



Universidad de
San Andrés

Universidad de San Andrés

Escuela de Administración y Negocios

Magíster en Finanzas

Trabajo Final de Graduación – Valuación de Empresa

CENTRAL PUERTO S.A.

Autor: Lic. Melanie NIELSEN CINGEL

DNI: 18.882.192

Director: Alejandro E. Loizaga

Buenos Aires – Octubre 2020

ÍNDICE

GLOSARIO	2
RESUMEN EJECUTIVO	3
CENTRAL PUERTO	5
A. EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS.....	9
B. ESTRUCTURA SOCIETARIA DE LA COMPAÑÍA	13
C. ESTRUCTURA OPERATIVA DE LA COMPAÑÍA	14
D. SUBSIDIARIAS	18
E. PLAN DE INCORPORACIÓN DE MAYOR POTENCIA DE GENERACIÓN.....	19
MERCADO ELÉCTRICO	24
A. PROCESO DE PRIVATIZACIONES - MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO	24
B. REESTRUCTURACIÓN MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO	25
C. LEGISLACIÓN	28
D. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	40
E. USO DE COMBUSTIBLE EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	45
F. COMPETENCIA – EMPRESAS DEL SECTOR DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	48
G. FACTORES DE RIESGO	49
CONTEXTO MACROECONÓMICO	52
EVOLUCIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS DE CENTRAL PUERTO S.A.	55
A. ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL.....	55
B. ESTADO DE RESULTADOS.....	59
VALUACIÓN DE CENTRAL PUERTO S.A.	68
A. PROYECCIÓN DE FLUJOS DESCONTADOS.....	68
I. <i>Estimación de Ventas</i>	68
II. <i>Estimación de los Costos</i>	74
III. <i>Proyección CAPEX y Variación del Capital de Trabajo</i>	77
B. CÁLCULO WACC – COSTO PROMEDIO PONDERADO DEL CAPITAL.....	80
I. <i>Estimación del Costo del Capital Propio (rE)</i>	80
II. <i>Estimación del Costo de la Deuda (rD)</i>	84
III. <i>Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)</i>	84
C. VALOR LA COMPAÑÍA	85
D. ESCENARIOS ALTERNATIVOS DE VALUACIÓN	85
<i>Escenario Favorable</i>	85
<i>Escenario Desfavorable</i>	86
<i>Comparación de márgenes</i>	87
E. VALUACIÓN POR MÚLTIPLOS	87
ANEXOS	90
ANEXO I – ESTRUCTURA SOCIETARIA DE LA COMPAÑÍA	90
ANEXO II – ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL EN MILES DE DÓLARES	91
ANEXO III – ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL EN MILES DE PESOS ARGENTINOS	92
ANEXO IV – ESTADO DE RESULTADOS EN MILES DE DÓLARES	93
ANEXO V – ESTADO DE RESULTADOS EN MILES DE PESOS ARGENTINOS.....	94
ANEXO IV – RENDIMIENTO S&P ÚLTIMOS 30 AÑOS	95
ANEXO VII – CÁLCULO WACC CON ÍNDICE “MSCI EMERGING MARKETS”	96
ANEXO VIII – TIPO DE CAMBIO BANCO NACIÓN PARA TRANSFERENCIAS DE DIVISAS.....	96
BIBLIOGRAFÍA	97

