



MEMORIA ANUAL 2019

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 NYSE ("New York Stock Exchange") 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 de 589 MW y Nuevo Puerto de 360 MW y un ciclo combinado de 765 MW y de turbogrupos a vapor, ubicadas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires con una potencia instalada total de 1.714 MW.

Centrales térmicas ubicadas en la localidad de Luján de Cuyo, Provincia de Mendoza, con una potencia conjunta instalada de 595 MW y de 125 tn/h de producción de vapor a través de su planta de Cogeneración.

Central Térmica Brigadier López, ubicada en la Comuna de Sauce Viejo, Provincia de Santa Fe, con una potencia instalada de 280,50 MW (TG tecnología Siemens). Las obras de cierre de ciclo se encuentran en muy avanzado estado de construcción, y llevarán dicha potencia a 420 MW.

La concesión del Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila, ubicado sobre el Río Limay, en la Provincia del Neuquén y Río Negro que dispone de cuatro unidades generadoras de 360 MW de potencia cada una.

Participaciones accionarias en las sociedades Termoeléctrica José de San Martín S.A. ("TJSM") 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 es el gerenciamiento de la construcción y operación de una central eléctrica a ciclo combinado, cuya potencia instalada es de 816 MW.

CPSA comenzó en 2018 la construcción de dos nuevas unidades térmicas de cogeneración: (i) la cogeneración de Luján de Cuyo de 93 MW de potencia adjudicada, ubicada dentro de nuestra planta en la provincia de Mendoza (esta nueva central de cogeneración fue habilitada comercialmente por CAMMESA en noviembre de 2019) y (ii) la cogeneración de Terminal 6 San Lorenzo con una potencia adjudicada de 330 MW, ubicada dentro del complejo de Terminal 6 en la provincia de Santa Fe. Ambos proyectos fueron adjudicados en el proceso de licitación efectuado por la Secretaría de Energía en el marco de la Resolución SEE N° 287-E/17.

En el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° CTBL 01/2018 (la "Licitación") convocada por INTEGRACION ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA ("IEASA") respecto de la cual la Sociedad ha resultado adjudicada, el 14 DE JUNIO DE 2019 se celebró el contrato de transferencia del fondo de comercio conformado por la unidad productiva que integra la Central Termoeléctrica Brigadier López (la "CTBL") y del inmueble en el que se encuentra implantada la CTBL, incluyendo: a) La unidad productiva correspondiente a la CTBL, los bienes muebles, bienes muebles registrables, instalaciones, maquinarias, herramientas, repuestos y otros bienes afectados a la operación y explotación de la CTBL; b) La posición contractual de IEASA en los contratos asumidos, incluyendo los Contratos de Abastecimiento Turbogas y Turbovapor con CAMMESA, y el Contrato de Fideicomiso Financiero Enarsa-Brigadier López, entre otros; c) Los permisos y autorizaciones vigentes relacionados con la operación de la CTBL; y d) La relación laboral de los empleados transferidos.

La CTBL cuenta actualmente con una potencia instalada de 280.50 MW. Cuando se concluyan las obras de cierre de ciclo, la CTBL contará con una potencia a 420 MW.

Respecto del Contrato de Fideicomiso Financiero, CPSA pasó a asumir el carácter de fiduciante. El saldo de la deuda financiera al 14 de junio era de US\$ 154.288.445.

Asimismo, el día 14 de junio de 2019 CPSA abonó el monto total de US\$165.432.500 ofrecido en la Licitación con más el IVA correspondiente, compuesto por un monto mínimo en efectivo de

U\$S155.332.500 más un monto variable U\$S10.100.000 cancelado mediante la cesión a IEASA de Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir ("LVFVD") emitidas por CAMMESA.

La adquisición fue financiada con un préstamo por U\$S 180.000.000 otorgado por los bancos CITIBANK, N.A., JPMORGAN CHASE BANK N.A, Y MORGAN STANLEY SENIOR FUNDING, INC.

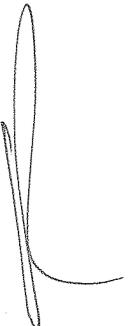
Por otra parte, el Grupo está vinculado al sector de distribución de gas natural en las regiones de Cuyo y Centro de la República Argentina, a través de la inversión en sus sociedades asociadas Distribuidora de Gas del Centro S.A. y Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

A través de su subsidiaria Proener S.A.U. el Grupo opera en el negocio de comercialización de todo tipo de combustibles y su transporte, tanto en el país como en el exterior. Asimismo, con fecha 19 de julio de 2018, el ENARGAS inscribió a la Sociedad en el Registro de Comercializadores y Contratos de Comercialización del ENARGAS.

Finalmente, a partir de la incorporación de las subsidiarias Vientos La Genoveva S.A.U., Vientos La Genoveva II S.A.U. CP Renovables S.A. ("CPR") y sus subsidiarias, el Grupo ha comenzado a participar en actividades de desarrollo y ejecución de proyectos energéticos a partir de la utilización de fuentes de energía renovables.

Actualmente, a través de las distintas subsidiarias, ha desarrollado los siguientes proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables: **a)** Parque Eólico La Genoveva, cuya habilitación comercial está prevista para el 21 de mayo del 2020, con una capacidad de 88,20 MW y que se encuentra bajo titularidad de Vientos La Genoveva S.A.U. (subsidiaria de CPSA); **b)** Parque Eólico La Genoveva II que comenzó a operar el 14 de septiembre de 2019 con una capacidad instalada de 41,8 MW y se encuentra bajo titularidad de Vientos La Genoveva II S.A.U. (también subsidiaria de CPSA); **c)** Parque Eólico La Castellana, habilitado comercialmente el 18 de agosto de 2018 con una potencia instalada de 100,80 MW, bajo titularidad de CP La Castellana S.A.U. (subsidiaria de CPR); **d)** Parque Eólico La Castellana II, habilitada comercialmente el 17 de julio de 2019, con una capacidad instalada actual de 15,20 MW, bajo titularidad de CPR Energy Solutions S.A.U. (subsidiaria de CPR); **e)** Parque Eólico Achiras, habilitado comercialmente el 21 de septiembre de 2018 con una potencia instalada de 48 MW, bajo titularidad de CP Achiras S.A.U. (subsidiaria de CPR); **f)** Parque Eólico Manque, habilitado comercialmente el 7 de diciembre de 2019, con capacidad instalada habilitada de 38 MW sobre los 57 MW totales; la que con fecha 23 de enero de 2020 fue ampliada a 53,2 MW y finalmente, con fecha 3 de marzo de 2020 fue ampliada a hasta completar los 57 MW. y bajo titularidad de CP MANQUE S.A.U. (subsidiaria de CPR); y **g)** Parque Eólico Los Olivos, habilitada comercial el 21 de febrero de 2020, con capacidad equivalente a 22,8 MW, bajo titularidad de CP LOS OLIVOS S.A.U. (subsidiaria de CPR).

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 la New York Stock Exchange ("NYSE").

Con fecha 30 de abril de 2019, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad aprobó: **a)** aumentar la reserva legal por un monto de miles de pesos 450.459 a los efectos de restituir la reserva legal a su valor previo a la absorción de pérdidas producida como resultado del ejercicio de la opción prevista en la Resolución General N°777/18 de la CNV, lo cual se encuentra *ad-referendum* de esta Asamblea Anual Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas, más un monto de miles de pesos \$ 712.524 correspondiente a la constitución de la reserva legal del ejercicio y **b)** destinar el saldo remanente del resultado del ejercicio, luego de descontar los resultados no asignados acumulados negativos y lo propuesto con relación a la reserva legal, al incremento de la Reserva Facultativa para aumentar la solvencia de la Sociedad por la suma miles de pesos 13.552.354. Adicionalmente, se aprobó el pago del bono de participación del personal de la Sociedad, conforme el artículo 33 del estatuto social. De acuerdo con lo previsto en la Resolución General N°777/2018 de la CNV, "*la distribución de utilidades, deberán ser tratadas en la moneda de fecha de celebración de la asamblea de accionistas mediante la utilización del índice de precios correspondiente al mes anterior a su reunión*", se aprobó la suma de \$ 82.242.676 en concepto de pago del bono de participación.



