



MEMORIA ANUAL 2020

LA SOCIEDAD

Razón Social

Central Puerto S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad Anónima

Objeto Social

Producción y comercialización de energía eléctrica, energías alternativas e hidrocarburos.

Documentos constitutivos

La Sociedad fue creada por decreto N° 122/1992 del Poder Ejecutivo Nacional de fecha 28 de enero de 1992 e inscripta en el Registro de Comercio bajo el libro N° 1.855 del libro 110, Tomo A de Sociedades Anónimas.

Fecha de inscripción en la Inspección General de Justicia

13 de marzo de 1992

Fecha de vencimiento del Contrato Social

13 de marzo de 2091

Domicilio

Avda. Tomás Edison 2701

C1104BAB Buenos Aires Argentina

Teléfono (5411) 4317 5000

Fax (5411) 4317 5099

PERFIL DE LA EMPRESA

INFORMACIÓN CORPORATIVA Y ACTIVIDAD PRINCIPAL DEL GRUPO

Central Puerto S.A. (en adelante, “la Sociedad” o “CPSA”) y las sociedades que componen el grupo económico (en adelante, el “Grupo”), configuran un grupo integrado de empresas relacionadas con el sector energético, que realiza actividades principalmente de generación y comercialización de energía eléctrica.

CPSA fue creada por el Decreto N° 122/92 del Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”), en cumplimiento de lo previsto en la Ley N° 24.065, que declaró sujeta a privatización total la actividad de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica a cargo de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A.

Nuestras acciones se encuentran listadas en el Merval y, desde el 1° de febrero de 2018, en el New York Stock Exchange (“NYSE”) bajo el símbolo “CEPU”.

Para llevar a cabo su actividad de generación de energía eléctrica la Sociedad posee los siguientes activos:

- Las centrales térmicas Puerto Nuevo y Nuevo Puerto, ubicadas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires con una potencia instalada térmica total de 1.714 MW con una planta de ciclo combinado y de turbogrupos a vapor.
- Centrales térmicas ubicadas en la localidad de Luján de Cuyo, Provincia de Mendoza, con una potencia conjunta instalada de 571 MW y de 125 tn/h de producción de vapor.
- La concesión del Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila, ubicado sobre el Río Limay, en la Provincia del Neuquén que dispone de cuatro (4) unidades generadoras de 360 MW de potencia cada una.
- Participaciones accionarias en las sociedades Termoeléctrica José de San Martín S.A. (“TSM”) y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (“TMB”), que operan centrales de generación térmica, con una potencia instalada de 865 MW y 873 MW, respectivamente, y en la sociedad Central Vuelta de Obligado S.A. (“CVOSA”), cuyo objeto fue el gerenciamiento de la construcción y actualmente la operación de una central eléctrica a ciclo combinado, cuya potencia es de 816 MW.
- La Central Térmica Brigadier López ubicada en la localidad de Sauce Viejo, Provincia de Santa Fe, con una potencia instalada de 280,5 MW (operación a ciclo abierto).
- La Central Térmica de ciclo combinado en Cogeneración Terminal 6 – San Lorenzo, actualmente en construcción, ubicada en el Municipio de Puerto General San Martín, Provincia de Santa Fe. El 21 de noviembre de 2020 se habilitó comercialmente turbina de gas con una potencia de 269,5 MW (ciclo abierto). Una vez que se terminen las obras y la central opere a ciclo combinado, tendrá una potencia de 330 MW y de 340 tn/h de producción de vapor.

Por otra parte, el Grupo está vinculado al sector de distribución de gas natural en las regiones de Cuyo y Centro de la República Argentina, a través de la inversión en las sociedades asociadas pertenecientes al Grupo ECOGAS.

Con fecha 19 de julio de 2018, el Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas) inscribió a la Sociedad en el Registro de Comercializadores y Contratos de Comercialización del Enargas.

Finalmente, a partir de la incorporación de CP Renovables S.A. ("CPR") y sus subsidiarias, así como de Vientos La Genoveva S.A.U. y Vientos La Genoveva II S.A.U., el Grupo participa en actividades de desarrollo, ejecución y explotación de proyectos energéticos a partir de la utilización de fuentes de energía renovables. En ese sentido, a la fecha posee una capacidad instalada total de 373,8 MW de potencia habilitada comercialmente, que se distribuye de la siguiente manera: (i) Parque Eólico La Castellana 100,8 MW; (ii) Parque Eólico La Castellana II 15 MW; (iii) Parque Eólico La Genoveva 88,2 MW; (iv) Parque Eólico La Genoveva II 41,8 MW; (v) Parque Eólico Achiras 48 MW; (vi) Parque Eólico Los Olivos 22,8 MW y (vii) Parque Eólico Manque 57 MW.

Por otra parte, el Grupo está vinculado al sector de distribución de gas natural en las regiones de Cuyo y Centro de la República Argentina, a través de la inversión en sus sociedades asociadas Distribuidora de Gas del Centro S.A. y Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Por su parte, la Sociedad es el único accionista de Proener S.A.U. que tiene por objeto dedicarse a la realización de actividades de inversión, incluyendo el sector energético, en cualquier parte de la República Argentina o del exterior.

CAPITAL SOCIAL – DISTRIBUCION DE DIVIDENDOS Y CONSTITUCION DE RESERVAS

El capital social de la Sociedad asciende a 1.514.022.256 y se encuentra representado por acciones ordinarias y escriturales, inscriptas en cuentas llevadas a nombre de sus titulares en un Registro de Acciones Escriturales llevado por la Caja de Valores S.A. ("Caja").

Asimismo, el 100% del capital social se encuentra sometido al régimen de oferta pública y cotización listado de acciones o certificados representativos de las mismas en Bolsas y Mercados Argentinos ("BYMA") y en NYSE.

Con fecha 30 de abril de 2020, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad aprobó: **a)** aumentar la reserva legal por un monto de miles de pesos 440.441 (valores históricos) , y **b)** destinar el saldo remanente del resultado del ejercicio al incremento de la Reserva Facultativa la cual podrá ser destinada a: (i) a los proyectos de inversión que ya se encuentran comprometidos, y/o (ii) futuras inversiones relacionadas con los nuevos proyectos que resulten aprobados por el Directorio, y/o (iii) al pago de dividendos en base a la evolución de la condición financiera de la Sociedad y de lo dispuesto en la Política de Distribución de Dividendos vigente de la Sociedad. Adicionalmente aprobó el pago del bono participación del personal de la Sociedad, conforme los artículos 12 y 33 del Estatuto Social, delegando en el directorio las condiciones de su pago.

DIRECTORIO, FISCALIZADORA Y COMISIÓN AUDITORÍA COMITÉ DE

Directorio

Directores Titulares

Presidente

OSVALDO ARTURO RECA

Vicepresidente

MARCELO ATILIO SUVA

MIGUEL DODERO

JOSÉ LUIS MOREA

JUAN JOSÉ SALAS

DIEGO GUSTAVO PETRACCHI

TOMÁS PERES

TOMAS JOSÉ WHITE

CRISTIÁN LÓPEZ SAUBIDET

JORGE EDUARDO VILLEGAS

GUILLERMO PONS

Directores Suplentes

JUSTO PEDRO SAENZ

ADRIÁN GUSTAVO SALVATORE

JORGE ANIBAL RAUBER

JAVIER ALEJANDRO TORRE

RUBÉN OMAR LÓPEZ

JOSÉ MANUEL PAZOS

GONZALO ENRIQUE BALLESTER

OSCAR LUIS GOSIO

JUAN PABLO GAUNA OTERO

FEDERICO CERDEIRO

GABRIEL ENRIQUE RANUCCI

Comisión Fiscalizadora

Miembros Titulares

CARLOS CESAR A. HALLADJIAN

EDUARDO ANTONIO EROSA

JUAN ANTONIO NICHOLSON

Miembros Suplentes

CARLOS ADOLFO ZLOTNITZKY

HORACIO EROSA

LUCAS NICHOLSONI

Comité de Auditoría

Miembros Titulares

José Luis MOREA

JUAN JOSÉ SALAS

Miembros Suplentes

JORGE EDUARDO VILLEGAS

OSCAR LUIS GOSIO

TOMAS JOSÉ WHITE

CONTEXTO MACROECONÓMICO

Contexto internacional

En 2020 la economía mundial sufrió un fuerte colapso como consecuencia de la pandemia originada por el virus COVID-19 que ha tenido graves repercusiones a nivel mundial y regional en toda la población. Afectando principalmente, a nivel salud, a los adultos mayores y, a nivel económico, a toda la población activa y en forma más aguda al sector informal y a los sectores en los que el contacto personal es intensivo. A pesar de las pronunciadas caídas en el nivel de actividad, se observó un dinamismo mayor al esperado en el segundo semestre de 2020.

Con este escenario, en enero de 2021, el Fondo Monetario Internacional ("FMI") estimó un crecimiento global de -3,5% para todo el año 2020, que es 0,9% mejor que lo proyectado en su informe de Oct-20. Esta mejora se da en particular en las economías avanzadas cuya actividad comenzó a mejorar antes de lo esperado, una vez que los confinamientos se hicieron menos estrictos.

La reciente aprobación de vacunas ha alentado la esperanza de que la pandemia llegue a un punto de inflexión, pero las nuevas olas y variantes del virus generan inquietudes acerca de las perspectivas para el 2021. En medio de esta excepcional incertidumbre, el FMI proyecta que la economía mundial crezca un 5.5% en 2021 gracias a un fortalecimiento de la actividad generado por el proceso de vacunación y el respaldo de las políticas macroeconómicas en las grandes economías.

Acontecer nacional

En este contexto, en 2020 la economía argentina se contrajo con respecto al año 2019 registrando una disminución de 10,2% del PBI en los primeros 9 meses del año (*según último dato publicado por el INDEC*). En este sentido, el último informe de Estimación Mensual de Actividad Económica (EMAE) publicado por el INDEC, muestra que el PBI acumulado a diciembre 2020 disminuyó un -10% con respecto al año anterior.

Las restricciones impuestas a la libre circulación de las personas con el objetivo de mitigar la pandemia del COVID-19 afectaron a un conjunto significativo de actividades económicas a lo largo del país. Disminuyendo significativamente el ingreso medio de las familias argentinas, generando una parálisis en el nivel de actividad de la Argentina pocas veces visto. El gobierno generó estímulos económicos tanto a los trabajadores como a las empresas para poder compensar la delicada situación económica. Hecho que llevo a agravar el déficit fiscal y la emisión monetaria.

Producto del bajo nivel de actividad durante 2020, los precios aumentaron a un ritmo menor que el año anterior, aunque aún en niveles elevados. En este sentido, la variación interanual del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicado por el INDEC fue del 35,4% mientras que en 2019 fue del 58,5%.

A lo largo de 2020, el Banco Central redujo sus reservas internacionales. Al cierre del año, se situaron en U\$S39.387 millones.

En el mercado cambiario, el dólar estadounidense mostró un incremento más moderado durante 2020 en comparación con el año anterior producto del endurecimiento de las medidas de control de cambio.

El dólar mayorista cerró el año a \$84,15, con un incremento de 40,51% respecto al cierre de diciembre 2019, \$59,89.

En el sector bancario las tasas de interés se redujeron, así la tasa BADLAR alcanzó el nivel de 34,25% al 31 de diciembre de 2020, en comparación con el 39,44% a igual fecha del año anterior.

En cuanto a las previsiones para 2020, el FMI en su informe de Perspectivas de la Economía Mundial de octubre 2020 indica que la economía argentina se recuperará parcialmente estimando un incremento del PBI del 4,9% en 2021.

Por su parte el Poder Ejecutivo de la Nación proyectó las principales variables macroeconómicas para el 2021 en la Ley de Presupuesto de la Nación, donde se menciona un aumento del PIB del 5,5%, un valor del dólar a \$102,4 (aumento del 21,68% respecto del cierre del 2020) y un incremento del índice IPC del 29%.

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Durante el Ejercicio 2020, la demanda neta de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tuvo un decrecimiento del 1,2% respecto del 2019 alcanzando los 127.306 GWh.