GLOSARIO

Término	Significado	Definición/Traducción
AES	Ticker AES Energy Corporation	
BYMA	Bolsas y mercados Argentinos	
CAGR	Compounded Annual Growth Rate	Tasa de crecimiento anual compuesto
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico	
CAPEX	Capital Expenditure	Gasto en capital
CEPU	Ticker Central Puerto S.A.	
CVO	Central Vuelta de Obligado	
DCF	Discounted Cash Flow	Flujo de fondos descontados
DIGO	Disponibilidad Potencia Garantizada Ofrecida	
DRP	Disponibilidad Real de Potencia	
EBITDA	Earnings before interest, tax, depreciation and amortization	Utilidades antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización
ENEL	Ticker ENEL Energy Corporation	
Equity		Capital
EV	Enterprise Value	Valor de la empresa
FCF	Free Cash Flow	Flujo de fondos
FONINVE MEM	Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Mayorista	
GUMA	Grandes Usuarios Mayores	
GUME	Grandes Usuarios Menores	
GUPE	Grandes Usuarios Particulares	
GW	Gigavatio	Unidad de potencia equivalente a mil millones de vatios
GWh	Gigavatio-hora	Medida de energía eléctrica equivalente a la que desarrolla una potencia suministrada de un gigavatio
HMRT	Horas de Máximo Requerimiento Térmico	
HPDA	Hidroeléctrica Puerto del Aguila	
KfW	KREDITANSTALT FUR WIEDERAUFBAU	Banco Alemán
KW	Kilovatio	Unidad de potencia equivalente a un julio por segundo (1000 W=1KW)
KWh	Kilovatio-hora	Medida de energía eléctrica equivalente a la que desarrolla una potencia suministrada de un kilovatio durante una hora
LATAM	Latinoamérica	
LIBOR	London Interbank Offered Rate	Tasa interbancaria de Londres
MATER	Mercado a Término de Energía Eléctrica Renovable	
MEM	Mercado Mayorista	
MW	Megavatio	Unidad de potencia equivalente a un millón de vatios
MWh	Megavatio-hora	Medida de energía eléctrica equivalente a la que desarrolla una potencia suministrada de un megavatio durante una hora
NYSE	New York Stock Exchange	Bolsa de Estados Unidos
PPA	Power Purchase Agreement	Contrato de compra de energía
RENOVAR	Programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables	
ROE	Return on equity	Rentabilidad financiera
TJSM	Termoeléctrica José de San Martín	
TMB	Termoeléctrica Manuel Belgrano	
TW	Tervatio	Unidad de potencia equivalente a un billón de vatios
TWh	Teravatio-hora	Medida de energía eléctrica equivalente a la que desarrolla una potencia suministrada de un teravatio durante una hora
WACC	Weighted Average Cost of Capital	Costo promedio ponderado del capital

RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo de este trabajo es realizar una valuación técnica de la empresa Central Puerto S.A. al 30 de Marzo de 2020 utilizando procedimientos y conceptos vistos durante el cursado de la Maestría de Finanzas.

La empresa elegida pertenece al sector de Energía, más específicamente a la generación de energía eléctrica y opera en la República Argentina con plantas generadoras ubicadas en distintas provincias del país. Sus acciones se encuentran listadas en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires con el identificador CEPU. Adicionalmente, desde Febrero de 2018 cotiza con ADR en la Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) utilizando el mismo identificador. Su capital controlante es de origen argentino al igual que los miembros de los cuerpos directivos y gerenciales.

La valuación teórica se realiza primero con la metodología de Flujo de Fondos Descontados (en adelante *DCF* por su sigla en inglés Discounted Cash Flow) de la empresa, para determinar el valor que tiene para los accionistas y acreedores de la compañía. Adicionalmente, se aplica la Valuación por Múltiplos de Comparables de manera tal de lograr hacer una comparación de Central Puerto respecto a otras empresas comparables con el fin de encontrar posibles desviaciones en el valor de mercado en términos relativos. Cabe destacar que ambas valuaciones pueden arrojar resultados diferentes dado que la valuación por múltiplos comparables es una valuación relativa a otras empresas mientras que el método *DCF* analiza el valor de la compañía en sí.

Para el análisis se utiliza la información pública existente proveniente de reportes, presentaciones, comunicados y los Estados Financieros de la compañía para los ejercicios anuales de los años 2016 a 2019, incluyendo también los del primer trimestre del año corriente. Se estudia la estructura de su Estado de Situación Financiera y Patrimonial, la conformación de su Estado de Resultados, la generación de flujo de efectivo, las inversiones en propiedades, plantas y equipos como en nuevas sociedades; sus objetivos a mediano y largo plazo junto con la estrategia prevista y las fuentes de financiamiento.

