

SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO XVIII N° 211



Comisión Nacional
de Energía Atómica

Julio 2018

Comité técnico
Norberto Coppari
Santiago Jensen

Coordinación General
Mariela Iglesia

Producción editorial
Diego Coppari
Sofía Colace
Pablo Rimancus
Agustín Zamora

Comité revisor
Mariela Iglesia

Diseño Gráfico
Andrés Boselli

Colaborador externo
Carlos Rey

Elaborado por la Subgerencia de Planificación Estratégica
Gerencia de 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 2018.

⚡ Introducción

En julio, la demanda neta de energía del MEM registró un aumento del 6,9% con respecto al valor alcanzado en el mismo mes del año pasado.

Por otra parte se evidenció un julio más frío en relación al valor medio histórico. En esta ocasión, la temperatura media del mes fue de 10,8 °C, mientras que la del año pasado había sido de 13,4 °C. La media histórica, por su parte, se ubica alrededor de los 11,1 °C.

En materia de generación hidráulica de las principales centrales, los aportes de los ríos Uruguay, Futaleufú, Paraná y los pertenecientes a la Cuenca del Comahue registraron aportes inferiores a los tomados como referencia para julio pero a excepción del río Paraná, el resto de los ríos tuvieron un caudal superior al del mismo mes del año pasado.

Por ello la generación hidráulica aumentó un 24,7% en comparación al valor registrado en julio de 2017.

En cuanto a la generación de Otras Renovables, este mes aportaron 226,2 GWh contra 183,0 GWh registrados en julio del año anterior.

Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 706,4 GWh, mientras que en julio de 2017 había sido de 252,2 GWh.

Además, la generación térmica resultó un 4,2% inferior a la del mismo mes del año anterior.

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por 12,3 GWh contra 5,7 GWh del mismo mes del año pasado, y se registraron exportaciones cercanas a cero, al igual que en julio del año anterior.

Finalmente, el precio monómico de la energía para este mes fue de 2.459 \$/MWh, equivalente a 89,0 U\$/MWh. Este y otros conceptos serán presentados en detalle en la sección relativa a Precios de la Energía.

⚡ Observaciones

En particular, julio presentó un importante aumento de la demanda de energía eléctrica. Esto se explica por el aumento de las demandas residencial y comercial de 11,6% y 7,0% respectivamente en comparación con el año anterior, debido a las bajas temperaturas registradas durante el mes. Por otra parte, la demanda industrial disminuyó un 1,5% respecto a julio de 2017.

En materia de generación nucleoelectrica, la central nuclear Atucha II operó con normalidad a lo largo del mes, presentando un considerable aumento en la generación respecto del mismo mes del año anterior, en el cual se encontraba realizando tareas de mantenimiento programado. Mientras que Atucha I detuvo su operación entre los días 21 y 27 de julio por tareas de mantenimiento. Por otra parte, la central nuclear Embalse continúa detenida por las tareas que permitirán su extensión de vida.