Dicha demanda de electricidad fue cubierta con generación cuyo origen se muestra en la siguiente tabla:

GENERACIÓN SADI E INTERCAMBIO INTERNACIONAL [GWh]			
Energía	2019	2020	Diferencia
TÉRMICA	80.137	82.333	2.7%
HIDRÁULICA	35.370	29.093	-17.7%
NUCLEAR	7.927	10.010	26.3%
RENOVABLE	7.812	12.733	63%
IMPORTACIÓN	2.746	1.203	-56%
EXPORTACIÓN	261	3.089	1083%

La tabla anterior muestra participación de cada fuente de generación de energía eléctrica en 2019 y 2020.

La generación hidroeléctrica experimentó una reducción significativa respecto al año anterior de 17,7% que se explica fundamentalmente por los bajos aportes de agua en los ríos. Esta disminución pudo ser compensada con mayor generación proveniente de energías renovables (63%), energía

nuclear (26%) y también energía térmica (2.7%). Por otro lado, la exportación, si bien tiene una participación menor en la generación, se incrementó 1083% .

El récord de demanda de potencia en el SADI continúa siendo el establecido en febrero de 2018, cuando se registraron 26.320 MW. La máxima demanda diaria del sistema se registró en enero de 2019 alcanzando los 544,4 GWh, lo que representa un incremento del 0,26% respecto del anterior máximo (543 GWh registrados en febrero de 2018).

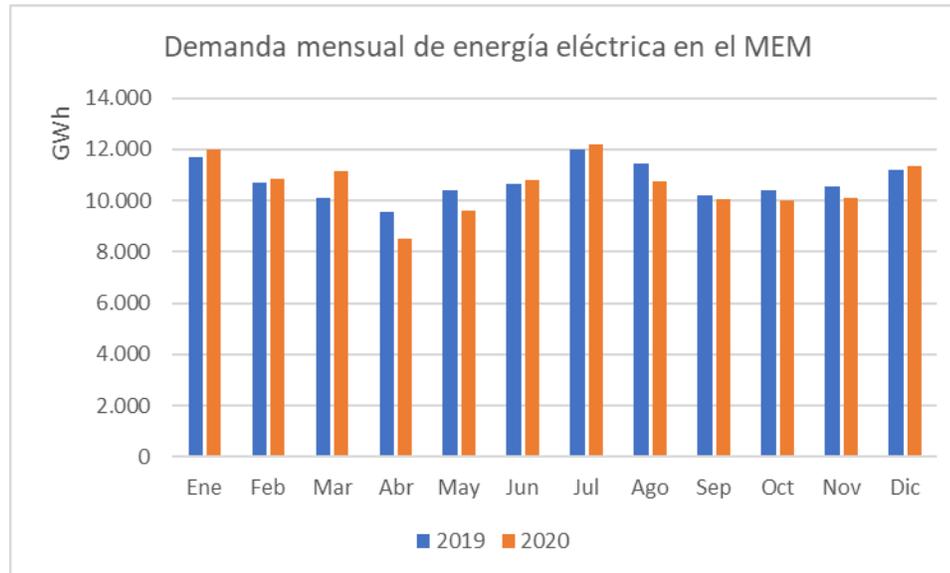
En 2020, se produjo una reducción interanual del 5,3% en el consumo de Gas Natural para el uso del parque térmico. En contra partida, los consumos de Fuel Oil, Gas Oil y Carbón Mineral registraron un fuerte aumento interanual del 212%, 110 % y 114% respectivamente. La reducción en el consumo de gas natural, a pesar del aumento en la producción de energía eléctrica del parque térmico en 2020 respecto a 2019, se debió principalmente a la combinación de la importante disminución en la producción de gas en cuencas nacionales y a la suspensión por parte de Secretaría de Energía del aumento de precio de gas estacional de invierno, manteniendo los valores de verano, que le quitaron capacidad de gestión a CAMMESA. Respecto a los combustibles alternativos al gas natural, el fuerte aumento es reflejo de los causales explicados que originaron la disminución del consumo de gas natural.

El siguiente cuadro refleja el comportamiento en el uso de los diferentes combustibles para generación de energía eléctrica respecto al año anterior:

Combustible	2019	2020	Diferencia
GAS NATURAL [Miles de dam3]	17.208	16.282	-5%
FUEL OIL [Miles de TN]	185	580	213%
GAS OIL [Miles de m3]	403	851	110%
CARBÓN MINERAL [Miles de TN]	221	475	114%

Demanda mensual

En el siguiente gráfico se muestra la evolución mensual de la demanda de los Agentes MEM del año 2020 y su comparación con el 2019.



Demanda (no incluye exportaciones, bombeo y pérdida de red)

La disminución interanual de la demanda total del MEM fue del 1.3%.

Ventas al Mercado Spot

Durante enero 2020 permaneció vigente la Resolución 1/19 (“Res. 1”), sancionada en febrero de 2019. La misma había introducido algunas modificaciones en los valores de remuneración, hasta ese momento vigente, de los agentes generadores, pero sin alterar la moneda en la que se establecieron oportunamente los mismos con la Res 19/17, es decir que permanecieron expresados en Dólares. .

Con fecha 27 de febrero de 2020 se publica en el Boletín Oficial la Resolución N° 31/2020 (“Res. 31”) de la Secretaría de Energía, por medio de la cual se deroga la Res. 1 y se establecen nuevos valores remunerativos de energía, potencia y servicios asociados para los generadores afectados, así como también se modifica la moneda en la que se establecen los mismos, quedando ahora expresados en Pesos.

La Res. 31, al igual que la Res. 1 establece una remuneración diferencial entre aquel generador que se compromete con una cierta disponibilidad (DIGO) denominada Remuneración Base y aquel que no asume compromiso alguno (Remuneración Mínima). Las diferencias fundamentales entre ambas resoluciones son: i) reducción en los precios aplicados para cada tecnología y ii) la modificación del cálculo del concepto Factor de Uso que se aplica en la remuneración de la potencia (factor que se calcula en función del despacho de cada unidad en el último año móvil, mediante el cual se define qué porcentaje de la Remuneración de Potencia se liquida al generador).

El esquema remunerativo de la Res. 1 se describe a continuación:

Remuneración de potencia a los generadores térmicos.

Remuneración Mínima: Remunera la potencia disponible media mensual (sin considerar las horas de mantenimientos programados acordadas con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que no declaran un compromiso de disponibilidad garantizado (DIGO):

Remuneración Mínima de Potencia		
Tecnología	Res. 1/19	Res. 31/20
	US\$/MW-mes	AR\$/MW-mes
CC Grande > 150 MW	3.050	100.650
CC Chico <= 150 MW	3.400	112.200
TV Grande > 100 MW	4.350	143.550
TV Chica <= 100 MW	5.200	171.600
TG Grande > 50 MW	3.550	117.150
TG Chica <= 50 MW	4.600	151.800
Motores (R31 <=42MW)	5.200	171.600

Remuneración Base: Remunera la Potencia Garantizada Ofrecida (DIGO):

Precio de la Potencia Garantizada Ofrecida DIGO				
Tecnología	R 1/19		R 31/20	
	Inv./Ver.	Resto	Inv./Ver.	Resto
	US\$/MW-mes	US\$/MW-mes	AR\$/MW-mes	AR\$/MW-mes
CC Grande > 150 MW	7.000	5.500	360.000	270.000
CC Chico <= 150 MW	7.000	5.500	360.000	270.000
TV Grande > 100 MW	7.000	5.500	360.000	270.000
TV Chica <= 100 MW	7.000	5.500	360.000	270.000
TG Grande > 50 MW	7.000	5.500	360.000	270.000
TG Chica <= 50 MW	7.000	5.500	360.000	270.000
Motores (R31 <=42MW)	7.000	5.500	420.000	330.000

Factor de Uso (FU):

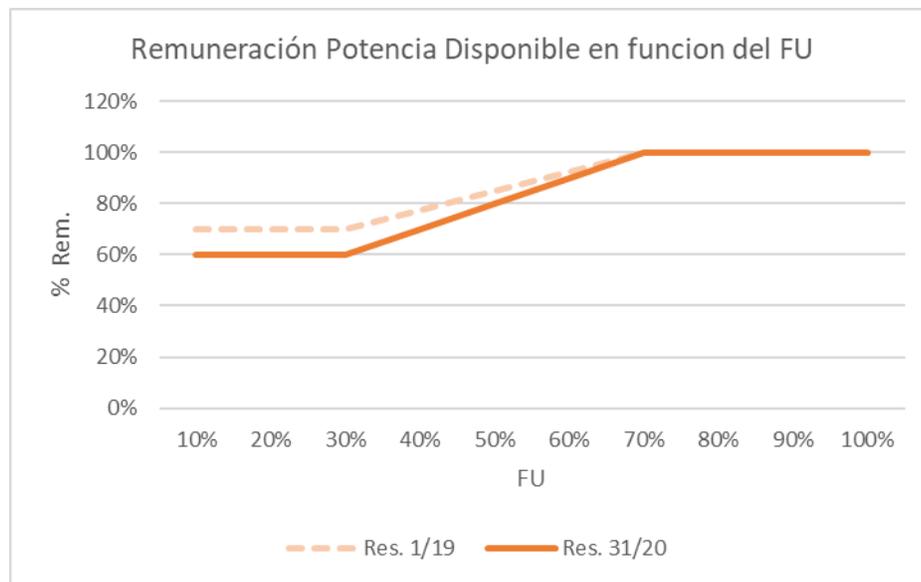
El Factor de Uso se calcula como la relación entre la Energía Operada y la Disponibilidad Real de Potencia de la unidad en los 12 meses previos al mes a remunerar, sin considerar los períodos de Mantenimiento Programado.

Si el Factor de Uso es mayor o igual al 70%, se liquida el 100% de la Remuneración de Potencia correspondiente a esa unidad.

Si el Factor de Uso es menor al 30%, se liquida el 60% de la Remuneración de Potencia correspondiente a esa unidad.

Para valores de Factor de Uso ubicados dentro del rango 30%-70%, el porcentaje de liquidación de la Remuneración de Potencia para la unidad se calcula como: $FU + 0,3$.

Este esquema de remuneración de potencia en función del Factor de Uso se observa en la siguiente gráfica, en la que se compara el FU de la Res 1 y el de la Res 31:



Remuneración por disponibilidad de potencia en horas de máximo requerimiento térmico (HMRT)

La Res 31 introduce el concepto de remuneración en HMRT a partir de la potencia media efectivamente entregada por cada unidad durante las 50 horas de máximo requerimiento térmico del mes.

$$\text{RemHMRT} = \text{Pot1} * \text{Precio} * \text{FRPHMRT1} + \text{Pot2} * \text{Precio} * \text{FRPHMRT2}$$

Pot1: potencia media generada durante las primeras 25 horas de máximo requerimiento térmico del mes.

Pot2: potencia media generada durante las segundas 25 horas de máximo requerimiento térmico del mes.

Precio: 37.500 \$/MW

FRPHMRT1 / FRPHMRT2:

Horas de Máximo Requerimiento Térmico	FRPHMRT			
	Verano	Otoño	Invierno	Verano
HMRT-1	1,2	0,2	1,2	0,2
HMRT-2	0,6	0	0,6	0

Remuneración de potencia a los generadores hidráulicos

En la siguiente tabla se indican los valores de remuneración por potencia hidráulica disponible de la Res 31, como así también los correspondientes a Res 1:

Precio de la Disponibilidad de Potencia Hidráulica		
ESCALA HIDRO	R1/19	R31/20
	USD/MWh	AR\$/MWh
Hidros >300	3.150	103.950
Hidros entre 120 y 300	4.200	138.600
Hidros entre 50 y 120	5.775	190.575
Hidro Renovable menor a 50	9.450	311.850
Bombeo mayor a 300	1.575	103.950
Bombeo entre 120 y 300	2.625	138.600

* incluye factor (1,05) de incidencia por Mantenimientos Programados

La Res 31 introduce el concepto de remuneración en HMRT a partir de la potencia media operada disponible por cada unidad durante las 50 horas de máximo requerimiento térmico del mes.

$$\text{RemHMRT} = \text{Pot1} * \text{Precio} * \text{FRPHMRT1} + \text{Pot2} * \text{Precio} * \text{FRPHMRT2}$$

Pot1: potencia media generada durante las primeras 25 horas de máximo requerimiento térmico del mes.