Adicionalmente, se utiliza la información pública existente en la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) respecto a la evolución de la demanda y la oferta de energía eléctrica, los participantes de dichos segmentos, el aumento en la capacidad instalada de generación, los precios de remuneración de esa capacidad, el desarrollo de nuevos marcos regulatorios para la oferta de potencia de generación (tanto térmico como renovable), el uso de los combustibles para generación de energía y las previsiones futuras respecto a la evolución del mercado eléctrico argentino. Se consulta también los Estados Financieros de empresas comparables pertenecientes al sector para realizar la Valuación por Múltiplos de Comparables.

La presentación comienza primero con una descripción de la compañía y sus activos para luego exponer acerca del mercado eléctrico, particularmente en Argentina. A continuación, se presentan las principales variables que afectan el flujo de fondos de la empresa para lograr su proyección a futuro con el objetivo de poder estimar el valor presente de la compañía utilizando la tasa de descuento calculada en el trabajo presente. Adicionalmente, se incluye

la valuación de la compañía bajo un escenario favorable y otro desfavorable. Finalmente, se incluye como expuesto anteriormente, una valuación por múltiplos comparables.

Analizando la información de mercado, la cotización de la acción al 30 de Marzo de 2020 era de pesos \$19.75 y el tipo de cambio \$/U\$ 64.47, lo que equivale a un valor dolarizado de la acción de U\$ 0.30. El valor obtenido por el método de Flujos de Fondo descontados es de U\$ 0.32 por acción mientras que el obtenido por la aplicación del múltiplos varía entre U\$ 0.35 y U\$ 0.41. Se concluye entonces que el valor del primer método resultó más cercano al observado en el mercado.



CENTRAL PUERTO

Central Puerto fue creada el 26 de Febrero de 1992, bajo al Decreto Ejecutivo número 122/92 en relación a la privatización de “Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires” (SEGBA) incluyendo tanto la generación eléctrica como el transporte, la distribución y la venta.

En Abril 1992, Central Puerto tomó posesión de las plantas de SEGBA ubicadas en el puerto de la provincia de Buenos Aires: Central Nuevo Puerto y Central Puerto Nuevo dando así comienzo a sus operaciones. En 2001, Central Puerto fue adquirida por una compañía francesa llamada Total S.A. A fines del 2006, la “Sociedad Argentina de Energía S.A.” (SADESA) se convirtió en accionista controlante principal de Central Puerto.

Los activos que posee la compañía se listan a continuación, con su correspondiente capacidad en mega-watts (MW) y ubicación geográfica.

Tabla n°1
Plantas de Central Puerto S.A.

Nº	Planta	Ubicación	En operación (MW)	Bajo construcción (MW)	FONIVEMEM (MW)
1	Complejo Puerto	Ciudad de Bs. As.	1,714		
2	Piedra del Águila	Neuquén - Río Negro	1,440		
3	Luján de Cuyo	Mendoza	595		
4	Brigadier López	Sauce Viejo, Santa Fe	281	140	
5	San Lorenzo	Santa Fe		391	
6	La Castellana I & II	Villarino, Bs. As.	116		
7	Genoveva I & II	Bahía Blanca, Bs. As.	42	88	
8	Achiras I	Córdoba	48		
9	Manque	San Luis	57		
10	Los Olivos	Córdoba	23		
11	El Puesto	Catamarca		12	
12	Manuel Belgrano	Campana, Bs. As.			873
13	San Martín	Timbues, Santa Fe			865
14	Vuelta de Obligado	Timbues, Santa Fe			816

Turbinas a vapor & ciclo combinado	Hidráulica	Térmica	Eólica	Solar
------------------------------------	------------	---------	--------	-------

Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 1Q 2020.

El Complejo Puerto está compuesto por las dos plantas recién mencionadas, en la Ciudad de Buenos Aires: Nuevo Puerto y Puerto Nuevo, equipadas con 5 turbinas a vapor de una capacidad instalada de 360 MW y 589 MW respectivamente. A su vez, en la misma Nuevo Puerto existe una planta de ciclo combinado con dos turbinas de gas, dos generadores de vapor de recuperación de calor y una turbina a vapor con una capacidad total instalada de 765 MW.