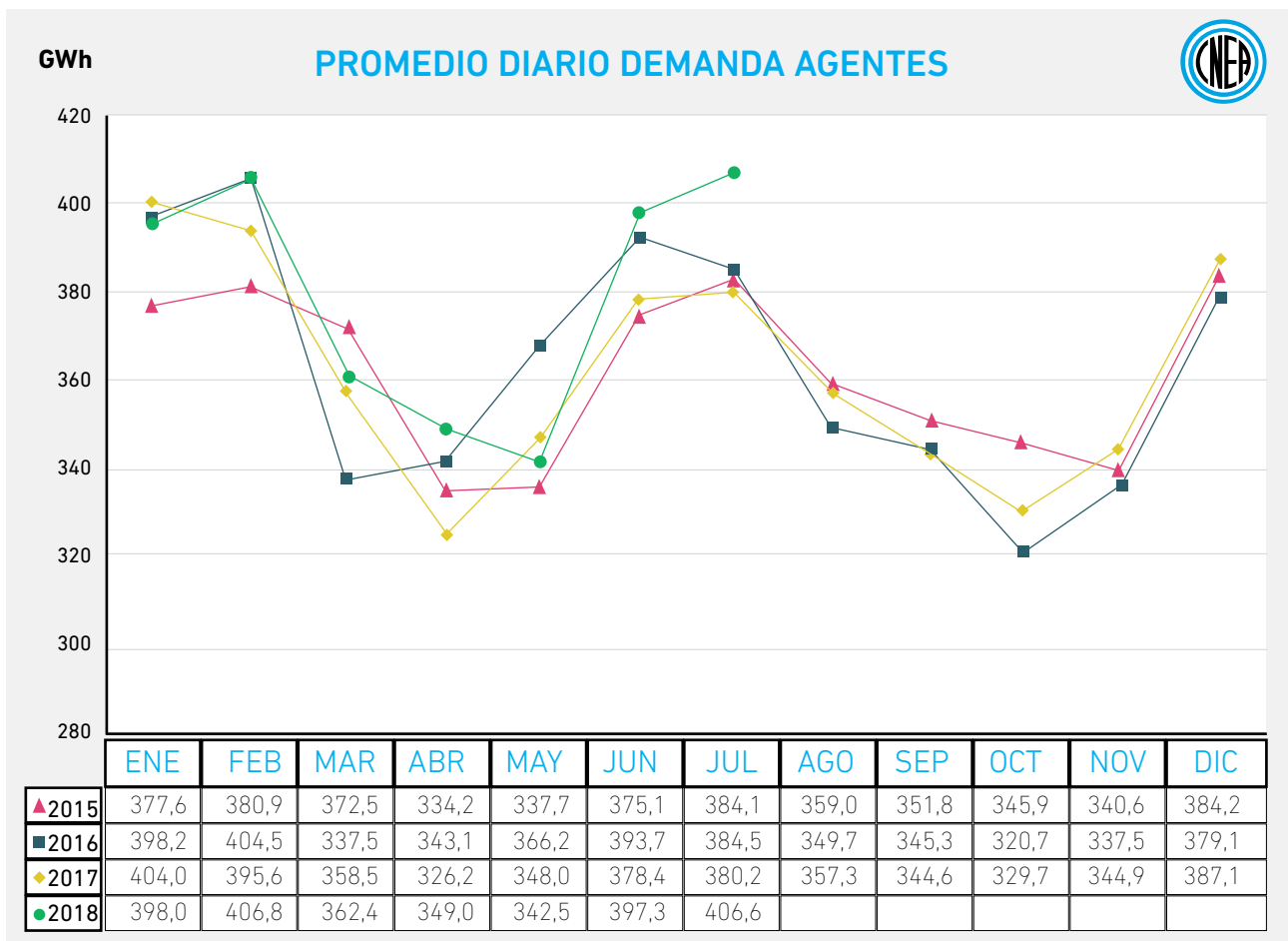
⚡ Demanda de Energía y Potencia

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

VARIACIÓN DEMANDA NETA		
MENSUAL (%)	AÑO MÓVIL (%)	ACUMULADO 2018 (%)
+6,9	+2,4	+2,9

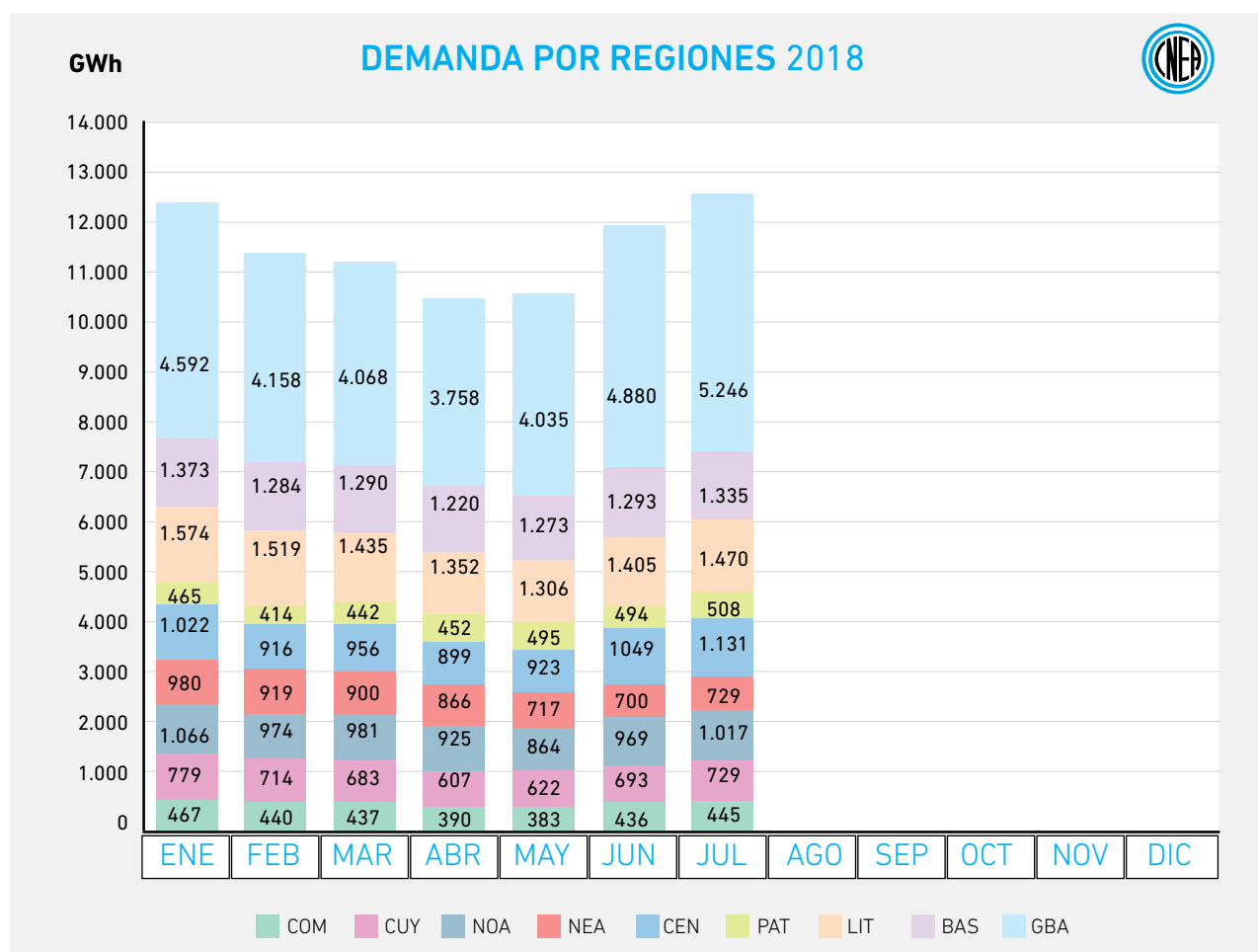
La "variación mensual" se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor mensual del año anterior. El "año móvil" compara la demanda de los últimos 12 meses respecto de los 12 anteriores. El "acumulado anual", en cambio, computa los 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 2015 hasta la fecha. Esta demanda fue la más alta en los últimos cuatro años para el mes de julio.

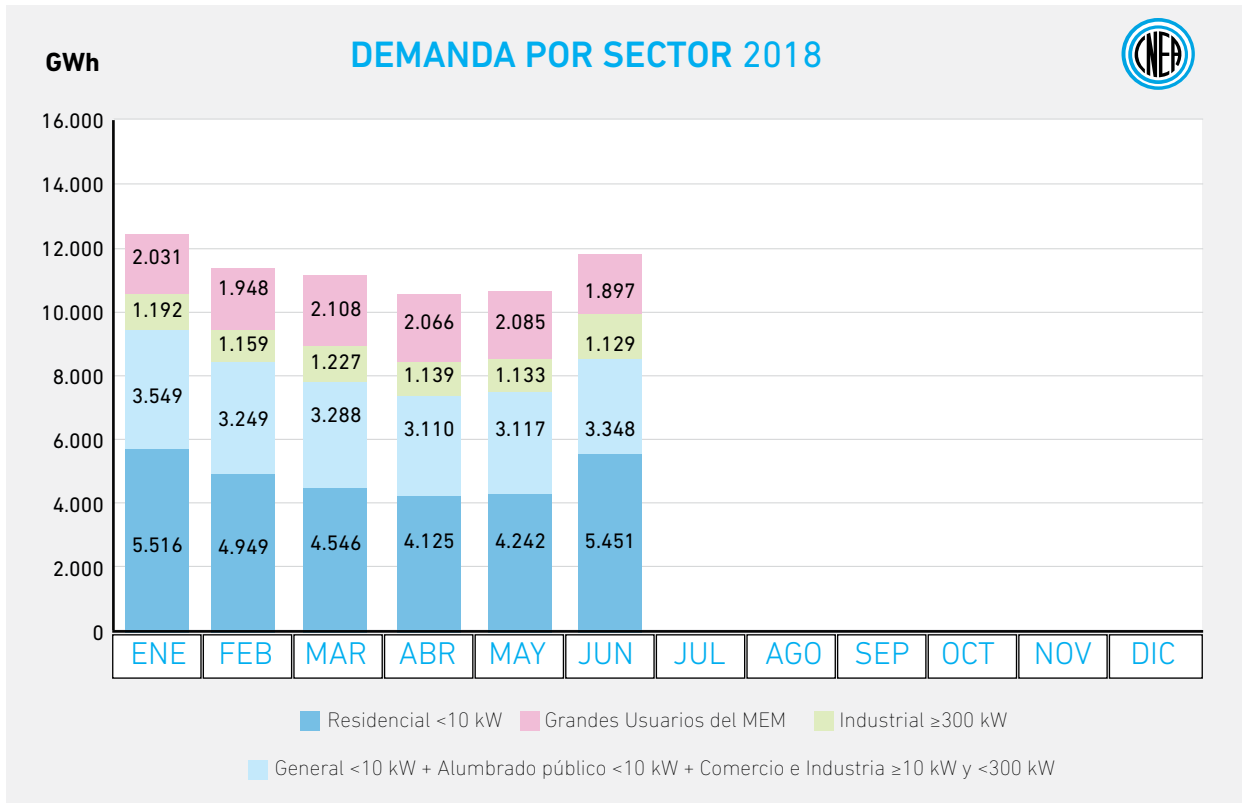


A continuación se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada tanto por región eléctrica como por tipo de usuarios (sectores).