DIRECTORIO, FISCALIZADORA Y COMISIÓN AUDITORÍA COMISIÓN COMITÉ DE

Directorio

Directores Titulares

Presidente

OSVALDO ARTURO RECA

Vicepresidente

JORGE RAUBER

MIGUEL DODERO

JOSÉ LUIS MOREA

JUAN JOSÉ SALAS

DIEGO GUSTAVO PETRACCHI

TOMÁS PERES

TOMAS JOSÉ WHITE

CRISTIÁN LÓPEZ SAUBIDET

JORGE EDUARDO VILLEGAS

LILIANA AMELIA MURISI

Directores Suplentes

MARCELO ATILIO SUVA

OSCAR LUIS GOSIO

JUSTO PEDRO SAENZ

ADRIÁN GUSTAVO SALVATORE

JAVIER ALEJANDRO TORRE

RUBÉN OMAR LÓPEZ

JOSÉ MANUEL PAZOS

GONZALO ENRIQUE BALLESTER

JUAN PABLO GAUNA OTERO

FEDERICO CERDEIRO

PABLO JAVIER VEGA

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

Miembros Suplentes

JORGE EDUARDO VILLEGAS



A handwritten signature in black ink, consisting of a large, stylized loop that tapers to a point at the bottom right.

JUAN JOSÉ SALAS
TOMAS JOSÉ WHITE

OSCAR LUIS GOSIO

CONTEXTO MACROECONÓMICO

Contexto internacional

En 2019 la economía mundial continuó expandiéndose. Sin embargo, el crecimiento del tercer trimestre fue menor al esperado ya que el comercio mundial creció a un ritmo muy inferior al registrado por los promedios de 2018.

Con este escenario, en octubre de 2019, el Fondo Monetario Internacional ("FMI") estimó un crecimiento global de 3,0% para todo el año 2019, que representa un resultado inferior al 3,6% registrado en el año anterior.

Dados los recientes acontecimientos relacionados con la expansión mundial del virus Covid-19, la caída internacional de los precios mundiales del petróleo y las consecuencias económicas de ambos eventos, las proyecciones económicas para 2020 resultan inciertas.

Acontecer nacional

Por su parte, en 2019 la economía argentina se contrajo con respecto al año 2018 registrando una disminución de 2,5% en el PBI en los primeros 9 meses del año. En este sentido, el último informe de Estimación Mensual de Actividad Económica (EMAE) publicado por el INDEC, muestra que el PBI acumulado a noviembre 2019 disminuyó un -2,3% con respecto al año anterior. Como referencia, durante los 12 meses de 2018, se registró una caída del 2,5% respecto a igual período de 2017.

Por otro lado, durante 2019, 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 58,5% mientras que en 2018 fue del 73,5%.

A lo largo de 2019, el Banco Central redujo sus reservas internacionales. Al cierre del año, se situaron en U\$S44.781 millones.

En el mercado cambiario, el dólar estadounidense mostró un fuerte incremento durante 2019 en comparación con el año anterior. El dólar mayorista cerró el año a \$59,89, luego del establecimiento de medidas de control de cambios en septiembre y noviembre de 2019, con un incremento de 58,86% respecto al cierre de diciembre 2018, \$ 37,70.

En el sector bancario las tasas de interés se redujeron, finalizando la tasa BADLAR el año en 39,44% al 31 de diciembre de 2019, en comparación con el 49,50% a igual fecha del año anterior.

En cuando a las previsiones para 2020, el FMI en su informe de Perspectivas de la Economía Mundial de octubre 2019 indica que la economía argentina continuará su contracción en 2020.

En relación con las variables macroeconómicas proyectadas por la Ley de Presupuesto de la Nación, el Poder Ejecutivo Nacional, en su nueva integración luego de las elecciones presidenciales de 2019, ha declarado su intención de enviar al Congreso de la Nación un nuevo proyecto de ley. Al momento de la redacción de la presente Memoria, el mismo no se ha dado a conocer al público.

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Durante el Ejercicio 2019, la demanda neta de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tuvo un decrecimiento del 3,7% respecto del 2018 alcanzando los 126.405 GWh.

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

GENERACIÓN SADI E INTERCAMBIO INTERNACIONAL [GWh]			
Energía	2018	2019	Diferencia
TÉRMICA	87.727	80.137	- 9%
HIDRÁULICA	39.951	35.370	-11%
NUCLEAR	6.452	7.927	23%
RENOVABLE	3.350	7.812	133%
IMPORTACIÓN	344	2.746	698%
EXPORTACIÓN	280	261	-7%

La tabla anterior muestra participación de cada fuente de generación de energía eléctrica en 2018 y 2019.

Tanto la generación térmica como la hidroeléctrica experimentaron una reducción significativa respecto al año anterior (9% y 11% respectivamente). Esta disminución se explica parcialmente por el incremento interanual de generación proveniente de energías renovables (133%) y nuclear (23%) y también por el aumento en la importación, que tuvo un incremento interanual considerable en términos porcentuales (698%). Por otro lado, la exportación disminuyó un 7%, aunque se trata de una participación en términos reales muy baja.

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).

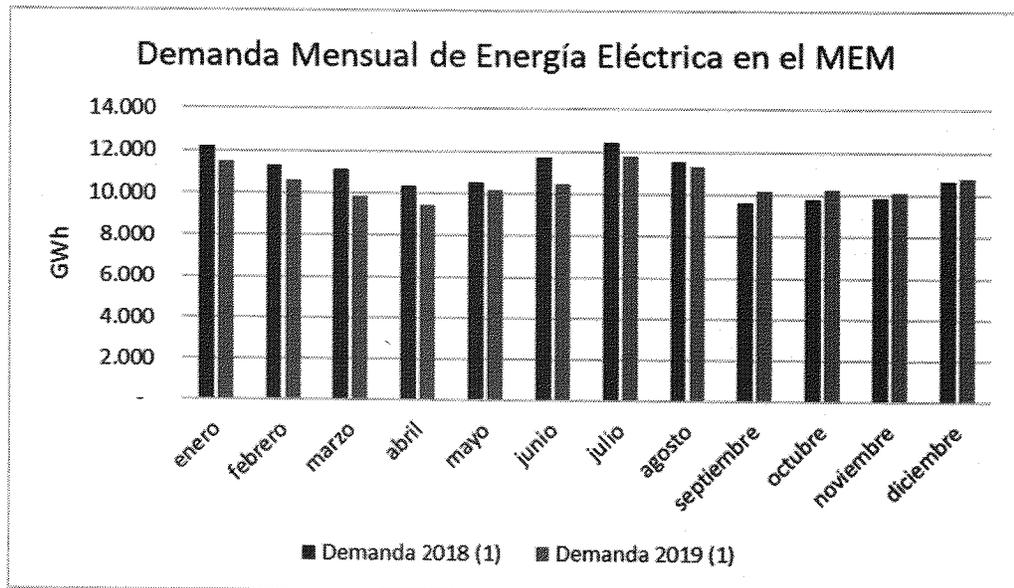
En 2019, se produjo una reducción interanual del 5% en el consumo de Gas Natural para el uso del parque térmico, alcanzando valores similares a los del año 2017. Los consumos de Fuel Oil y de Gas Oil registraron una fuerte disminución interanual del 67% y 53% respectivamente. Estas reducciones fueron consecuencia del aumento en la generación renovable y nuclear, de la caída de demanda del SADI y del incremento en la importación de energía.

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

Combustible	2018	2019	Diferencia
GAS NATURAL [Miles de dam3]	18.039	17.206	-5%
FUEL OIL [Miles de TN]	565	185	-67%
GAS OIL [Miles de m3]	875	403	-53%
CARBÓN MINERAL [Miles de TN]	657	221	-66%

Demanda mensual

En el siguiente gráfico se muestra la evolución mensual de la demanda de los Agentes MEM del año 2019 y su comparación con el 2018.



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

La disminución interanual de la demanda total del MEM fue del 3,7%.

Ventas al Mercado Spot

A comienzos del 2019 se mantenía en vigencia la Resolución 19/17 ("Res. 19"), sancionada en febrero de 2017. La misma había introducido una serie de modificaciones en la remuneración de los agentes

generadores, siendo las principales, además del aumento de los ingresos para los mismos, las siguientes: (i) dolarización del precio de la potencia y de la energía, (ii) modificación en la manera de remunerar la potencia disponible a generadores térmicos en función de asumir o no un compromiso de disponibilidad, (iii) eliminación de las liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir (LVFVD), (iv) aumento de la participación del ingreso por potencia respecto del ingreso variables por energía sobre los ingresos totales.