Pot2: potencia media generada durante las segundas 25 horas de máximo requerimiento térmico del mes.

Precio:

Rem. De la Disp. De Potencia en HMRT	
ESCALA HIDRO	PrecPOHMRT
	\$/MW-hmrt
Hidros >300	25.700
Hidros entre 120 y 300	32.500
Hidros entre 50 y 120	32.500
Hidro Renovable menor a 50	32.500
Bombeo mayor a 300	32.500
Bombeo entre 120 y 300	32.500

FRPHMRT1 / FRPHMRT2:

Horas de Máximo Requerimiento Térmico	FRPHMRT			
	Verano	Otoño	Invierno	Verano
HMRT-1	1,2	0,2	1,2	0,2
HMRT-2	0,6	0	0,6	0

Remuneración de energía a los generadores térmicos

En cuanto a la remuneración por Energía de la generación térmica, la Res. 31 establece nuevos valores expresados en Pesos para la energía generada y operada, de acuerdo con el tipo de tecnología, tal como se indica a continuación:

Remuneración Energía Generada - GN		
Tecnología	Res. 1/19	Res. 31/20
	US\$/MWh	AR\$/MWh
CC Grande > 150 MW	4,00	240,00
CC Chico <= 150 MW	4,00	240,00
TV Grande > 100 MW	4,00	240,00
TV Chica <= 100 MW	4,00	240,00
TG Grande > 50 MW	4,00	240,00
TG Chica <= 50 MW	4,00	240,00
Motores (R31 <=42MW)	4,00	240,00

Remuneración Energía Generada - FO/GO		
Tecnología	Res. 1/19	Res. 31/20
	US\$/MWh	AR\$/MWh
CC Grande > 150 MW	7,00	420,00
CC Chico <= 150 MW	7,00	420,00
TV Grande > 100 MW	7,00	420,00
TV Chica <= 100 MW	7,00	420,00
TG Grande > 50 MW	7,00	420,00
TG Chica <= 50 MW	7,00	420,00
Motores (R31 <=42MW)	7,00	420,00

Remuneración Energía Generada - Biocomb.		
Tecnología	Res. 1/19	Res. 31/20
	US\$/MWh	AR\$/MWh
CC Grande > 150 MW	10,00	600,00
CC Chico <= 150 MW	10,00	600,00
TV Grande > 100 MW	10,00	600,00
TV Chica <= 100 MW	10,00	600,00
TG Grande > 50 MW	10,00	600,00
TG Chica <= 50 MW	10,00	600,00
Motores (R31 <=42MW)	10,00	720,00

Remuneración Energía Generada - CM		
Tecnología	Res. 1/19	Res. 31/20
	US\$/MWh	AR\$/MWh
CC Grande > 150 MW		
CC Chico <= 150 MW		
TV Grande > 100 MW	12,00	720,00
TV Chica <= 100 MW	12,00	720,00
TG Grande > 50 MW		
TG Chica <= 50 MW		
Motores (R31 <=42MW)		

Remuneración Energía Operada				
Tecnología		Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P<= 50 MW	USD/MWh	2,00	1,40	-30,0%
TG P> 50 MW	USD/MWh	2,00	1,40	-30,0%
TV P<= 100 MW	USD/MWh	2,00	1,40	-30,0%
TV P> 100 MW	USD/MWh	2,00	1,40	-30,0%
CC P<= 150 MW	USD/MWh	2,00	1,40	-30,0%
CC P> 150 MW	USD/MWh	2,00	1,40	-30,0%
MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	USD/MWh	2,00	1,40	-30,0%

Complementariamente, la Res 31 estableció que la remuneración por energía operada, representada por la suma de las potencias horarias en horas en que la unidad estuvo generando, se actualice a 84 \$/MWh, mientras que el valor previo, fijado en Res 1 era de 1,4 us\$/MWh.

Remuneración de energía a los generadores hidráulicos

Para la generación hidráulica, la Res. 31 estableció un precio de 210 \$/MWh, actualizando así el valor oportunamente fijado por Res 1 de 3,5 us\$/MWh

Complementariamente, la Res 31 estableció que la remuneración por energía operada, representada por la suma de las potencias horarias en horas en que la unidad estuvo generando, se actualice a 84 \$/MWh, mientras que el valor previo, fijado en Res 1 era de 1,4 us\$/MWh.

La Res 31 estableció un factor de ajuste mensual, aplicable a todos los valores indicados en la misma, que se actualiza mediante el índice de precios al consumidor (IPC) y el índice de precios mayoristas (IPIM), ambos publicados por el INDEC.

Al momento de realizar el primer ajuste de los precios de remuneración de Res 31, La Secretaría de Energía instruye a CMMESA, mediante nota de fecha 8 de abril de 2020, a posponer hasta nuevo aviso la aplicación del mecanismo de actualización de los precios de la energía y potencia. Como consecuencia de lo mencionado anteriormente, durante todo el año 2020, los precios de remuneración de la Res 31 no fueron ajustados según lo previsto. La Sociedad se encuentra evaluando los efectos de la falta de aplicación de dicho mecanismo, como así también los pasos a seguir al respecto.

COMERCIALIZACIÓN

Participación de mercado

Teniendo en cuenta la generación eléctrica de origen renovable, Central Puerto tuvo en 2020 una generación neta de 14.300 GWh, lo cual representa una participación en la generación del 10,7% sobre el total del SADI, ligeramente por debajo del 11,3% de participación en el año 2019.

Con respecto a la generación total térmica del SADI, Central Puerto alcanzó un 11.6% de participación en 2019, inferior al 12,7% del año anterior.

PARTICIPACION DE MERCADO		
AÑO	GENERACIÓN TÉRMICA	GENERACIÓN TOTAL
1996	18,80%	9,70%
1997	18,00%	8,00%
1998	22,00%	14,70%
1999	19,40%	14,60%
2000	22,60%	18,10%
2001	22,80%	18,10%
2002	17,30%	15,30%
2003	19,30%	15,60%
2004	20,30%	17,50%
2005	18,70%	16,70%
2006	19,30%	17,20%
2007	20,40%	15,10%
2008	19,80%	16,80%
2009	17,90%	15,30%
2010	16,10%	13,10%
2011	17,80%	14,40%
2012	15,70%	12,90%
2013	14,90%	13,10%
2014	18,60%	15,70%
2015	16,00%	12,90%
2016	15,90%	11,40%
2017	17,50%	12,10%
2018	15,10%	10,40%
2019	12,70%	10,60%
2020	11,60%	10,70%

Teniendo en consideración la generación eléctrica de origen renovable, en 2020 Central Puerto tuvo una disminución de 549 GWh en su producción respecto al año anterior, lo que equivale a -3,7%, fundamentado principalmente por una menor generación en Piedra del Aguila por aportes hídricos debajo de la media histórica y una, menor generación térmica parcialmente compensado por un incremento del 81% respecto de 2019 de la generación de origen renovable. Cabe mencionar la (i) menor demanda total del SADI producto de los efectos ocasionados por el Covid-19 en la economía Argentina (1,3% menos que el año anterior); (ii) mayor producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y nuclear (63% y 26% respectivamente); (iii) disminución de la energía hidráulica del 17,7%, desplazando generación térmica; y (iv) un incremento del 1083% en la exportación de energía..

CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

RESEÑA

El mercado a término comprende actualmente el Servicio de Energía Plus, el MATER (Mercado a Término Energías Renovables) y los contratos remanentes de demanda base con GU. Durante el año 2020 se mantuvo vigente la restricción establecida en 2013 mediante la Res. SE 95/13 para renovar contratos por demanda Base. Esta norma no afecta los contratos por Energía Plus, que pueden ser renovados normalmente.

Mientras que en 2013 la demanda Base abastecida con contrato representaba el 84% del total de la demanda base de los GU, en 2020, como consecuencia de la restricción introducida por Res. SE 95/13, esta se redujo al 14%, y por efecto de la normativa de energías renovables, otro 13% de demanda base se abastece con contrato MATER.

A fines de 2020, los generadores comercializaban un promedio de 760 MW, donde aproximadamente el 28% de este último valor corresponde al contrato de Hidroeléctrica Futaleufú con Aluar (contrato base), el 4% a otros contratos de demanda Base aún vigentes, el 38% corresponde a contratos de energías renovables (MATER) y el 29% a contratos Plus.

Durante 2020 la energía comercializada a través del Servicio de Energía Plus sufrió una reducción de, aproximadamente, un 21% en comparación con el año anterior. La potencia media comercializada en 2020 fue de 222 MW aproximadamente contra los 280 MW registrados en 2019. Esto se explica por los siguientes motivos: (i) el subsidio implícito en el precio del suministro provisto por CAMMESA a los Grandes Usuarios. (ii) migración de los GU con contratos Plus a contratos de EERR de acuerdo con los requisitos establecidos por la Ley 27.191 (modificatoria de la Ley 26.190 - Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica).

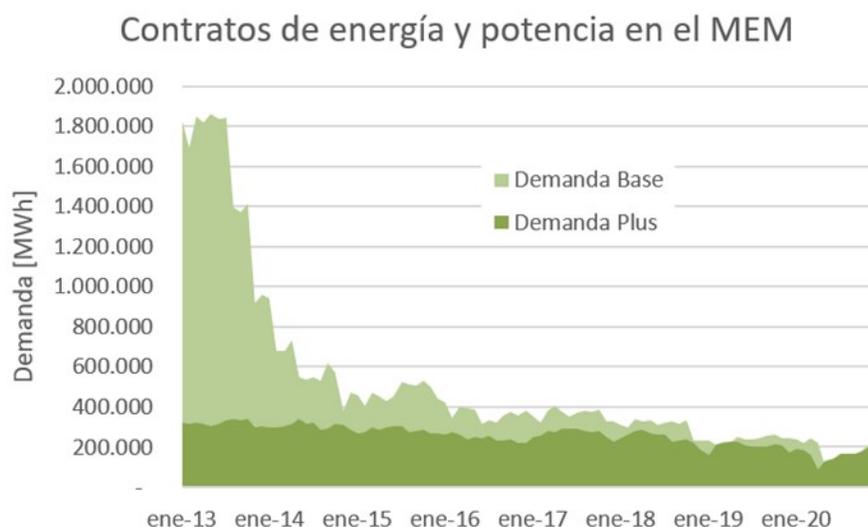
Los Grandes Usuarios están habilitados a contratar todo o parte de su energía con generación de fuente renovable (MATER), en 2020, la oferta existente de energías renovables habilitada para operar en el MATER se encontraba contratada casi en su totalidad.

DEMANDAS COMERCIALIZADAS

En el Gráfico 1 se aprecia la evolución de la energía transada por los GU en el MEM en el período 2013 – 2019. Se observa en el mismo que, como consecuencia de la restricción establecida en la regulación para renovar contratos por demanda Base con los generadores, la demanda que se transa con estos últimos está en un valor mínimo, que corresponde a contratos de largo plazo aún vigentes.

Gráfico 1

Fuente CAMMESA

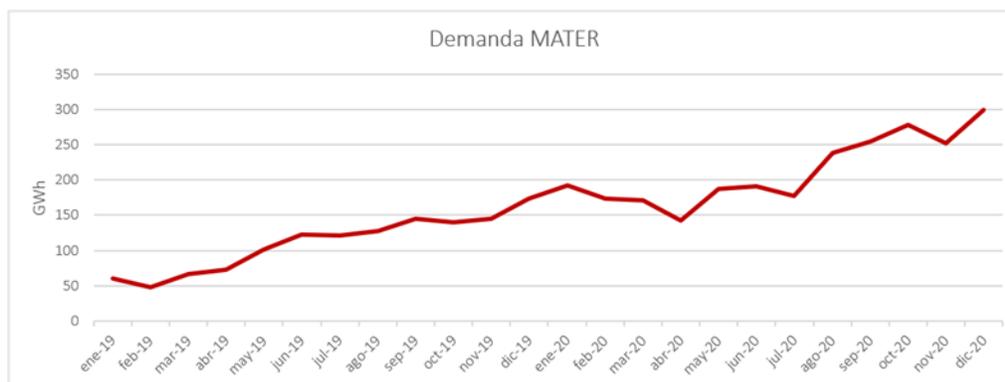


La contratación de energía Plus continúa afectada por las señales de precio respecto al abastecimiento que ofrece CAMMESA.

