

SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO XIX N° 227



Comisión Nacional
de Energía Atómica

Noviembre 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
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 Y POTENCIA.....	2
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA.....	5
POTENCIA INSTALADA.....	6
GENERACIÓN NETA NACIONAL.....	7
APORTE DE LOS PRINCIPALES RÍOS Y GENERACIÓN NETA HIDRÁULICA.....	8
GENERACIÓN NETA DE OTRAS RENOVABLES.....	10
GENERACIÓN NETA TÉRMICA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES.....	13
GENERACIÓN NETA NUCLEAR.....	16
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MEM.....	17
EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES E IMPORTACIONES.....	19

SÍNTESIS

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) Noviembre 2019.

⚡ Introducción

En noviembre, la demanda neta de energía del MEM presentó un crecimiento del 4,9% con respecto al valor alcanzado en el mismo mes del año pasado.

La temperatura media del mes fue de 22,7 °C, valor superior al de la media histórica del mes, el cual se ubica alrededor de los 20,3 °C. La temperatura media del año pasado para noviembre, por su parte, había sido de 21,4 °C.

En materia de generación hidráulica de las principales centrales, los aportes de los ríos Paraná, Limay, Neuquén y Collón Curá fueron inferiores a los históricos para el mes. Por otra parte, los ríos Uruguay y Futaleufú presentaron caudales superiores a los históricos de noviembre.

Producto de lo anterior, la generación hidráulica disminuyó un 26,1% en comparación al valor registrado en noviembre de 2018.

En cuanto a la generación de Otras Renovables, este mes aportaron 852,8 GWh contra 428,5 GWh registrados en noviembre del año anterior. Así, la generación resultó un 99,0% superior a la alcanzada en el mismo mes del 2018, y corresponde a un aumento de potencia instalada de un 102,1%.

Por su parte, la generación nuclear del mes fue de 761,2 GWh, mientras que en noviembre de 2018 había sido de 376,5 GWh.

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

En relación a las interconexiones con países vecinos, se registraron en el mes importaciones por 366,8 GWh contra 30,3 GWh alcanzados en noviembre de 2018. Por otra parte, se registraron exportaciones por un total de 49,8 GWh, mientras que en el mismo mes del año pasado fueron cercanas a cero.

Finalmente, el precio monómico de la energía para este mes fue de 3.728,3 \$/MWh, equivalente a 62,4 U\$/MWh¹. Este y otros conceptos serán presentados en detalle en la sección relativa a Precios de la Energía.

⚡ Observaciones

Las demandas residencial, comercial e industrial registraron crecimientos del 7,3%, 6,1% y 0,7% respectivamente para noviembre del 2019 respecto al año anterior.

En materia de generación nucleoelectrica, la Central Nuclear Atucha II operó con normalidad durante el mes. Por otra parte, la Central Nuclear Atucha I detuvo sus operaciones desde el 5 de octubre hasta el 15 de noviembre para efectuar tareas de mantenimiento.

De forma similar, la Central Nuclear Embalse detuvo sus operaciones el 30 de noviembre para efectuar tareas de mantenimiento. Cabe recordar que esta central comenzó a entregar energía a la red desde febrero del corriente año luego de concluir su plan de extensión de vida.

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

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

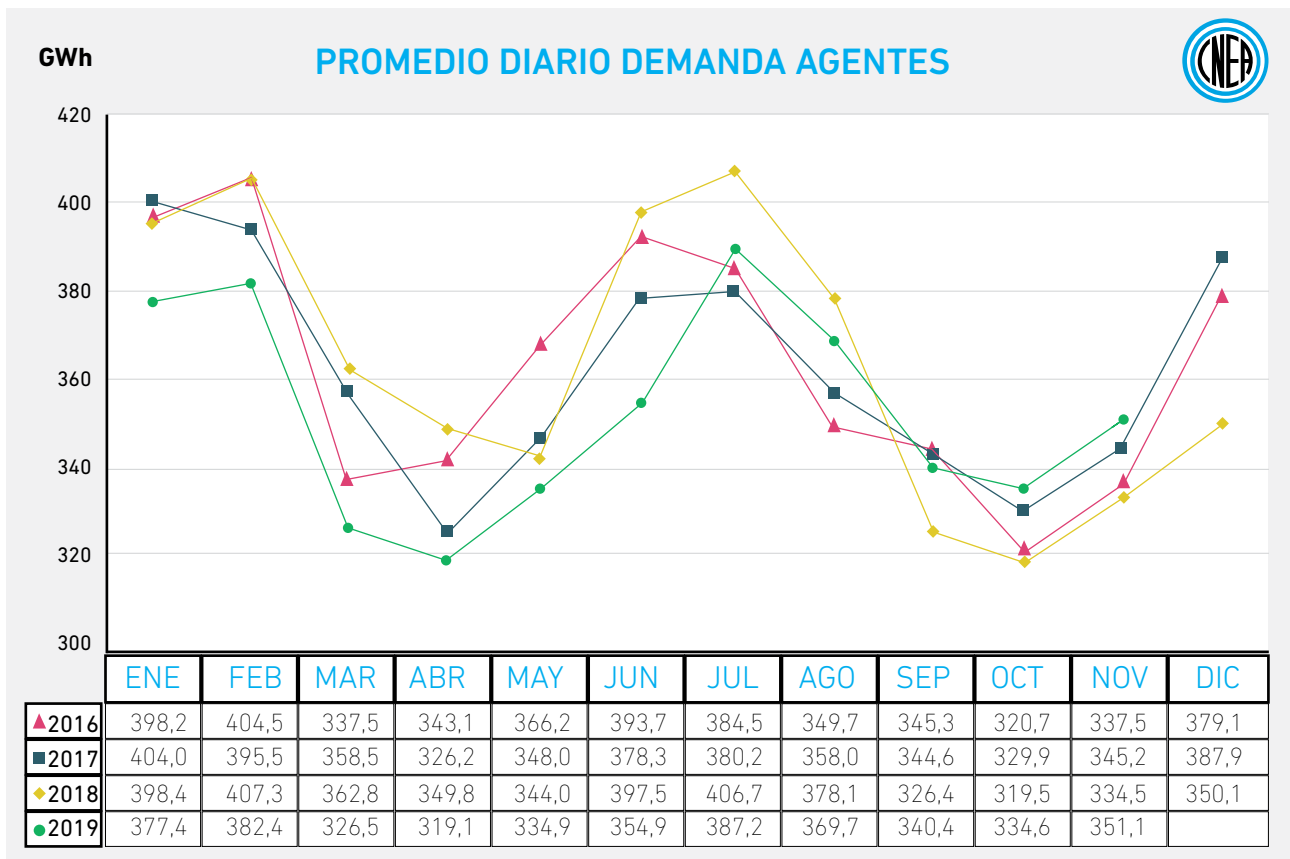
⚡ Demanda de Energía y Potencia

A continuación se muestra la evolución de la “demanda neta”.

VARIACIÓN DEMANDA NETA		
MENSUAL (%)	AÑO MÓVIL (%)	ACUMULADO 2019 (%)
+4,9	-4,2	-3,6

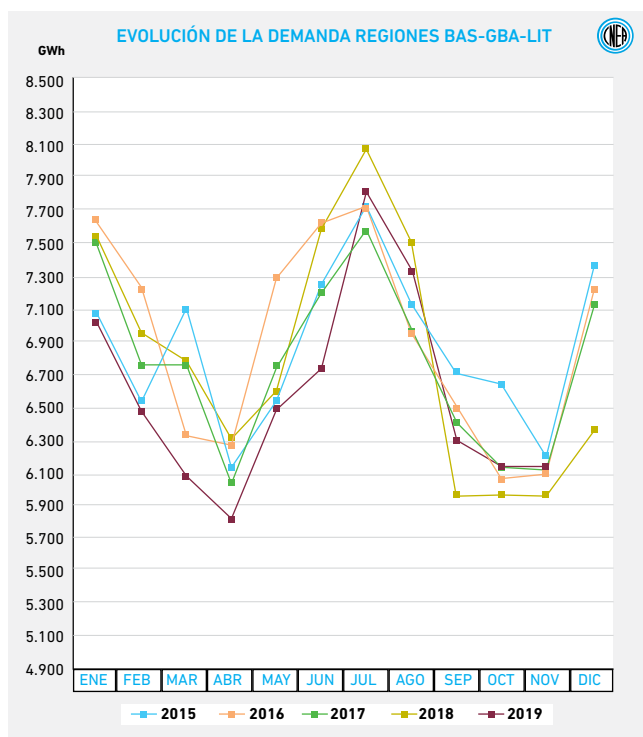
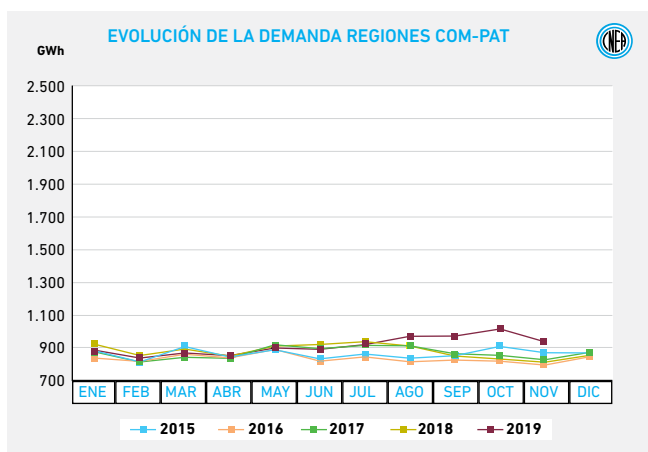
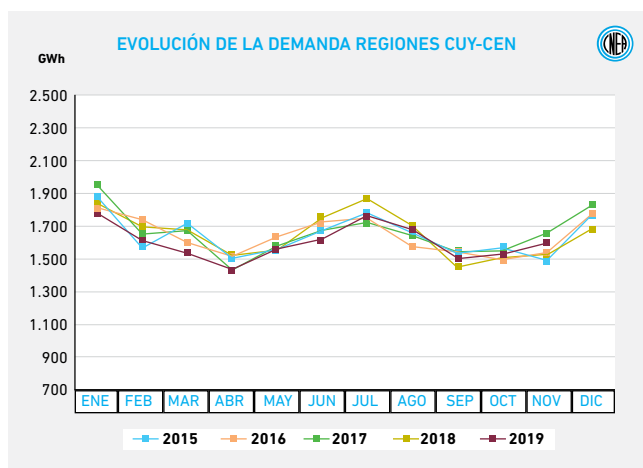
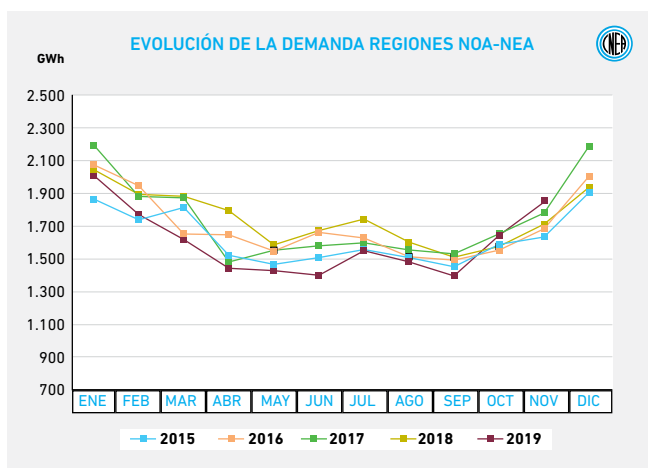
La “variación mensual” se calcula computando la demanda neta de los agentes, sin considerar las pérdidas en la red, respecto del mismo valor mensual del año anterior. El “año móvil” compara la demanda de los últimos 12 meses respecto de los 12 anteriores. El “acumulado anual”, en cambio, computa los 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. Este es el valor más alto de los últimos cuatro años para el mes de noviembre.