Con fecha 1° de marzo de 2019 se publica en el Boletín Oficial la Resolución N° 1/2019 ("Res. 1") de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, por medio de la cual se deroga la Res. 19 y se establecen nuevos valores remunerativos de energía, potencia y servicios asociados para los generadores afectados, así como también se modifica la metodología de aplicación.

La Res. 1, al igual que la Res. 19 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) una reducción en los precios aplicados para cada tecnología en la Res. 1 en comparación a la Res. 19, y ii) la implementación del concepto de Factor de Uso 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 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 DIGO:

Remuneración Mínima de Potencia				
Tecnología		Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P <= 50 MW	USD/MW-mes	4.600	4.600	0%
TG P > 50 MW	USD/MW-mes	3.550	3.550	0%
TV P <= 100 MW	USD/MW-mes	5.700	5.200	-8,8%
TV P > 100 MW	USD/MW-mes	4.350	4.350	0%
CC P <= 150 MW	USD/MW-mes	3.400	3.400	0%
CC P > 150 MW	USD/MW-mes	3.050	3.050	0%
MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	USD/MW-mes	5.700	5.200	-8,8%

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

Precio de la Potencia Garantizada Ofrecida DIGO					
Periodo	Mes		Res. 19/17	Res. 1/19	Var
Verano	Diciembre	USD/MW-mes	7.000	7.000	0%
	Enero	USD/MW-mes	7.000	7.000	0%
	Febrero	USD/MW-mes	7.000	7.000	0%
Resto	Marzo	USD/MW-mes	7.000	5.500	-21,4%
	Abril	USD/MW-mes	7.000	5.500	-21,4%
	Mayo	USD/MW-mes	7.000	5.500	-21,4%
Invierno	Junio	USD/MW-mes	7.000	7.000	0%
	Julio	USD/MW-mes	7.000	7.000	0%
	Agosto	USD/MW-mes	7.000	7.000	0%
Resto	Septiembre	USD/MW-mes	7.000	5.500	-21,4%
	Octubre	USD/MW-mes	7.000	5.500	-21,4%
	Noviembre	USD/MW-mes	7.000	5.500	-21,4%
Promedio		USD/MW-mes	7.000	6.250	-10,7%

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.

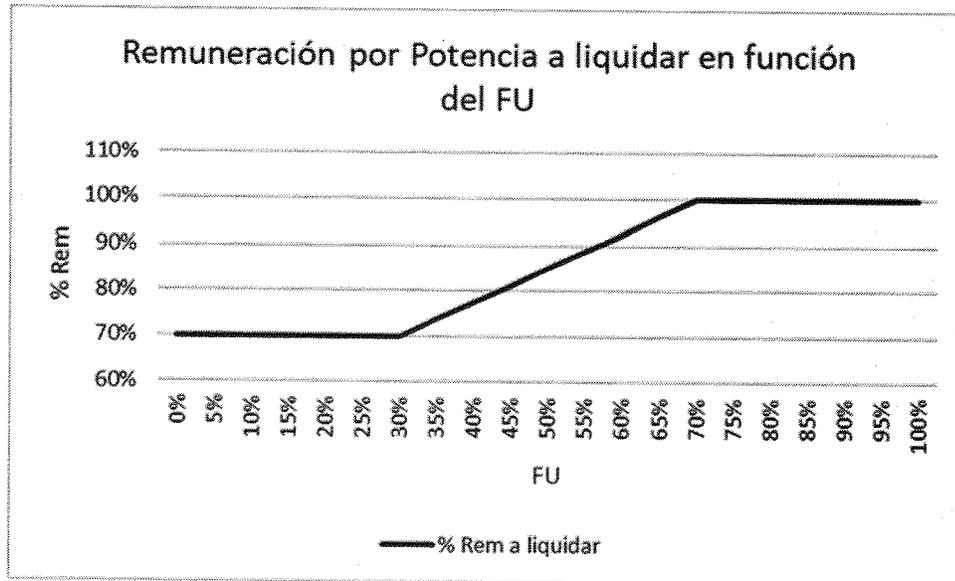
Si el Factor de Uso es mayor o igual al 70%, se liquida el 100% de la Remuneración de Potencia correspondiente a esa unidad.

Si el Factor de Uso es menor al 30%, se liquida el 70% 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: $FU * 0,75 + 0,475$.

Este esquema de remuneración de potencia en función del Factor de Uso se observa en la siguiente gráfica:





Para la generación hidráulica, con la Res. 19, la potencia se remuneraba de la siguiente manera:

- a) El Precio Base se remuneraba por la potencia disponible real más aquella en mantenimiento acordado.
- b) El Precio Adicional (1.000 USD/MW-mes), se remuneraba solamente en función de la potencia disponible real.

La Res. 1 estableció un aumento en la remuneración Base de la potencia hidráulica y se eliminó la remuneración adicional, según el esquema detallado a continuación:

Remuneración de Potencia						
Escala Hidro		Remuneración BASE			Remuneración ADICIONAL	
		Res. 19/17	Res. 1/19	Var	Res. 19/17	Res. 1/19
Unidades HI Grandes P > 300 MW	USD/MW-mes	2.000	3.000	50%	1.000	0
Unidades HI Medias 120 MW < P < 300 MW	USD/MW-mes	3.000	4.000	33%	1.000	0
Unidades HI Chicas 50 MW < P < 120 MW	USD/MW-mes	4.500	5.500	22%	1.000	0
Unidades HI Renovable con P < 50 MW	USD/MW-mes	8.000	9.000	13%	1.000	0
Unidades Bombeo HB Grandes con P > 300 MW	USD/MW-mes	1.000	1.500	50%	500	0
Unidades Bombeo HB Medias con 120 MW < P < 300 MW	USD/MW-mes	2.000	2.500	25%	500	0

En la Res. 1, al eliminar el concepto de Remuneración Adicional, la potencia en mantenimiento programado no se remuneraba. Posteriormente, por Nota NO-2019-46631495-APN-SSME#MHA de fecha 17 de mayo de 2019, a los efectos de considerar la incidencia de los Mantenimientos Programados en centrales hidroeléctricas, se reguló aplicar al pago de potencia un factor de 1,05.

En cuanto a la remuneración por Energía de la generación térmica, la Res. 1 establece una reducción en la remuneración por energía generada y operada, de acuerdo con el tipo de tecnología, tal como se indica a continuación:

Remuneración Energía Generada con GN				
Tecnología		Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P<= 50 MW	USD/MWh	5,00	4,00	-20,0%
TG P> 50 MW	USD/MWh	5,00	4,00	-20,0%
TV P<= 100 MW	USD/MWh	5,00	4,00	-20,0%
TV P> 100 MW	USD/MWh	5,00	4,00	-20,0%
CC P<= 150 MW	USD/MWh	5,00	4,00	-20,0%
CC P> 150 MW	USD/MWh	5,00	4,00	-20,0%
MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	USD/MWh	5,00	4,00	-20,0%

Remuneración Energía Generada con GO/FO				
Tecnología		Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P<= 50 MW	USD/MWh	8,00	7,00	-12,5%
TG P> 50 MW	USD/MWh	8,00	7,00	-12,5%
TV P<= 100 MW	USD/MWh	8,00	7,00	-12,5%
TV P> 100 MW	USD/MWh	8,00	7,00	-12,5%
CC P<= 150 MW	USD/MWh	8,00	7,00	-12,5%
CC P> 150 MW	USD/MWh	8,00	7,00	-12,5%
MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	USD/MWh	8,00	7,00	-12,5%

Remuneración Energía Generada con Biocombustible				
Tecnología		Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P<= 50 MW	USD/MWh	11,00	10,00	-9,1%
TG P> 50 MW	USD/MWh	11,00	10,00	-9,1%
TV P<= 100 MW	USD/MWh	11,00	10,00	-9,1%
TV P> 100 MW	USD/MWh	11,00	10,00	-9,1%
CC P<= 150 MW	USD/MWh	11,00	10,00	-9,1%
CC P> 150 MW	USD/MWh	11,00	10,00	-9,1%
MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	USD/MWh	11,00	10,00	-9,1%