El precio de la energía excedente provista por CAMMESA, si bien evoluciona con los costos reales de la generación excedente, los GU pagan a CAMMESA un precio máximo fijado regulatoriamente. El apartamiento entre el costo real y el valor regulado genera una fuerte señal para optar por abastecerse desde CAMMESA sin Contrato Plus. Adicionalmente, desde julio de 2018 las diferencias entre el costo real de la demanda excedente y el precio tope establecido ya no son contabilizadas individualmente por CAMMESA como una deuda de cada GU con esta última, lo que conduce a que muchos GU consideren que la deuda acumulada hasta la fecha de la resolución podría, a futuro, no ser exigible.

En lo relativo al respaldo de suministro que ofrece el contrato plus, la percepción de la mayoría de los GU es que la calidad del abastecimiento no es necesariamente mejor cuando se celebra un contrato de este tipo. Esto hace que los GU, en muchos casos, decidan la renovación de los contratos plus sólo en función de la expectativa de precios.

Adicionalmente, la energía transaccionada en los contratos de abastecimiento a partir de fuentes de energía renovable (MATER) creció un 93% en 2020 respecto del año anterior (en 2019 se transaccionaron 1322 GWh contra los 2555 GWh de 2020).



Finalmente, como consecuencia de la competencia por precio que impone CAMMESA y por el crecimiento de la alternativa de abastecimiento a través de EERR, la energía comercializada mediante contratos de Energía Plus en 2020 ha disminuido respecto al año 2019 un 21%, y medido respecto a 2013, un 49%.

CPSA EN EL MERCADO A TÉRMINO

Contratos de Energía Plus

Durante 2020, con una participación del 2% de la potencia Plus instalada en el MEM, las ventas de CPSA al mercado Plus representaron el 1,6% del total comercializado en dicho mercado alcanzando 9.5 GWh de energía, con un precio medio de venta de 73 us\$/MWh.

RESOLUCIONES Y NOTAS DESTACABLES

Resolución 12/2019 del Ministerio de Producción (27/12/2019): deroga, a partir del 30 de diciembre de 2019, la Resolución N° 70 de fecha 6 de noviembre de 2018 de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA y reestablece el artículo N°8 de la Resolución 95/2013 que otorga nuevamente la gestión comercial de los combustibles para la generación de energía eléctrica a CAMMESA.

Resolución de Secretaría de Energía N° 31/2020. Con fecha 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 31 en la que establece los criterios con los que se calcularán las transacciones económicas de la energía y potencia que comercializan los generadores en

el mercado spot, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2020. Ver descripción en “Mercado Eléctrico Mayorista”.

Nota Secretaría de Energía de fecha 8 de abril de 2020 dirigida a CAMMESA, en la que la instruye a posponer hasta nuevo aviso la aplicación del mecanismo de actualización mensual de los precios de la energía y potencia previsto en la Resolución 31/20. De esta forma, a partir de la liquidación de venta del mes de marzo de 2020 CAMMESA dejó de aplicar el mencionado mecanismo, situación que se mantuvo igual por el resto del año 2020, y a la fecha no se modificó.

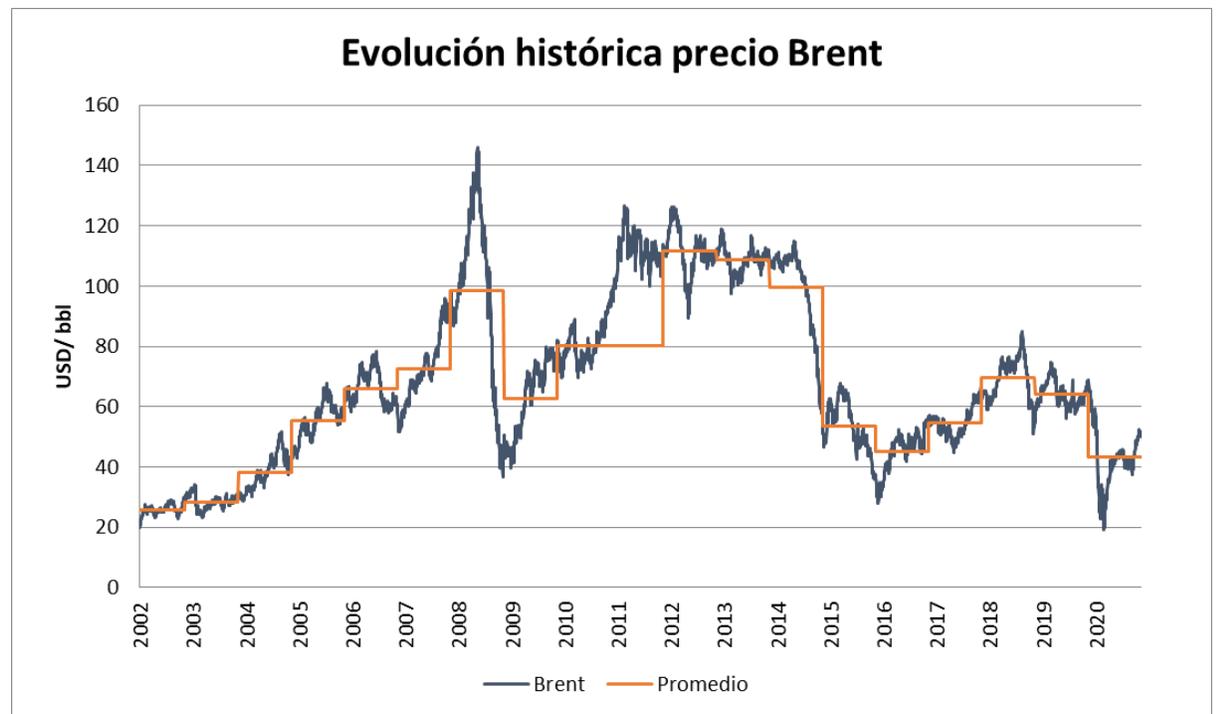
Resolución Secretaría de Energía N° 354/2020. Con fecha 1 de diciembre de 2020, en referencia al Decreto N° 892 del 13 de noviembre de 2020 (PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO - ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024), se crea un mecanismo centralizado en CAMMESA para el despacho de gas natural destinado a generar electricidad, en base a un orden de prioridades por contrato de gas establecido en la misma. En ese marco los generadores pueden optar por adherir al despacho centralizado mediante la cesión a CAMMESA del gas y el transporte que eventualmente cada generador tenga acordado con productores y transportistas. En ese marco, las unidades en cogeneración pueden optar por solicitar el forzamiento cada vez que estén fuera de costo, para privilegiar la entrega de vapor, asumiendo los sobrecostos correspondientes a dicho forzamiento.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Mercado del Petróleo

En el ámbito internacional, el precio promedio del Crudo Brent disminuyó su valor en un 32% en 2020 respecto al año anterior, pasando de un promedio anual de 64,1 USD/ bbl a uno de 43,2 USD/bbl en 2020.

En 2020, el máximo valor registrado por el Crudo Brent fue de 68,9 USD/bbl y un mínimo de 19,3 USD/bbl.



Desde Marzo de 2013, a través de la Resolución SE N° 95/13 CAMMESA centralizó las compras de combustible FO del mercado local. Con fecha 6 de noviembre de 2018 se publicó la Resolución N° 70/2018 de la SGE, que sustituye el Art. 8 de la Resolución de la ex SE N° 95/2013. En el nuevo artículo se facultó a los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores del MEM para procurarse su combustible propio. Esto no alteró los compromisos asumidos por los Agentes Generadores en el marco de los contratos de abastecimiento MEM con CAMMESA. Se estableció que los costos de generación con combustible propio se valoricen de acuerdo al mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables Promedio ("CVP") reconocidos por CAMMESA. La Resolución también estableció que para los Generadores que no se procuren el combustible propio, CAMMESA continuaba con la gestión comercial

y el despacho de combustibles. Finalmente, a través de la resolución del Ministerio de Desarrollo Productivo N° 12/2019 (publicada en el Boletín Oficial el 30 de diciembre de 2019) se volvió a centralizar la compra de combustible con destino a la generación de energía eléctrica a través de CAMMESA, derogando la Resolución de la ex SGE N° 70/2018 y reestableciendo lo dispuesto en el artículo 8° de la Resolución de la ex SE N° 95/2013 y en el artículo 4° de la Resolución de la ex SE N° 529/2014.

Mercado del Gas

La Ley de Emergencia Económica promulgada en el 2002 dispuso la pesificación de todos los contratos en dólares y también de las tarifas de servicios públicos. En el ámbito del gas natural esto significó la pesificación de los contratos de abastecimiento y de las tarifas publicadas por el ENARGAS.

El precio de Gas Natural para generación de Energía Eléctrica fue evolucionando por distintos mecanismos desde 2004 hasta Julio 2009, mes en el que se firmó un acuerdo entre el Ministerio de Planificación, Sindicatos de la Industria del Gas y Petróleo y Empresas Operadoras de Gas Natural, por el cual, las empresas se comprometían a mantener el nivel de actividad a cambio de una suba en el precio de Gas Natural a diversos segmentos del consumo.

Con respecto al segmento de generación, el precio fue dolarizado y se instruyó un sendero de precios que culminaba en diciembre 2009 con un valor de 2.68 USD/MMBTU para el Gas Natural de cuenca Neuquina.

En abril 2016 se publicó la Resolución MEyM 41/16, mediante la cual se elevó el precio del gas natural en boca de pozo para el segmento de generación de energía eléctrica de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)
Norte	4,93
Neuquén	5,53
Golfo San Jorge	4,84
Santa Cruz	4,62
Tierra del Fuego	4,48

Durante el ejercicio fue de aplicación la Resolución ENRG 1410/10, mediante la cual se despacha el Gas Natural a nivel nacional.

Así mismo en 2016 se aprobaron nuevos cuadros tarifarios para todas las empresas del Servicio Público de Distribución y Transporte de Gas Natural, al mismo tiempo que se instruyó realizar una revisión de tarifas integral de cada una de ellas.

Como resultado de la RTI se realizó un ajuste tarifario dividido en 3 escalones: (i) abril 2017, (ii) diciembre 2017 y (iii) abril 2018. A partir de abril 2018 se efectuarán ajustes tarifarios semestrales por inflación.

En julio 2018 se publicó la Resolución MEyM 46/18, mediante la cual se redujo el precio del gas natural en boca de pozo para el segmento de generación de energía eléctrica de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)
Norte	3,94
Neuquén	4,42
Golfo San Jorge	3,87
Santa Cruz	3,70
Tierra del Fuego	3,58

En diciembre 2018 se publicó la nota 66680075, mediante la cual se aumentaron los precios máximos del período de invierno, y se redujeron los del resto del año, de manera tal que durante el año calendario resulten similares a los establecidos en la Resolución MEyM 46/18 de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Ene-Feb-Mar-Abr-May-Se-Oct-Nov-Dic	Jun-Jul-Ago
Norte	3,60	5,15
Neuquén	3,70	4,95
Golfo San Jorge	3,55	5,10
Santa Cruz	3,35	4,90
Tierra del Fuego	3,30	4,85

En enero de 2020, mediante nota 05333189, Secretaría de Energía modificó los precios de referencia de gas en el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) a partir de febrero 2020. Dicha modificación fue fundada en los precios obtenidos durante las compras mensuales de gas spot por parte de CAMMESA durante el año 2019, cuyo resultado resulta de la libre interacción entre oferta y demanda de gas natural. Los nuevos valores son los indicados en la siguiente tabla:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Ene-Feb-Mar-Abr-May- Se-Oct-Nov-Dic	Jun-Jul-Ago
Norte	2,46	3,80
Neuquén	2,67	4,02
Golfo San Jorge	2,55	3,85
Santa Cruz	2,36	3,63
Tierra del Fuego	2,31	3,57

Posteriormente, en mayo de 2020, mediante nota 33627304, la Secretaría de Energía con el argumento del impacto que la pandemia por COVID-19 estaba produciendo en la economía argentina modificó los precios de referencia de gas en el MEM para el invierno 2020 (junio-julio-agosto), manteniendo en dicho período los precios de referencia de verano:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Ene-Feb-Mar-Abr-May- Se-Oct-Nov-Dic	Jun-Jul-Ago
Norte	2,46	2,46
Neuquén	2,67	2,67
Golfo San Jorge	2,55	2,55
Santa Cruz	2,36	2,36
Tierra del Fuego	2,31	2,31

El Poder Ejecutivo Nacional por Decreto N°892/20 de fecha 13 de noviembre de 2020 aprobó el “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” (“Plan GasAr”), cuya implementación es delegada a la Secretaría de Energía. Dicho Plan “GasAr” promueve la producción de gas en cuencas gasíferas nacionales (Neuquén y Austral) basado en un sistema competitivo de subasta de precio y por hasta 70 MMm³/d. Los productores de gas participantes en el plan se aseguran durante cuatro años (2021-2024) precio y cantidad (valores ofertados y adjudicados en la mencionada subasta) versus un compromiso de mantenimiento de la producción igual a la cantidad adjudicada en la subasta incrementada un 43% (1 unidad de producción por cada 0,7 unidades adjudicadas).