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

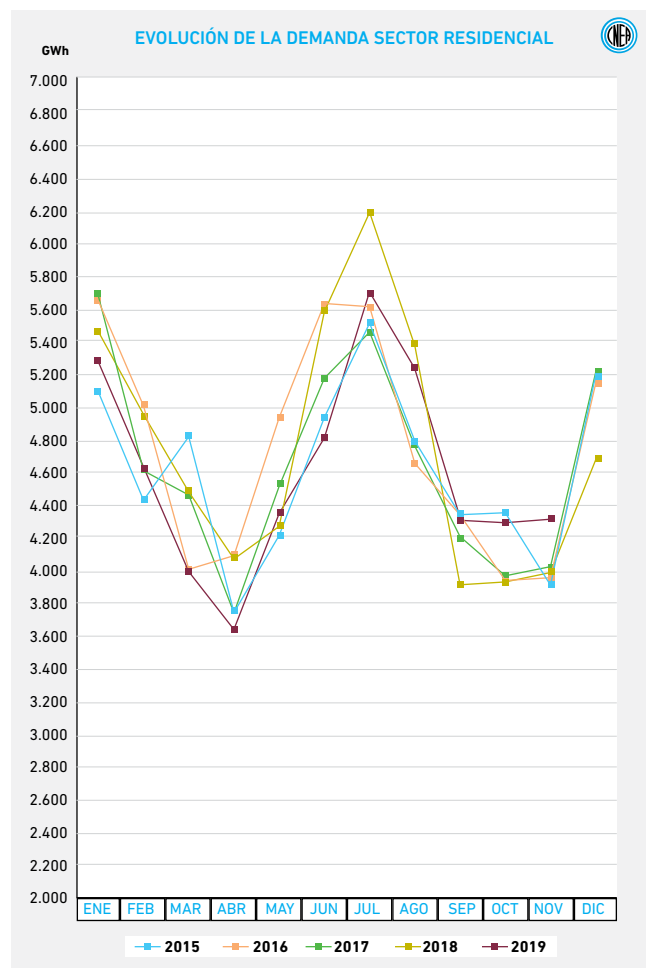
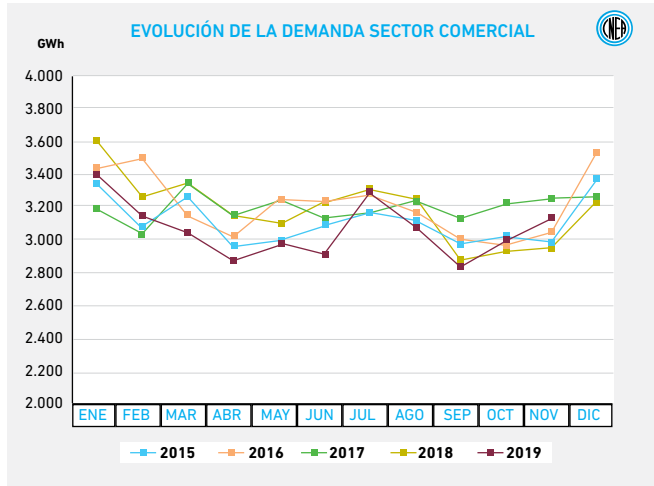
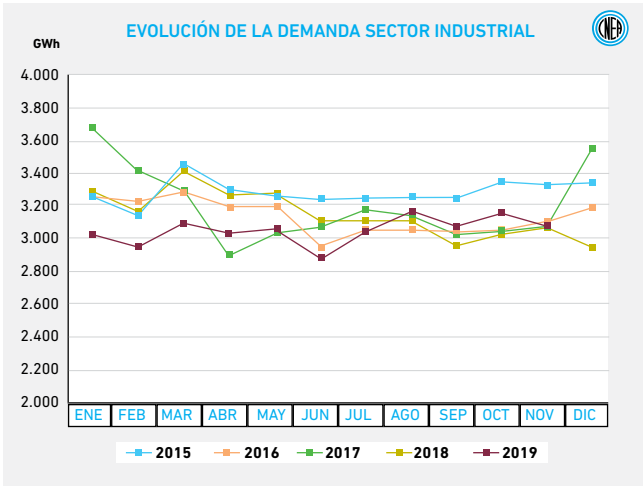
REGIÓN	PROVINCIAS
Gran Buenos Aires (GBA)	C.A.B.A y Gran Buenos Aires
Buenos Aires (BA)	Buenos Aires sin GBA
Centro (CEN)	Córdoba, San Luis
Comahue (COM)	La Pampa, Neuquén, Río Negro
Cuyo (CUY)	Mendoza, San Juan
Litoral (LIT)	Entre Ríos, Santa Fe
Noreste Argentino (NEA)	Chaco, Corrientes, Formosa, Misiones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



Durante el mes de noviembre en las regiones NOA-NEA se demandaron 1.854 GWh, los cuales representan un aumento del 8,5% respecto a la demanda registrada el año anterior, de 1.709 GWh. En las regiones CUY-CEN se registró una demanda de 1.588 GWh, valor 4,5% superior al alcanzado en noviembre de 2018 (1.520 GWh). Por otra parte, las regiones COM-PAT experimentaron una demanda de 919 GWh, equivalente a un aumento del 12,2% en comparación con la demanda

registrada en noviembre del año pasado, de 819 GWh. Finalmente, para las regiones BAS-GBA-LIT se demandaron 6.170 GWh, valor 3,1% superior al alcanzado en 2018, de 5.987 GWh. Para las regiones NOA-NEA y COM-PAT el valor de demanda de este mes fue el más alto en los últimos cuatro años.

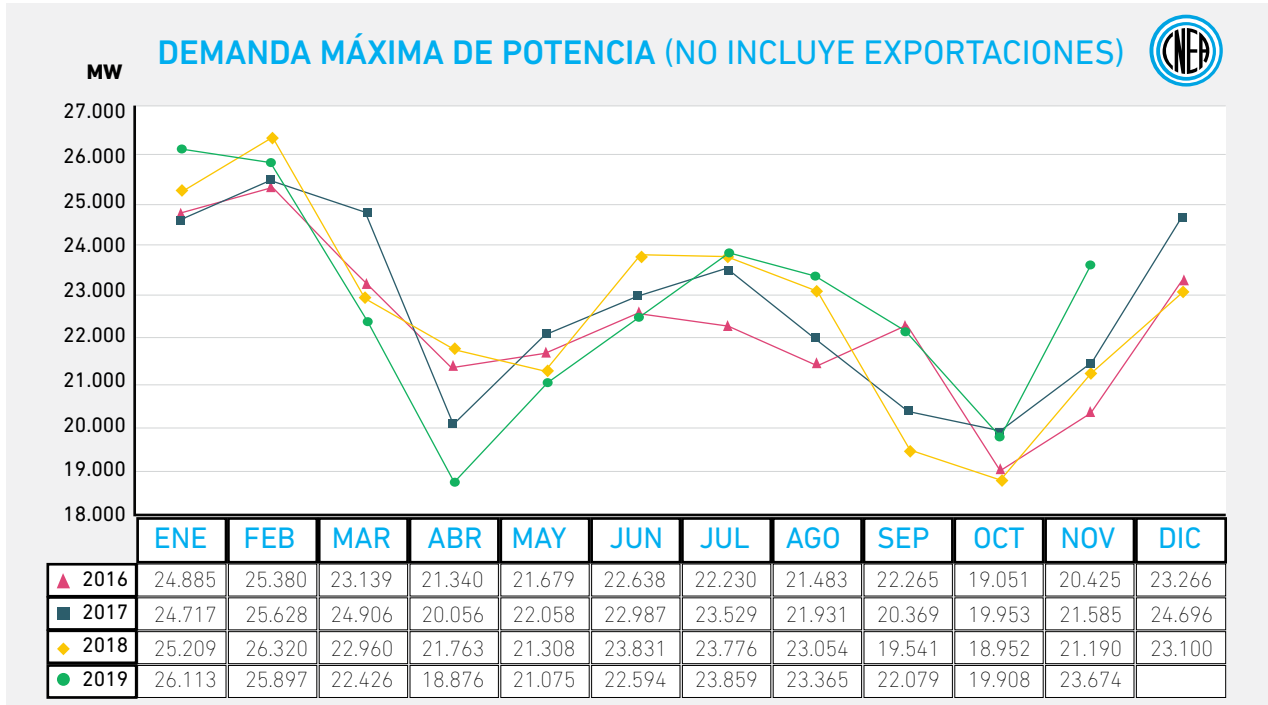
A continuación se presenta la demanda de energía eléctrica, analizada por sectores de consumo.