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



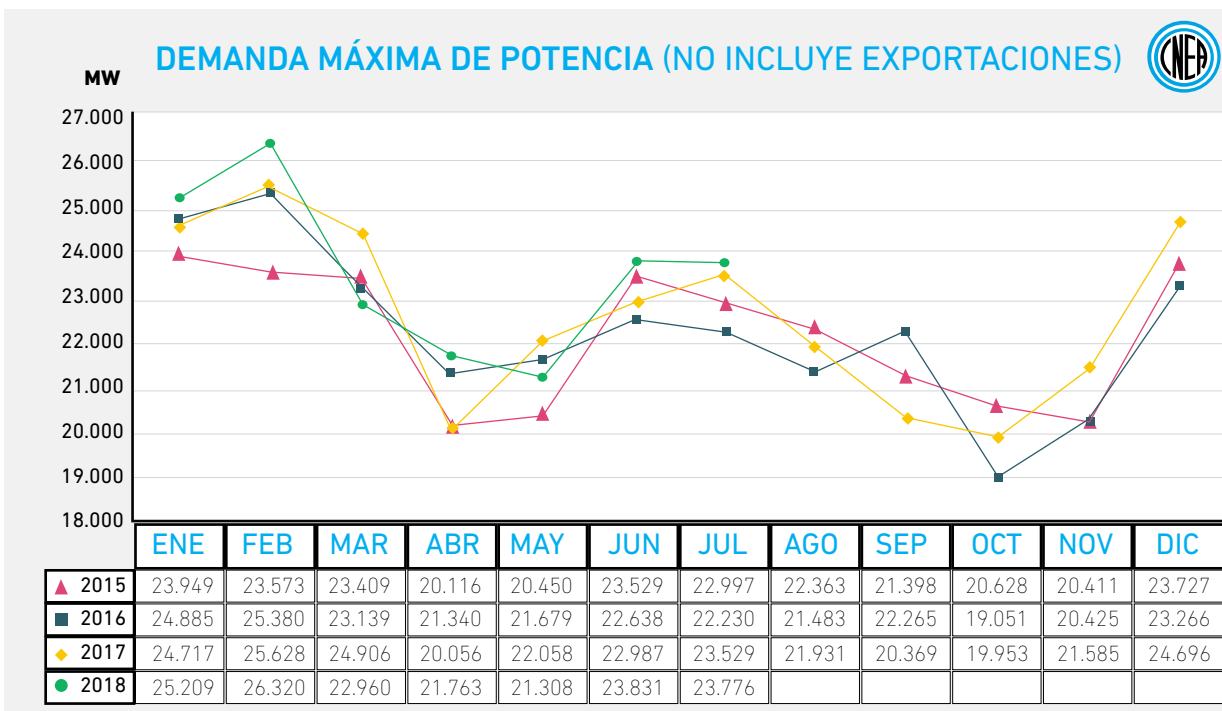
A continuación se presenta la comparación interanual de la Demanda Eléctrica por tipos de Usuario, de acuerdo a la última información disponible. Cabe aclarar que desde junio de 2016 se han agrupado las categorías de consumo General, de Alumbrado Público y Comercio e Industria entre 10 y 300 kW.



Fuente: ADEERA. Últimos datos disponibles.

⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se muestra a continuación, la demanda máxima de potencia aumentó un 1,1% tomando como referencia el mismo mes del 2017. Es la mayor para el mes de Julio de los últimos cuatro años.



⚡ Potencia Instalada

Los equipos instalados en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) pueden clasificarse en tres grupos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC) o Hidráulico (HID). 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 Diesel (DI) y Biogás (BG).

Existen en el país otras tecnologías de generación agrupadas en el concepto Otras Renovables, las cuales se están conectando al SADI progresivamente, como la Eólica (EOL) y la Fotovoltaica (FV). Sin embargo, ésta última aún tiene baja incidencia en cuanto a capacidad instalada.

Si bien CAMMESA, a partir de abril de 2016, en línea con la Ley de Energías Renovables N° 27.191, clasifica las hidráulicas menores a 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	BG	TER	NUC	HID	FV	EOL	TOTAL
CUYO	120,0	89,6	374,2	40,0	-	623,8	-	1.129,1	8,7	-	1.761,1
COM	-	500,9	1.486,5	92,3	-	2.079,7	-	4.768,7	-	-	6.848,4
NOA	261,0	991,2	1.471,7	403,5	-	3.127,4	-	219,7	-	58,4	3.405,6
CENTRO	200,0	815,1	534,0	100,8	3,5	1.653,4	648,0	918,0	24,8	-	3.244,2
GBA	2.110,0	1.770,7	3.441,7	288,5	16,6	7.627,4	-	-	-	-	7.627,4
BA	1.543,2	2.077,7	1.713,5	332,9	-	5.667,3	1.107,0	-	-	100,3	6.874,6
LIT	217,0	533,8	1.711,7	318,6	1,4	2.782,5	-	945,0	-	-	3.727,5
NEA	-	33,0	-	302,9	-	335,9	-	2.745,0	-	-	3.080,9
PAT	-	271,0	301,1	-	-	572,1	-	562,8	-	217,5	1.352,4
TOTAL SIN	4.451,2	7.083,0	11.034,4	1.879,5	21,5	24.469,5	1.755,0	11.288,3	33,5	376,2	37.922,5
Porcentaje						64,53	4,63	29,77	0,09	0,99	

DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-	-116,9	190,0	-	-	73,1	-	22,0	25,3	49,5	169,9
ACUMULADO 2018	-	1.153,3	522,0	-123,1	-	1.552,2	-	45,0	25,3	149,5	1.772,2

Este mes, se registraron modificaciones de capacidad instalada en el SADI, totalizando una adición de 169,9 MW (incluyendo repotenciaci3nes).

BA

- Se realizó una repotenciación de la Central Térmica (C.T.) San Pedro, adicionando 4,7 MW a la región.

CEN

- Se realizó una repotenciación de la C.T. Villa María, adicionando 8,5 MW a la región.

- Se incorporó una Central Fotovoltaica (C.FV.) Caldenes del Oeste, adicionando una potencia de 24,8 MW.

COM

- Se incorporó una TV a la C.T. Roca, cerrando así el CC en la central y adicionando 60 MW a la región.

PAT

- Se incorporó el Parque Eólico (P.E.) Manantiales Behr, adicionando una potencia equivalente a 49,5 MW.

- Se repotenció nuevamente (al igual que en el mes de enero) la C.H. Futaleufú, adicionando 22,0 MW a la región.

Durante el transcurso de los últimos tres meses se realizaron repotenciaciones en las siguientes regiones:

NOA

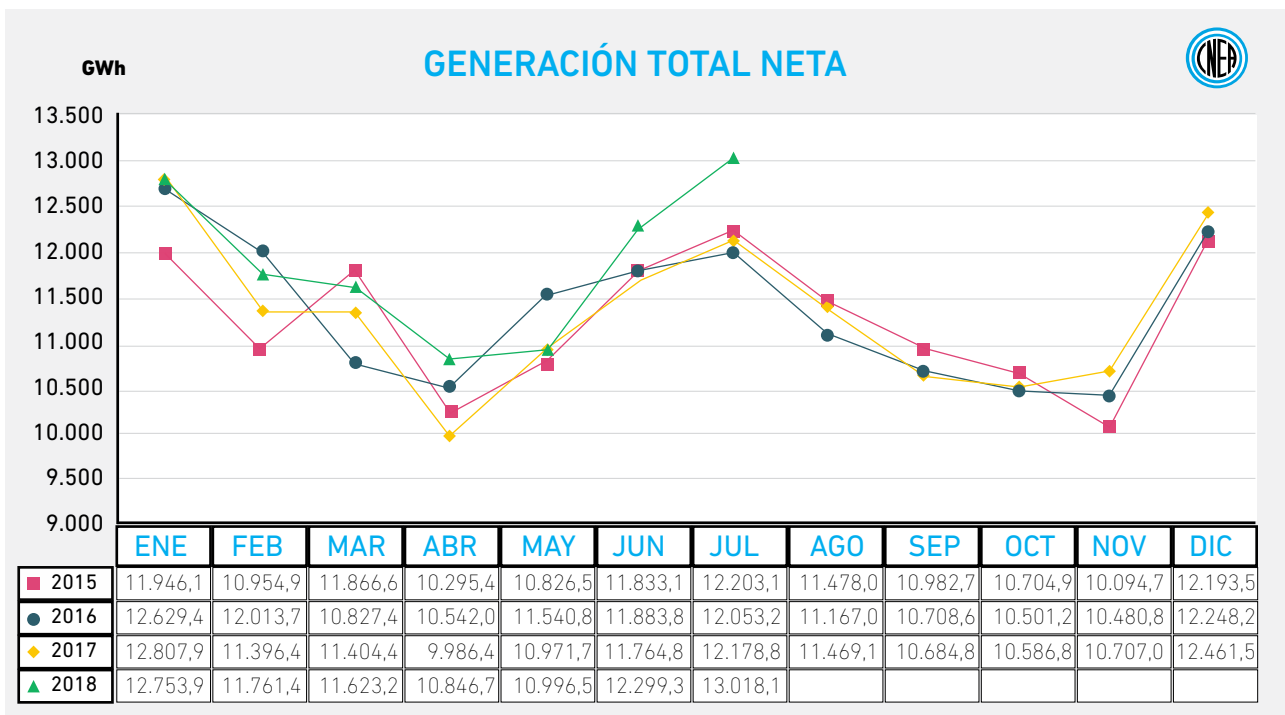
- Se realizó la repotenciación de la Central Hidroeléctrica (C.H.) Río Hondo, adicionando 0,5 MW a la región.