Remuneración Energía Generada con Carbón				
Tecnología		Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P<= 50 MW	USD/MWh			
TG P> 50 MW	USD/MWh			
TV P<= 100 MW	USD/MWh	13,0	12,0	-7,7%
TV P> 100 MW	USD/MWh	13,0	12,0	-7,7%
CC P<= 150 MW	USD/MWh			
CC P> 150 MW	USD/MWh			
MOTORES DE COMBUSTION INTERNA	USD/MWh			

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%

Para la generación hidráulica, la Res. 1 no modifica los precios de la remuneración de la energía generada y operada, manteniendo el esquema descrito a continuación:

Remuneración Energía Generada Hidráulica				
Tecnología		Res. 19/17	Res. 1/19	Var
Unidades HI Grandes P>300 MW	USD/MWh	3,50	3,50	0,0%
Unidades HI Medias 120 MW < P < 300 MW	USD/MWh	3,50	3,50	0,0%
Unidades HI Chicas 50 MW < P < 120 MW	USD/MWh	3,50	3,50	0,0%
Unidades HI Renovable con P < 50 MW	USD/MWh	3,50	3,50	0,0%
Unidades Bombeo HB Grandes con P > 300 MW	USD/MWh	3,50	3,50	0,0%
Unidades Bombeo HB Medias con 120 MW < P < 300 MW	USD/MWh	3,50	3,50	0,0%

Remuneración Energía Operada Hidráulica				
Tecnología		Res. 19/17	Res. 1/19	Var
Unidades HI Grandes P>300 MW	USD/MWh	1,40	1,40	0,0%
Unidades HI Medias 120 MW < P < 300 MW	USD/MWh	1,40	1,40	0,0%
Unidades HI Chicas 50 MW < P < 120 MW	USD/MWh	1,40	1,40	0,0%
Unidades HI Renovable con P < 50 MW	USD/MWh	1,40	1,40	0,0%
Unidades Bombeo HB Grandes con P > 300 MW	USD/MWh	1,40	1,40	0,0%
Unidades Bombeo HB Medias con 120 MW < P < 300 MW	USD/MWh	1,40	1,40	0,0%

COMERCIALIZACIÓN

Participación de mercado

Teniendo en cuenta la generación eléctrica de origen renovable, Central Puerto tuvo en 2019 una generación neta de 14.849 GWh, lo cual representa una participación en la generación del 11,3% sobre el total del SADI, ligeramente por encima del 10,5% de participación en el año 2018.

Con respecto a la generación total térmica del SADI, Central Puerto alcanzó un 12,7% de participación en 2019, superior al 15,1% del año anterior.

PARTICIPACION DE MERCADO		
AÑO	GENERACIÓN TÉRMICA	GENERACIÓN TOTAL
1996	18,8%	9,7%
1997	18,0%	8,0%
1998	22,0%	14,7%
1999	19,4%	14,6%
2000	22,6%	18,1%
2001	22,8%	18,1%
2002	17,3%	15,3%
2003	19,3%	15,6%
2004	20,3%	17,5%
2005	18,7%	16,7%
2006	19,3%	17,2%
2007	20,4%	15,1%
2008	19,8%	16,8%
2009	17,9%	15,3%
2010	16,1%	13,1%
2011	17,8%	14,4%
2012	15,7%	12,9%
2013	14,9%	13,1%
2014	18,6%	15,7%
2015	16,0%	12,9%
2016	15,9%	11,4%
2017	17,5%	12,1%
2018	15,1%	10,4%
2019	12,7%	10,6%



Teniendo en consideración la generación eléctrica de origen renovable, en 2019 Central Puerto tuvo un incremento de 377 GWh en su producción respecto al año anterior, lo que equivale a 2,6%, fundamentado principalmente por el incremento en la generación debido a la compra de la planta Brigadier López, considerado desde el mes de Abril de 2019, y al inicio de la operación de la nueva cogeneración de la planta Luján de Cuyo en el mes de Octubre de 2019, lo que fue parcialmente compensado por la (i) menor demanda total del SADI; (ii) mayor producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y nuclear, desplazando generación térmica; (iii) menor generación en la planta Piedra del Águila por menores caudales entrantes respecto al 2018.

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 2019 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 2019, 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 6% de demanda base se abastece con contrato MATER.

A fines de 2019, los generadores comercializaban un promedio de 670 MW, donde aproximadamente el 33% de este último valor corresponde al contrato de Hidroeléctrica Futaleufú con Aluar (contrato base), el 8% a otros contratos de demanda Base aún vigentes, el 17% corresponde a contratos de energías renovables y el 42% a contratos Plus.

Durante 2019 la energía comercializada a través del Servicio de Energía Plus sufrió una reducción de, aproximadamente, un 17% en comparación con el año anterior. La potencia media comercializada en 2019 fue de 280 MW aproximadamente contra los 339 MW registrados en 2018. Esto se explica por los siguientes motivos: (i) el subsidio implícito en el precio del suministro provisto por CMMESA a los Grandes Usuarios. Los GU abonan por su demanda Excedente un cargo adicional a modo de penalización, cuyo valor es fijado por la Autoridad Regulatoria, que si bien este debería reflejar el costo marginal del sistema, en la práctica se aplica un valor tope definido por la Secretaría de Energía que resulta inferior al primero; (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).

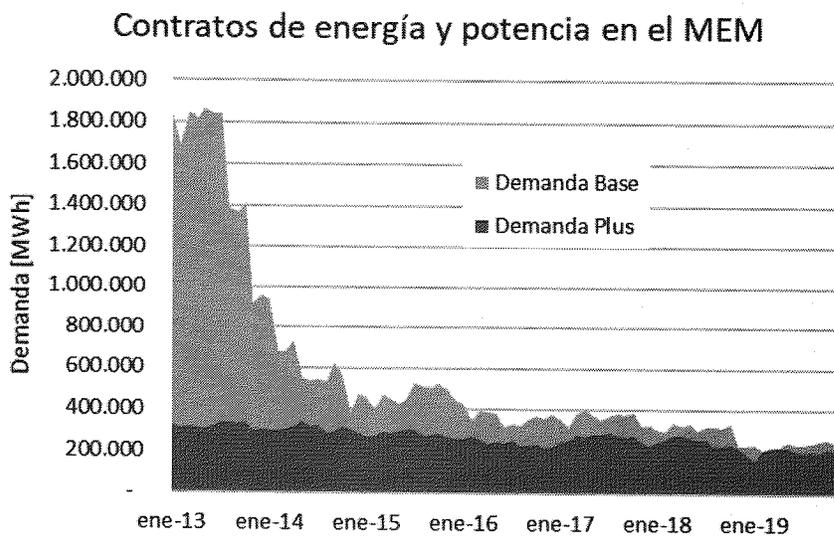
De toda la demanda de GU en el año 2019, solamente un 20% (demanda excedente) está habilitada para celebrar un nuevo contrato de abastecimiento de Energía Plus.

Los Grandes Usuarios están habilitados a contratar todo o parte de su energía con generación de fuente renovable (MATER), en 2019, la nueva oferta que se habilitó se comercializó 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



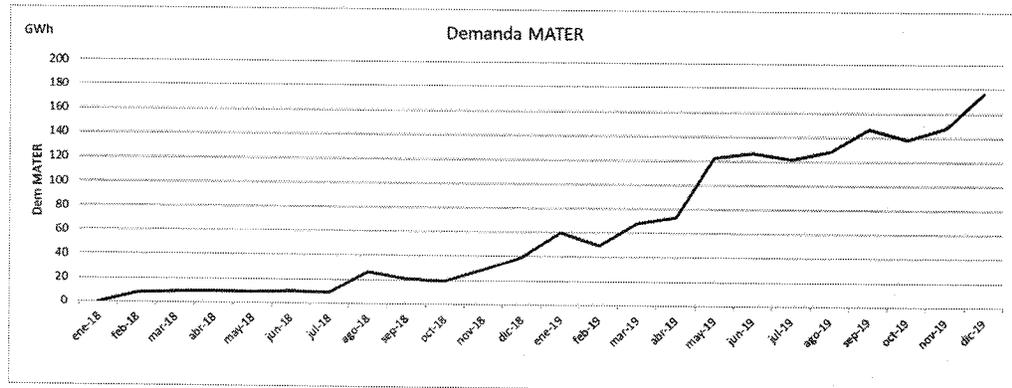
Fuente CAMMESA

La contratación de energía Plus continúa afectada por las señales de precio respecto al abastecimiento que ofrece CAMMESA como así también por la percepción sobre la efectividad del respaldo.