El sector residencial demandó en noviembre de 2019 un total de 4.295 GWh, lo que se tradujo en un crecimiento del 7,3% respecto al mismo mes de 2018, momento en el cual se demandaron 4.001 GWh. Para este sector la demanda de noviembre fue la más mayor en los últimos cuatro años. En lo que respecta al sector comercial la demanda fue de 3.147 GWh, valor 6,1% superior al alcanzado en noviembre del año pasado (2.966 GWh). Por otra parte, el sector industrial experimentó una demanda de 3.090 GWh y, debido a que el valor registrado para el mismo mes en 2018 había sido de 3.068 GWh, se registró un aumento del 0,7%.

⚡ Demanda Máxima de Potencia

Como se indica a continuación, la demanda máxima de potencia aumentó un 11,7% tomando como referencia el mismo mes del 2018. Esta demanda fue la más alta para noviembre en 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), Biogás (BG) y Biomasa (BM).

Las Otras Renovables, como lo indica su nombre, componen la generación Eólica (EOL), la 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 regiones y tecnologías en el MEM, en MW.

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	FV	EOL	BG	BM	TOTAL
CUYO	120,0	86,8	412,5	40,0	659,3	-	1.129,1	193,5	-	-	-	1.981,9
COM	-	500,9	1.486,5	81,0	2.068,4	-	4.768,7	-	152,7	-	-	6.989,8
NOA	261,0	998,6	1.471,7	362,6	3.093,9	-	219,7	184,5	58,4	3,0	2,0	3.561,5
CEN	-	825,6	534,0	46,8	1.406,4	683,0	918,0	55,8	48,0	5,9	-	3.117,1
GBA	2.110,0	1.975,8	3.441,7	254,0	7.781,5	-	-	-	-	21,9	-	7.803,4
BA	1.543,2	2.312,8	1.713,5	247,5	5.817,0	1.107,0	-	-	433,2	-	-	7.357,2
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	-	562,8	-	807,5	-	-	1.942,4
TOTAL SIN	4.251,2	7.345,3	11.244,7	1.655,0	24.496,2	1.790,0	11.288,3	433,8	1.499,8	38,5	2,0	39.548,6
Porcentaje					61,94	4,53	28,54	1,10	3,79	0,10	0,01	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-200,0	-32,0	-30,0	-15,3	-277,3	-	-	-	61,2	-	-	-216,1
ACUMULADO 2019	-200,0	108,2	210,3	-153,1	-34,6	35,0	-	243,1	749,6	15,8	2,0	1.010,9

Este mes se registraron modificaciones de capacidad instalada en el SADI totalizando una disminución de 216,1 MW.

CEN

- Se produjo el cierre de máquinas TG y TV pertenecientes a la Central Térmica (C.T.) EPEC Generación, con lo que se sustrajeron 32,0 y 200,0 MW a la red, respectivamente.

COM

- Se produjo el cierre de motores DI pertenecientes a la C.T. Aluminé, retirando 6,3 MW.
 - Se produjo el cierre de motores DI pertenecientes a la C.T. Caviahue, restando 5,0 MW a la potencia de la región.

CUY

- Se produjo el cierre de máquinas TV pertenecientes a la C.T. Medonza S.A., sustrayendo 30,0 MW a la red.
 - Se produjo la repotenciación de máquinas DI pertenecientes a la C.T. Caviahue Secco, totalizando una potencia de 24,0 MW.
 - Se produjo el cierre de motores DI pertenecientes a la C.T. Realeco Secco, retirando 24,0 MW.

NOA

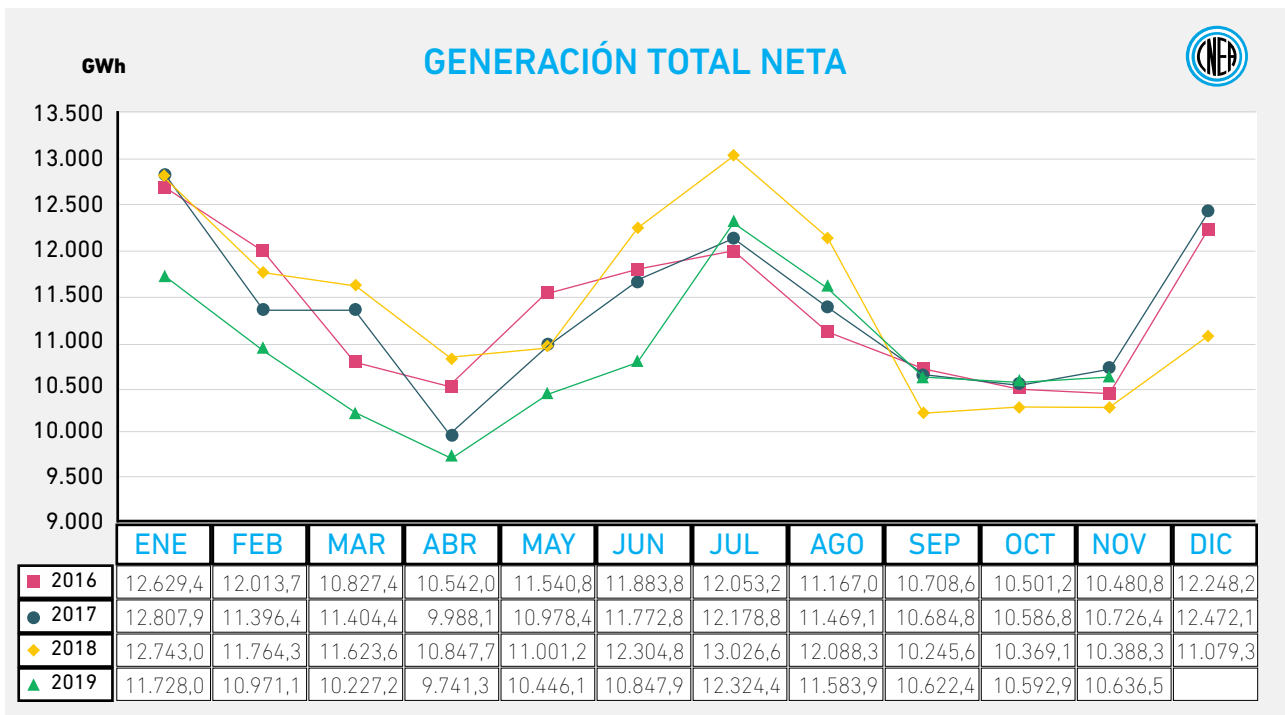
- Se produjo el cierre y repotenciación de varios motores DI que represento un retiro de 4,0 MW respecto del mes de octubre.

PAT

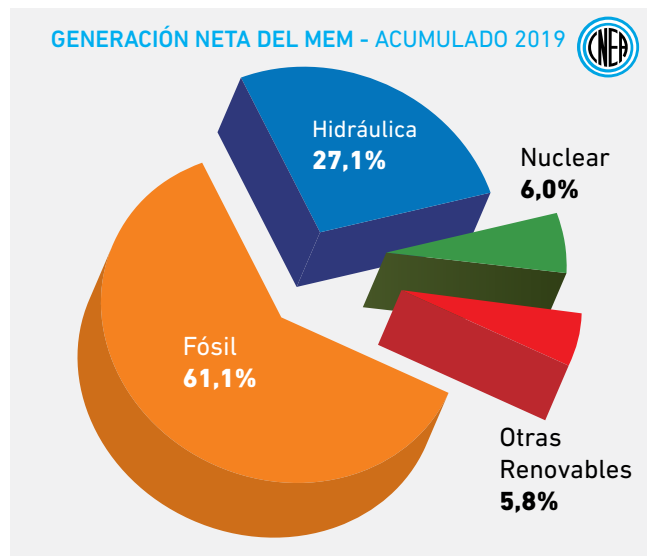
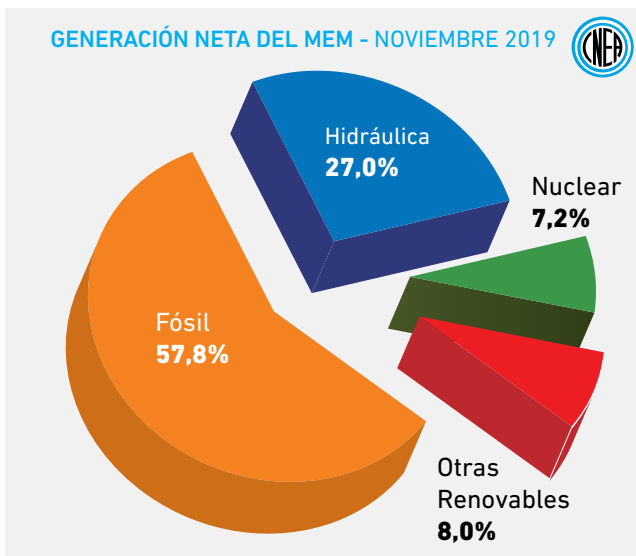
- Se produjo la repotenciación del Parque Eólico (P.E.) Aluar I, adicionando 10,8 MW y totalizando así la potencia del parque en 61,2 MW.
 - Ingresó el P.E. Aluar Autogeneración, adicionando 50,4 MW a la región.

