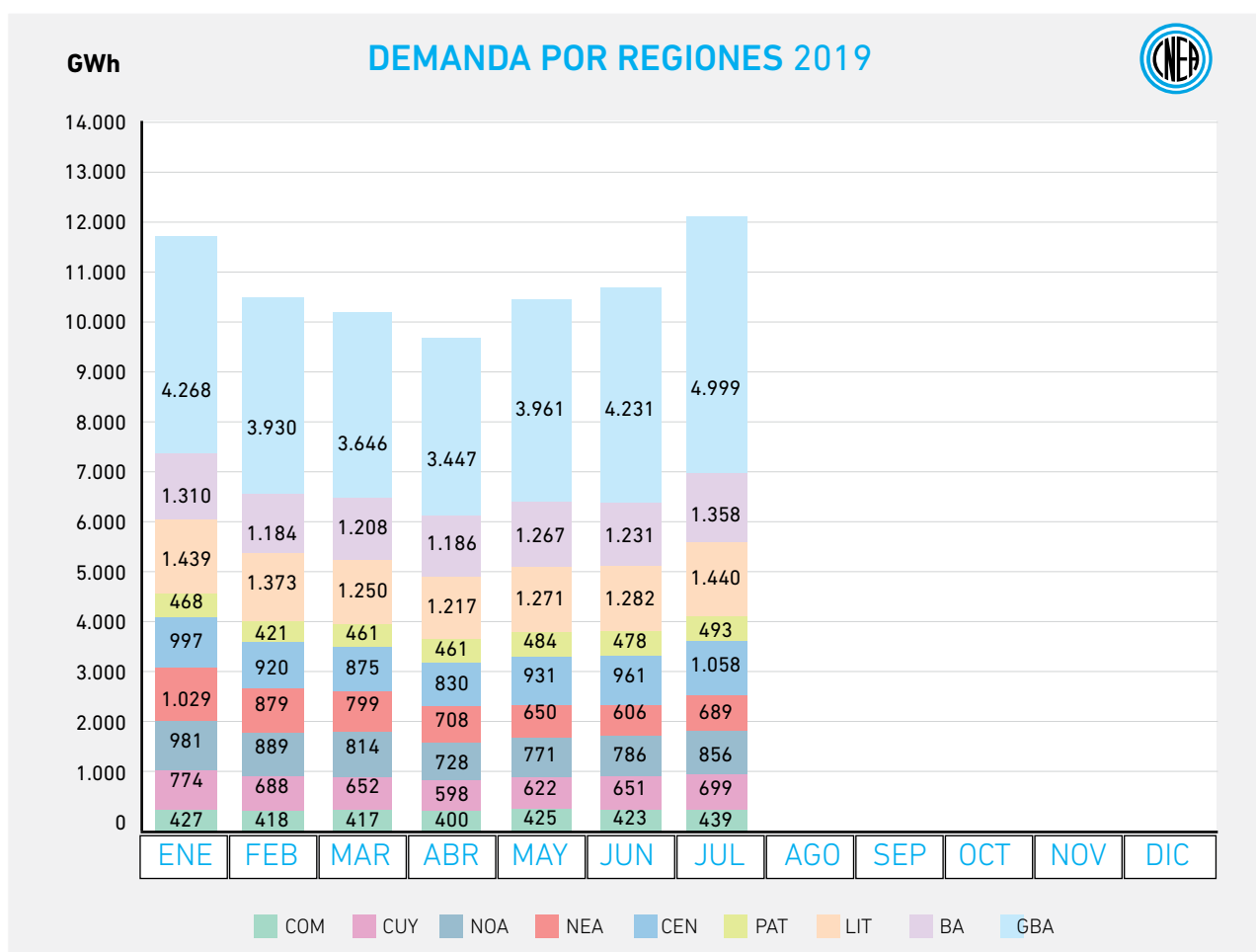
La "variación mensual" se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor mensual del año anterior. El "año móvil" compara la demanda de los últimos 12 meses respecto de los 12 anteriores. El "acumulado anual", en cambio, computa los 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 2016 hasta la fecha.

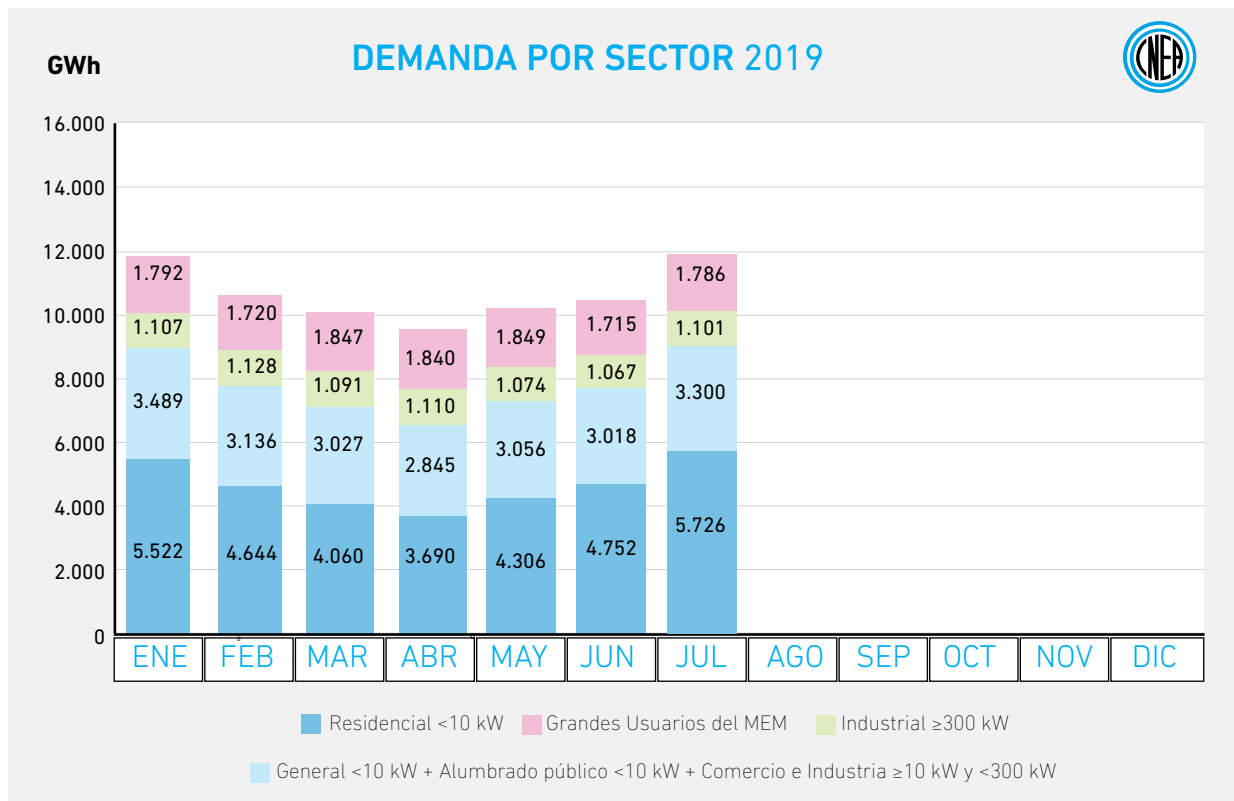


A continuación se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada tanto por región eléctrica como por tipo de usuarios (sectores).