CUYO

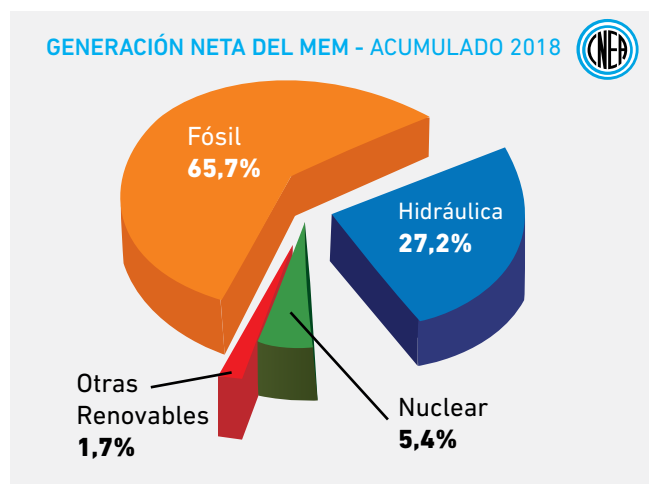
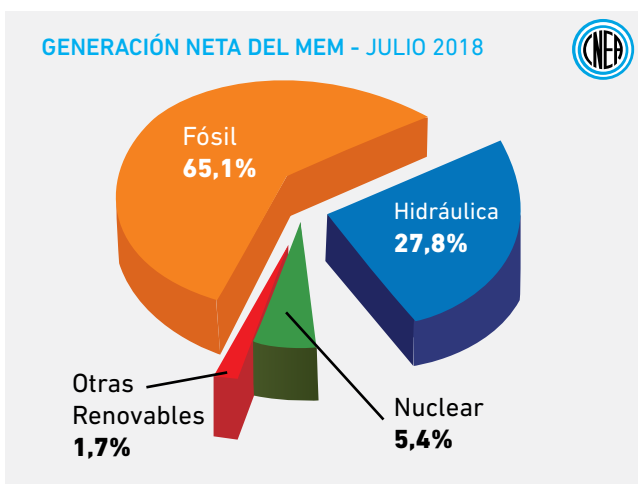
- Se repotenció la C.FV. San Juan, adicionando 0,5 MW a la central.

⚡ Generación Neta Nacional

La generación total neta nacional vinculada al SADI (nuclear, hidráulica, térmica, eólica y fotovoltaica) fue un 6,9% superior a la de julio de 2017. Cabe destacar que esta generación fue la mayor para el mes de julio en los últimos cuatro años.



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



⚡ 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 /seg)
	2016	2017	2018	
URUGUAY	5.609	3.634	4.057	6.003
PARANÁ	14.168	11.806	9.587	12.214
LIMAY	52	194	279	343
COLLÓN CURÁ	100	301	660	613
NEUQUÉN	108	205	291	347
FUTALEUFÚ	63	259	265	317

Como se puede apreciar los caudales de todos los ríos fueron inferiores a los históricos para este mes. Sin embargo a excepción del río Paraná fueron todos superiores a los de Julio del año anterior.

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.

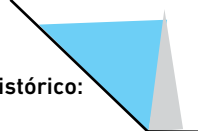
A continuación se muestra la situación de Yacyretá y Salto Grande al 31 de julio de este año.

RÍO PARANÁ

Caudal real:
10.000 m³/s

Caudal medio histórico:
12.214 m³/s

Caudal máximo turbinado:
13.000 m³/s



YACYRETÁ

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

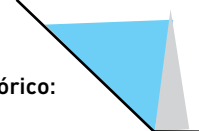
Turbinado: 11.000 m³/s
Vertido: 1.000 m³/s*