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 noviembre 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 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 noviembre los principales ríos, respecto a sus medios históricos del mes.

RÍOS	MEDIOS DEL MES DE NOVIEMBRE (m ³ /s)			MEDIOS HISTÓRICOS (m ³ /s)
	2017	2018	2019	
URUGUAY	6.197	8.044	8.687	5.508
PARANÁ	18.304	17.073	10.147	12.760
LIMAY	330	365	319	351
COLLÓN CURÁ	648	636	598	601
NEUQUÉN	505	459	289	545
FUTALEUFÚ	328	512	380	358

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 noviembre de este año.

RÍO PARANÁ

Caudal real:

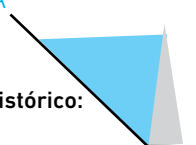
10.200 m³/s

Caudal medio histórico:

12.760 m³/s

Caudal máximo turbinado:

11.600 m³/s



YACYRETÁ

Cota Max:	83,50 m
C.Hoy:	82,81 m
C.Min:	75,00 m

Turbinado: 8.200 m³/s

Vertido: 1.000 m³/s*

RÍO URUGUAY

Caudal real:

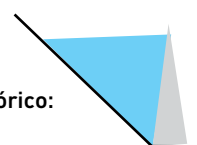
6.158 m³/s

Caudal medio histórico:

5.508 m³/s

Caudal máximo turbinado:

8.300 m³/s



SALTO GRANDE

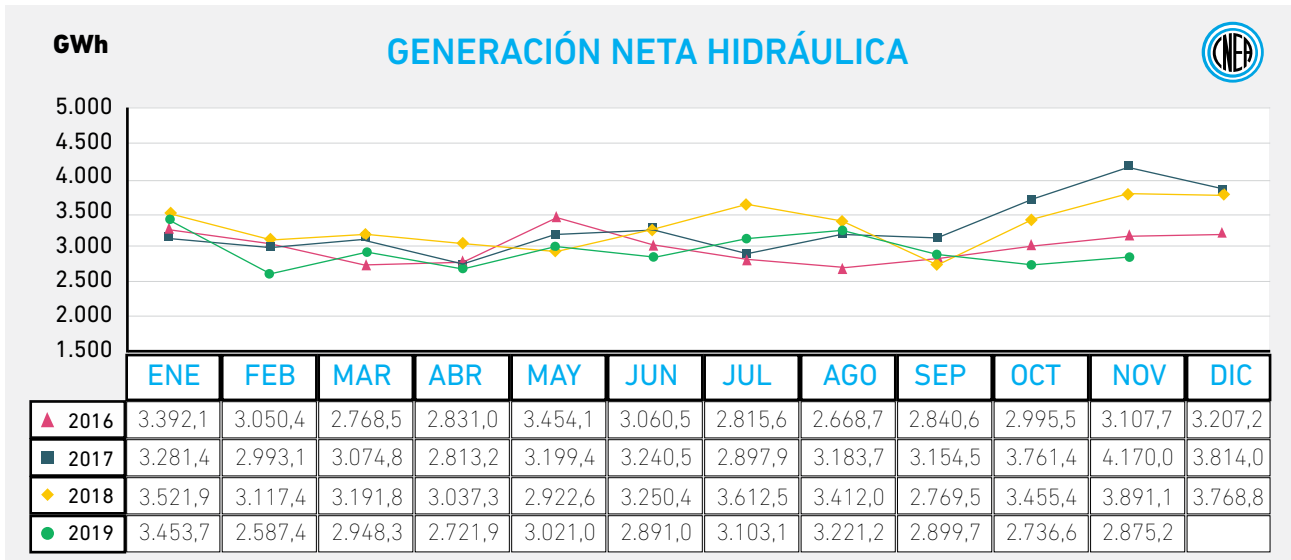
C.Max:	35,50 m
C.Hoy:	35,46 m
C.Min:	31,00 m

Turbinado: 4.787 m³/s

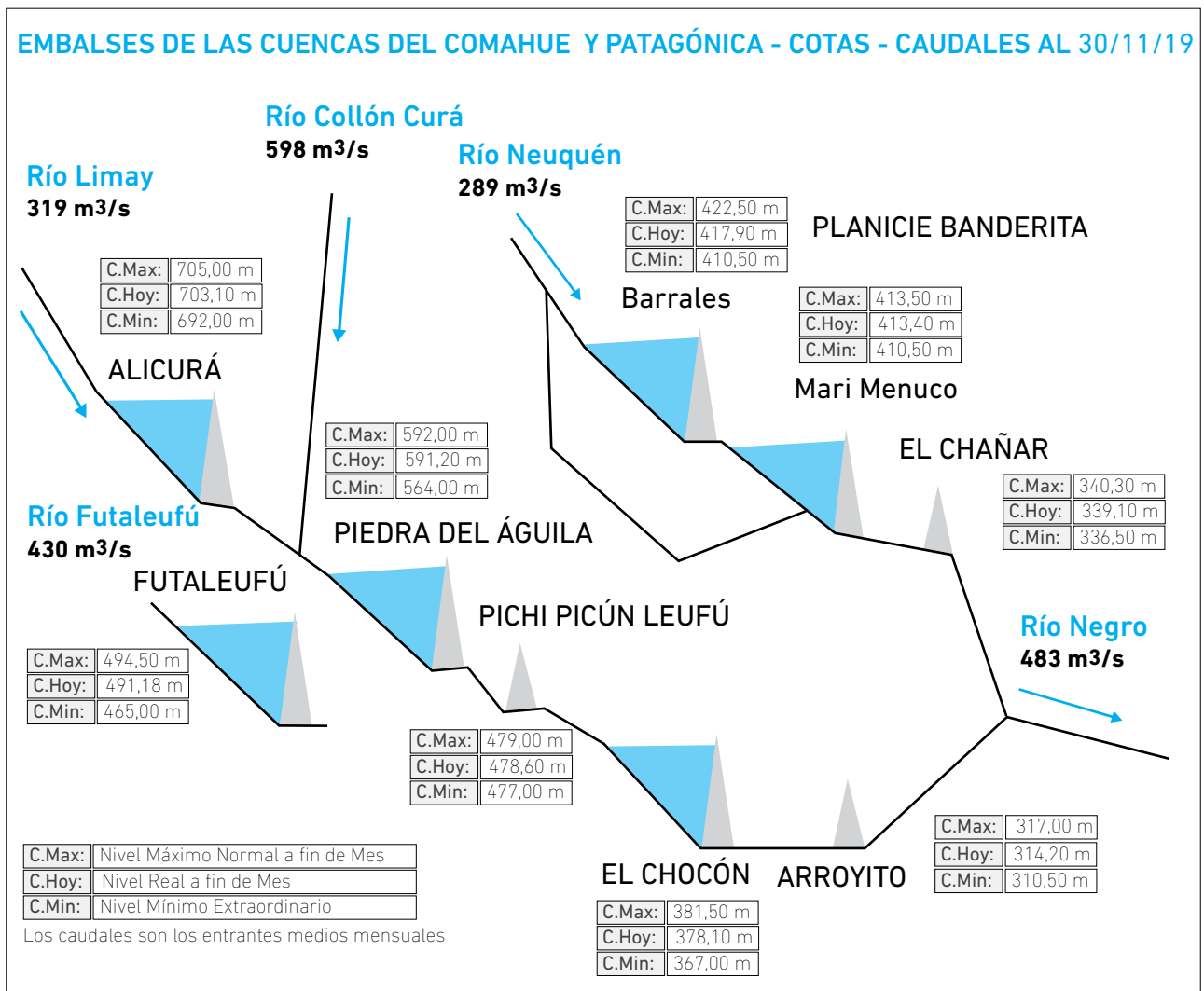
Vertido: 0 m³/s

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

La generación hidráulica registró una disminución del 26,1% con respecto al valor registrado en noviembre de 2018. Este valor fue el más bajo para noviembre en los últimos cuatro años. A continuación se presenta su evolución.