REGIÓN	PROVINCIAS
Gran Buenos Aires (GBA)	C.A.B.A y Gran Buenos Aires
Buenos Aires (BA)	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



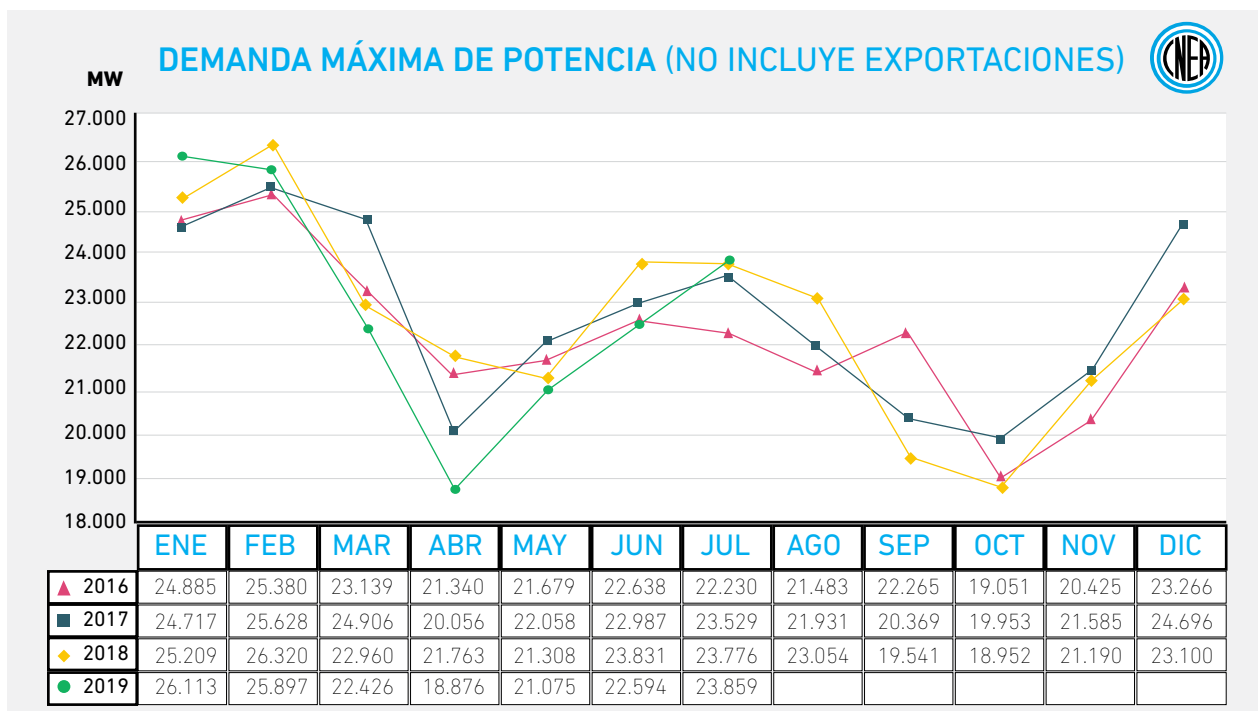
A continuación se presenta la comparación de la Demanda Eléctrica por tipos de Usuario, de acuerdo a la última información disponible. Cabe aclarar que desde el 2016 se han agrupado las categorías de consumo General, de Alumbrado Público y Comercio e Industria entre 10 y 300 kW.



Fuente: ADEERA.

⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se indica a continuación, la demanda máxima de potencia aumentó un 0,3 % tomando como referencia el mismo mes del 2018. Este valor fue el más alto 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 cinco 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), Motores Diésel (DI) y Biogás (BG).

Las Otras Renovables, como lo indica su nombre, componen la generación Eólica (EOL), Fotovoltaica (FV), los biocombustibles y las hidráulicas de potencia menor a 50 MW.

Si bien CAMMESA, 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 región y tecnología en el MEM, en MW.

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	FV	EOL	BG	TOTAL
CUYO	120,0	89,6	347,2	40,0	596,8	-	1.129,1	192,4	-	-	1.918,3
COM	-	500,9	1.486,5	92,3	2.079,7	-	4.768,7	-	141,0	-	6.989,4
NOA	261,0	991,2	1.471,7	393,5	3.117,4	-	219,7	173,5	58,4	-	3.569,0
CEN	200,0	864,6	534,0	100,8	1.699,4	648,0	918,0	50,8	48,0	5,9	3.370,1
GBA	2.110,0	1.975,8	3.441,7	288,5	7.816,0	-	-	-	-	21,9	7.837,9
BA	1.543,2	2.311,1	1.713,5	288,0	5.855,8	1.107,0	-	-	371,5	-	7.334,3
LIT	217,0	361,8	1.883,7	318,6	2.781,1	-	945,0	-	-	7,7	3.733,8
NEA	-	33,0	-	286,4	319,4	-	2.745,0	-	-	-	3.064,4
PAT	-	271,0	301,1	-	572,1	-	562,8	-	567,5	-	1.702,4
TOTAL SIN	4.451,2	7.399,0	11.179,4	1.808,0	24.837,7	1.755,0	11.288,3	416,7	1.186,4	35,5	39.519,6
Porcentaje					62,86	4,44	28,56	1,05	3,00	0,09	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-	49,2	-	-	49,2	-	-	86,5	115,8	-	251,5
ACUMULADO 2019	-	161,9	145,0	-	306,9	-	-	226,0	436,1	12,8	981,8

Este mes, se registraron modificaciones de capacidad instalada en el SADI, totalizando un aumento de 251,5 MW.

BAS

- Ingresó el Parque Eólico (P.E.) La Castellana 2, adicionando 14,4 MW.
- Se produjo el ingreso de máquinas TG a la Central Térmica (C.T.) Barker -cierre de ciclo-, adicionando 49,1 MW.

COM

- Ingresó el P. E. Pomona I con un total de 101,4 MW.

CUY

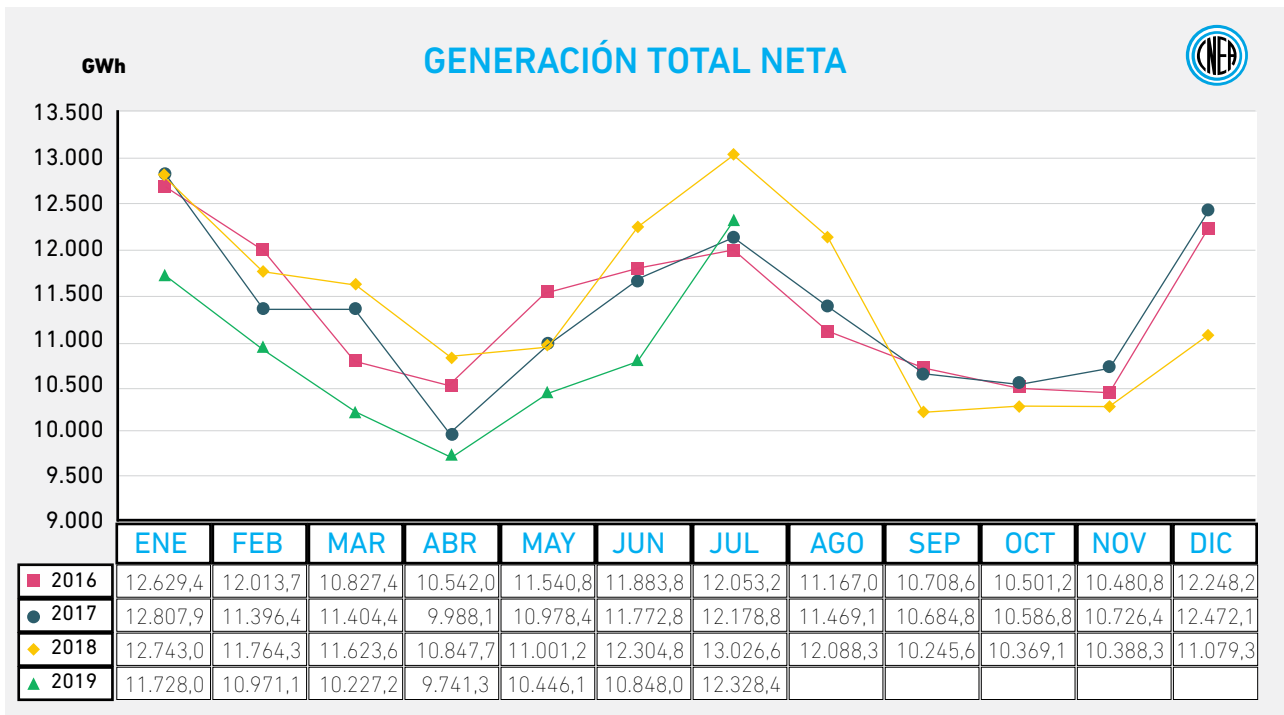
- Ingresó el Parque Fotovoltaico (P.F.) Ullum Solargen 2 con un total de 6,5 MW