Central Puerto obtuvo la concesión de la Central Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A.(HPDA) ubicada al borde del Río Limay, a partir de su la privatización en 1993. La misma tiene cuatro unidades generadoras de 360 MW cada una.

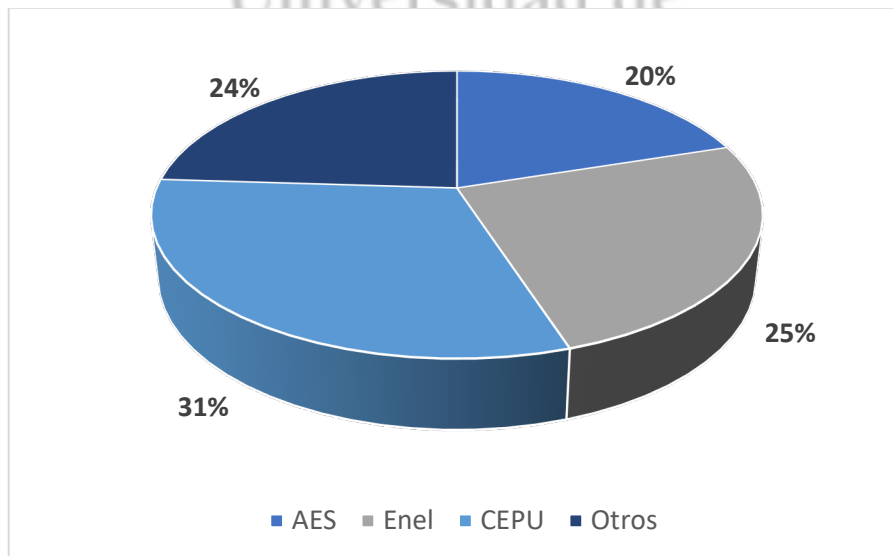
En el año 2006, la empresa adquirió a través de Operating S.A. el control sobre la planta de Luján de Cuyo, ubicada en la provincia de Mendoza. Además de su capacidad instalada de 595 MW, posee una generación a vapor de 125 toneladas por hora.

En el año 2008 firmó el acuerdo FONIVEMEM, manejado por CAMMESA en base a la instrucción del Ministerio de Energía. La administración de Fernández de Kirchner creó FONIVEMEM con el propósito de repagar a las compañías generadoras de energía las cuentas por cobrar existentes de las ventas de energía eléctrica en el período 2004-2011 y por aportar capital para la expansión y desarrollo de nuevas capacidades de generación. Por participar en este acuerdo, Central Puerto no sólo es beneficiario de pagos mensuales por sus cuentas pendientes a cobrar con CAMMESA sino también posee capital accionario en plantas operadas por FONIVEMEM que dejará de tener una vez cumplido un plazo de diez años de iniciadas las operaciones.

A Diciembre del 2019, CEPU poseía capital accionario sobre tres centrales: San Martín (“TJSM”), Manuel Belgrano (“TMB”) y Vuelta de Obligado (“CVO”). El período de diez años para las primeras dos finalizó a comienzos del 2020 y, si bien CEPU fue intimada por el gobierno argentino para hacer el traspaso del capital accionario, tanto ellos como las demás compañías lo rechazaron. Para Central Vuelta de Obligado, el plazo finalizará en 2028.