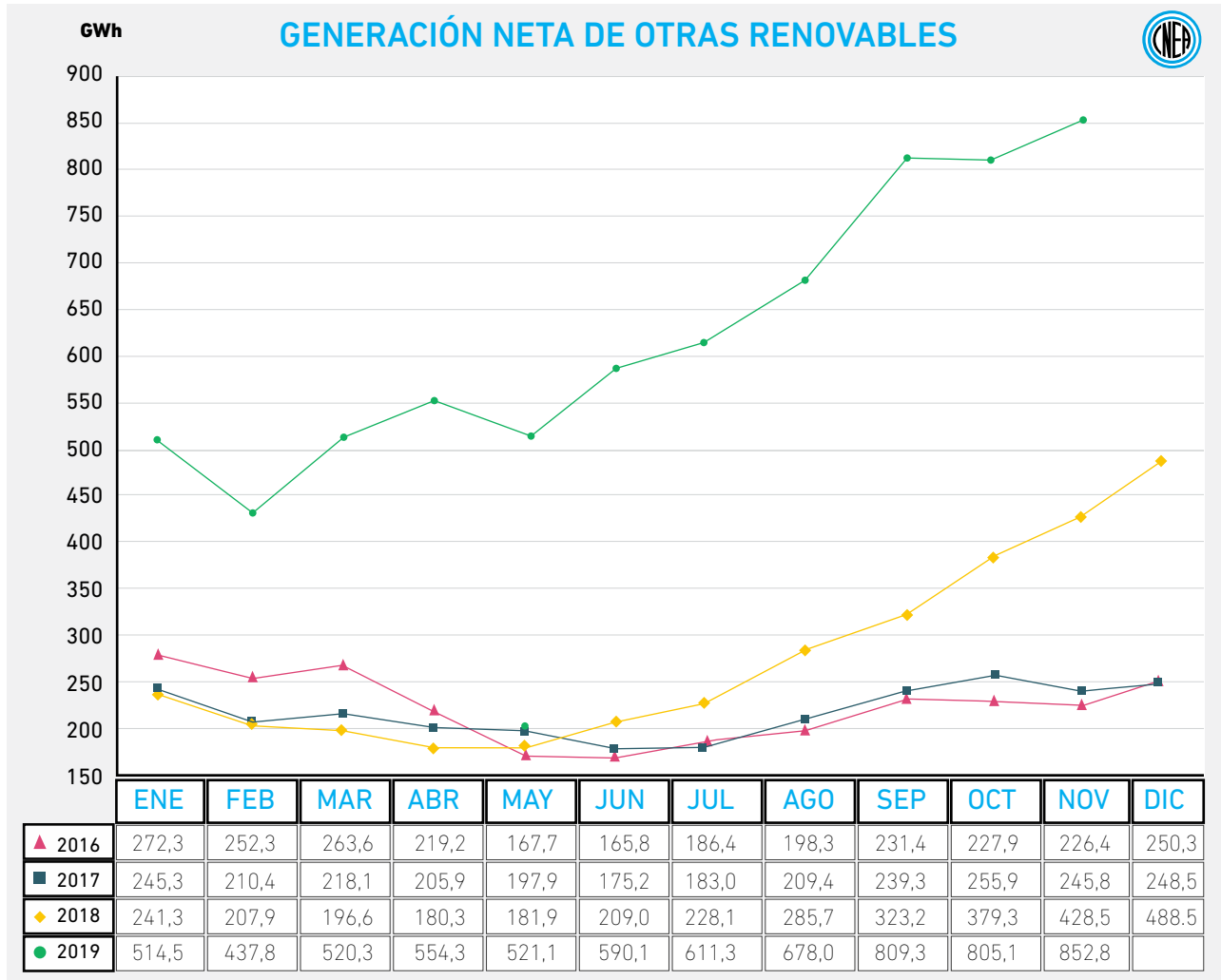
En el siguiente esquema se puede apreciar las cotas a fin de mes en todos los embalses de la región del Comahue y el río Futaleufú, además de los caudales promedios del mes.



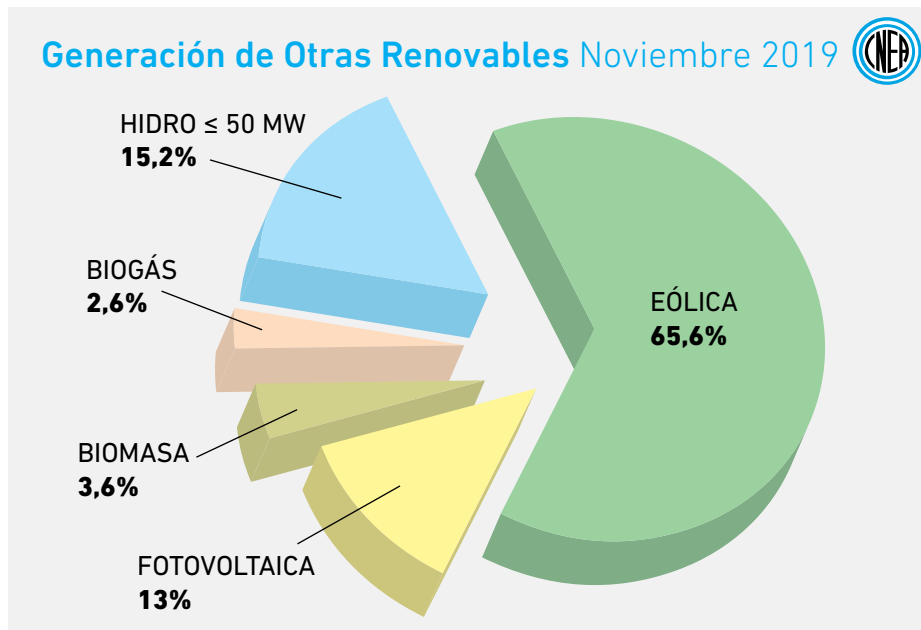
Nota. C = Cota.
Fuente: CAMMESA

⚡ Generación Neta de Otras Renovables

La generación de Otras Renovables (eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas de hasta 50 MW, biomasa y biogás) resultó un 99,0% superior a la del mismo mes del año 2018. Esta generación fue la más alta para el mes de noviembre en los últimos cuatro años debido principalmente a la incorporación de nuevos parques eólicos y centrales fotovoltaicas en el último año.



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 noviembre 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	35,5	33,1	48,0	47,6		33,0
Arauco 2	25,2	La Rioja	13,2	8,2	9,0	7,7	5,8	5,0	9,6	13,8	17,6	48,9	40,3		16,3
El Jume	8,0	Santiago del Estero	16,7	14,6	16,4	16,7	12,6	12,1	11,8	12,4	13,4	17,9	18,6		14,8
Necochea	0,25	Bs. As.	0,0	0,0	0,0	0,0	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	37,0	48,8	49,8	43,3	47,8	40,6	48,1		43,3
La Castellana	100,8	Bs. As.	53,7	49,4	49,5	46,6	40,9	49,4	51,4	46,1	45,0	39,3	47,6		47,2
La Castellana 2	14,4	Bs. As.	-	-	-	-	-	-	43,4	52,4	49,6	47,9	56,8		50,0
Villalonga 1	51,8	Bs. As.	60,2	47,7	56,7	49,2	40,0	39,4	54,2	49,2	52,4	51,2	54,4		50,4
Villalonga 2	3,45	Bs. As.	-	49,5	51,5	48,8	26,2	31,9	121,1	54,5	52,8	51,2	53,5		54,1
Pampa Energía	50,4	Bs. As.	-	-	-	-	41,9	50,6	22,4	25,9	33,5	28,7	38,5		34,5
De la Bahía	50,4	Bs. As.	-	-	-	-	41,4	61,2	65,5	50,7	48,9	44,7	46,2		51,2
La Genoveva 2	41,8	Bs. As.	-	-	-	-	-	-	-	-	46,8	46,1	51,6		51,6
La Energética	20,0	Bs. As.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39,1	50,8		39,1
Rawson 1	52,5	Chubut	41,0	41,3	38,2	37,4	32,5	40,1	36,6	40,2	48,3	40,8	45,5		40,2
Rawson 2	31,2	Chubut	42,0	42,3	40,7	37,1	33,8	41,7	37,4	42,2	48,5	42,8	46,3		41,3
Rawson 3	25,1	Chubut	52,3	49,2	49,9	48,5	47,0	53,0	51,4	54,2	61,0	50,8	54,3		52,0
L. Blanca	50,0	Chubut	29,7	31,0	31,8	32,7	30,6	35,7	31,8	34,9	41,6	38,3	42,9		34,6
El Tordillo	3,0	Chubut	8,4	9,0	0,7	1,3	16,6	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		4,2
Diadema	6,3	Chubut	64,6	49,1	40,3	50,8	48,2	54,9	53,0	48,6	43,5	43,9	58,8		50,5
Diadema 2	27,6	Chubut	-	-	-	-	-	-	-	-	35,3	34,3	39,0		36,2
M. Behr	99,0	Chubut	68,3	52,5	49,7	58,1	56,1	65,1	58,7	58,6	68,3	58,7	62,1		59,7
Madryn 1	71,1	Chubut	56,5	51,7	53,1	50,4	45,6	51,5	47,1	53,5	51,7	54,8	57,0		52,1
Madryn 2	151,2	Chubut	-	-	-	-	-	-	-	-	49,4	53,7	55,3		52,8
Garayalde	24,2	Chubut	63,8	53,5	51,7	51,3	46,2	56,2	48,8	60,2	65,0	51,7	65,7		55,8
Chubut Nor 1	28,8	Chubut	53,8	50,9	55,5	50,2	46,7	59,1	54,0	57,6	59,2	60,7	61,6		55,4
Aluar I	61,2	Chubut	-	44,2	51,3	48,4	48,4	57,0	56,5	68,2	65,5	54,5	31,3		52,5
Aluar Autog.	50,4	Chubut	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61,8		61,8
Bicentenario 1	100,8	Santa Cruz	-	-	37,3	52,0	44,3	54,6	49,5	51,6	63,0	53,8	62,9		52,1
Bicentenario 2	25,2	Santa Cruz	-	-	-	51,2	44,1	49,5	47,2	51,8	61,6	53,0	59,1		52,2
Achiras	48,0	Córdoba	45,8	44,7	41,5	49,0	39,2	46,1	44,6	46,1	51,1	60,5	54,2		47,5
La Banderita	39,6	La Pampa	-	-	-	49,3	49,3	49,3	47,0	52,6	41,4	40,8	49,4		47,4
Pomona 1	101,4	R. Negro	-	-	-	-	-	-	40,8	43,1	43,1	37,6	45,7		42,1
Genneia SA	11,7	R. Negro	-	-	-	-	-	-	-	39,0	46,8	46,4	54,0		46,6
Total	1.499,8		50,2	42,1	43,8	45,4	41,3	48,9	46,2	47,0	49,9	47,0	50,4		47,7

* Disponibilidad mensual media ponderada por potencia.