RÍO URUGUAY

Caudal real:
3.380 m³/s

Caudal medio histórico:
6.003 m³/s

Caudal máximo turbinado:
8.300 m³/s



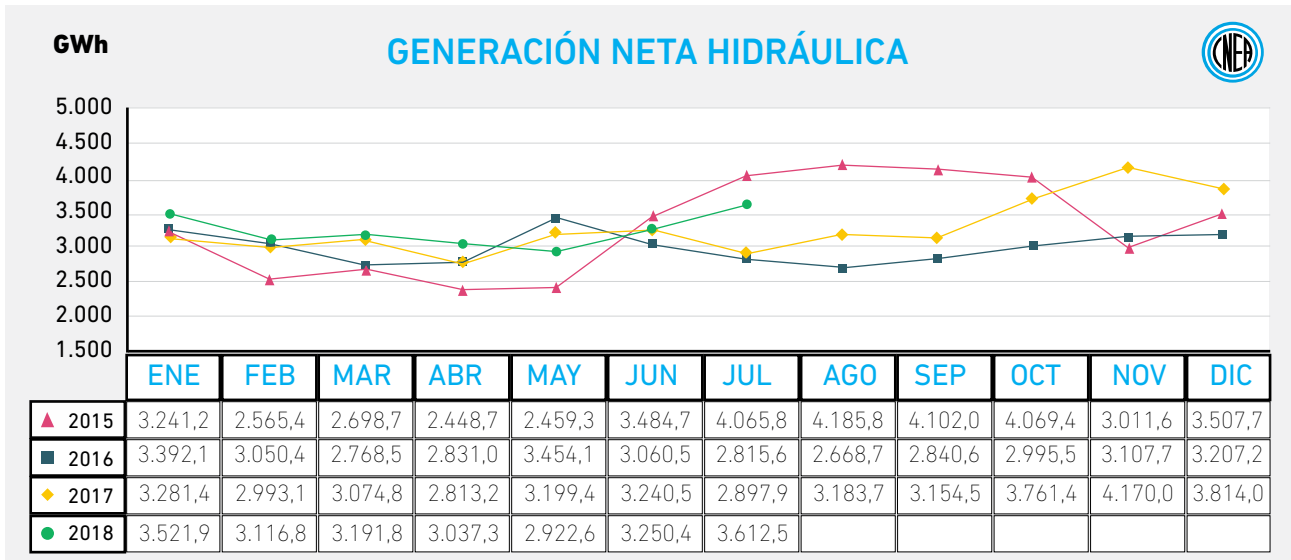
SALTO GRANDE

C.Max:	35,50 m
C.Hoy:	34,36 m
C.Min:	31,00 m

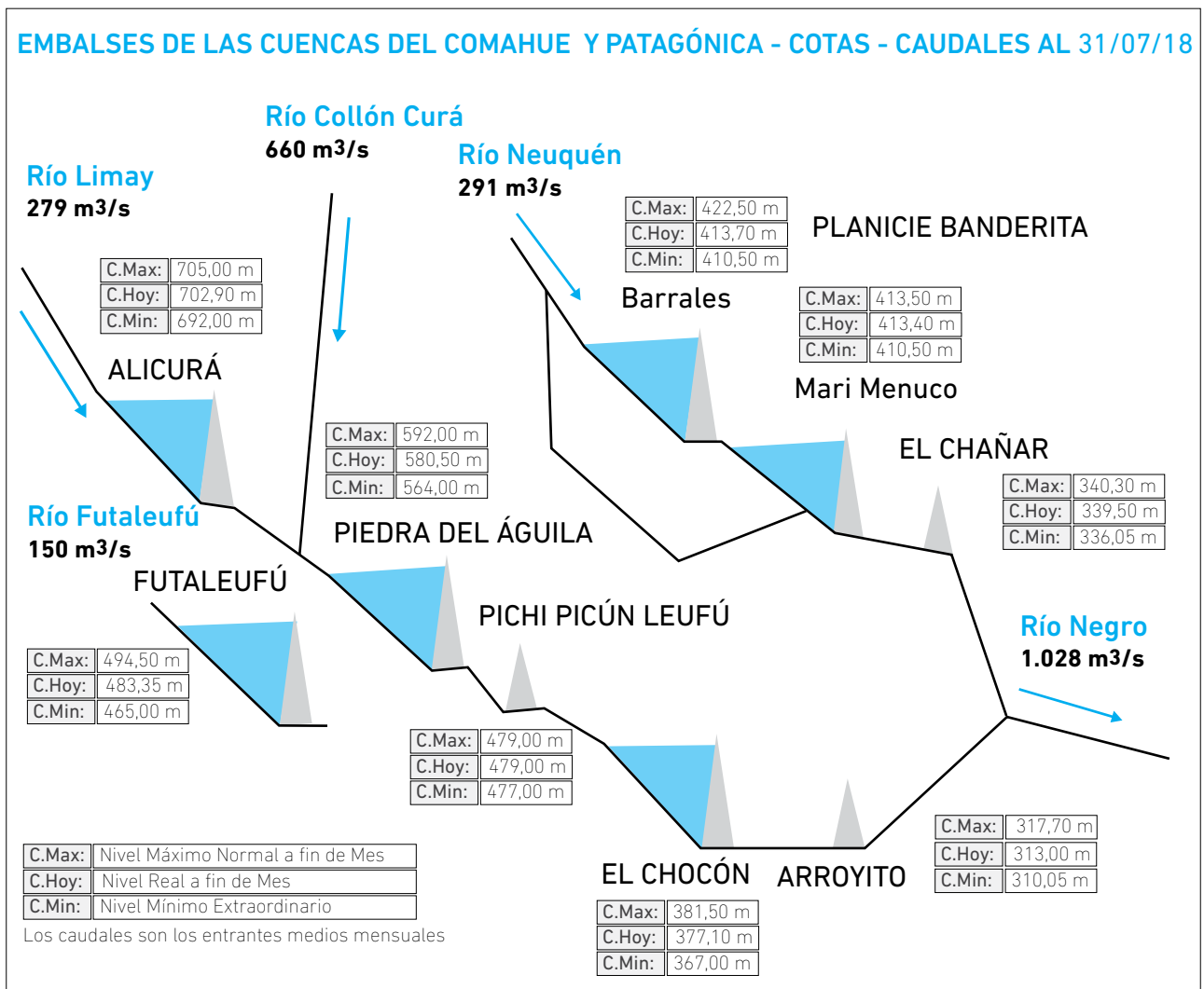
Turbinado: 4.833 m³/s
Vertido: 0 m³/s

* **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 aumentó un 24,7% con respecto al valor registrado en julio de 2017. A continuación se presenta su evolución a lo largo de los últimos cuatro años.



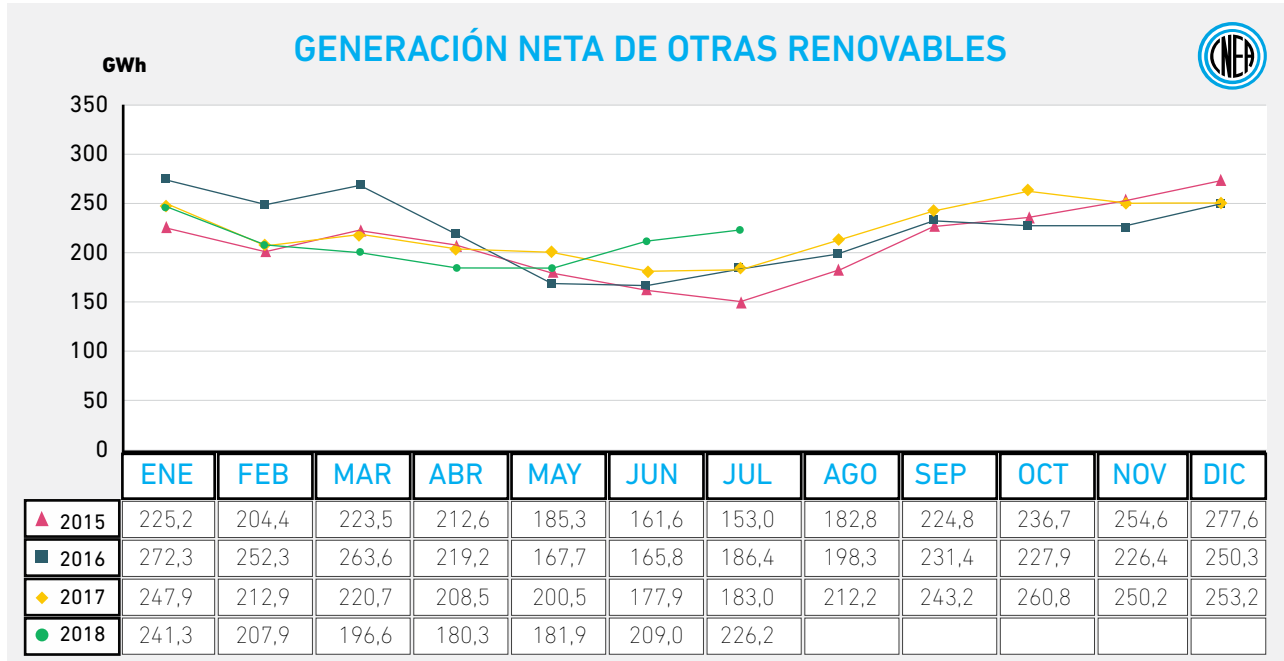
En el siguiente cuadro se puede apreciar las cotas a fin de mes en todos los embalses de la región del Comahue y Patagónica, y los caudales promedios del mes.



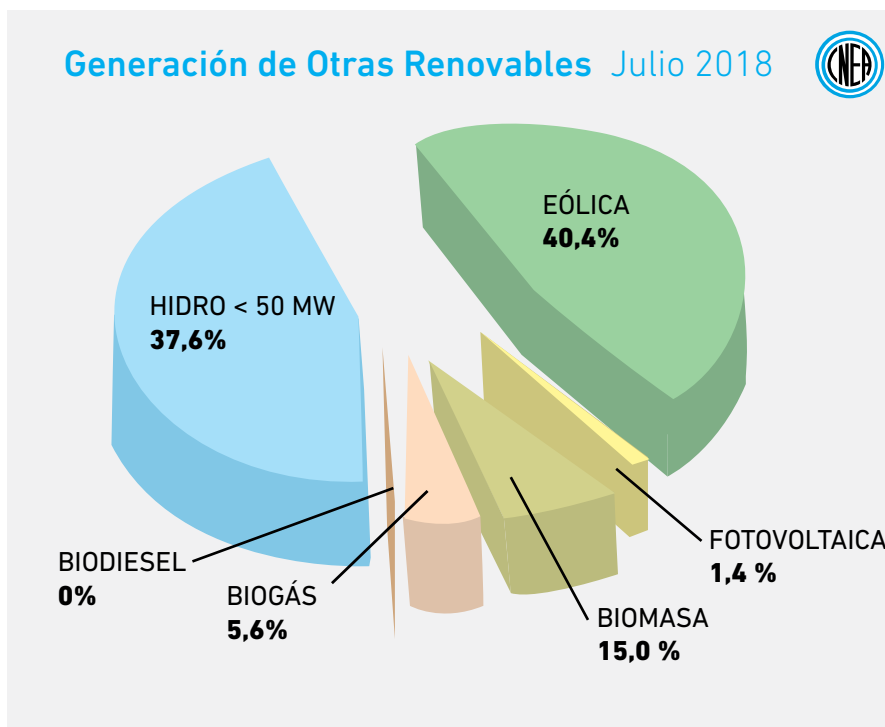
Nota. C = Cota.
Fuente: CAMMESA

⚡ Generación Neta de Otras Renovables

La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas menores a 50 MW, biomasa y biogás) resultó un 23,3% superior a la del mismo mes del año 2017. 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 Fotovoltáicas en los últimos dos meses.



A continuación se presenta la participación de las diferentes tecnologías en la generación de otras energías 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.