NOA

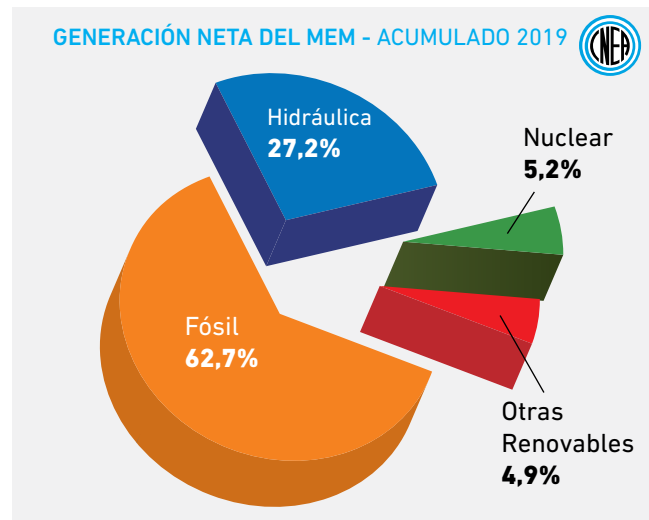
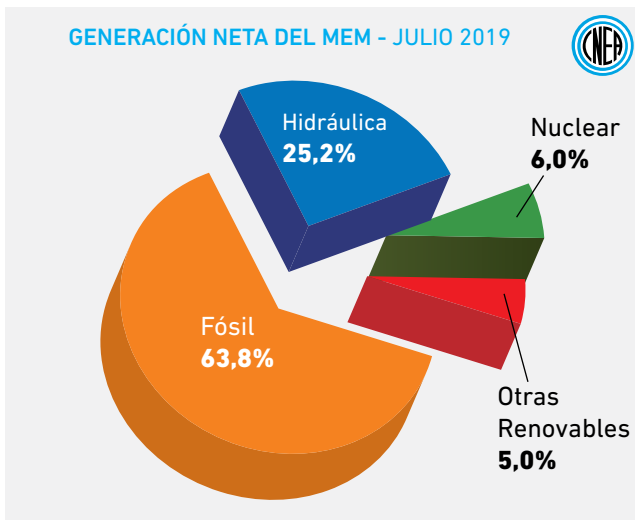
- Ingreso el P. F. Cafayate con un total de 80 MW.

⚡ Generación Neta Nacional

La generación total neta nacional vinculada al SADI (nuclear, hidráulica, térmica y Otras Renovables) fue un 5,4% inferior a la de julio de 2018.



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 menores a 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 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)
	2017	2018	2019	
URUGUAY	3.634	4.057	4.066	5.979
PARANÁ	11.806	9.587	9.911	12.179
LIMAY	194	279	221	342
COLLÓN CURÁ	301	660	430	613
NEUQUÉN	205	291	163	346
FUTALEUFÚ	259	265	255	316

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.

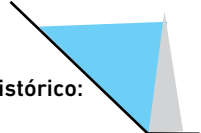
A continuación se muestra la situación de Yacyretá y Salto Grande al 30 de julio de este año.

RÍO PARANÁ

Caudal real:
9.300 m³/s

Caudal medio histórico:
12.179 m³/s

Caudal máximo turbinado:
11.600 m³/s



YACYRETÁ

Cota Max:	83,50 m
C.Hoy:	82,90 m
C.Min:	75,00 m

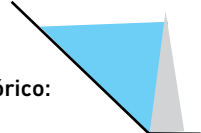
Turbinado: 9.700 m³/s
Vertido: 1.000 m³/s*