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 724% en 2019 respecto del año anterior (en 2018 se transaccionaron 188 GWh contra los 1359 GWh de 2019).



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 2019 ha disminuido respecto al año 2018 un 17%, y medido respecto a 2013, un 36%.

CPSA EN EL MERCADO A TÉRMINO

Contratos por Demanda Base

Como consecuencia de la regulación vigente que imposibilita la renovación de los contratos, la energía vendida en el mercado a término se mantuvo limitada a los contratos de largo plazo aún vigentes.

Al finalizar 2019, el único GUMA con contrato por Demanda Base vigente es Compañía Mega, con una potencia media de 4,3 MW.

Contratos de Energía Plus

Durante 2019, 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.

A diciembre de 2019 la central tiene 3MW de potencia promedio comprometidos en contratos de energía Plus, alcanzando así a cubrir casi un 19% de toda la oferta disponible por CPSA, con un precio medio de venta de 75 us\$/MWh, y con un volumen de energía total de 38 GWh.

RESOLUCIONES Y NOTAS DESTACABLES

Nota 2019-07973690-APN de la secretaría de recursos renovables y mercado eléctrico (8/02/2019): esta nota instruye a CAMMESA a aplicar, para la definición de los Costos Variables de Producción máximos a reconocer en cada quincena, el precio medio ponderado de gas natural por cuenca que hubiera resultado en caso de que la totalidad del gas natural de producción nacional necesario para el abastecimiento previsto en el sector eléctrico se hubiera adquirido mediante los contratos surgidos en la última subasta realizada por CAMMESA en el MEG.

Resolución 1/2019 de la secretaría de recursos renovables y mercado eléctrico (28/02/2019): deroga a partir del 1 de marzo de 2019 la Resolución 19/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y establece un nuevo esquema de remuneración para la generación de energía eléctrica habilitada.

Nota NO-2019-46631495-APN-SSME#MHA (17/05/2019) de la Subsecretaría de Mercado Eléctrico del Ministerio de Hacienda: se realizan una serie de aclaraciones a la Res. 1. Dichas aclaraciones comprenden: i) aplicación de un factor de 1,05 al pago de potencia a centrales hidroeléctricas en concepto de mantenimientos programados; ii) modificación en el cálculo del Factor de Uso, el cual pasa a utilizar la energía operada en lugar de la generada iii) modificaciones en el régimen de penalizaciones por falta de combustibles; iv) modificación en la declaración del CVP: se deberán considerar los costos de combustibles y de transporte/distribución utilizando el consumo específico neto v) posibilidad para los generadores de optar por variabilizar la incidencia del transporte firme a lo largo del año o concentrado en el período junio-agosto

Nota NO-2019-56073326-APN-SSME#MHA (19/06/2019) de la Subsecretaría de Mercado Eléctrico del Ministerio de Hacienda. Se aclaran los siguientes puntos relacionados a la Res. 1: i) se ofrece a los generadores que hubieren declarado disponibilidad de combustible propio para una quincena la posibilidad de retirar dicho compromiso para el día y hasta la finalización de la semana en curso; ii) permite al generador optar en su declaración de CVP por cargar el mayor precio del contrato de suministro de combustible firme a lo largo del año o concentrado en el período junio-agosto. Adicionalmente, los mayores costos no declarados en los primeros meses de 2019 podrán ser concentrados en los meses de julio y agosto 2019

Resolución 38/2019 de la secretaría de recursos renovables y mercado eléctrico (22/10/2019): establece que a partir del 1 de noviembre de 2019 el precio spot máximo para la sanción de precios pasa de 480 \$/MWh a 720 \$/MWh.

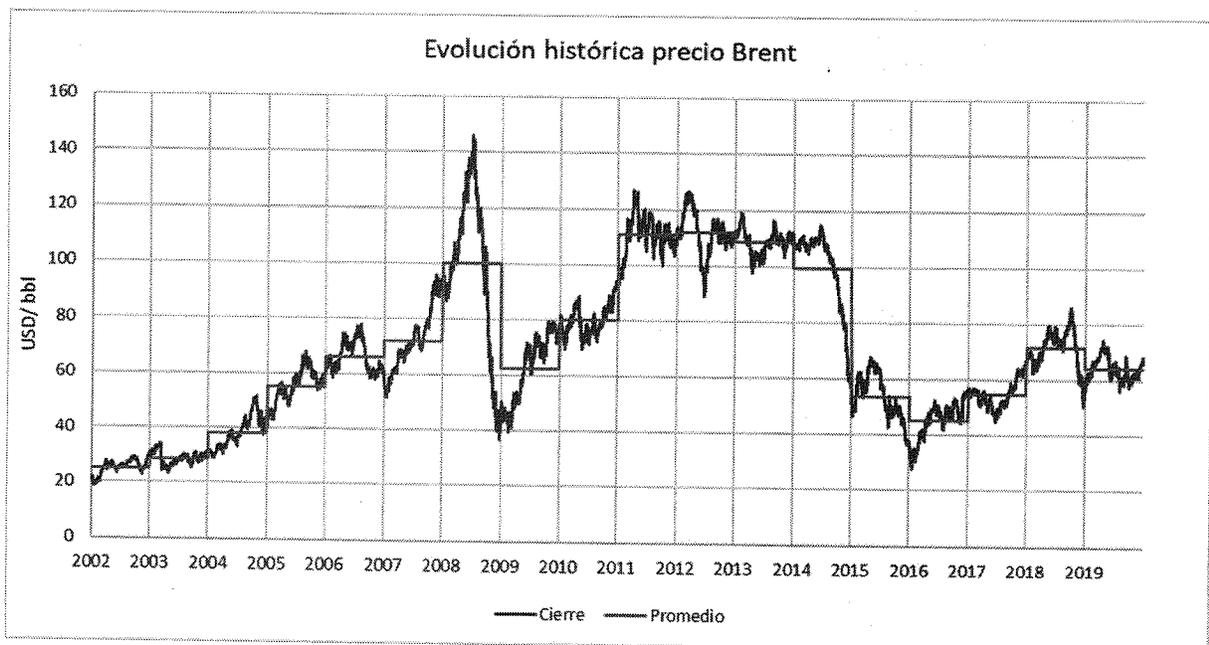
Resolución 12/2019 del Ministerio de Producción (27/12/2019): deroga, a partir del 30 de diciembre de 2019, la Resolución N° 70 de fecha 6 de noviembre de 2018 de la ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE HACIENDA y reestablece el artículo N°8 de la Resolución 95/2013 que otorga nuevamente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



COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Mercado del Petróleo

En el ámbito internacional, el precio promedio del Crudo Brent disminuyó su valor en un 12% en 2019 respecto a 2018, pasando de un promedio anual de 71,69 USD/ bbl a uno de 64,15 USD/ bbl. En 2019, el máximo valor registrado fue de 74,57 USD/bbl y un mínimo de 54,91USD/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

Compra de Gas Natural

El 6 de noviembre de 2018 se publicó la Resolución RESOL-2018-70-APN-SGE#MHA, mediante la cual se facultó a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Auto generadores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. Bajo esta resolución, y a partir de la declaración de CVP con inicio el 12 de noviembre de 2018, se habilitó la posibilidad de compra de combustible Gas Natural para los Agentes del MEM que optaran por ello.

Para este caso Central Puerto tomó la opción de comprar su combustible, siendo los volúmenes adquiridos los indicados en la siguiente tabla:

	CPSA	CTM
	m3	
<i>nov-18</i>	0	2.037.631
<i>dic-18</i>	104.331.992	48.766.674
<i>ene-19</i>	129.311.174	57.738.667
<i>feb-19</i>	99.378.355	49.195.525
<i>mar-19</i>	93.962.355	55.703.130
<i>abr-19</i>	125.897.219	41.323.743
<i>may-19</i>	86.879.731	45.126.615
<i>jun-19</i>	6.300.000	23.251.170
<i>jul-19</i>	0	1.183.000
<i>ago-19</i>	8.875.000	35.521.872
<i>sep-19</i>	62.316.850	44.932.188
<i>oct-19</i>	125.410.098	55.461.812
<i>nov-19</i>	118.767.704	41.883.285
<i>dic-19</i>	152.041.056	57.162.085
TOTAL	1.113.471.534	559.287.397
	1.672.758.931	

El viernes 27 de diciembre de 2019 se publicó la Resolución RESOL-2019-12-APN-MDP, la cual deroga a partir del 30 de diciembre de 2019 la Resolución RESOL-2018-70-APN-SGE#MHA 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.