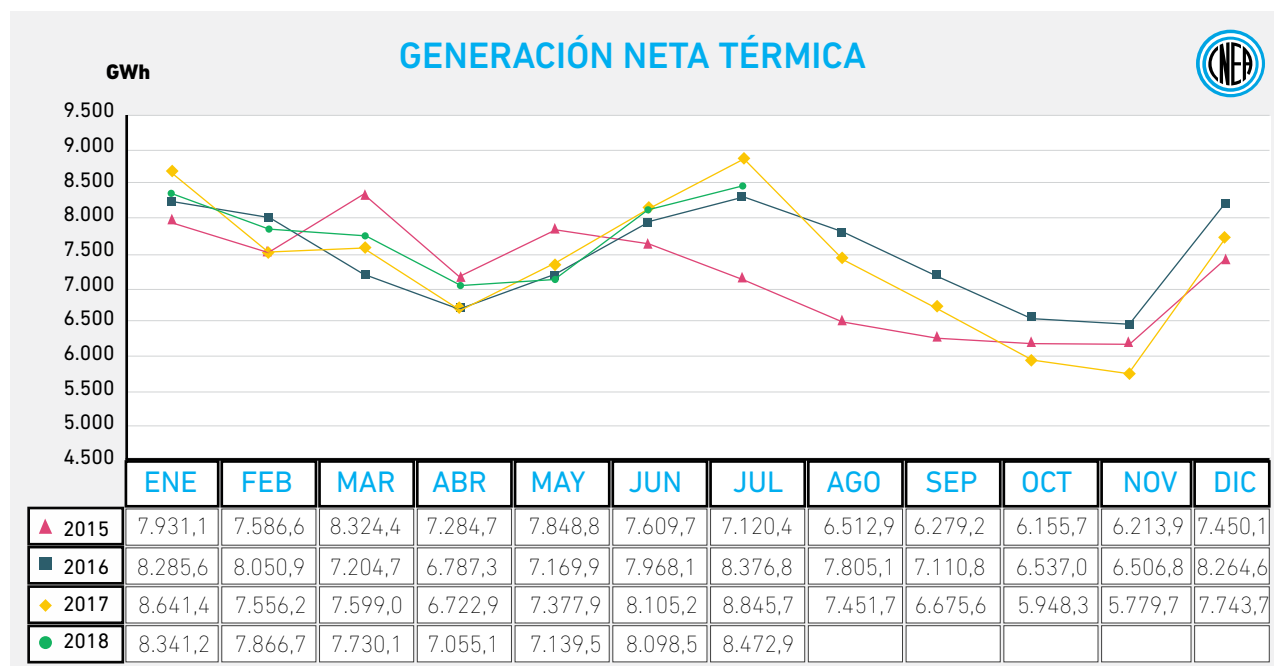
POTENCIA Y DISPONIBILIDAD EÓLICA 2018

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	2,3	4,3	7,7	10,8	13,1	8,8	11,7						8,4
Arauco 2	25,2	La Rioja	25,7	22,8	19,0	23,4	19,2	10,9	12,7						19,1
El Jume	8,0	Santiago del Estero	12,3	18,2	18,0	21,5	18,6	15,4	21,0						17,9
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.	-	-	-	-	-	47,0	42,7						44,8
Rawson 1	52,5	Chubut	40,6	37,3	34,4	39,9	32,2	42,0	33,8						37,2
Rawson 2	31,2	Chubut	37,4	36,6	37,8	42,0	36,7	44,6	36,7						38,8
Rawson 3	25,1	Chubut	53,4	48,2	44,8	50,8	39,8	52,0	43,8						47,5
L. Blanca	50,0	Chubut	34,4	26,5	28,4	42,3	33,6	41,3	35,7						34,6
El Tordillo	3,0	Chubut	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,7
Diadema	6,3	Chubut	59,4	54,2	64,5	61,4	49,8	53,0	35,5						54,0
M. Behr	49,5	Chubut	-	-	-	-	-	-	24,7						24,7
Total	376,3	Promedio	33,3	30,0	29,8	36,2	29,9	33,5	32,7						34,5

■ NOA
 ■ BAS
 ■ PAT

⚡ Generación Neta Térmica y Consumo de Combustibles

La generación térmica de origen fósil resultó un 4,2% inferior a la del mismo mes del año 2017.



En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles para julio de los años 2017 y 2018.

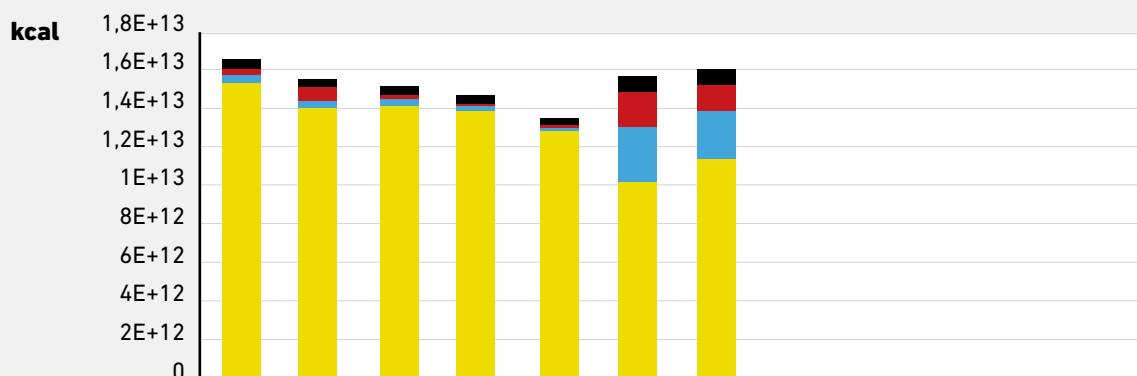
COMBUSTIBLE	JULIO 2017	JULIO 2018
Carbón [t]	75.167	103.856
Fuel Oil [t]	152.601	169.326
Gas Oil [m ³]	507.668	289.332
Gas Natural [dam ³]	1.297.014	1.351.473

Este mes se observa una disminución del consumo de gas oil del 43,0%. La oferta de gas natural, por su parte, se incrementó un 4,2%. De manera similar, el consumo de fuel oil aumentó un 11,0% y el de carbón un 38,2%.

En consecuencia, el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de julio de 2018 resultó un 6,4% 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).

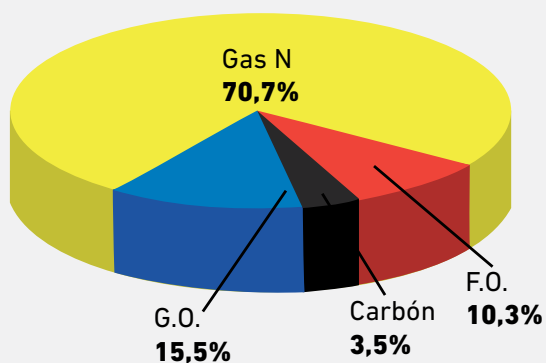
CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL MEM 2018



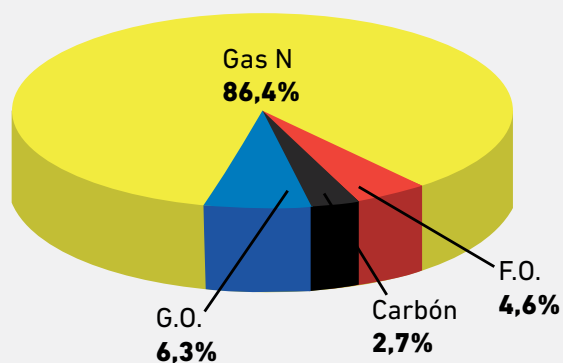
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Carbón (t)	90.835	74.880	94.557	32.567	33.259	101.862	103.856					
F.O. (t)	33.922	72.314	16.277	5.041	8.522	197.656	169.326					
G.O. (m³)	40.267	36.868	21.575	22.198	14.471	359.759	289.332					
Gas N (dam³)	1.824.349	1.670.129	1.689.191	1.660.707	1.554.727	1.203.754	1.351.473					