Resultado de la implementación del Plan GasAr en el mercado eléctrico mayorista (“MEM”), la Secretaría de Energía emite la resolución 354 con fecha 1° de diciembre de 2020 (Res.354) donde establece a partir del 1 de enero de 2021: (i) un orden de prioridad de despacho de gas natural por parte de CAMMESA en el MEM según el origen del mismo (Plan GasAr, importado de Bolivia por IEASA, LNG y resto de gas natural cuencas nacionales fuera del esquema de Plan GasAr), y (ii) que aquellos Generadores autorizados a realizar autogestión de combustible en el MEM, y por lo tanto no alcanzados por las resoluciones 95/2013 y 529/2014, podrán ceder a CAMMESA la gestión operativa de los volúmenes de gas contratados con productores con volúmenes de gas adjudicados en el Plan GasAr y/o el/los servicio/s de transporte de gas contratados con Transportistas y/o Distribuidoras de gas natural, a fin de que dichos contratos (volúmenes y transporte de gas natural) sean asignados para su consumo en generación térmica de manera tal de minimizar los costos totales de abastecimiento del MEM. De esta manera la totalidad del gas natural y el servicio de transporte y distribución asociado en el MEM será gestionado operativamente y optimizado por CAMMESA (“Despacho centralizado”).

En particular, la Res. 354 estableció que los agentes generadores que cuenten con obligaciones de abastecimiento propio de combustibles en el marco de la Resolución N° 287/2017, tendrán la opción de dejar sin efecto las mencionadas obligaciones, no así la capacidad de transporte respectiva la cual debe mantenerse como obligación del Generador y cedida operativamente a CAMMESA a los efectos de su gestión en el Despacho Centralizado.

Por último, y como resultado de la implementación del Plan GasAr (en precio y cantidades adjudicadas), Secretaría de Energía mediante la resolución N° 354/2020 de fecha 1 de diciembre de 2020 estableció lo siguiente:

- Despacho de gas por orden de prioridad y no por costo del mismo, de acuerdo al siguiente orden:
 1. Gas natural de “take or pay” de Bolivia contratado por IEASA,
 2. Gas de “take or pay” asignado al MEM del Plan GasAr,
 3. Gas restante hasta la cantidad máxima diaria de Plan GasAr (entre 2° y 3° prioridad se incluye el 100% del gas natural de Plan GasAr),
 4. Otros compromisos firmes de CAMMESA (a la fecha de la presente memoria CAMMESA no tenía otros compromisos firmes más allá del gas de PlanGasAr) y/o GNL (Gas Natural Licuado gestionado por IEASA), y
 5. Gas natural subastas spot de CAMMESA, gas natural spot adquirido por Generadores autorizados a tener gestión propia en el MEM (Energía Plus y/o Proyectos resolución 287) y/o gas natural de Plan GasAr adquirido por Generadores autorizados a tener gestión y no cedido operativamente a CAMMESA.
- Aquellos Generadores autorizados a realizar autogestión de combustible en el MEM ((Energía Plus y/o Proyectos resolución 287), y por lo tanto no alcanzados por las resoluciones 95/2013 y 529/2014, podrán ceder a CAMMESA la gestión operativa de los volúmenes de gas contratados con productores con volúmenes de gas adjudicados en el Plan GasAr y/o el/los servicio/s de transporte de gas contratados con Transportistas y/o Distribuidoras de gas natural, a fin de que dichos contratos (volúmenes y transporte de gas natural) sean asignados

para su consumo en generación térmica de manera tal de minimizar los costos totales de abastecimiento del MEM y respetando el orden de prioridad mencionado en el punto anterior.

- A partir de enero 2021 definió los nuevos precios de referencia de gas natural de cuencas nacionales en el MEM para la valorización de cantidades de dicho combustible que no estén incluidas en el Plan GasAr:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Ene-Feb-Mar-Abr-Oct-Nov-Dic	May-Jun-Jul-Ago-Sep
Norte	2,17	3,31
Neuquén	2,30	3,50
Golfo San Jorge	2,20	3,35
Santa Cruz	2,07	3,16
Tierra del Fuego	2,04	3,11

Compra de Gas Natural

El 27 de diciembre de 2019 se publicó la Resolución RESOL-2019-12-APN-MDP, la cual derogó a partir del 30 de diciembre del mismo año la Resolución RESOL-2018-70-APN-SGE#MHA, creada un año antes el 6 de noviembre de 2018, quitando a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Auto generadores del MEM la posibilidad de procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica, dejando el abastecimiento de combustibles bajo la exclusiva responsabilidad de CAMMESA.

No obstante, y en el marco de obligaciones de autoabastecimiento asumidas en nuestros proyectos de cogeneración Lujan de Cuyo y San Lorenzo y la habilitación para autogestionarnos el combustible relacionado a nuestros contratos de Energía Plus, CPSA a adquirido la siguiente cantidad de gas natural durante 2020:

	CPSA	CTM**	San Lorenzo*
	m3		
<i>ene-20</i>	0	18.088.392	0
<i>feb-20</i>	0	16.072.372	0
<i>mar-20</i>	0	16.226.818	0
<i>abr-20</i>	0	18.927.528	0
<i>may-20</i>	0	18.656.982	0
<i>jun-20</i>	0	17.998.719	0

<i>jul-20</i>	0	19.853.079	0
<i>ago-20</i>	0	21.460.971	0
<i>sep-20</i>	0	19.938.216	0
<i>oct-20</i>	0	17.757.944	41.589
<i>nov-20</i>	0	19.978.440	1.930.951
<i>dic-20</i>	0	20.382.345	0
TOTAL	0	225.341.806	1.972.540
	227.314.346		

*Compras propias relacionadas con las pruebas de la habilitación comercial de la unidad turbogas.

**Compras propias relacionadas a la operación comercial de la Cogeneración Luján de Cuyo (Gas para Vapor y Energía Eléctrica) y al cubrimiento de contratos de Energía Plus.

Importación de Gas Natural

Como se puede observar en el siguiente cuadro, la importación de Gas Natural mostró un aumento respecto a 2019, siendo este último el año con la menor importación de los 8 últimos. Este aumento de la importación de Gas Natural acompañó la necesidad generada por la caída en la producción nacional registrada en 2020.

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Diferencias 2020 vs. 2019	
									Volumen	Porcentaje
LNG	16,20	15,2	13,2	12,3	12,2	9,78	4,76	5,18	0,4	8,7%
Bolivia	16,48	16,4	15,7	18,1	18,1	16,5	14,1	15,1	1,0	7,1%
Chile	0,00	0,00	0,98	0,8	0,8	0,58	0,00	0,00	0,0	0,0%
Total	32,7	31,6	29,9	31,1	31,1	26,8	18,8	20,2	1,4	7,5%

FUENTE: ENARGAS.

Producción Nacional de Gas Natural

La inyección de gas local a nivel país disminuyó respecto a 2019, con caídas de producción en las cuencas neuquina y austral, y estabilidad en la cuenca norte, como se puede observar en el siguiente cuadro. El decaimiento mostrado en las cuencas neuquina y austral se explica principalmente por el freno puesto en el desarrollo de pozos de gas no convencional derivados de las señales económicas y de precios, presentes desde fines de 2019.

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Diferencias 2020 vs. 2019	
									Volumen	Porcentaje
Neuquén	47,3	48,2	51,5	53,9	54,5	60,9	74,1	66,1	-8,0	-10,8%
Austral	32,3	31,0	30,6	32,3	31,8	30,4	34,2	31,9	-2,3	-6,7%
Norte	6,9	5,8	4,9	5,7	5,7	3,0	3,9	3,9	0,0	0,4%
Total	86,5	85,0	87,0	91,9	92,0	94,3	112,2	102,0	-10,3	-9,2%

FUENTE: ENARGAS.

Se mantuvo la aplicación de las Resoluciones N° 1/2013 y 60/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, mediante la cual se pagó a determinados volúmenes de producción de Gas de aquellos productores que adhirieron a las mismas, un precio incremental por la producción de gas, que puede llegar a 7.5 USD/MMBTU. Dicho plan finalizó en diciembre de 2017.

A partir de enero de 2018, y hasta fin de 2021, se aplica la Resoluciones MINEM N° 46/2017 “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (modificada por la Resoluciones MINEM 419/2017), destinada solo para algunos proyectos de shale y tight gas. La misma incluye un sendero de precios anual que comienzan con 7,5 USD/MMBTU para el primer año, y luego va disminuyendo anualmente a razón de 0.50 USD/MMBTU.

De esta forma se tiene la siguiente evolución de precios:

Año	USD/MMBTU
2018	7,50
2019	7,00
2020	6,50
2021	6,00

Como se mencionara en el punto “Mercado del Gas” de esta memoria, el Poder Ejecutivo Nacional por Decreto N°892/20 de fecha 13 de noviembre de 2020 aprobó el “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”.

Vía resolución N° 391/20 Secretaría de Energía adjudico los volúmenes de Plan GasAr licitados, siendo los valores más relevantes los siguientes:

Periodo	Volumen adjudicado MMm3/día	Plazo	Valor presente neto (VPN) USD/MMBTU @10% anual
Aual	67,43 *	2021-2024	3,410 ***
Periodo Estacional de Invierno	3,60**		

* 48,95 MMm3/día Neuquen y 18,48 MMm3/día Austral

** 4,57 MMm3/día Neuquen y 0,68 MMm3/día Austral

*** valor estimado a partir de información publicada por Secretaría de Energía

Posteriormente, en febrero 2021 Secretaría de Energía convocó en el marco del Plan GasAr a una segunda ronda para para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados por la Resolución N° 391/20 para los períodos invernales 2021-2024. Por resolución N° 169/2021 Secretaría de Energía adjudicó volúmenes licitados, según se resume en la siguiente tabla:

Período Invernal (may-sep)	Volumen promedio MMm3/día	Precio USD/MMBTU
2021	3,5*	4,742
2022	2,5	4,742
2023	2,5	4,742
2024	2,5	4,742
* promedio jun-sep, no hubo ofertas para el mes de may/21		

Consumo de Gas Natural

El consumo de gas a nivel país disminuyó respecto a 2019, con caídas importantes en los segmentos Comercial, Entes Oficiales, Industrial y GNC, como se puede observar en el siguiente cuadro. Esta merma se explica principalmente por el efecto generado a partir del aislamiento por “cuarentena” impuesta por el gobierno, que freno a partir de marzo 2020 con la posibilidad de desplazamiento y concurrencia de la población a sus lugares de trabajo, obligando a permanecer en sus domicilios. Como contraparte se puede ver un incremento en la demanda residencial, producto principalmente del mencionado aislamiento.

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Diferencias 2020 vs. 2019	
									Volumen	Porcentaje
Residencial	28,7	27,7	28,0	29,5	26,4	26,2	25,3	26,3	1,0	4,1%
Comercial	3,7	3,6	3,7	3,9	3,5	3,4	3,9	3,0	-0,9	-22,3%
Entes Oficiales	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	0,9	-0,3	-25,8%

Industrias	33,9	34,2	34,6	33,1	34,2	36,1	37,0	35,0	-2,1	-5,6%
Centrales Eléctricas	39,6	39,8	40,9	43,7	47,3	47,1	41,4	39,0	-2,5	-6,0%
SDB	2,8	2,7	2,9	3,0	2,9	2,9	2,7	2,3	-0,4	-13,1%
GNC	7,6	7,8	8,1	7,7	7,0	6,6	6,7	5,1	-1,6	-23,9%
Total	117,6	117,1	119,3	122,1	122,5	123,5	118,2	111,6	-6,6	-5,6%

FUENTE: ENARGAS.