Importación de Gas Natural

Como se puede observar en el siguiente cuadro, la importación de Gas Natural mostró un marcado descenso respecto a 2018, siendo el 2019 el año con menor importación de los 7 últimos.

Promedio	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Diferencias 2019 vs.

(MMm3/d)								2018	
								Volumen	Porcentaje
LNG	16,20	15,2	13,2	12,3	12,2	9,78	4,76	-5,0	-51,3%
Bolivia	16,48	16,4	15,7	18,1	18,1	16,5	14,1	-2,4	-14,6%
Chile	0,00	0,00	0,98	0,8	0,8	0,58	0,00	-0,6	-100,0%
Total	32,7	31,6	29,9	31,1	31,1	26,8	18,8	-4,3	-16,0%

FUENTE: ENARGAS.

Producción Nacional de Gas Natural

La inyección de gas local a nivel país creció, con aumentos en las cuencas neuquina y austral, y disminución en la cuenca norte, como se puede observar en el siguiente cuadro. El incremento mostrado en cuenca Neuquina se explica principalmente por el desarrollo de pozos de gas no convencional.

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Diferencias 2019 vs. 2018	
								Volumen	Porcentaje
Neuquén	47,3	48,2	51,5	53,9	54,5	60,9	65,9	5,0	8,2%
Austral	32,3	31,0	30,6	32,3	31,8	30,4	31,4	1,0	3,4%
Norte	6,9	5,8	4,9	5,7	5,7	3,0	2,6	-0,4	-11,8%
Total	86,5	85,0	87,0	91,9	92,0	94,3	100,0	5,7	6,0%

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

Consumo de Gas Natural

La evolución en la demanda de gas se expone en el cuadro siguiente:

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Diferencias 2019 vs. 2018	
								Volumen	Porcentaje
Residencial	28,7	27,7	28,0	29,5	26,4	26,2	25,3	-0,9	-3,5%
Comercial	3,7	3,6	3,7	3,9	3,5	3,4	3,9	0,5	13,2%
Entes Oficiales	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	0,0	-0,7%
Industrias	33,9	34,2	34,6	33,1	34,2	36,1	37,0	0,9	2,4%
Centrales Eléctricas	39,6	39,8	40,9	43,7	47,3	47,1	41,4	-5,7	-12,0%
SDB	2,8	2,7	2,9	3,0	2,9	2,9	2,7	-0,2	-5,8%
GNC	7,6	7,8	8,1	7,7	7,0	6,6	6,7	0,2	2,4%
Total	117,6	117,1	119,3	122,1	122,5	123,5	118,2	-5,3	-4,3%

FUENTE: ENARGAS.

Abastecimiento de combustibles líquidos

FUELOIL (FO)

En las centrales Puerto Nuevo y Nuevo Puerto: Durante el año 2019 el consumo de este combustible fue de alrededor de 77 mil toneladas, recibido mediante 12 embarques de diversos calados para ser consumido en las unidades turbo vapor. El consumo de FO fue 73% inferior respecto al de 2018 debido a un menor despacho de las máquinas turbo vapor con este combustible.

Centrales Térmicas Mendoza: Durante el año 2019 el consumo de combustible FO en CTM fue de aproximadamente 1700 toneladas, se repusieron 620 toneladas por medio de 23 camiones.

Todos los ingresos de combustible FÓ 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 2019 fue de aproximadamente a 46 mil m3. Este consumo de GO en 2019 fue 45% inferior al consumo de 2018 por menor despacho del CC con este combustible. Para esta operación ingresaron 4 buques de diversos calados con GO.

Durante 2019 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 al comisionamiento de las maquinas turbogas LdCTG26 y LdCTG27 en el marco del proyecto de cogeneración adjudicado bajo la Res SEE 287/2017.

Las entregas de Gas Oil fueron realizadas en su totalidad por CAMMESA, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 95/2013.

BIODIESEL

Central Puerto: No hubo consumo de combustible biodiesel en el Ciclo Combinado de NP durante el año 2019.

Centrales Térmicas Mendoza: En 2019 no hubo consumo de Biodiesel en el Ciclo Combinado ABB.

MANTENIMIENTO

Durante el ejercicio 2019, 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



Se realizó MAPRO desde el 02/09/2019 al 13/10/2019, detallando los trabajos más importantes:

- Turbina. END de los álabes L-0 de la etapa de Baja Presión y cambio líquido sistema de regulación.
- Generador: Ensayos eléctricos. Inspección visual de cuñas y núcleo. Revisión y reparación circuito refrigeración estator. Reemplazo de los flexibles de las conexiones de las barras de salida del generador.
- Sistema de Excitación Generador: Reemplazo del sistema de control.
- Caldera: Cambio de canastos fríos de los Calentadores de Aire Rotativo. Reparación del recinto del cenicero/tolva, incluye mampostería y chapa estructural. Reparar sectores con faltante y/o deterioro de aislación. Reparar expansiones de los ductos de aire/gases. Reemplazo del niple del colector de bajada del domo/entrada a caldera
- BOP: Desarme de la Bomba de Circulación para control dimensional, cambio de ejes, balanceo y armado. Limpieza del condensador.

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 mayor desde el 09/11/2019 al 30/11/2019. Detallando los trabajos más importantes:

- Turbina: END de los álabes L-0 de la etapa de Baja Presión
- Transformador de Potencia: Reparación refrigerantes y tratamiento de aceite del Transformador Principal.
- Caldera: Reparación Cojinete inferior Calentador Aire Rotativo B. END en Colector Salida Recalentado. Reparación Casquetes colectores inferiores. Reparación Expansiones y Conductos. Reparación de Aislaciones en cañerías y ductos.
- BOP: Inspección y limpieza subacuática en forma preventiva de los canales de aspiración de las Bombas de Circulación. Inspección, por pinchadura, del Calentador Alta Presión N°6, Inspección y reparación, por pinchadura, del Calentador Baja Presión N°3.

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

BALANCE DE PLANTA

Se realizó mantenimientos mayores a las 4 bombas de alimentación de caldera, a las bombas de extracción de condensado, y a la Bomba de circulación auxiliar.

SITIO MENDOZA

El área de Mantenimiento llevo a cabo la ejecución de toda la Programación de los MAPROS del año, no hubo durante el año 2019 ninguna MAPRO Mayor.

Los trabajos más relevantes fueron los siguientes:

TG23-TG24

Se realizó una Inspección de Combustión Extendida en las unidades LDCUTG23 y LDCUTG24, las mismas fueron ejecutadas dentro del alcance del contrato LTSA con GE. Adicionalmente personal de planta realizó tareas de mantenimiento correctivo y preventivo en HRSGs (Calderas de Recuperación) y equipos de BOP (Balance de Planta).

Es importante destacar que las Inspecciones de Combustión mencionadas anteriormente fueron el Hito de finalización de contrato LTSA que vinculaba a CPSA con GE por las unidades LDCUTG23 y LDCUTG24.

En noviembre 2019 y luego de la entrada en servicio de la nueva cogeneración (LDCUTG26 y LDCUTG27), personal de planta realizó las modificaciones necesarias en el ducto de gases y en el Sistema de control de las unidades LDCUTG23 y LDCUTG24 para que estas últimas pasen a operar como Turbinas de Gas a Ciclo Abierto.

CC TG25-TV15

Se realizó en Noviembre la Inspección Menor en la Unidad LDCUTG25, la misma fue desarrollada dentro del alcance del contrato LTP con Siemens. Adicionalmente personal de planta realizó tareas de mantenimiento correctivo y preventivo en HRSG (Caldera de Recuperación), Turbina de Vapor (LDCUTV15) y equipos de BOP (Balance de Planta).



Por otra parte, durante dicha inspección, se realizó con personal de Nooter Eriksen (Fabricante de HRSG) un estudio de Vida residual en la cardera de recuperación del ciclo combinado (HRSG).

Además, en marzo se realizó, por recomendación de fabricante (Siemens) y debido a antecedentes de falla en unidades similares de la flota, un Gammagrafiado en cabezas de bobinas del estator del generador de la unidad LDCUTG25.