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

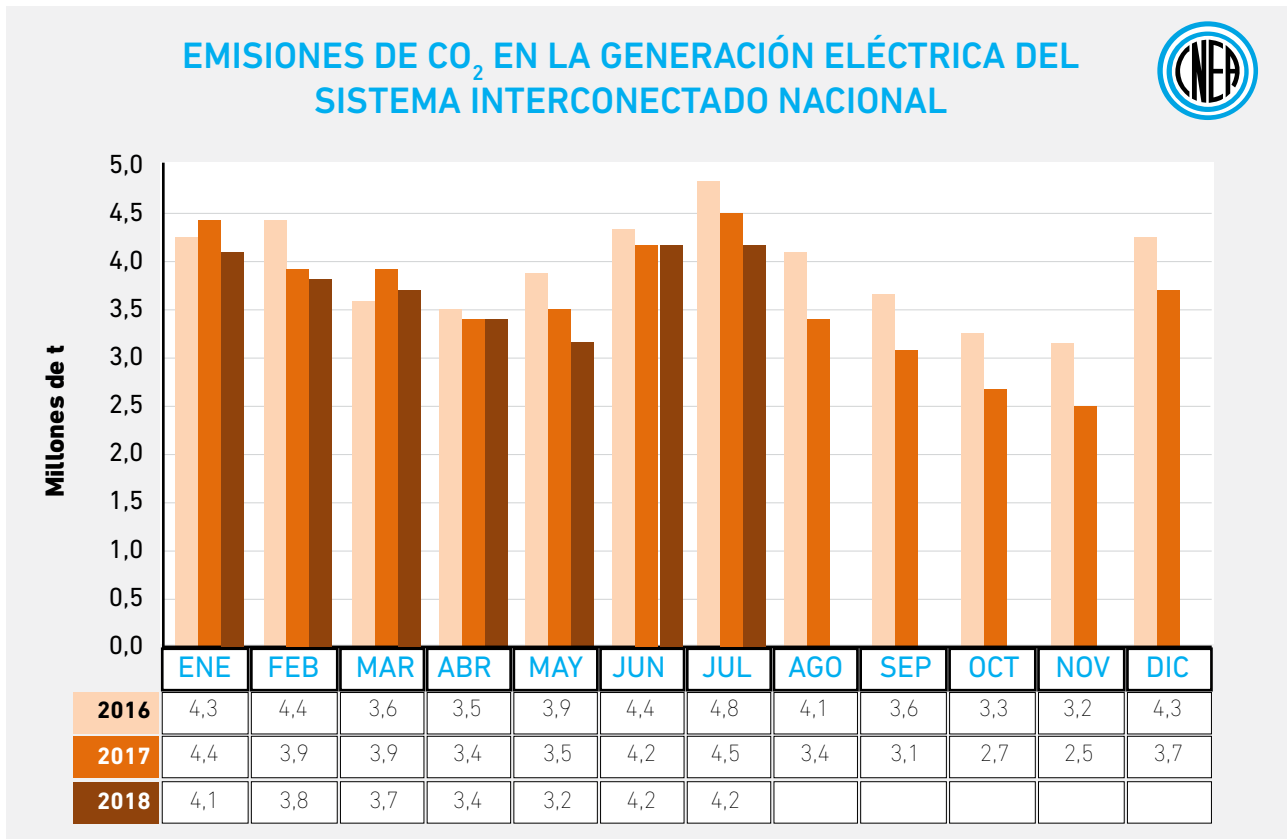
Consumo de Combustibles Fósiles Julio 2018



Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2018



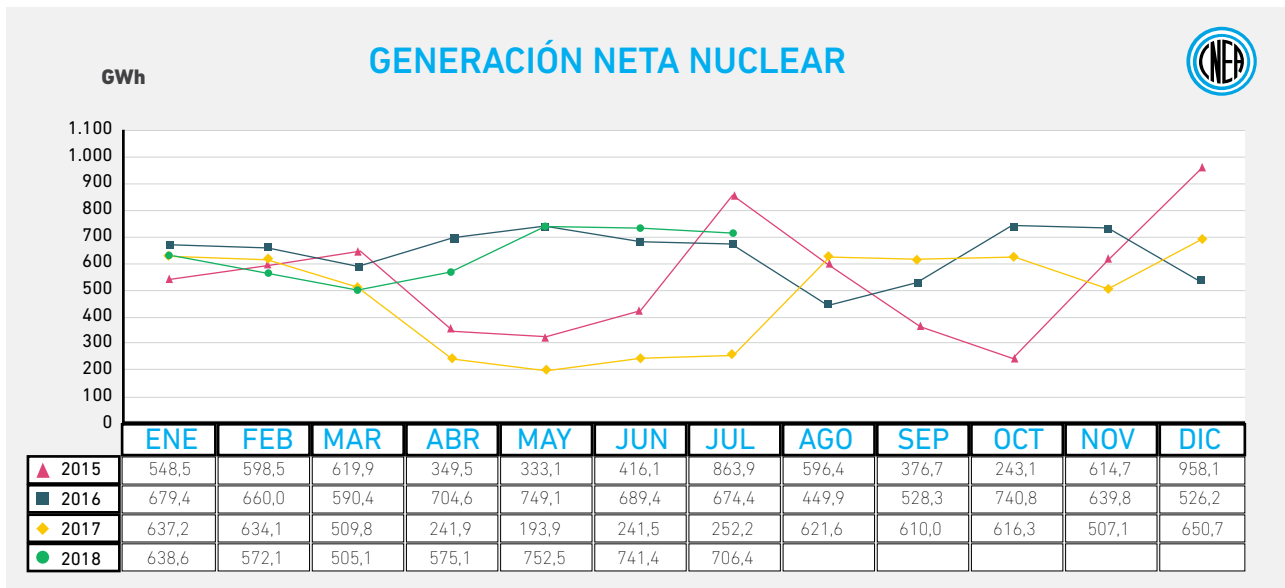
El siguiente gráfico muestra las emisiones de CO₂ derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los últimos tres años, en millones de toneladas.



Julio evidenció una disminución del 7,3% en las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto al valor registrado en el mismo mes de 2017, debido a la menor generación térmica y a la fuerte disminución en el consumo de gas oil para este periodo.

⚡ Generación Neta Nuclear

En la gráfica siguiente se pueden observar, mes a mes, los valores de generación nuclear obtenidos desde el año 2015 hasta la fecha, en GWh.



Como puede apreciarse, en los meses de mayor requerimiento eléctrico (invierno y verano), su generación es siempre cercana al máximo que su potencia instalada le permite, realizando sus mantenimientos programados en los meses de menor demanda. Esto puede evidenciarse en los años anteriores.

Con respecto a la Central Nuclear Embalse, esta continúa detenida completando las modificaciones que permitirán su extensión de vida.

Particularmente este mes la generación nucleoelectrica registró un aumento del 180,1% con respecto al valor registrado el año pasado. Esto se debe a que, durante julio de 2017, la central nuclear Atucha II se mantuvo fuera de servicio todo el mes para realizar tareas de mantenimiento programadas, mientras que este año operó con normalidad durante todo el mes. Atucha I, por su parte, detuvo su operación desde el 21 hasta el 27 de julio.

⚡ Evolución de Precios de la Energía en el MEM

Desde el año 2015 junto con el precio monómico¹ 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.

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".

Con respecto al nuevo ítem en el precio monómico "Compra Conjunta", según la Resolución 281 se establecen las condiciones para la firma de contratos entre grandes usuarios de energía eléctrica, comercializadores y generadores. Esta normativa habilita la firma de contratos de compra-venta de energía renovable entre empresas privadas.

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 indican las siguientes tablas.