■ NOA ■ BA ■ PAT ■ CEN ■ COM

A continuación se presenta la potencia de noviembre y la disponibilidad porcentual de los parques fotovoltaicos del país en el año.

POTENCIA Y DISPONIBILIDAD FOTOVOLTAICA 2019

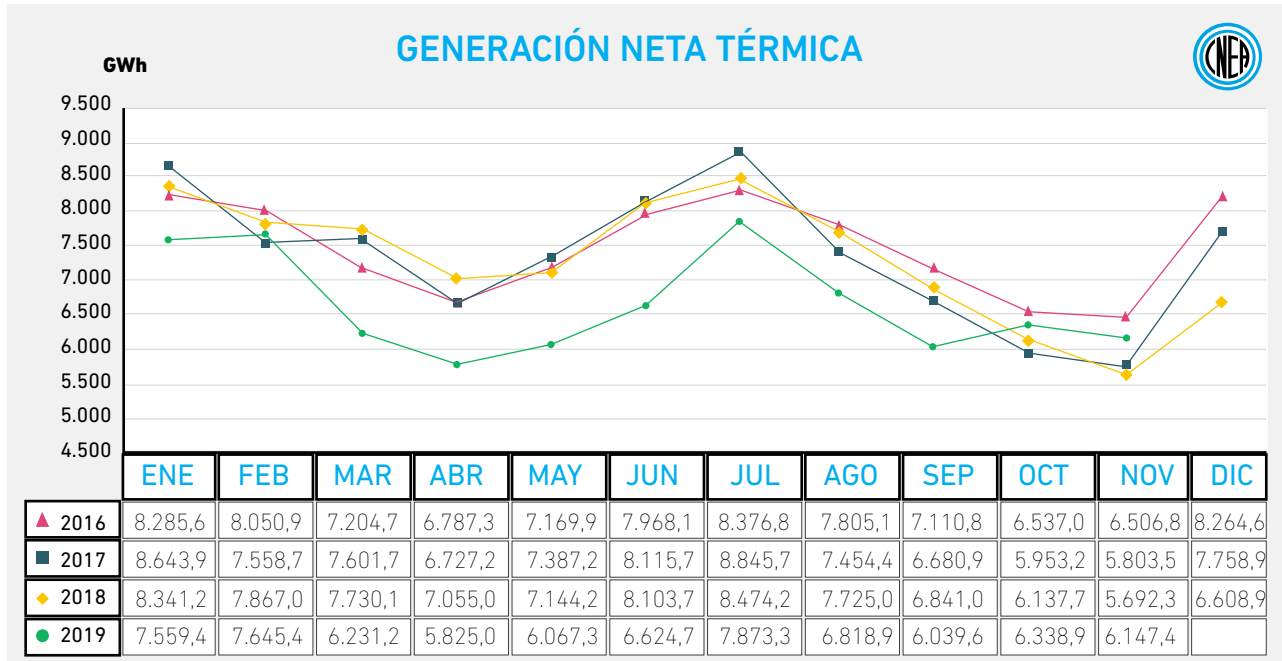
Nombre del Parque	Potencia (MW)	Ubicación	ENE %	FEB %	MAR %	ABR %	MAY %	JUN %	JUL %	AGO %	SEP %	OCT %	NOV %	DIC %	Disponibilidad Promedio
C. Honda 2	3,0	San Juan	28,0	28,5	25,7	24,3	19,5	21,2	21,2	26,2	28,9	28,9	30,6		25,7
C. Honda 1	2,0	San Juan	31,0	29,8	27,3	26,1	21,8	23,1	23,3	28,8	31,9	32,0	32,7		28,0
Chimberas 1	2,0	San Juan	31,6	21,4	28,6	27,4	21,8	22,8	21,3	28,5	31,6	31,3	31,4		27,1
Cord. Solar	80,0	San Juan	0,0	0,0	21,6	24,6	20,2	18,5	21,0	28,4	32,0	26,1	37,6		20,9
Las Lomitas	1,7	San Juan	24,2	16,6	21,9	24,2	14,2	18,1	18,4	25,8	31,3	37,4	42,4		25,0
S. Juan I y II	1,7	San Juan	24,5	22,9	20,1	18,6	16,0	16,7	17,1	21,3	22,3	22,6	25,4		20,7
Ullúm IV Sol.	13,5	San Juan	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	10,7	14,8	21,2	25,9	34,8		9,7
Ullúm Sol. 2	6,5	San Juan	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5	16,4	21,3	26,8	32,8		7,4
P. S. Ullum 1	25,0	San Juan	25,4	15,3	20,6	24,7	17,4	16,9	16,5	24,6	31,0	32,9	37,1		23,9
P. S. Ullum 2	25,0	San Juan	23,4	30,4	29,6	25,4	17,6	16,8	16,7	24,8	31,4	33,9	37,6		26,1
P. S. Ullum 3	32,0	San Juan	22,3	29,6	29,5	25,2	17,4	16,7	15,2	23,7	31,0	33,4	38,5		25,7
Pasip Palmira	1,2	Mendoza	-	-	-	-	-	-	-	-	26,4	24,2	35,0		25,3
Cafayate	80,0	Salta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,0	8,7	20,7	30,6	31,0		7,6
P. S. Chepes	2,0	La Rioja	18,3	20,4	13,4	16,2	11,7	14,9	15,0	19,3	22,8	19,6	20,7		17,5
Nonogasta	35,0	La Rioja	30,3	21,8	18,2	10,1	16,8	16,4	18,4	23,6	27,1	31,1	35,7		22,7
P. de los Llanos	12,0	La Rioja	0,0	3,0	12,1	13,3	13,8	13,9	14,9	23,0	29,5	30,7	32,4		17,0
P. S. Saujil	22,5	Catamarca	32,0	29,0	23,8	23,1	18,5	17,3	19,7	23,6	23,4	28,8	36,6		27,7
P. S. Tinogasta I	15,0	Catamarca	0,0	0,0	0,0	19,1	19,9	18,7	19,2	26,3	29,2	32,1	34,9		18,1
P. S. Tinogasta II	7,0	Catamarca	0,0	0,0	0,0	17,2	19,4	18,3	20,3	26,0	29,0	27,7	27,0		16,8
Fiambala	11,0	Catamarca	-	-	-	-	-	-	-	-	12,7	26,6	36,5		25,3
C. del Oeste	24,8	San Luis	35,1	33,4	23,3	22,7	15,2	16,2	15,7	22,4	29,6	30,8	37,2		25,6
La Cumbre 2	4,0	San Luis	0,0	25,9	23,5	21,4	14,8	15,5	16,3	22,6	30,5	23,1	0,0		17,6
La Cumbre	22,0	San Luis	34,6	33,2	25,4	25,0	16,2	16,9	18,1	25,1	33,3	33,7	39,0		27,3
Cerros del Sol	5,0	San Luis	-	-	-	-	-	-	-	-	24,1	23,5	24,7		24,1
Total	433,8	Promedio*	13,3	13,0	16,2	16,7	13,6	13,3	17,4	21,6	27,4	29,9	35,0		20,2

* Disponibilidad mensual media ponderada por potencia.

■ CUY ■ NOA ■ CEN

⚡ Generación Neta Térmica y Consumo de Combustibles

La generación térmica de origen fósil resultó un 8,0% superior a la del mismo mes del año 2018.