Abastecimiento de combustibles líquidos

FUELOIL (FO)

En las centrales Puerto Nuevo y Nuevo Puerto: Durante el año 2020 el consumo de este combustible fue de alrededor de 268 mil toneladas, recibido mediante 35 embarques de diversos calados para ser consumido en las unidades turbo vapor. El consumo de FO fue 348% mayor respecto al de 2019 debido a un menor despacho de las máquinas turbo vapor con este combustible.

Centrales Térmicas Mendoza: Durante el año 2020 el consumo de combustible FO en CTM fue de aproximadamente 10.500 toneladas, las que se repusieron por medio de 396 camiones.

Todos los ingresos de combustible FO fueron provistos por CAMMESA por cuenta y orden del Estado Nacional, según lo establecido en la Resolución SE 95/ 2013.

GASOIL (GO)

Central Nuevo Puerto: El consumo de GO del Ciclo Combinado (CC) por requerimiento del sistema durante 2020 fue de aproximadamente a 119 mil m3. Este consumo de GO en 2020 fue 259% superior al consumo de 2019 por menor despacho del CC con este combustible. Para esta operación ingresaron 13 buques de diversos calados con GO. Las entregas de Gas Oil fueron realizadas en su totalidad por CAMMESA, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 95/2013.

Brigadier López: El consumo de GO de la TG de esta central fue de aproximadamente 7.600 m3. Se repusieron 6.700 m3 mediante 196 camiones de este combustible. Las entregas de Gas Oil fueron realizadas en su totalidad por CAMMESA, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 95/2013.

Durante 2020 en CTM no hubo consumo de combustible GO en las máquinas turbogás requerido por Cammesa para abastecimiento de demanda del sistema, mientras que hubo consumo de GO asociado a la habilitación comercial y comisionamiento de las maquinas turbogas LdCTG26 y LdCTG27 en el marco del proyecto de cogeneración adjudicado bajo la Res SEE 287/2017. Este GO utilizado para la habilitación comercial y comisionamiento de las máquinas fue comprado a YPF por un total de 149 m3 de los cuales 75 m3 fueron utilizados para la mencionada operación.

Para la Central de Cogeneración San Lorenzo, proyecto de cogeneración adjudicado bajo la Res SEE 287/2017, se descargó el GO a ser utilizado para la habilitación comercial y comisionamiento de la

máquina durante el mes de diciembre 2020. El mismo fue comprado a Cammesa por un total de 3.159 m3 para ser utilizado en la puesta en funcionamiento con GO.

BIODIESEL

Central Puerto, Centrales Térmicas Mendoza y Brigadier López: No hubo consumo de combustible biodiesel en estas centrales durante 2020.

MANTENIMIENTO

Durante el ejercicio 2020, se realizaron diversos trabajos de mantenimiento e inspecciones tendientes a la correcta operación y buen funcionamiento de la planta.

A continuación, se detallan los datos más relevantes respecto de la operación y mantenimiento:

SITIO PUERTO Y NUEVO PUERTO

Las principales tareas de mantenimiento llevadas a cabo durante el presente ejercicio fueron las siguientes:

Unidad N°5

La unidad en este periodo no tuvo paradas por mantenimientos programados.

Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad.

Unidad N°6

La unidad en este periodo no tuvo paradas por mantenimientos programados.

En particular se realizaron trabajos en el Cojinete N°2 de turbina por problemas en el desplazamiento axial.

Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad.

Unidad N°7

La unidad en este periodo no tuvo paradas por mantenimientos programados.

Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad.

Unidad N°8

La unidad en este periodo no tuvo paradas por mantenimientos programados

Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad.

Unidad N° 9

Se realizó MAPRO Menor desde el 07/11/2020 al 29/11/2020 Detallando los trabajos más importantes:

- Transformador de Potencia: Ensayos eléctricos y tratamiento de aceite cajón de bushings del Transformador Principal.
- Caldera: Reparación Expansiones y Conductos. Reparación de Aislaciones en cañerías y ductos. Reparación Cenicero
- BOP: Reparación general Bomba de Circulación A. Mantenimiento preventivo Motor Bomba Circulación

TG 11 CICLO COMBINADO

La unidad en este periodo no tuvo paradas por mantenimientos programados

Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos auxiliares de la unidad, incluyendo inspección boroscópica de la turbina de gas. Se reemplazó elementos filtrantes de aire de entrada de Turbina.

TG 12 CICLO COMBINADO

La unidad en este periodo no tuvo paradas por mantenimientos programados

Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad, incluyendo inspección boroscópica de la turbina de gas. Se reemplazó elementos filtrantes de aire de entrada de Turbina.

TV 10 CICLO COMBINADO

La unidad en este periodo no tuvo paradas por mantenimientos programados

Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad.

Se realizó la instalación y puesta en marcha del sistema de enfriamiento del circuito de refrigeración de las bombas de vacío del condensador.

BALANCE DE PLANTA

Se realizó la compra e instalación del equipo electrógeno de emergencia de Back Up.

Se realizó el Upgrade de 18 protecciones SEPAM en interruptores de 6 Kv.

Se realizó el Upgrade de la Protección del Transformador principal de TG11 RET 316 por RET 650.

SITIO MENDOZA

El área de Mantenimiento se llevó a cabo la ejecución de toda la Programación de los MAPROS y Mantenimientos correctivos del año adaptando los equipos de trabajo según los distintos escenarios que fueron surgiendo durante las etapas de la pandemia. .

Los trabajos más relevantes fueron los siguientes:

TG23-TG24

El personal de planta realizó tareas de mantenimiento correctivo y preventivo en ambas unidades de generación y en equipos de BOP (Balance de Planta).

CC TG25-TV15

Desde el 11 abril de 2020 el Ciclo Combinado permaneció fuera de servicio en forma no programada por 90 días debido a una falla seguida de incendio en el Transformador principal 25 BAT de la TG25. Dicha indisponibilidad forzada obligo a replanificar el plan de mantenimiento establecido para las unidades que componen el Ciclo Combinado, siendo las actividades mas importantes las que se detallan a continuación:

1. Remediación de la Falla producida en Transformador principal de la TG25: se reconstruyeron las barras de fase aislada de 15,75 kV que vinculan la salida del Generador con el Transformador dañadas por el siniestro, se reacondiciono la zona y el box del Transformador para alojar un equipo Backup disponible en CPSA Bs As, se transporto desde Bs As y se instaló en Sitio Mendoza el Transformador de Backup ZTR.
2. Minor Inspection en TG25: en junio de 2020 se realizó una inspección menor en la TG25 que posibilito extender 4.000 hs el siguiente mantenimiento programado. Esto permitió desplazar la fecha del MaPro inicialmente programado para Noviembre de 2020 a Abril de 2021 y dar factibilidad a la fabricación y entrega en Sitio de un nuevo Transformador en reemplazo del equipo siniestrado.
3. Tareas varias en HRSG y BoP: aprovechando la ventana de 90 días del CC fuera de servicio, se efectuaron las tareas que tenían impacto directo en la futura disponibilidad de las unidades y/o su duración pasaba por el camino crítico del MaPro reprogramado para abril 2021 teniendo como objetivo principal minimizar salidas de servicio luego de la puesta en marcha del Transformador y reducir desvíos en los plazos del próximo mantenimiento.

Luego de efectuar en el transformador todos los ensayos eléctricos correspondientes, el día 10 de Julio entró en servicio nuevamente el Ciclo Combinado

TG22

Se realizó con personal de planta inspecciones periódicas en la Turbina de Gas cada 1.000 horas de operación, con el objetivo de controlar el estado de la cámara de combustión. Adicionalmente se realizaron tareas de mantenimiento correctivo y preventivo en diversos equipos de BOP.

TV11

Se realizaron tareas de mantenimiento correctivo y preventivo durante los períodos en que la unidad se encontraba sin despacho, siendo las más importantes: reparaciones en válvulas, calentadores de aire rotativos, calentadores de AP y ensayos en equipos electromecánicos.

TV12

Desde el 19 Julio de 2020 la unidad permaneció fuera de servicio en forma no programada por 120 días debido a una falla en la fila L-1 de la Turbina de Vapor. Luego de realizar distintas inspecciones boroscópicas en la turbina, se decidió efectuar un mantenimiento mayor en la unidad.

Debido al contexto de pandemia y a la imposibilidad de contar en sitio con especialistas del exterior, se contrató una empresa local para el desarrollo de las tareas. Las actividades más importantes fueron: el corte a 310 mm desde su raíz de la fila L-1, reemplazo por partes disponibles en Stock de fila L-0 y balanceo completo del rotor.

La unidad 12 entró en servicio nuevamente el día 20/11/2020

TG26

Personal de planta realizó mantenimiento preventivos y correctivos en la unidad sin novedades relevantes.

En Octubre 2020 con aproximadamente 10.000 EOH, personal de Siemens Field Service realizó la primera Inspección Tipo A alcanzada por el contrato LTP en la Turbina de Gas, la misma se desarrollo sin novedades para destacar.

TG27

Personal de planta realizó mantenimiento preventivos y correctivos en la unidad sin novedades relevantes.

En Octubre 2020 con aproximadamente 10.000 EOH, personal de Siemens Field Service realizó la primera Inspección Tipo A alcanzada por el contrato LTP en la Turbina de Gas, la misma se desarrollo sin novedades para destacar.

Mini hidro

Se realizaron tareas de mantenimiento correctivo y preventivo a lo largo del periodo sin novedades relevantes.

Dique y Planta de Agua

Se realizaron todos los trabajos de mantenimiento correctivo y preventivo sobre compuertas de Dique y Planta de Agua, con el objetivo de cumplir con los requerimientos operativos de planta y del DGI (Departamento General de Irrigación).

SITIO PIEDRA DEL AGUILA

De acuerdo con el programa de mantenimiento estacional de las Unidades Generadoras (MAPRO) para el año 2020, se realizaron las siguientes intervenciones:

Entre el 04 de marzo y el 29 de marzo 2020, se llevó adelante el MAPRO Mayor en la Unidad N°3, con 100.076 horas de marcha. Las tareas más relevantes realizadas fueron:

- Reacuñado completo del bobinado estatórico del Generador.
- Revisión visual capacitores de interruptores Fases S y T y normalización.
- Ajuste blindo barras de 15,75 KV.

- Revisión y reparaciones menores barras colectoras del bobinado estatórico del Generador.
- Reemplazo de contactos auxiliares del sistema principal y respaldo en los interruptores de las fases R, S y T.
- Prueba de protecciones del Generador y Transformadores GSU.

- Revisión del Regulador Automático de Velocidad (RAV).

- Revisión de Fuentes, Interruptor de Campo, de cebado y de transformadores de excitación.

- Revisión estado de sujeción y ajuste líder de salida de 500KV de Transformador GSU (fases R,S y T).

- Ensayos eléctricos a los Transformadores GSU (las 3 fases) y bobinado estatórico del Generador.

- Instalar nuevo sensor de nivel en CE
- Revisión Tableros Auxiliares de la Unidad.

- Pruebas de señales del Sistema de Control.

- Mapeo y relleno de áreas cavitadas de la Rodete.

- Sondeo y ajuste de huelgos alabes del distribuidor del Regulador de Velocidad.

- Revisión válvula de admisión de aire al Rodete.

- Reemplazo mangueras de agua de refrigeración del Sello del Eje.

- Reemplazo válvula seguridad balón aire comprimido (SAP)

- Revisión interior enfriadores #1 y #9 del cojinete de empuje.

- Se revisaron los segmentos #1 y #9 del cojinete de empuje.
- Revisión sello mecánico, verificación estado carbones y pista.

- Purificación de aceites de cojinetes y regulador.