Gráfico n°1

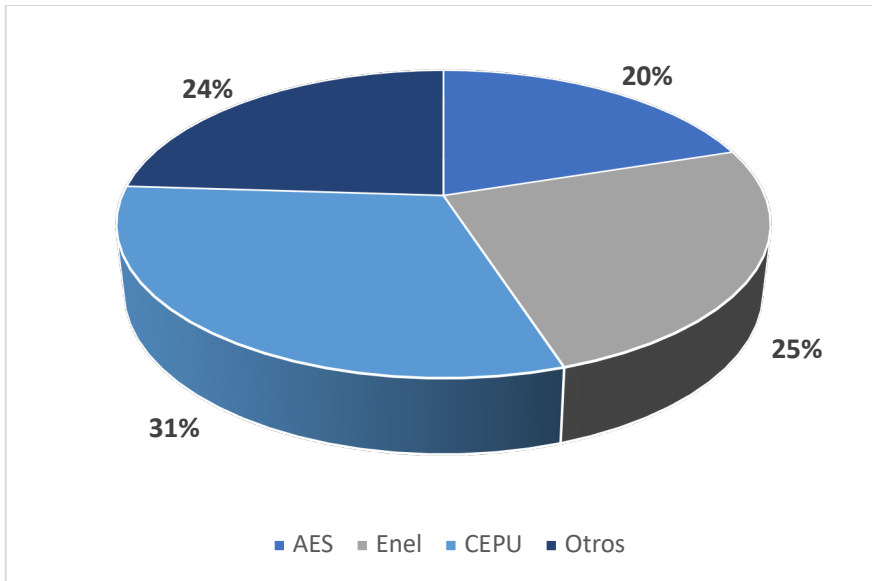
Estructura de propiedad: Planta FONIVEMEM – Central José de San Martín



Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 4Q 2019.

Gráfico n°2

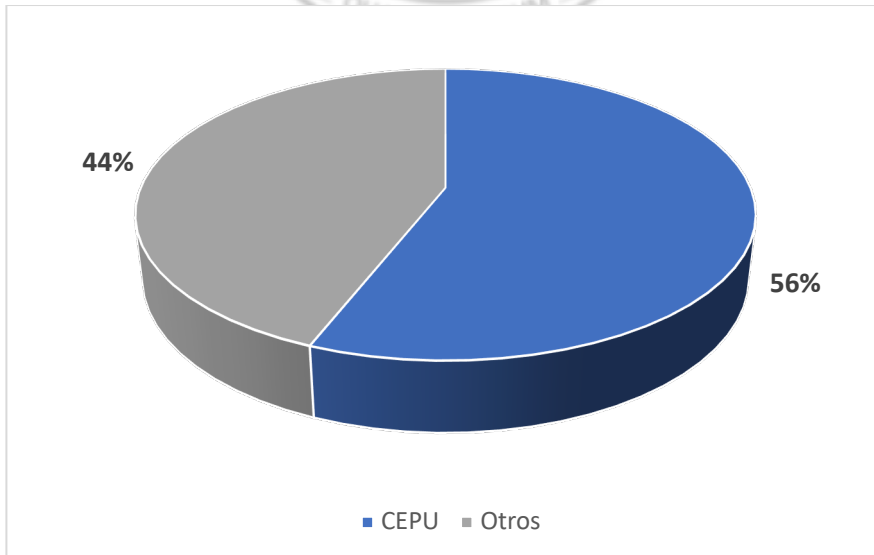
Estructura de propiedad: Planta FONINVEMEM – Central Manuel Belgrano



Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 4Q 2019.

Gráfico n°3

Estructura de propiedad: Planta FONINVEMEM – Central Vuelta de Obligado



Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 4Q 2019.

Bajo la administración de Mauricio Macri, en 2016 y 2017 se generaron los programas RenovAr 1, 1.5 y 2 con el objetivo de desarrollar el mercado de energías renovables. El grupo formó parte a través de la incorporación de CP Renovables S.A. ("CPR") y sus subsidiarias, Vientos La Genoveva S.A.U. y Vientos la Genoveva II S.A.U.

Durante 2018 las centrales eólicas La Castellana y Achiras con la unidad térmica de cogeneración San Lorenzo comenzaron sus operaciones. En Julio 2019, se incorporó la central eólica La Castellana II y en Septiembre del mismo año, la central eólica Vientos La Genoveva II. A comienzos de Diciembre, la central Manque fue inaugurada con 38 MW de capacidad y, luego un proyecto de expansión, incrementó su capacidad a 57 MW en Marzo del 2020. Bajo dichos programas, CEPU también resultó adjudicada con el parque eólico La Genoveva que estaba previsto comenzase a funcionar en Mayo del año corriente pero ha sido demorado debido al COVID-19 sin fecha estimativa de apertura.