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

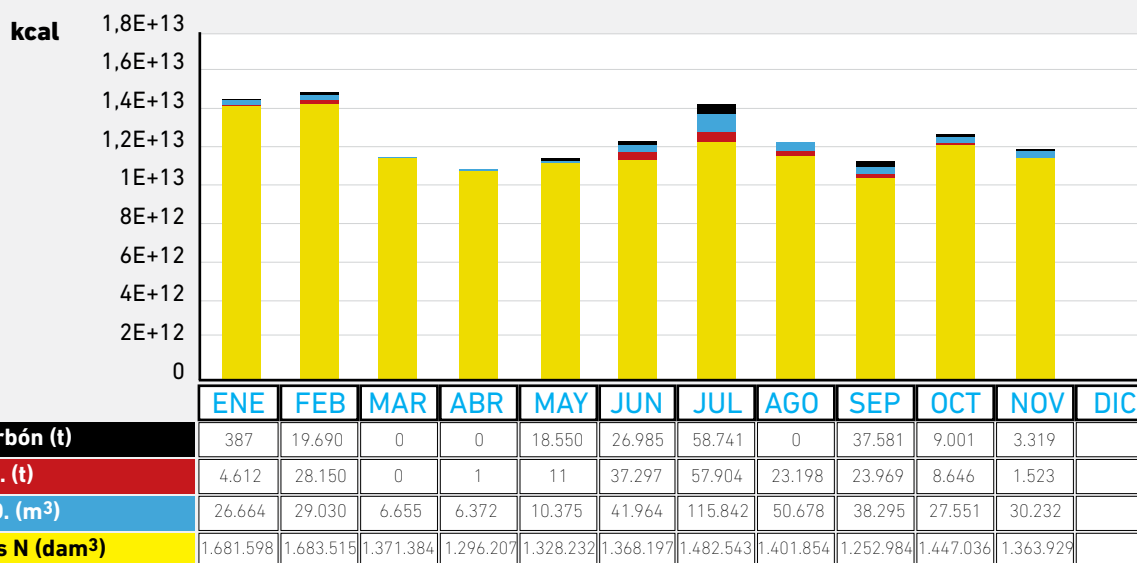
COMBUSTIBLE	NOVIEMBRE 2018	NOVIEMBRE 2019
Carbón [t]	0	3.319
Fuel Oil [t]	64	1.523
Gas Oil [m ³]	10.568	30.232
Gas Natural [dam ³]	1.238.091	1.363.929

Este mes el consumo tanto de gas natural como de gas oil aumentaron un 10,2% y 186,1% respectivamente respecto a noviembre de 2018. De manera similar, el consumo de fuel oil y carbón registraron crecimientos extraordinarios debido a que en noviembre de 2018 se consumieron únicamente 64 toneladas de fuel oil y no hubo consumo de carbón.

En este sentido, el consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el mes de noviembre de 2019 resultó un 12,0% superior al del mismo mes del año anterior.

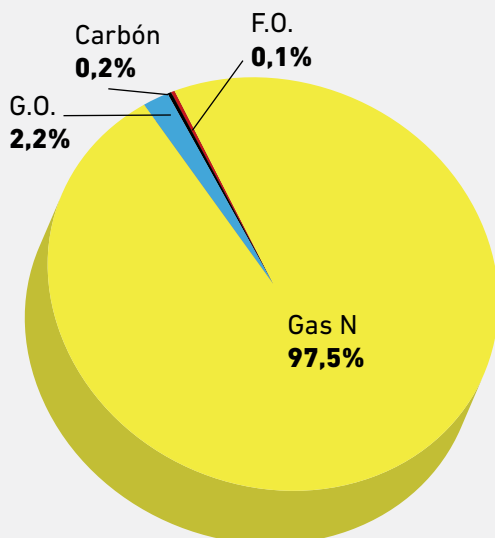
En el siguiente gráfico se puede observar la evolución mensual de cada combustible en unidades equivalentes de energía. Por otra parte, la tabla inferior a la figura presenta la misma evolución, pero en unidades físicas (masa y volumen).

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL MEM 2019

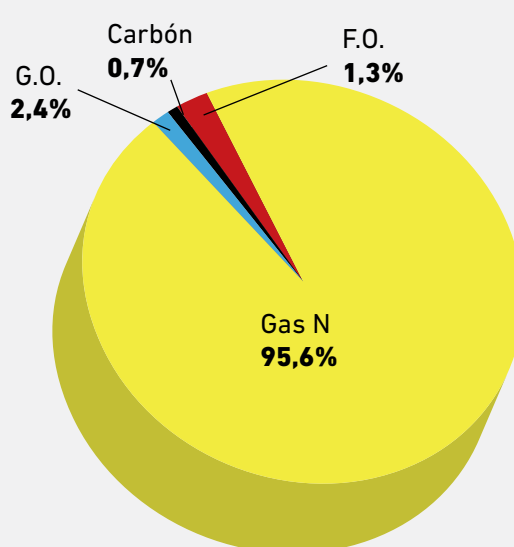


La relación entre los distintos tipos de combustibles fósiles consumidos en noviembre, en unidades energéticas, ha sido:

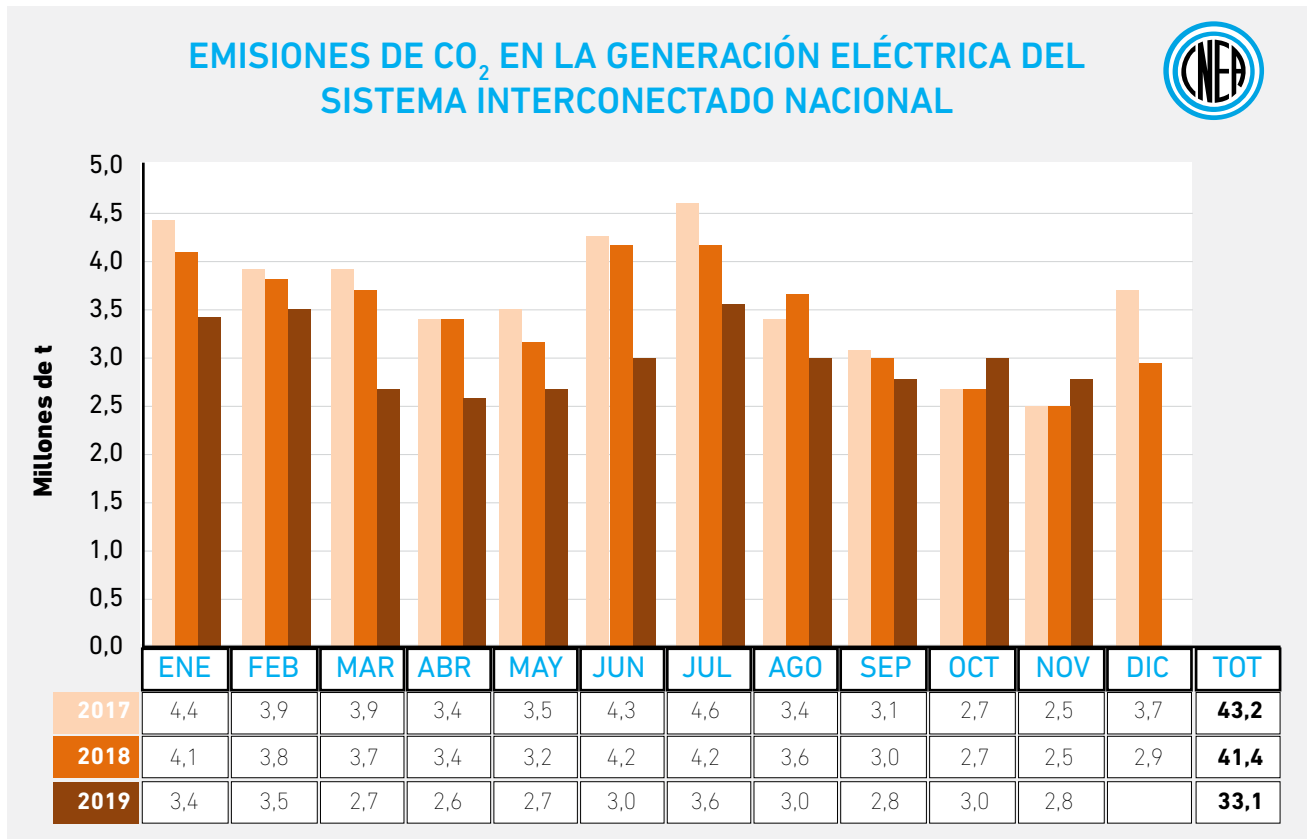
Consumo de Combustibles Fósiles Noviembre 2019



Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2019



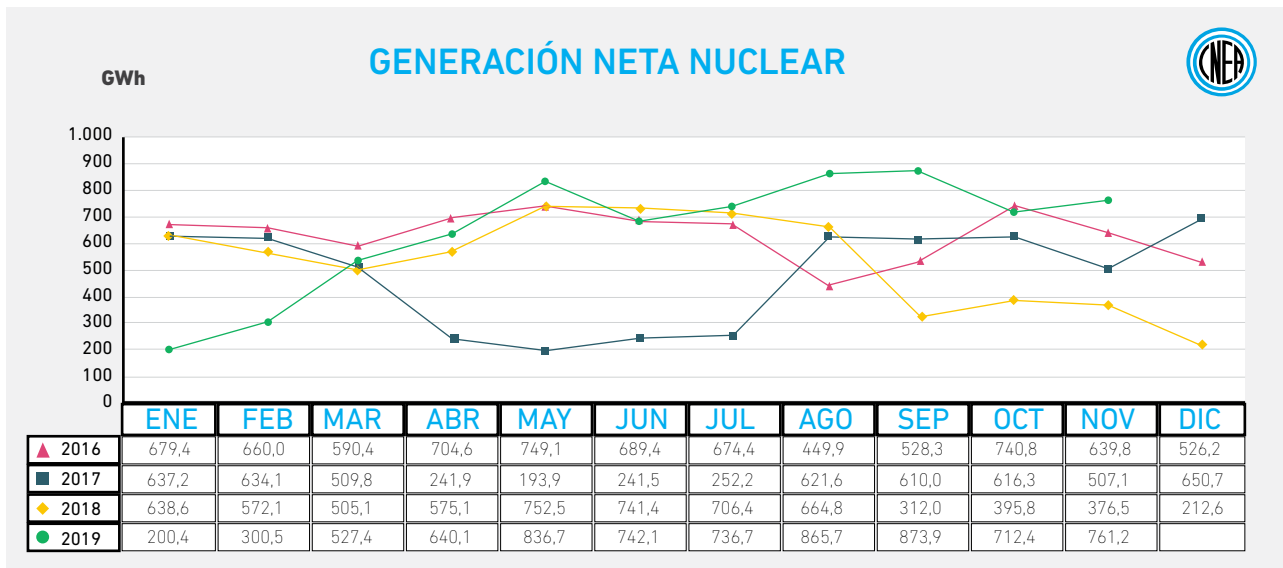
El siguiente gráfico muestra las emisiones de CO₂ derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los últimos tres años, en millones de toneladas.