RÍO URUGUAY

Caudal real:
9.205 m³/s

Caudal medio histórico:
5.719 m³/s

Caudal máximo turbinado:
8.300 m³/s



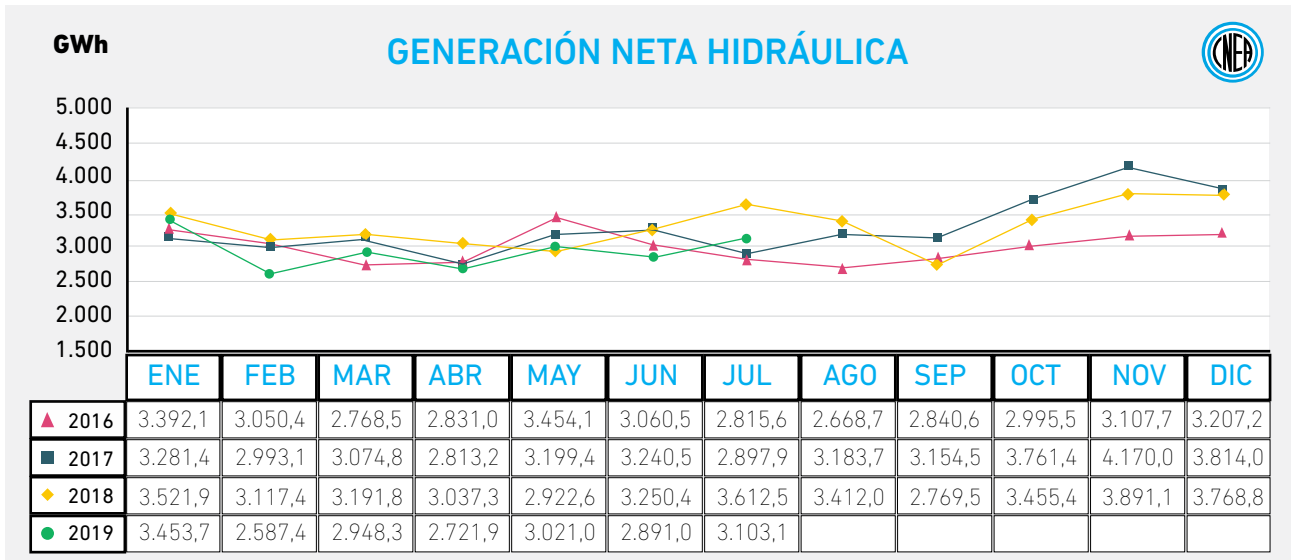
SALTO GRANDE

C.Max:	35,50 m
C.Hoy:	34,61 m
C.Min:	31,00 m

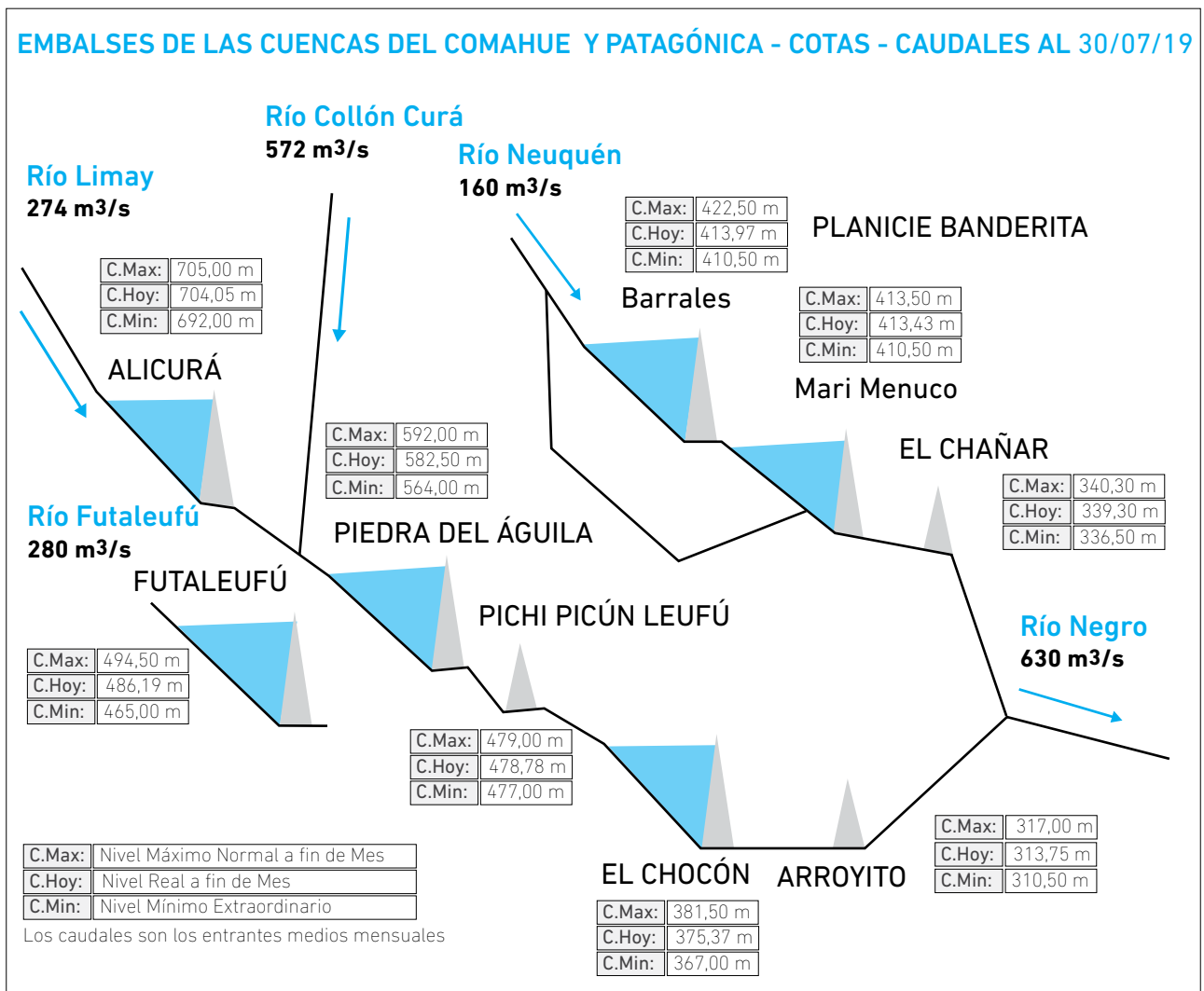
Turbinado: 7.092 m³/s
Vertido: 0 m³/s

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 disminuyó un 14,1% con respecto al valor registrado en julio de 2018. A continuación se presenta su evolución.



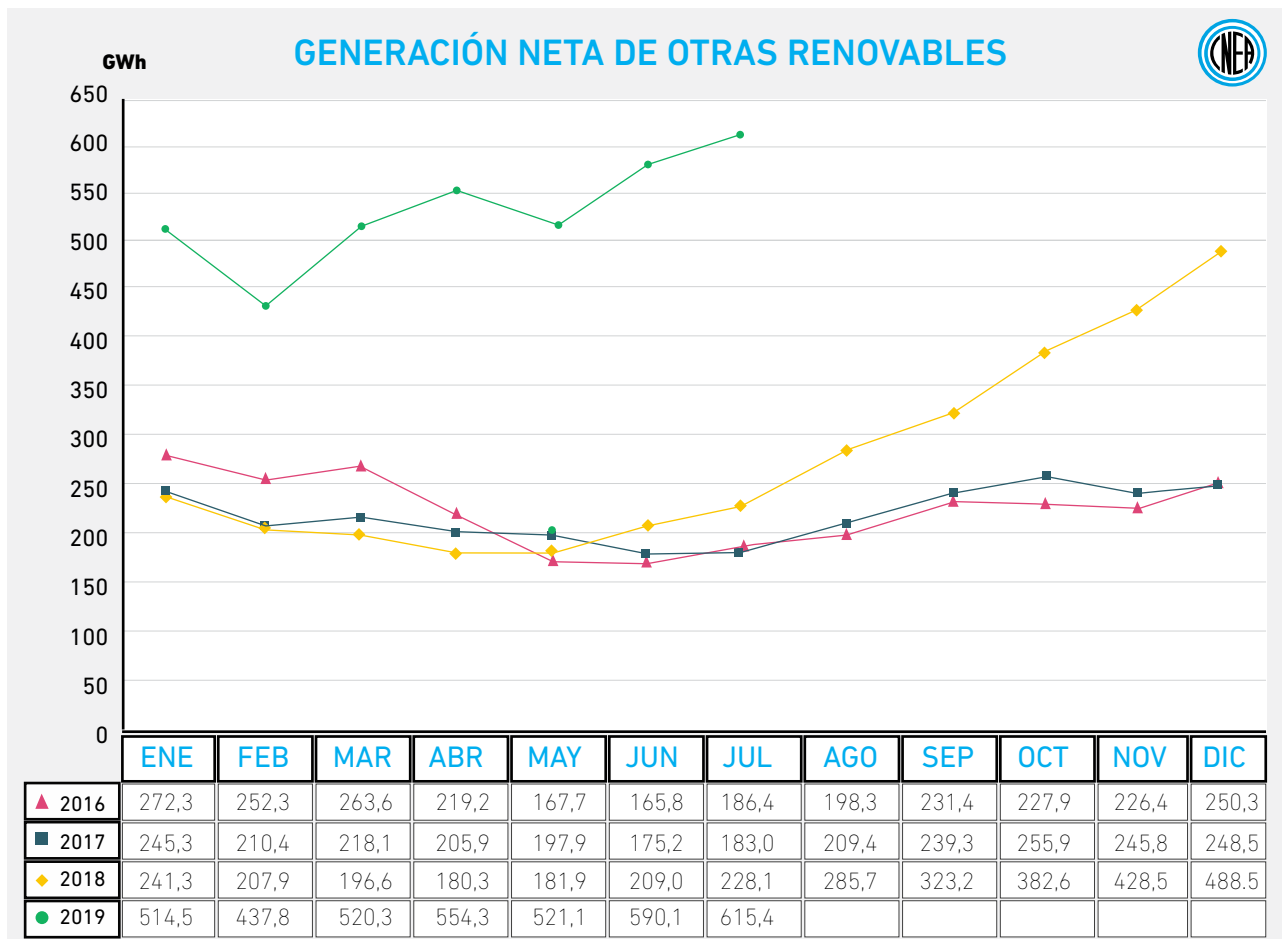
En el siguiente esquema se pueden apreciar las cotas a fin de mes en todos los embalses de la región del Comahue y el río Futaleufú, además de los caudales promedios del mes.