Entre el 25/11 y el 04/12/2020, se llevó adelante MAPRO Menor en la Unidad N°4, con 121.274 horas de marcha. Las principales tareas realizadas fueron:

- Revisión estado de sujeción líder de salida de 500KV del Transformador GSU (las 3 fases).
- Ensayos eléctricos a los Transformadores GSU (las 3 fases).
- Ensayos Eléctricos transformador auxiliar PT04A.
- Reemplazo de contactos auxiliares del sistema principal y respaldo en los interruptores de las fases R, S y T.
- Revisión del Regulador Automático de Velocidad (RAV).
- Revisión de Fuentes, Interruptor de Campo, de cebado y de transformadores de excitación.
- Ajuste blindo barras de 15,75 KV.
- Revisión y reparaciones menores barras colectoras del bobinado estático del Generador.
- Ensayos eléctricos en el Generador.
- Sondeo y ajuste de huelgos alabes del distribuidor del Regulador de Velocidad.
- Montaje nuevos sellos inflables en junta flexible.
- Reemplazo válvula de aislación de la válvula ppal. del Sistema de Refrigeración.
- Purificación de aceites de cojinetes y regulador.
- Revisión del Sello del Eje.
- Reemplazo válvula de seguridad del sistema de aceite a presión del Regulador de Velocidad.
- Reemplazo de las 36 válvulas aislación de agua en enfriadores del cojinete de empuje.
- Revisión de la Compuerta de Emergencia y Obra de Toma.
- Mapeo y pulido de áreas cavitadas del Rodete.
- Revisión del Sello del Eje.
- Revisión y reemplazo válvula de admisión de aire al Rodete.
- Reemplazo válvula seguridad balón aire comprimido (SAP)

SITIO Brigadier Lopez

Desde el 14 de junio de 2019 dicha Central fue adquirida a la empresa Central Puerto S.A, la misma se encuentra bajo la condición de Ciclo Abierto, con la proyección de finalizar, en un futuro el Cierre del Ciclo.

Dado esta situación la misma cuenta con un despacho muy bajo a casi nulo durante este ultimo tiempo, con lo cual los Mantenimiento Programados por EOH por parte de Siemens se han dilatado.

Los trabajos desarrollados tanto en los sistemas auxiliares de la TG como el BOP, fueron realizados por personal de planta. Los mismos consisten en ejecutar los Planes de Mantenimiento de dichos

equipos alcanzado objetivos como ser, porcentaje de Preventivos vs Correctivos de alrededor del 90 %. Dada la situación epidemiológica durante el 2020 el personal se vio reducido, con lo cual se dio prioridad a atender los avisos correctivos.

Las principales tareas realizadas desarrolladas fueron:

- Conservación de equipos de obra:
 - Se acondicionaron equipos auxiliares de la TV, limpieza, pintura y mejoras
 - Secado de Caldera recuperadora del ciclo combinado
 - Instalaciones eléctricas de iluminación en edificios de TV y obra
- Inscripción y verificación anual de recipientes sometido a presión.
- Inspección y verificación de cableado y sensores de vibración relativa en cojinete de compresor.
- Prueba de extinción de incendio de CO2 sistema Minimax.
- Ensayos eléctricos de generador de máquina.
- Servicio de contratación de Representante Técnico sobre las instalaciones de Gas.
- Desmontaje, reparación y montaje de motores del sistema fin fans cooler refrigeración de generador y lubricación.
- Reparación de membrana en recinto de TK de GO.
- Auditoria técnica y ambiental en tanques de GO – Resolución 785.
- Auditoria de SMEC por parte de CAMMESA en nodo 21 , 23 y 24.
- Mejoras:
 - Verificación y agregado de señalizaciones de alarma del sistema Minimax a T3000.
 - Instalación de sistema de monitoreo de simetría de baterías en cargadores.
 - Sustitución de flotadores en pontón de toma de agua provisoria.
 - Adquisición e instalación de nueva bomba en pontón de toma de agua.
 - Construcción de muretes en cerco perimetral de planta.

Sitio Terminal 6 (Central Cogeneración San Lorenzo)

Fecha de inicio operación comercial TG a Ciclo Simple con Gas Natural: **21.11.2020**

SIEMENS Contrato LTSA – CCPSL (desde el 21 de noviembre 2020)

Preventivos

- 3 x PM mensual de revisión/reemplazo de filtros del generador 1
- 5 x PM semanal de revisión escobillas de excitación 5
- PM Actualización de antivirus a sistema de control T-3000
- PM Cromatógrafo y punto de rocío
- PM revisión/reemplazo sicagel en transformadores
- PM revisión mensual interruptor de máquina

Correctivos

- Readecuación de sensores sísmicos en generador
- Reorientación de gabinetes detectores de llama
- Modificación de posición niveles de aceite de lubricación en cuba
- Revisión presostatos inlet surge
- Reemplazo bomba de levante
- Adecuación succión bomba de levante
- Revisión transmisor de presión de vacío de la cuba de Lube oil
- Ajuste de válvula termostática circuito de refrigeración de aceite de lubricación
- Reajuste sistema de levantamiento de eje

CCPSL - Mantenimiento

- Readecuación de tomas corrientes para tensión segura en oficinas
- Reordenamiento de rack de comunicaciones
- Alimentaciones eléctricas en cocina edificio administración
- Ajuste de parámetros en caudalímetros de gas

TRANSENER – Contrato O&M Electroducto 500kV. (desde el 1 de agosto 2020)

- Desconexión y reconexión de Línea aérea con el cable
- Adecuación de aisladores en LEAT por intersección con FFCC
- Agregado de antiescaladores faltante en torres
- Reemplazo de morsetería en hilo de guardia
- Inspección mensual terrestre

PGS – Contrato O&M Gasoducto ramal II (desde el 18 de enero 2020)

- PM inspecciones periódicas con distintas frecuencias

TGN – Contrato O&M Gasoducto ramal I (desde septiembre 2020)

- PM inspecciones periódicas con distintas frecuencias

- PM verificación de potenciales
- PM detección de pérdidas

RECURSOS HUMANOS

Administración de Personal, Beneficios, Capacitación, Medicina del Trabajo, Comunicación y Relaciones con la Comunidad.

Se consolidó exitosamente Usina Digital, plataforma online de autogestión de RRHH, que permite a cada empleado de Central Puerto, actualizar su información y realizar las solicitudes administrativas frecuentes. Con el mismo éxito se implementó la plataforma "Recibo Digital" posibilitando el acceso al recibo de haberes de manera virtual, pudiendo consultar, firmar y descargar su recibo en cualquier momento y lugar.

En base a la detección de necesidades de capacitación, se confeccionó el plan de formación 2020. Debido a la pandemia, se reconfiguraron acciones tendientes a acompañar y formar a los empleados en entornos virtuales, con títulos orientados a la prevención de COVID 19 Comunicación; Reuniones efectivas en espacio virtual; Espacios de reflexión en pandemia, entre otras. Se impartieron 2.830 horas de formación distribuidas en los sitios de la compañía.

En relación con los procesos de reclutamiento y selección, se recibieron para posiciones publicadas 2765 C. Vitae, entrevistando más de 207 postulantes, cubriendo en tiempos adecuados las vacantes.

Se continuaron en este ejercicio con actividades para reflexionar sobre equidad de género, desarrollando para distintas plantas el taller virtual: "Desafíos de las mujeres durante la pandemia".

En la órbita de Salud Ocupacional, se cumplió con las campañas programadas de vacunación Antigripal y Antitetánica, y demás acciones tendientes a procurar la salud de nuestros colaboradores, como charlas virtuales en todos los sitios sobre prevención de COVID 19 en entornos laborales, así como la importancia de cumplir con los protocolos activos en la materia. Se implementó la declaración jurada de salud electrónica para un ingreso seguro a los sitios; un sistema de atención telefónica las 24 hs para consultas médicas y en desarrollo un circuito de telesalud que facilitará el acceso a los servicios del sistema de salud laboral.

Se continuó con el objetivo de mantener el buen clima laboral, realizándose actividades como visitas de familiares y colegios a planta, entrega de útiles escolares al inicio del ciclo lectivo para hijos de empleados, presentes para el día del niño, y navidad.

La Sociedad, tanto a través de la Política de Empleo como el Código de Conducta Empresaria, otorga plena igualdad de oportunidades de empleo a las personas que califican para desempeñar una función, sin consideración de raza, sexo, religión, o ascendencia, u otro factor de diferenciación, más allá de los que determina la ley. Todos los que cumplan con los requisitos de idoneidad para los cargos a los que aspiren, tendrán el mismo nivel de oportunidades en todos los aspectos de la relación laboral, incluyendo reclutamiento, contratación, promociones, traslados, niveles de compensaciones, selección para capacitación y desarrollo y desvinculación.

MEDIO AMBIENTE

Nuestro Compromiso

La Gerencia General asume el compromiso de:

- gestionar las áreas Medio Ambiente, Calidad, Seguridad y Salud en el Trabajo, para el logro de los objetivos empresarios y el cumplimiento de la legislación y de los requisitos adicionales que voluntariamente se suscriban,
- considerar al Medio Ambiente, Calidad, Seguridad y Salud en el Trabajo como una sola prioridad unificada en su gestión,
- establecer, difundir y promover objetivos que conduzcan a la mejora continua de sus procesos y actividades en general, desarrolladas por personal propio o por terceros, y
- suministrar los recursos necesarios y la permanente capacitación requerida para cumplir con los objetivos establecidos y el desarrollo de los procesos y actividades en general.
- Involucrar a todos los niveles de la organización brindando los espacios de intervención, participación y consulta en el proceso los procesos involucrados en el sistema de gestión.

POLÍTICA DE MEDIO AMBIENTE, CALIDAD, SEGURIDAD, HIGIENE y SALUD OCUPACIONAL

Central Puerto, mediante la operación de sus centrales, produce energía eléctrica y vapor comercializándolos en el mercado eléctrico argentino y regional de un modo responsable, con prioridad en la calidad y el cuidado del medio ambiente.

La gestión del **Medio Ambiente** se lleva a cabo tendiendo al **Desarrollo Sustentable** y aplicando los siguientes principios:

- prevención de la contaminación ambiental controlando el impacto de las actividades desarrolladas.
- uso racional de la energía, incentivando la reducción de residuos y su reciclado.
- preservación de los recursos naturales y del equilibrio ecológico.
- mejora de la calidad de vida de la comunidad en general.

La **Calidad** de los procesos se gestiona de manera de satisfacer los requerimientos de las partes interesadas, garantizando que la producción de las unidades de generación de lleve a cabo maximizando los principios de:

- Seguridad
- Disponibilidad
- Confiabilidad

La gestión de la **Seguridad y Salud en el Trabajo** tendrá como fin preservar la integridad de las personas y de los bienes propios y de terceros, asumiendo que:

- todos los accidentes y enfermedades del trabajo pueden ser evitados.
- el cumplimiento de las normas de Seguridad y Salud en el Trabajo establecidas, son responsabilidad de todos aquellos que desarrollan actividades en las plantas.
- la toma de conciencia de los individuos contribuye a lograr el bienestar en el trabajo y un mejor desarrollo personal y colectivo de quienes forman parte de la comunidad laboral.

El compromiso con la **Mejora Continua** obliga a revisar nuestra política integrada y los objetivos planteados para su permanente adecuación a los cambios requeridos por la **Comunidad**, la **legislación vigente** y nuestros **Clientes y Accionistas**.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN

Central Puerto identifica, para la correcta operatividad de su sistema integrado de gestión, procesos sostenibles y participativos que permitan implementar, en la actividad cotidiana, los principios establecidos por la dirección en la política integrada de medio ambiente, calidad, seguridad, higiene y salud ocupacional, asegurando para ello la disponibilidad de recursos humanos, materiales y financieros.

Para mantener y lograr la mejora continua del sistema de gestión, se utiliza el modelo basado en PLANIFICAR-HACER-VERIFICAR-ACTUAR, pudiendo involucrar uno o más de los siguientes sistemas:

- Sistema de gestión de calidad
- Sistema de gestión ambiental
- Sistema de gestión de la seguridad y salud ocupacional

“Los sistemas de calidad, ambiental se encuentran certificados por normas ISO 9001:2015 – ISO 14001:2015 y OHSAS 18001:2007.”