Durante noviembre se evidenció un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año anterior, correspondiente a un 12,6%. Como consecuencia de esto, las emisiones producidas resultan ser las más altas para el mes de noviembre de los últimos tres años. Esto se debe a la mayor generación térmica durante el mes de noviembre de este año.

⚡ 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 nucleoelectrónica registró un aumento considerable, del 102,2%, respecto a noviembre de 2018.

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 durante el mes de noviembre detuvo sus operaciones el 30 de noviembre para efectuar tareas de mantenimiento.

Por su parte, la Central Nuclear Atucha II operó con normalidad durante el mes, mientras que la central Atucha I detuvo sus operaciones desde el 15 de octubre hasta el 15 de noviembre para efectuar tareas de mantenimiento.

⚡ 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.

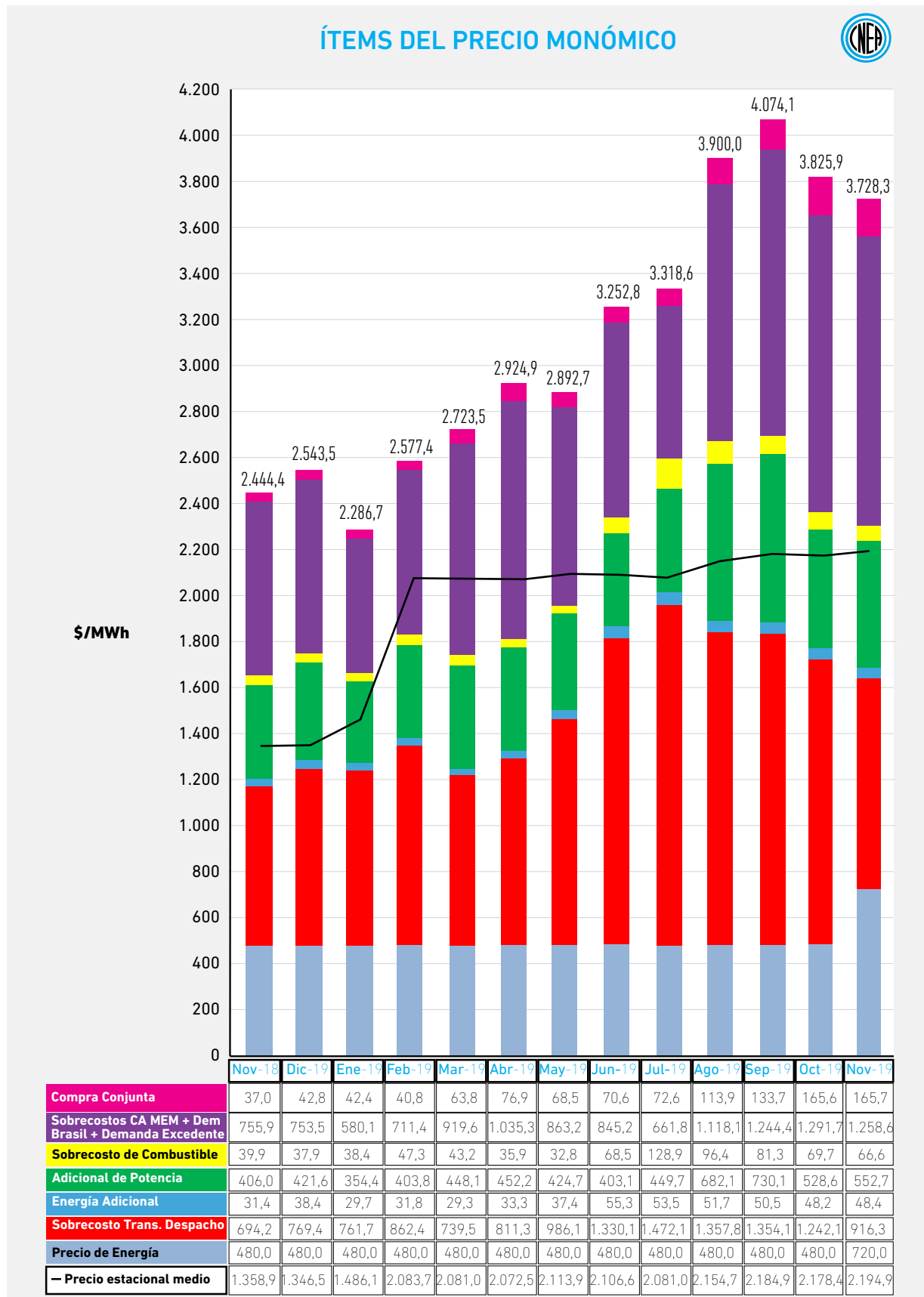
En función de lo determinado por la Resolución 14/2019 del Ministerio de Hacienda, los precios de referencia estacionales desde el 1 de noviembre de 2019 hasta el 30 de abril del 2020, son:

	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 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 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.



Cabe destacar que en el mes de noviembre el ítem correspondiente a "Precio de la Energía" aumentó de \$480,0 a \$720,0.

⚡ 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.

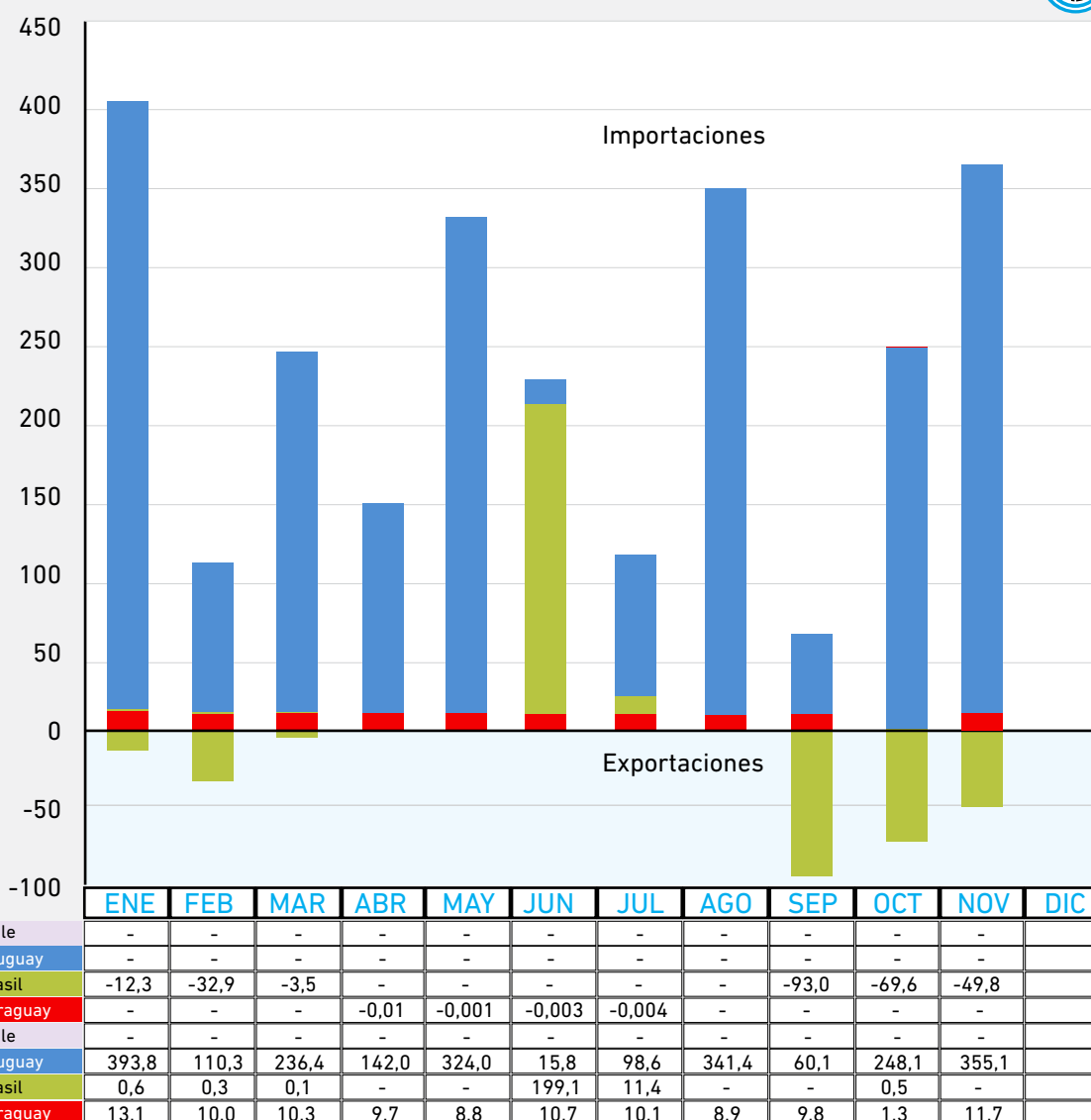
Cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hídrico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los mayores requerimientos eléctricos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



Origen de la información: Datos propios y extraídos de Informes de CAMMESA de noviembre 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 Planificación Estratégica.
Gerencia Planificación, Coordinación y Control.
Comisión Nacional de Energía Atómica.
Diciembre 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/>