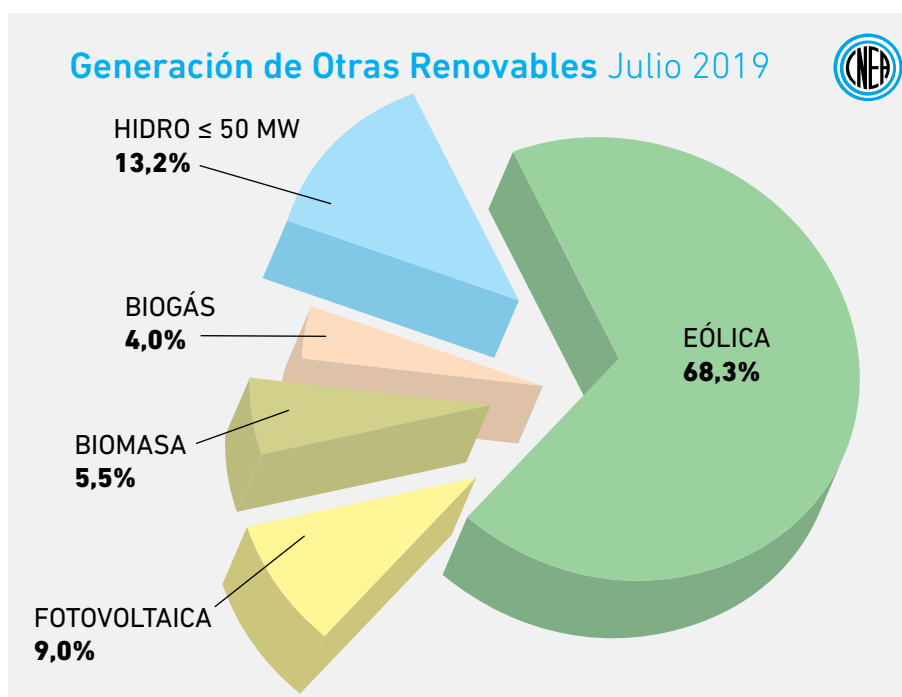
Nota. C = Cota.
Fuente: CAMMESA

⚡ Generación Neta de Otras Renovables

La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas menores a 50 MW, biomasa y biogás) resultó un 169,8% superior a la del mismo mes del año 2018. Esta generación fue la más alta para el mes de julio en los últimos cuatro años principalmente debido a la incorporación de nuevos parques eólicos y centrales fotovoltaicas en los últimos meses.



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



En la siguiente tabla se presenta la potencia del mes de julio y la disponibilidad porcentual de los parques eólicos del país en el año.