En función de lo determinado por la Resolución 1091/2017 del Ministerio de Energía y Minería, los precios de referencia estacionales desde el 1 de junio hasta el 31 de octubre del año 2018, son:

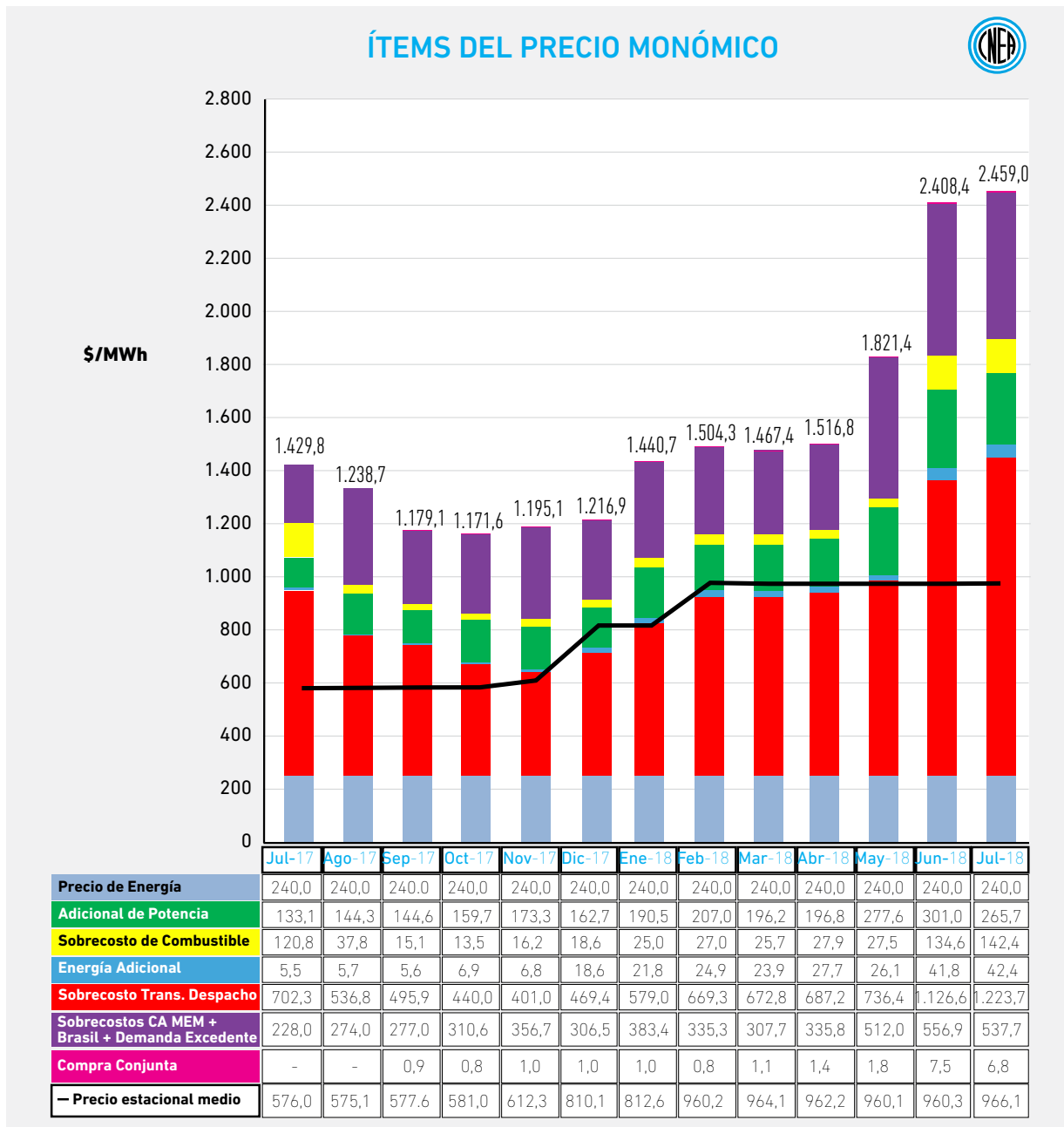
	MÁS DE 300 kW	MENOS DE 300 kW
	\$/MWh	\$/MWh
Pico	1.395,50	1.080,50
Resto	1.329,00	1.029,00
Valle	1.262,60	977,60

A su vez los usuarios residenciales (menos de 10 kW) que consuman menos que en el mismo periodo del año pasado tendrán los siguientes valores de acuerdo a la magnitud del ahorro.

	PLAN ESTÍMULO	TARIFA SOCIAL				
	CONSUMO <10KW CON AHORRO ≥20%	CONSUMO ≤ BASE	CONSUMO EXCED ≤ 150 kWh/mes	CONSUMO EXCED > 150 kWh/mes	CONS. EXCED ≤ 150 kWh/mes CON AHORRO ≥20% IGUAL MES 2015	CONS. EXCED >150 kWh/mes CON AHORRO ≥10% IGUAL MES 2015
	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Pico	972,45	0,00	540,25	1.080,50	486,23	972,45
Resto	926,10	0,00	514,50	1.029,00	463,05	926,10
Valle	879,84	0,00	488,80	977,60	439,92	879,84

¹ 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.



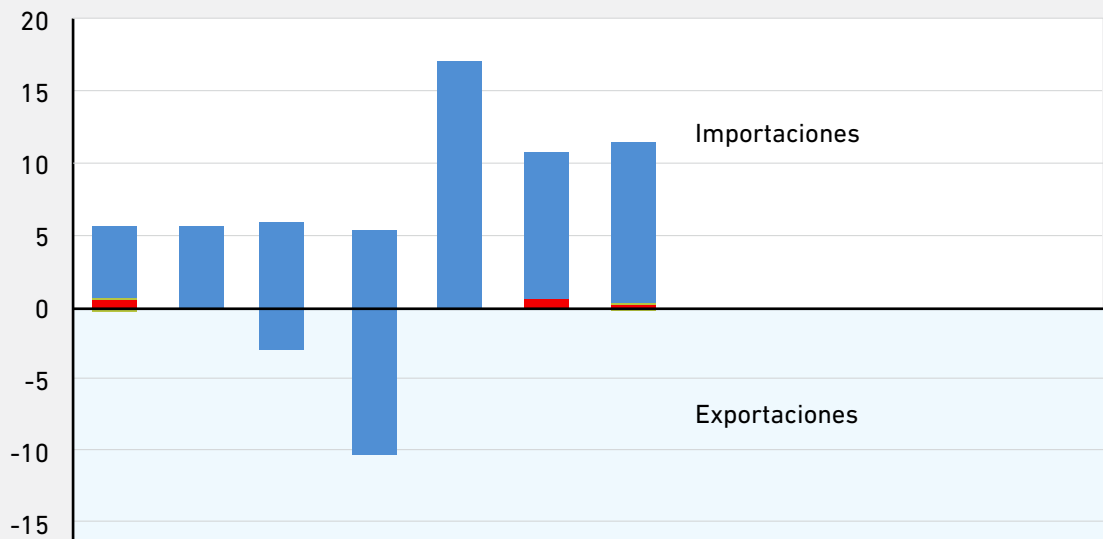
⚡ Evolución de las Exportaciones e Importaciones

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 2018.

GWh**EVOLUCIÓN IMPORTACIONES/EXPORTACIONES 2018**

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Exp	Chile	-	-	-	-	-	-	-					
	Uruguay	-	-	-2,8	-10,3	-	-	-					
	Brasil	-0,1	-	-	-	-	-	-0,1					
	Paraguay	-	-	-	-	-	-	-					
Imp	Chile	0,1	-	-	-	-	-	-					
	Uruguay	5,2	5,7	6,2	5,6	17,7	10,6	12,0					
	Brasil	0,1	-	-	-	-	-	0,1					
	Paraguay	0,5	-	-	-	-	0,7	0,2					

Origen de la información: Datos propios y extraídos de Informes de CAMMESA de julio de 2018.

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 de Planificación, Coordinación y Control.
Comisión Nacional de Energía Atómica.

Agosto de 2018.

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