TG22

Se realizó con personal de planta inspecciones periódicas en la Turbina de Gas cada 2.000 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 durante los períodos en que la unidad se encontraba sin despacho, siendo las más importantes: reparaciones en válvulas, calentadores de aire, calentadores de AP y ensayos en equipos electromecánicos.

TV 14

En el mes de mayo se realizó la desvinculación eléctrica al SADI de la unidad LDCUTV14 con el objetivo de dejar disponible el campo en la ET 132 kV LDC para la unidad LDCUTG23.

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

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.

Mini hidro

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

Proyecto Cogeneración

El día 05 de octubre entraron en operación comercial las unidades LDCUTG26 y LDCUTG27 aportando 93 MW al SADI y suministrando 125 TN/h de vapor a la refinería YPF LDC.

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).

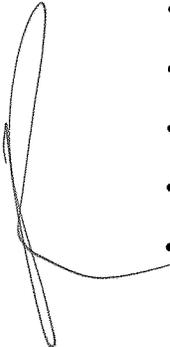
Es importante destacar que se realizó Upgrade en el sistema de accionamiento de las compuertas N° 4 y 8 de Dique.

SITIO PIEDRA DEL AGUILA

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

Entre el 10 de marzo y el 5 de abril, se llevó adelante MAPRO Mayor en la Unidad N°1, con 132.495 horas de marcha. Las tareas más relevantes realizadas fueron:

- Revisión estado del acuñado del bobinado estatórico del Generador.
- Apertura y revisión: Cojinete de Empuje; Cojinete de Guía Superior y Cojinete de Guía Inferior.
- Reemplazo de 12 válvulas de aislación de los enfriadores del Cojinete de Empuje.
- Revisión y reparaciones menores barras colectoras del bobinado estatórico del Generador.
- Revisión válvula de admisión de aire al Rodete.
- Reemplazo enfriador n°4 del Generador por otro limpio para pruebas comparativas de rendimiento.
- Prueba de protecciones del Generador y Transformadores GSU.
- Revisión del Regulador Automático de Velocidad (RAV).
- Mapeo y relleno de áreas cavitadas de la Rodete.
- Sondeo y ajuste de huelgos alabes del distribuidor del Regulador de Velocidad.
- Revisión estado de sujeción líder de salida de 500KV del Transformador GSU (fases R y T).
- Ensayos eléctricos a los Transformadores GSU (las 3 fases) y bobinado estatórico del Generador.
- Chequeo y corrección del reparto de cargas en el Cojinete de Empuje.
- Prueba hidráulica en los 18 enfriadores del Cojinete de Empuje.
- Reemplazo mangueras de agua de refrigeración del Sello del Eje.
- Reemplazó válvula de 20" aislación filtro auto limpiante del Sistema de Refrigeración Principal.
- Centrado y ajuste de luces Cojinetes de Guía Superior e Inferior.
- Reemplazo de un enfriador del CGI y otro del CGS para revisión.



- Reemplazo picos sellos inflables de la junta flexible de la Tubería de Presión.
- Reemplazo por desgaste del conjunto pista y carbones del Sello del Eje.
- Revisión Tableros Auxiliares de la Unidad.
- Ajuste blindo barras de 15,75 KV.
- Pruebas de señales del Sistema de Control.
- Preventivo bobinas limitadoras del Transformador de Servicios Auxiliares.

Entre el 22 y el 30 de abril, se llevó adelante MAPRO Menor en la Unidad N°2, con 105.338 horas de marcha. Las principales tareas realizadas fueron:

- Revisión estado de sujeción líder de salida de 500KV del Transformador GSU (las 3 fases).
- Revisión, entre ranuras 519 y 542, del estado de acuñado del bobinado estatórico del Generador. Retiro suplementos ondulados para verificación de rigidez elástica.
- Reemplazo válvula de aislación de la válvula ppal. del Sistema de Refrigeración.
- Purificación de aceite del Cojinete de Empuje.
- Revisión del Sello del Eje.
- Reemplazo válvulas de descarga automáticas de los Sistemas contra Incendio.
- Reemplazo de mangueras en la cuba del Cojinete de Guía Inferior.
- Reemplazo válvula de seguridad del sistema de aceite a presión del Regulador de Velocidad.
- Ensayos eléctricos a los Transformadores GSU (las 3 fases).
- Revisión y reparaciones menores de las barras colectoras del bobinado estatórico del Generador.
- Reemplazo de válvulas del Sistema de Refrigeración Principal: alivio / motorizada / aislación motorizada.
- Revisión de la Compuerta de Toma.
- Retiró de la escalera de acceso a la Compuerta de Toma (30 m) que se encontraba corroída.
- Mapeo y relleno de áreas cavitadas del Rodete.
- Revisión del Sello del Eje.
- Reemplazo fines de carrera de las 36 zapatas de freno por nuevos con señalización.

SITIO Brigadier Lopez



Desde el 01/04/2019 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 el Cierre del Ciclo.

Dado esta situación la misma cuenta con un despacho muy bajo, durante este último tiempo, con lo cual los Mantenimiento Programados realizados por Siemens se han desplazado hacia adelante en el cronograma.

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, alcanzando una relación de Preventivos vs Correctivos de alrededor del 90 %.

Las principales tareas realizadas desarrolladas fueron:

Conservación de equipos de obra:

- o Se acondicionaron equipos auxiliares de la TV, limpieza, pintura y mejoras.
- o Recirculación de agua en circuitos de la caldera.
- o Instalaciones eléctricas en edificios de TV y almacén de obra.
- o Tendido de cable subterráneo para alimentación de tablero de toma de agua de río. Tendido de cable y estructura de tablero para segunda bomba de alimentación de agua.
- o Iluminación de predio en Toma de agua de río
- Identificación de materiales de obra para separación de los correspondientes a Central Brigadier López y Ensenada de Barragán.
- Reparaciones de cañerías de incendio enterradas.

Mejoras:

- o Instalación de cargadores de batería en Generador de Emergencia con supervisión de circuito y señalización en el sistema de control T3000.
- o Instalación de UPS con mayor capacidad y autonomía en tablero de planta de gas. Señalización de alarmas en el sistema de control T3000 ante fallas.
- o Implementación en el sistema de control T3000 de pantallas para Barra BBE y BCA y en contador de actuaciones del sistema PSS (Power System Stabilization).
- o Intercambio de señales y protocolos de comunicación en arquitectura sistema SOTR/SICAM/RTU.
- Modificación de parámetros del bloque de medición en el sistema de control en T3000, perteneciente al sensor de posición 1 de válvula de agua NOx. Se eliminó pérdida de Ready de TG por discrepancia de posición de cierre.



- Implementación de automatismo en sistema de control T3000 para arranque del sistema de refrigeración de lubricación y generador, determinado por el aumento de la temperatura en virador y la salida del skid de lubricación.
- Reemplazo de detectores de llama Grupo 2 del sistema de extinción de fuego de cerramiento de TG.

RECURSOS HUMANOS

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

Se implementó 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. Se capacitó in situ al personal de los diferentes sitios de la compañía, distribuyendo, además, folletería informativa para la correcta utilización de la herramienta.

En base a la detección de necesidades de capacitación, se llevó a cabo un plan de formación 2019 bajo el cual se desarrollaron capacitaciones técnicas/legales y las necesarias para el desarrollo de competencias para la correcta operación del negocio. Se impartieron 7.600 horas de formación distribuidas en los sitios de la compañía y con diferentes modalidades de gestión del conocimiento.

En relación con los procesos de reclutamiento y selección, se recibieron para posiciones publicadas 4757 C. Vitae, entrevistando más de 218 postulantes, cubriendo en tiempos adecuados las vacantes

Se continuaron en este ejercicio con encuentros y actividades para reflexionar sobre equidad de género, desarrollando para distintas plantas el taller: "¿De qué hablamos cuando hablamos de género?"

En la órbita de Salud Ocupacional, se cumplió con las campañas programadas de vacunación Antigripal y Antitetánica, Exámenes periódicos, como así también con los refuerzos de capacitaciones en materia de RCP y uso adecuado de Desfibrilador para casos de emergencias.

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, Navidad y encuentros de fin de año.