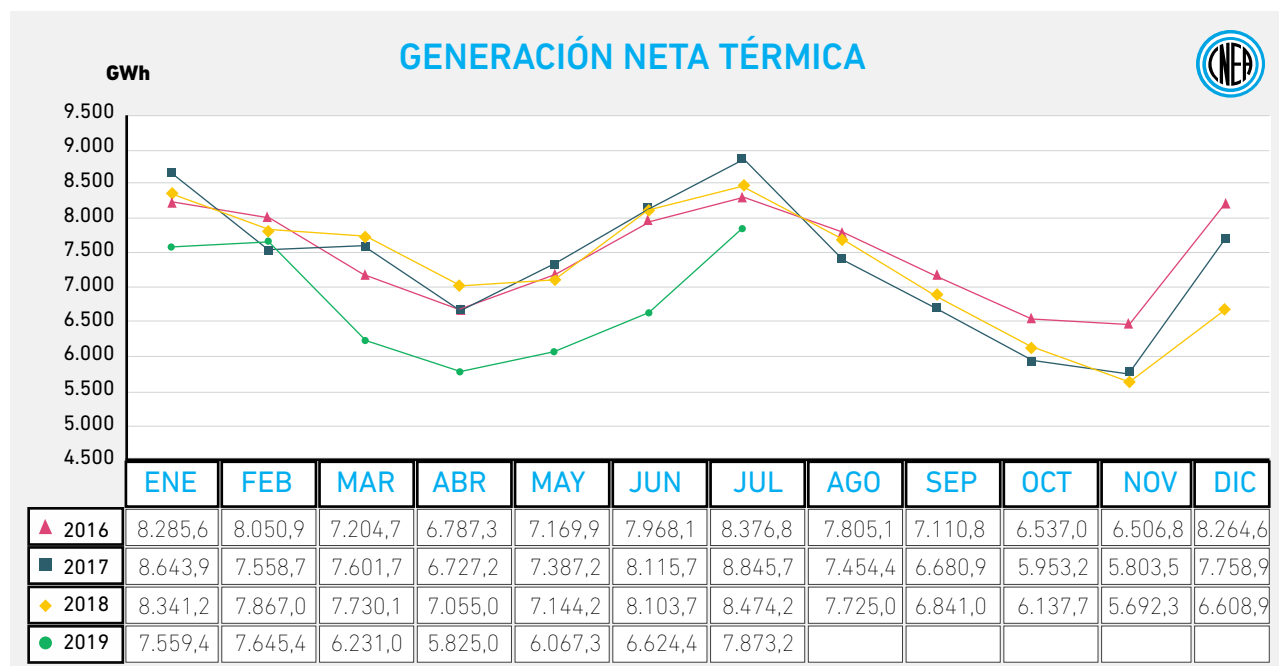
POTENCIA Y DISPONIBILIDAD EÓLICA 2019

Nombre del Parque	Potencia (MW)	Ubicación	ENE %	FEB %	MAR %	ABR %	MAY %	JUN %	JUL %	AGO %	SEP %	OCT %	NOV %	DIC %	Disponibilidad Promedio
Arauco 1	25,2	La Rioja	21,6	27,5	32,2	29,5	33,0	27,1	28,0						28,4
Arauco 2	25,2	La Rioja	13,2	8,2	9,0	7,7	5,8	5,0	9,6						8,4
El Jume	8,0	Santiago del Estero	16,7	14,6	16,4	16,7	12,6	12,1	11,8						14,4
Necochea	0,25	Bs. As.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,0
Corti	100,0	Bs. As.	53,7	26,3	41,7	39,7	39,7	48,8	49,8						42,4
La Castellana	100,8	Bs. As.	53,7	49,4	49,5	46,6	46,6	49,4	51,4						48,7
La Castellana 2	14,4	Bs. As.	-	-	-	-	-	-	43,4						43,4
Villalonga 1	51,8	Bs. As.	60,2	47,7	56,7	49,2	40,2	39,4	54,2						49,6
Villalonga 2	3,45	Bs. As.	-	49,5	51,5	48,8	26,2	31,9	121,1						54,8
Pampa Energía	50,4	Bs. As.	-	-	-	-	41,9	50,6	22,4						38,3
De la Bahía	50,4	Bs. As.	-	-	-	-	41,4	61,2	65,5						56,1
Rawson 1	52,5	Chubut	41,0	41,3	38,2	37,4	32,5	40,1	36,6						38,2
Rawson 2	31,2	Chubut	42,0	42,3	40,7	37,1	33,8	41,7	37,4						39,3
Rawson 3	25,1	Chubut	52,3	49,2	49,9	48,5	47,0	53,0	51,4						50,2
L. Blanca	50,0	Chubut	29,7	31,0	31,8	32,7	30,6	35,7	31,8						31,9
El Tordillo	3,0	Chubut	8,4	9,0	0,7	1,3	16,6	4,2	0,0						8,4
Diadema	6,3	Chubut	64,6	49,1	40,3	50,8	48,2	54,9	53,0						51,6
M. Behr	99,0	Chubut	68,3	52,5	52,5	58,1	56,1	65,1	58,7						58,4
Madryn 1	71,1	Chubut	56,5	51,7	49,7	50,4	45,6	51,5	47,1						50,9
Garayalde	24,2	Chubut	63,6	53,4	51,6	51,2	46,1	56,1	48,7						52,9
Chubut Nor 1	28,8	Chubut	53,8	50,9	55,5	50,2	46,7	59,1	54,0						52,9
Aluar I	50,4	Chubut	-	44,2	51,3	48,4	48,4	57,0	56,5						51,0
Bicentenario 1	100,8	Santa Cruz	-	-	37,3	52,0	44,3	54,6	49,5						47,5
Bicentenario 2	25,2	Santa Cruz	-	-	-	51,2	44,1	49,5	47,2						48,0
Achiras	48,0	Córdoba	45,8	44,7	41,5	49,0	49,0	46,1	44,6						44,4
La Banderita	39,6	La Pampa	-	-	-	49,3	49,3	49,3	47,0						48,7
Pomona 1	101,4	R. Negro	-	-	-	-	-	-	40,8						40,8
Total	1.186,5	Promedio	50,2	42,1	43,8	45,4	41,3	48,9	46,2						45,3

■ NOA ■ BA ■ PAT ■ CEN ■ COM

⚡ Generación Neta Térmica y Consumo de Combustibles

La generación térmica de origen fósil resultó un 7,2% inferior a la del mismo mes del año 2018. Esta generación fue la más baja para el mes de julio en los últimos cuatro años.



En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles para julio de los años 2018 y 2019.

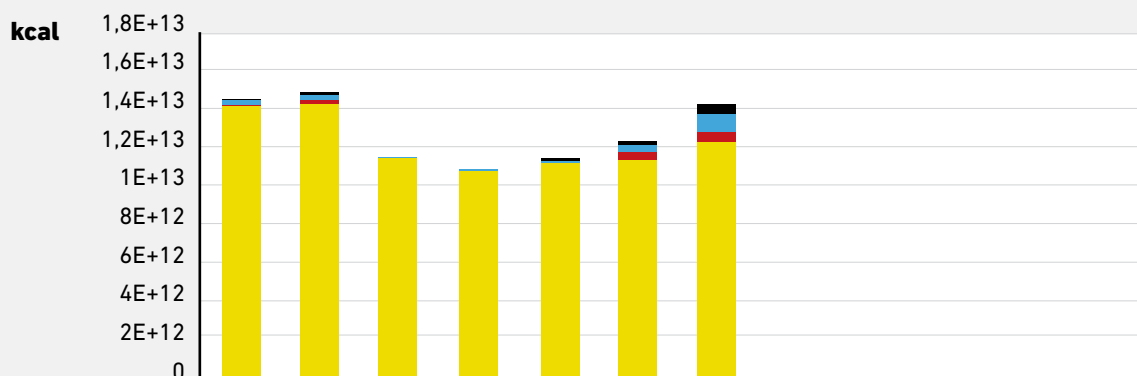
COMBUSTIBLE	JULIO 2018	JULIO 2019
Carbón [t]	103.856	58.741
Fuel Oil [t]	168.871	57.792
Gas Oil [m ³]	289.413	115.607
Gas Natural [dam ³]	1.357.940	1.467.184

Este mes la oferta del gas natural aumentó en un 8,0% respecto a julio de 2018. En contraposición, los consumos de fuel oil, gas oil y carbón experimentaron una fuerte disminución, de un 65,8%, 60,1% y 43,4% respectivamente.

En consecuencia, el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de julio de 2019 resultó un 11,8% inferior al del mismo mes del año anterior.

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).

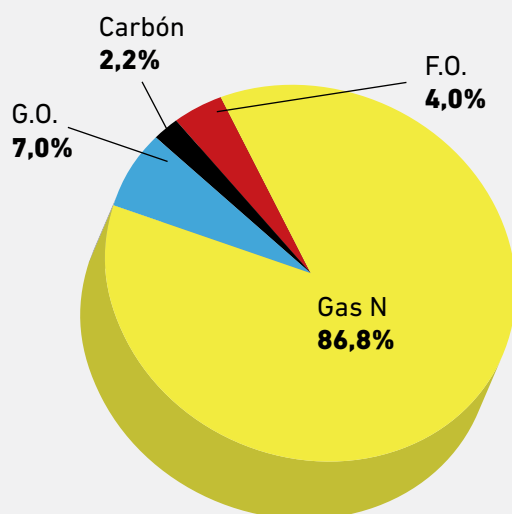
CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL MEM 2019



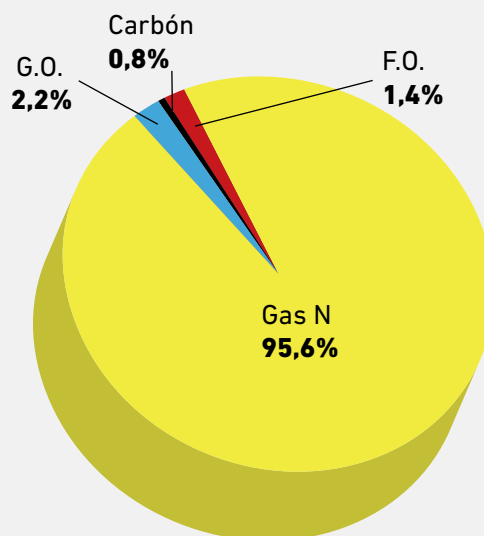
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Carbón (t)	387	19.690	0	0	18.550	26.985	58.741					
F.O. (t)	4.436	28.318	0	0	11	37.677	57.792					
G.O. (m³)	26.487	29.036	6.523	6.425	10.356	41.757	115.607					
Gas N (dam³)	1.677.466	1.681.958	1.369.708	1.296.489	1.327.801	1.358.661	1.467.184					