En Junio del 2019, en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional convocada por la INTEGRACION ENERGETICA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (“IEASA”), la compañía fue adjudicada con la Central Térmica Brigadier López ubicada en la comuna de Sauce Viejo, provincia de Santa Fe. Con las obras que actualmente se están llevando a cabo, se llegará a una potencia de 420 MW. Si bien se estimaba que comenzaría a operar en Mayo del corriente año, dicha fecha ha sido pospuesta a Septiembre debido al COVID-19.

Adicionalmente, en Agosto del 2019 se comenzó con la construcción del Parque Solar “El Puesto” ubicado 5km al norte de la población de Santa María, en la provincia de Catamarca. Su capacidad de 12 MW bajo MATER será equivalente a abastecer de energía a aproximadamente 9.000 hogares reduciendo la emisión de CO2 en 23.600 Tn anuales. Dicho proyecto también se encuentra suspendido momentáneamente gracias a la pandemia, sin fecha concreta de inauguración.

Fuera del negocio de la generación energética, en 2015 Central Puerto adquirió capital accionario no controlante en dos empresas vinculadas al sector de distribución de gas natural en las regiones de Cuyo y Centro de la República Argentina: Distribuidora de Gas del Centro S.A. (DGCE) y Distribuidora de Gas Cuyana S.A. (DGCU).

Tabla n°2
Empresas de gas natural sobre las cuales Central Puerto posee capital accionario

Empresa	Concesión	% de acciones en las Compañías de distribución de Gas Natural (directo e indirecto)
Distribuidora de Gas Cuyana	Mendoza, San Juan y San Luis	40.59%
Distribuidora de Gas del Centro	Córdoba, La Rioja y Catamarca	21.58%

Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 4Q 2019.

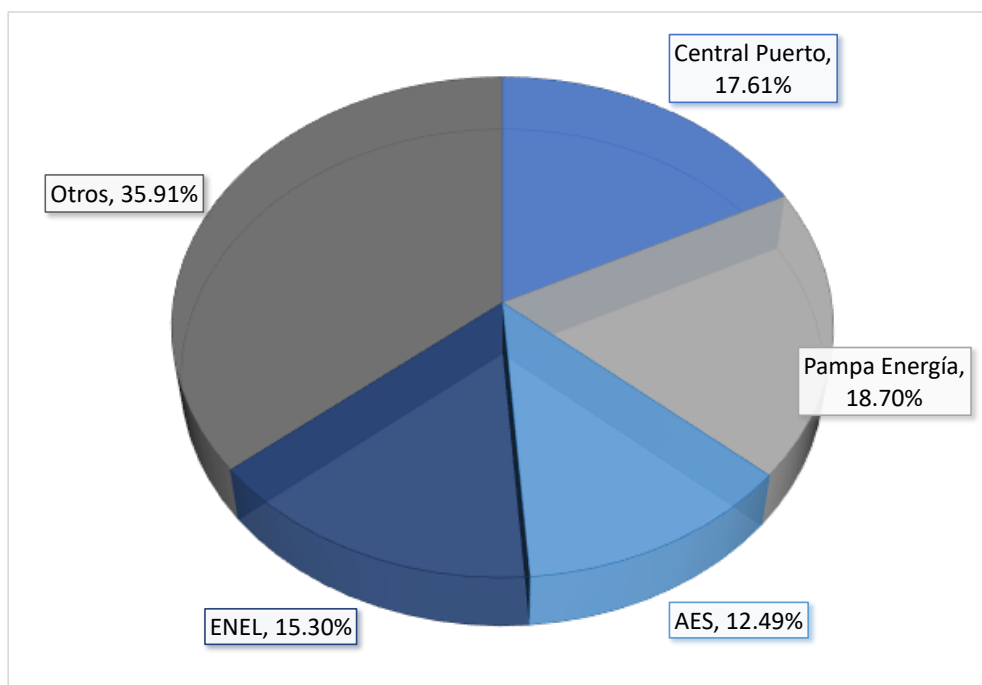
A través de su subsidiaria Proener S.A, Central Puerto vende y transporta cualquier tipo de combustible tanto dentro como fuera del país. El 19 de Julio del 2019, la “Entidad Nacional Reguladora de Gas” (ENARGAS) registró a la compañía en el Registro de Comercializadores y contratos de comercialización.