Indicadores de Gestión

Con el fin de asegurar la **Mejora Continua**, nuestro Sistema Integrado de Gestión (SIG) consolida todos los hallazgos internos y externos producto de las inspecciones del personal, las auditorías internas y externas y los generados por los entes de control, lo que posibilita generar reportes consolidados y trazar las acciones de mejora correspondientes con el fin de asegurar el mejor desempeño del SIG y un correcto análisis de gestión.

Gestión de Recursos Naturales

Energía

Siguiendo las directrices de nuestra **Política Integrada**, y nuestro compromiso con el medio ambiente en un contexto de desarrollo sustentable, nos enfocamos en que cada una de nuestras plantas de generación como así también nuestros proyectos en construcción utilicen y consuman la energía de manera eficiente. El 100% del combustible, es utilizado para la generación de energía eléctrica y vapor de nuestras centrales térmicas.

Agua

Nuestras plantas de generación captan agua de fuentes superficiales y subterráneas cumpliendo con las autorizaciones y requerimientos de las autoridades en materia hídrica con el objetivo de mantener en

equilibrio los ecosistemas con los que interactúan como así también la salud y el bienestar de las personas.

En el caso de nuestra central hidroeléctrica, prácticamente no hay consumo de agua en el proceso de generación energía, mientras que, en las centrales térmicas, el agua es utilizada para el proceso de refrigeración y el de producción de vapor.

El agua utilizada para el proceso de refrigeración (ríos) es previamente filtrada, generando un impacto positivo en el ecosistema, ya que, al momento de vuelco se hace libre de cuerpos extraños o residuos. Se realizan controles mensuales a los efectos de verificar el cumplimiento de los parámetros de vuelco a curso de agua superficial. Los valores se remiten al ENRE a través de su página Web.

Se realizan controles mensuales en agua de napa freática, tomando muestras de pozos de monitoreo estratégicamente ubicados.

Efluentes

Los efluentes generados en las diferentes etapas del proceso de nuestras plantas de generación se vuelcan en piletas de neutralización, donde se realizan los análisis correspondientes que aseguren su descarga dando cumplimiento con los requerimientos legales vigentes.

En las plantas donde es posible, los efluentes son tratados de modo de reutilizar el agua para riego de nuestros espacios verdes.

Residuos

Los residuos generados, producto de nuestras actividades, son separados en origen y luego transportados hacia su disposición final.

Nos enfocamos en:

- Dar cumplimiento a los requerimientos de nuestras partes interesadas y otros requisitos.
- Minimizar la generación de residuos.
- Promover la reutilización y el reciclaje.
- Coordinar con nuestros proveedores de servicio el retiro y disposición final de los residuos resultantes de las obras adjudicadas.

Desde 2018, en Central Puerto llevamos adelante una campaña de “Reducción de Residuos” y una de las principales acciones de concientización fue la reducción del uso de papel para impresiones y residuos plásticos como vasos descartables. Esta acción nos ha permitido generar una reducción que ha superado en un 30% el consumo de este tipo de insumos.

La generación de Residuos Reciclables siguió los niveles de 2019 a pesar de las singularidades generadas por la pandemia COVID19. En su mayoría consistió en cartones y PET que, como es habitual, fueron retirados por recuperadores urbanos una parte y donadas a la Fundación CONIN otra parte.

Se continuó con la campaña de concientización ambiental con el personal sobre Separación en Origen y disposición final de pilas.

Biodiversidad

Se ha continuado con los monitoreos de siniestralidad de aves y murciélagos en nuestros Parque Eólicos, como parte de los Planes de Acción de Biodiversidad, como así también la reforestación del caldenal y el manejo adaptativo del pastizal en aquellos parques dónde estas medidas fueron detectadas como una oportunidad de ganancia positiva para la reproducción de la loica pampeana.

Durante el 2020, se han detectado loicas y sus nidos en las zonas donde ya se encuentran operando aerogeneradores, evidenciando que no se ha producido un desplazamiento de estas aves por la presencia de los molinos.

CORONAVIRUS – COVID 19.

Con fecha 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud caracterizó al COVID-19 como una pandemia. A raíz de ello, se han tomado numerosas medidas por parte del gobierno argentino y otros gobiernos en el mundo; sin embargo, el virus continúa expandiéndose globalmente y, a la fecha de esta memoria, ha afectado a más de 150 países y territorios en el mundo, incluida Argentina. A la fecha, el brote del nuevo coronavirus ha causado una importante alteración social y de mercado.

Además, no se puede predecir cómo evolucionará la enfermedad en Argentina, ni que otras restricciones puede imponer el gobierno. Recién a finales del año 2020 se ha comenzado a aplicar las vacunas para prevenir el COVID-19 en escasas cantidades hasta que la llegada o elaboración de las mismas sea a gran escala.

Tal como fuera señalado, el 20 de marzo de 2020 el gobierno argentino emitió el Decreto N° 297/2020 mediante el cual se estableció la política de Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio (“la Cuarentena” o “ASPO” indistintamente) como medida de salud pública para contener los efectos del brote de Covid-19. Tal decreto estableció que durante la Cuarentena las personas debían permanecer en sus residencias y debían abstenerse de ir a sus lugares de trabajo, hacer viajes de larga distancia o concurrir a espacios públicos. Desde la adopción de la Cuarentena, el gobierno la ha extendido en varias oportunidades, y además a partir del mes de julio de 2020 dispuso el Distanciamiento Social Preventivo y Obligatorio (“DISPO”) en algunas jurisdicciones al inicio y en todo el país a partir de finales de año 2020. Por el momento el DISPO está vigente en todo el territorio nacional hasta el 12 de marzo de 2021 (ver DECNU N° 155/21, Boletín Oficial del 28/2/21).

Respecto a la actividad de la Sociedad el Decreto N° 297/2020, exceptuó del ASPO y de la prohibición de a las guardias mínimas que aseguren la operación y mantenimiento de generadores de energía eléctrica (ver punto 23 del artículo 6° del Decreto 297/20, sus subsiguientes y complementarios). Por otra parte, con fecha 7 de abril de 2020, de conformidad con la Decisión Administrativa N° 468/2020 de la Jefatura de Gabinete de Ministros, se declaró como actividad esencial a las obras privadas de infraestructura energética que también fueron exceptuadas del ASPO. Esta medida, alcanzó a las obras de Cogeneración en San Lorenzo, Provincia de Santa Fe y a los Parques Eólicos en construcción.

Cabe destacar que la Sociedad, durante el año 2020 ha tomado numerosas medidas para proteger la salud de todo el personal que trabaja en la operación y mantenimiento de las unidades de generación, como así también en las obras en curso de ejecución del Grupo. Algunas de estas medidas incluyen las siguientes: a) el aislamiento de los equipos que operan las diferentes unidades del Grupo para prevenir el contacto entre los diferentes grupos, b) evitar el contacto entre el personal de diferentes turnos, c) el uso de elementos de protección personal y de medidas sanitarias adicionales, d) la implementación de reuniones virtuales, e) la identificación de personal clave para tener equipos de soporte si surgiera una contingencia, manteniendo al resto del personal no esencial trabajando de forma remota al inicio de la Cuarentena, f) la elaboración y publicación de planes y/o protocolos de salud y seguridad e higiene tanto para las centrales en operación como para las obras en ejecución. Estas medidas han sido efectivas para proteger al personal, y a la fecha de la presente se ha registrado un bajo nivel de contagios dentro del personal del Grupo.

FINANZAS

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL EJERCICIO

Durante el año 2020 la Sociedad registró una ganancia operativa de \$ 27.945,25 millones, mientras que en el año 2019 dicho resultado fue una ganancia de \$ 38.185,68 millones.

Como principales causas de esta variación podemos mencionar: a) menores ingresos por actividades ordinarias en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales que son derivados del cambio que introdujo la Res. 31/2020 a partir del mes de febrero de 2020, b) los menores resultados por diferencia de cambio netas e intereses de clientes generado principalmente por los créditos de CVO y c) por el menor resultado producto de la desvalorización de propiedades, plantas y equipos. Estos efectos se vieron compensados parcialmente por a) los mayores ingresos por actividades ordinarias en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables como consecuencia del inicio de operación de los parques Manque (con su capacidad total), Los Olivos y La Genoveva I durante este año y b) el menor costo de ventas registrado para este período producto de las menores compras de gas natural.

La ganancia operativa mencionada anteriormente se ve disminuida por los resultados financieros cuyas principales causas son: a) el resultado negativo por diferencia de cambio y b) los resultados por intereses derivados de préstamos. Estos efectos se vieron compensados principalmente por un mayor resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda y en menor medida por el mayor resultado por tenencia de activos financieros a su valor razonable.

Como consecuencia de lo anterior, se registró una ganancia neta antes de impuesto para el año 2020 de \$ 12.075,91 millones, mientras que en el año 2019 fue una ganancia de \$ 19.612,55 millones.

En resumen, las principales causas de la disminución de la ganancia neta correspondiente al período 2020 fueron: los menores ingresos por actividades ordinarias que son derivados del cambio que introdujo la Res. 31/2020 y los menores resultados por diferencia de cambio netas e intereses de clientes generado principalmente por los créditos de CVO. Estos resultados se vieron compensados parcialmente por los mayores ingresos por actividades ordinarias en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables y un mayor resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda.

La ganancia neta del año 2020 fue equivalente a \$ 4,58 por acción comparado a una ganancia neta de \$ 7,97 por acción para el año 2019.

DESTINO DE LOS RESULTADOS DEL EJERCICIO

La Ganancia Neta del Ejercicio 2020 ascendió a miles de pesos 6.891.921. El Directorio propone destinar a la reserva legal 344.596. Asimismo, se propone destinar el saldo remanente del resultado del ejercicio, al incremento de la Reserva Facultativa por la suma miles de pesos 6.547.325, la cual podrá ser destinada a: (a) a los proyectos de inversión que ya se encuentran comprometidos y/o (b) futuras inversiones a realizar por la Sociedad y/o sus Subsidiarias relacionadas con nuevos proyectos como adquisición de activos que resulten aprobados por el Directorio y/o (c) al pago de dividendos en base a la evolución de la condición financiera de la Sociedad y de lo dispuesto en la Política de Distribución de Dividendos vigente de la Sociedad.

GESTION FINANCIERA

Durante el próximo ejercicio se continuarán realizando inversiones tendientes a preservar los activos de la compañía y mitigar los riesgos de variaciones de la tasa de cambio de la moneda extranjera y de la tasa de interés, teniendo en cuenta las necesidades de liquidez de CPSA y el cumplimiento de sus obligaciones comerciales y financieras.

Los principales instrumentos en los cuales se invertirá serán deuda pública (soberanos y/o provinciales), títulos de deuda privada y acciones de compañías, plazo fijo y fondos de inversión constituidos en instituciones financieras de reconocido prestigio y solidez.

PERSPECTIVAS 2021

A futuro, la Sociedad continuará concentrándose en la expansión de su capacidad de generación tanto en energía convencional como energías renovables.

En este sentido, durante el año 2020, se completó la puesta en marcha del parque eólico Manque, ubicado en la provincia de Córdoba, con una potencia instalada total de 57 MW en marzo de 2020, y en febrero de 2020 se puso en marcha el parque eólico Los Olivos, también ubicado en la provincia de Córdoba, con una potencia instalada de 22,8 MW. Asimismo, se completó la construcción del parque eólico La Genoveva I, con una potencia instalada de 88,2 MW, ubicado en la provincia de Buenos Aires.

En cuanto a energía convencional, se continuará con la construcción de la cogeneración de Terminal 6 San Lorenzo con una potencia de 330 MW y una capacidad de producción de vapor de 350 Ton/h, ubicada dentro del complejo agroindustrial de Terminal 6 en la provincia de Santa Fe. Dicha central fue habilitada para su operación a ciclo abierto durante el mes de diciembre 2020. Se espera que Terminal 6 San Lorenzo comience a operar como ciclo combinado a finales del primer semestre de 2021 con generación de energía y durante el segundo semestre 2021 con producción de vapor.

En resumen, la Compañía incorporó durante 2020 a su capacidad instalada 130 MW de proyectos renovables y se espera incorporar 330 MW de proyectos convencionales en 2021, consolidándose de esta forma como una de las empresas líderes del sector eléctrico.

OSVALDO RECA | *Presidente*

Buenos Aires, 15 de marzo de 2021