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

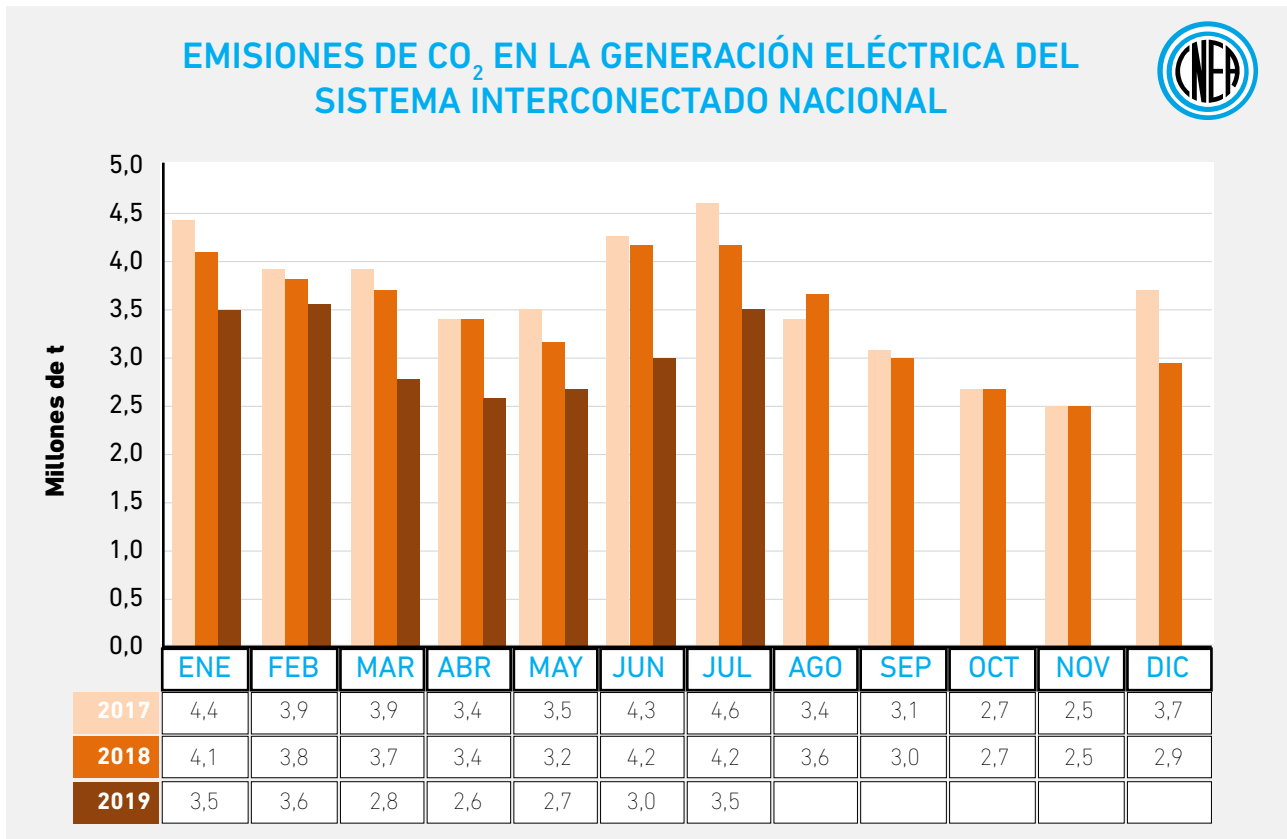
Consumo de Combustibles Fósiles Julio 2019



Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2019



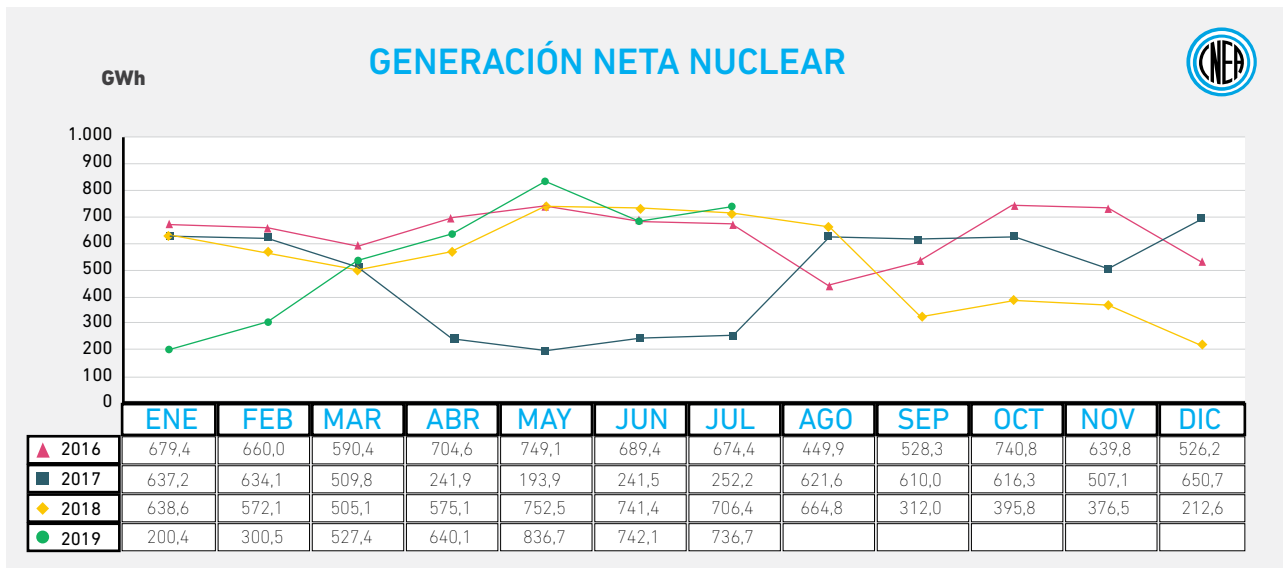
El siguiente gráfico muestra las emisiones de CO₂ derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los últimos tres años, en millones de toneladas.



Sumado a la disminución en la generación térmica respecto a julio del 2018, este mes hubo una importante participación del gas natural. En consecuencia, se evidenció una disminución considerable en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año anterior, correspondiente a un 16,5%. Como consecuencia de esto, las emisiones producidas resultan ser las más bajas para el mes de julio de los últimos tres años.

⚡ Generación Neta Nuclear

En la gráfica siguiente se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear obtenidos desde el año 2016 hasta la fecha, en GWh.



Particularmente este mes, la generación nucleoelectrica aumentó un 4,3% respecto a Julio de 2018. Este valor fue el más alto para este mes en los últimos cuatro años.

Con respecto a la Central Nuclear Embalse, comenzó a entregar energía a la red desde febrero del corriente año luego de concluir su plan de extensión de vida, y en el mes de julio entre días 5 y 9 detuvo sus operaciones para realizar tareas de mantenimiento.

Por su parte, la central nuclear Atucha II se encontró detenida desde el 15 de julio hasta el 7 de agosto para someterse a actividades de mantenimiento. Por su parte la central Atucha I operó con normalidad durante el mes.

🔹 Evolución de Precios de la Energía en el MEM

Desde el año 2015 junto con el precio monómico² 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 CMMESA 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 “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 nuevo ítem en el precio monómico “Compra Conjunta”, este presenta la incidencia en el total de la energía comercializada por CMMESA 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.