MEDIO AMBIENTE



Nuestro Compromiso

La Gerencia General asume el compromiso de:

Gestionar las áreas de Medio Ambiente, Calidad, Seguridad, Higiene y Salud Ocupacional para el logro de los objetivos empresarios, el cumplimiento de la legislación y el cumplimiento de los requisitos adicionales que voluntariamente se suscriban.

Considerar al Medio Ambiente, Calidad, Seguridad, Higiene y Salud Ocupacional como una sola prioridad unificada de su gestión.

Establecer, promover y difundir los objetivos que conduzcan a la mejora continua de sus procesos y actividades en general desarrolladas por personal propio o terceros.

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.

Política

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 aplicando los principios de:

- Prevención de la contaminación ambiental.
- Uso racional de la energía.
- 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 gestión del **Medio Ambiente** se lleva a cabo tendiendo al **Desarrollo Sustentable** y aplicando los siguientes principios:

- Prevención de la contaminación ambiental.
- Uso racional de la energía.
- 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, Higiene y Salud Ocupacional** tiene 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, Higiene y Salud Ocupacional establecidas, son responsabilidad de todos aquellos que desarrollan actividades en nuestras 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 S.A. 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

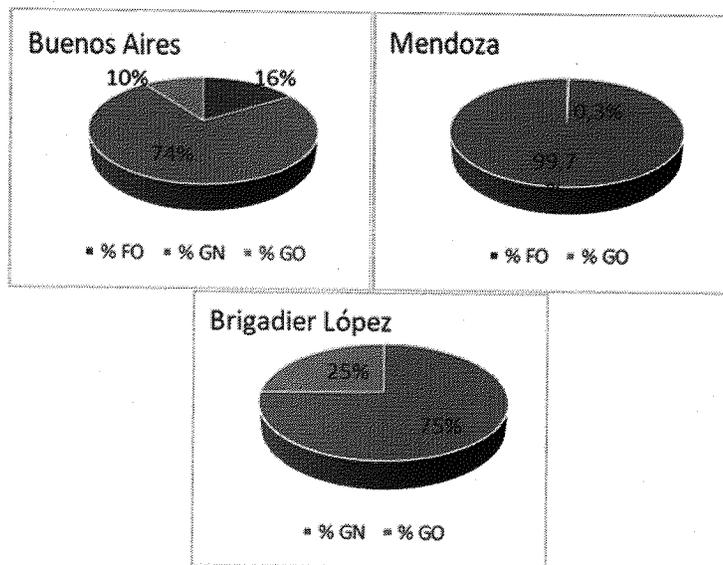
Energía

Siguiendo las directrices de nuestra **Política Integrada de Medio Ambiente y Calidad**, 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.

La principal fuente de combustible utilizada es el Gas Natural, representando un 87% del total de fuentes utilizadas por todas nuestras plantas de generación de acuerdo con el siguiente detalle:



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 en 2019 fue de 13,72 toneladas, en su mayoría papel de impresoras, cartones y PET que fueron retirados por recuperadores urbanos una parte y donadas a la Fundación CONIN otra parte.

Paralelamente se implementaron campañas de concientización ambiental con el personal sobre Separación en Origen y disposición final de pilas.

Los Residuos Peligrosos Acumulados en 2019, alcanzaron la suma total de 156,46 toneladas, observando una reducción del 16 % respecto al 2018.

FINANZAS

ANALISIS DE LOS RESULTADOS DEL EJERCICIO

Durante el 2019 la Sociedad registró una ganancia operativa correspondiente a operaciones continuadas de \$ 28.049 millones, mientras que en el año 2018 dicho resultado fue una ganancia de \$ 46.913 millones.

Como principales causas de esta variación podemos mencionar: a) menor resultado generado por el reconocimiento de los intereses y la actualización de los Créditos CVO producto de la habilitación comercial de la central; b) los mayores ingresos por actividades ordinarias que son producto de un aumento en el tipo cambio, por la aplicación de la Res. SGE 70/2018 y por el ingreso de nuevas unidades de producción como la Central Termoeléctrica Brigadier López y los parques eólicos La

Castellana II, La Genoveva II y Manque; c) el mayor resultado por intereses de clientes generados principalmente por los Créditos CVO y por el saldo de LVFVD que fueron canceladas por CAMMESA; y d) un menor resultado en diferencias de cambio netas.

La ganancia operativa mencionada anteriormente se ve disminuida por los resultados financieros cuyas principales causas son: a) el mayor resultado negativo por diferencia de cambio, b) mayores intereses derivados de préstamos y c) el menor resultado neto por la venta de activos financieros. Estos efectos se vieron compensados principalmente por el mayor resultado por tenencia de activos financieros su valor razonable.

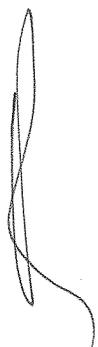
Como consecuencia de lo anterior, se registró una ganancia neta antes de impuesto de las operaciones continuadas para el año 2019 de \$ 14.406 millones, mientras que en el año 2018 se registró una ganancia de \$ 36.172 millones.

En resumen, las principales causas de la disminución de la ganancia neta correspondiente a operaciones continuadas del período fueron: a) el menor resultado generado por el reconocimiento de los intereses y la actualización de los Créditos CVO, b) el resultado negativo por diferencia de cambio y c) mayores intereses derivados de préstamos. Estos resultados se vieron compensados parcialmente por: a) los mayores ingresos por actividades ordinarias que son derivados de un aumento en el tipo cambio, por la aplicación de la Res. SGE 70/2018 y por el ingreso de nuevas unidades de producción como la Central Termoeléctrica Brigadier López y los parques eólicos La Castellana II, La Genoveva II y Manque; y b) el mayor resultado por intereses de clientes generados principalmente por los Créditos CVO y por el saldo de LVFVD que fueron canceladas por CAMMESA.

La ganancia neta de operaciones continuadas del año 2019 fue equivalente a \$ 5,85 por acción comparado a una ganancia neta de \$ 17,62 por acción para el año 2018.

DESTINO DE LOS RESULTADOS DEL EJERCICIO

La Ganancia Neta del Ejercicio 2019 ascendió a miles de pesos 8.808.815. El Directorio propone destinar a la reserva legal 440.441. Asimismo, se propone destinar el saldo remanente del resultado del ejercicio, al incremento de la Reserva Facultativa por la suma miles de pesos 8.368.374, la cual podrá ser destinada a: (a) a los proyectos de inversión que ya se encuentran comprometidos y/o (b) futuras inversiones relacionadas con los nuevos proyectos 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.

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 2019

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

En este sentido, con fecha 17 de julio de 2019 se puso en marcha el parque eólico La Castellana II con una potencia instalada de 14,4 MW, con fecha 14 de septiembre de 2019 se puso en marcha el parque eólico La Genoveva II con una potencia instalada de 41,8 MW, ambos ubicados en la provincia de Buenos Aires, y con fecha 7 de diciembre de 2019 se puso en marcha el parque eólico Manque con una potencia instalada parcial de 38 MW llegando a los 57 MW totales a partir del 3 de marzo de 2020, ubicado en la provincia de Córdoba. Finalmente, con posterioridad al cierre del ejercicio, durante el mes de febrero de 2020 se puso en marcha el parque eólico Los Olivos con una potencia instalada de 22,8 MW, ubicado en la provincia de Córdoba.

Asimismo, en lo que queda del año 2020 se continuará la construcción del parque eólico La Genoveva I, con una potencia instalada de 88,2 MW, ubicado en la provincia de Buenos Aires. Se espera que este parque comience con su operación comercial en la primera mitad de 2020.

En cuanto a energía convencional, con fecha 5 de octubre de 2019 se produjo la habilitación comercial de la central de cogeneración Luján de Cuyo, con una potencia habilitada por CAMMESA de 95,3 MW y una capacidad de producción de vapor de 125 Ton/h, situada dentro de nuestra central en la provincia de Mendoza. A su vez, continuaremos 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. Se espera que Terminal 6 San Lorenzo comience a operar a principios de 2020 con generación de energía y a fines de 2020 con producción de vapor.

En resumen, la Compañía incorporó durante 2019 y hasta la fecha a su capacidad instalada 136 MW de proyectos renovables y 95,3 MW de proyectos térmicos, totalizando un incremento de 231,3 MW de potencia, consolidándose de esta forma como una de las empresas líderes del sector eléctrico.

OSVALDO RECA | *Presidente*

Buenos Aires, 10 de marzo de 2020