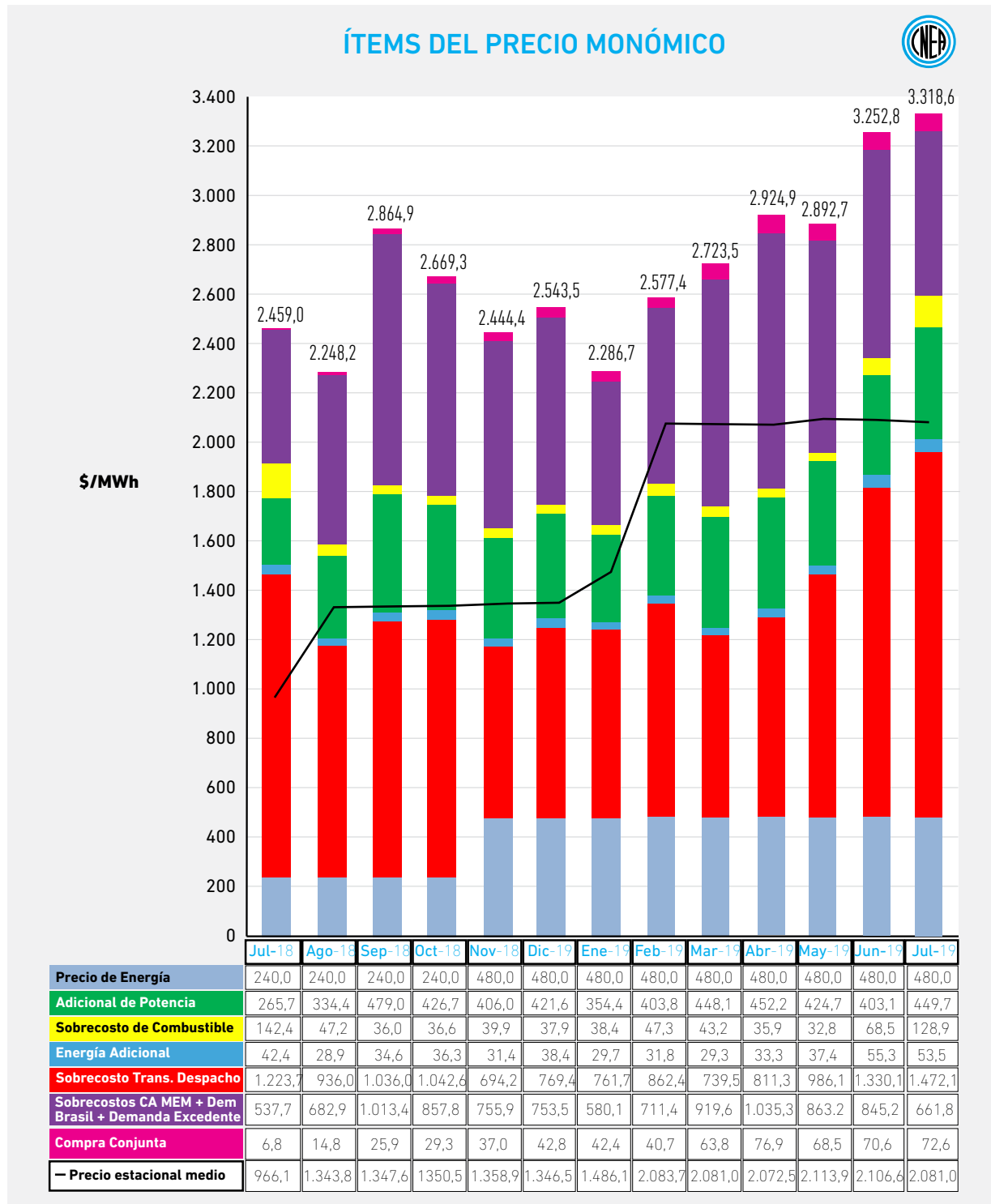
En función de lo determinado por la Resolución 14/2019 del Ministerio de Hacienda, los precios de referencia estacionales desde el 1 de mayo hasta el 31 de julio del 2019, son:

	MÁS DE 300 kW	MENOS DE 300 kW	
		NO RESIDENCIAL	RESIDENCIAL
	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Pico	2.902,00	1.985,00	1.852,00
Resto	2.771,00	1.892,00	1.764,00
Valle	2.639,00	1.800,00	1.676,00

Por otra parte, a través del Consenso Fiscal suscripto el 13 de septiembre 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 noviembre de 2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y sus modificatorias en relación a las tarifas sociales.

² 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.

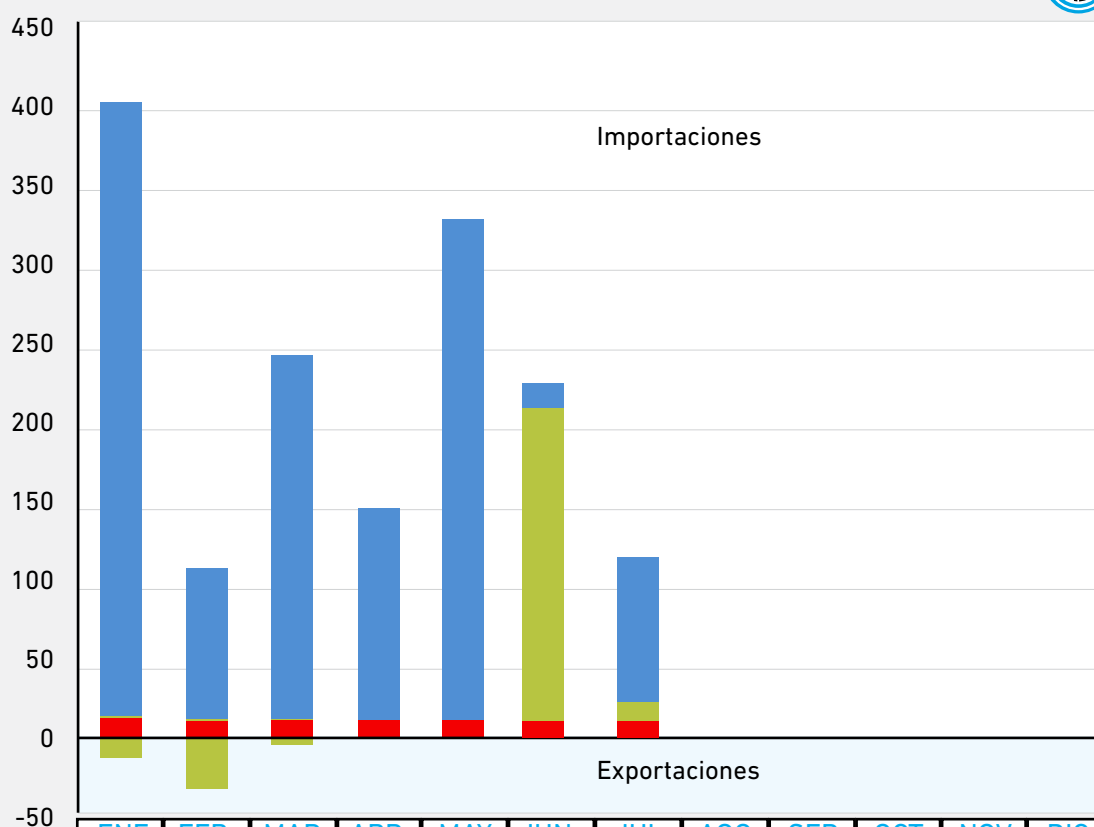
Cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hídrico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los mayores requerimientos eléctricos 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 2019.

GWh

EVOLUCIÓN IMPORTACIONES/EXPORTACIONES 2019



		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Exp	Chile	-	-	-	-	-	-	-					
	Uruguay	-	-	-	-	-	-	-					
	Brasil	-12,3	-32,9	-3,5	-	-	-	-					
	Paraguay	-	-	-	-0,01	-0,001	-0,003	-0,004					
Imp	Chile	-	-	-	-	-	-	-					
	Uruguay	393,8	110,3	236,4	142,0	324,0	15,8	98,6					
	Brasil	0,6	0,3	0,1	-	-	199,1	11,4					
	Paraguay	13,1	10,0	10,3	9,7	8,8	10,7	10,1					

Origen de la información: Datos propios y extraídos de Informes de CAMMESA de julio de 2019.

Comentarios: División Prospectiva Nuclear y Planificación Energética. CNEA.

Norberto Ruben Coppari
coppari@cnea.gov.ar

Santiago Nicolás Jensen Mariani
sjensen@cnea.gov.ar

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

Agosto de 2019.

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/es/publicaciones/>