Con 14,849 GWh, CEPU ha sido responsable de aproximadamente 17.5% de la generación de energía del sector privado en 2019. La venta de energía representa 97% de las ganancias mientras que el restante 3% le corresponde a la venta de vapor y participación en empresas

de gas. Respecto al primer trimestre del año 2020, Central Puerto ha logrado mantener la misma participación dentro del mercado energético argentino.

Gráfico n°4

Participación en el Mercado Energético 1Q 2020 – Sector Privado



Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 1Q 2020.

A. Evolución de las ventas

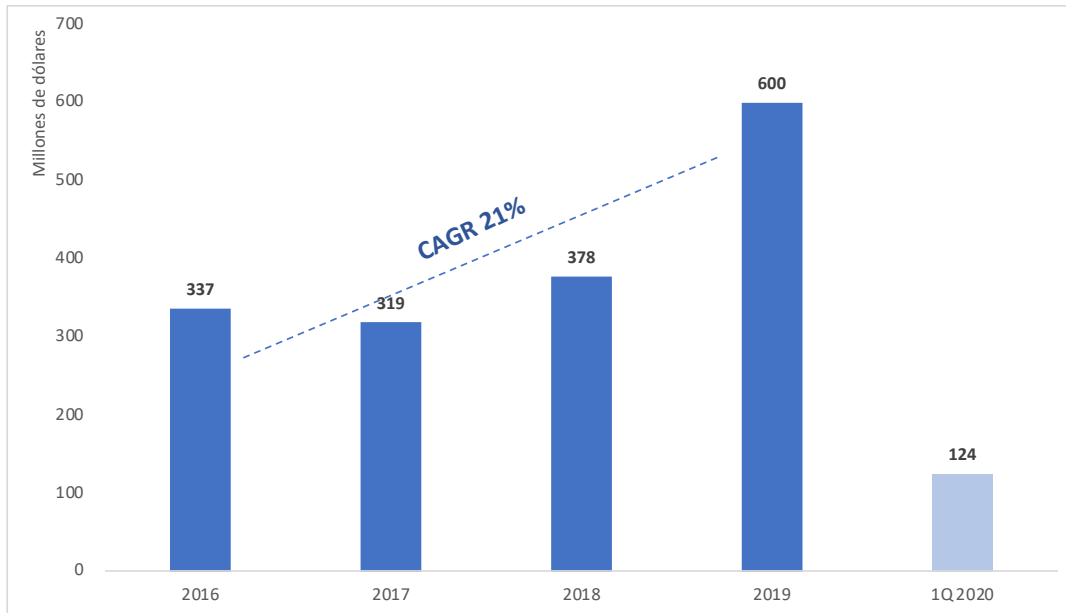
A pesar de la crisis económica argentina, Central Puerto ha logrado mantener una venta neta de energía en línea con sus años anteriores, mostrando un crecimiento sostenido en dólares. Su Margen EBITDA ajustado fue 48% en 2019.

Los ingresos durante la presidencia de Mauricio Macri crecieron en la industria de manera exuberante. La Resolución 19/17 y luego la 1/19, al denominar las compensaciones de la producción de energía bajo Energía Base en dólares y recompensar a los generadores de energía eléctrica acorde al precio de producción incluyendo un cierto margen, mejoraron la rentabilidad de la industria.

Se muestra en el gráfico n°5 las ventas del período 2016-2019, incluyendo las del primer trimestre del año 2020. Si suponemos que las ventas del este último se mantienen constantes a lo largo del año, el dato de ventas totales sería de aproximadamente U\$S 496 millones, lo que implicaría una reducción de 30% respecto del 2019 y un CAGR del 10% en vez del 21%.

Gráfico n°5

Evolución ventas Central Puerto 2016-1Q 2020

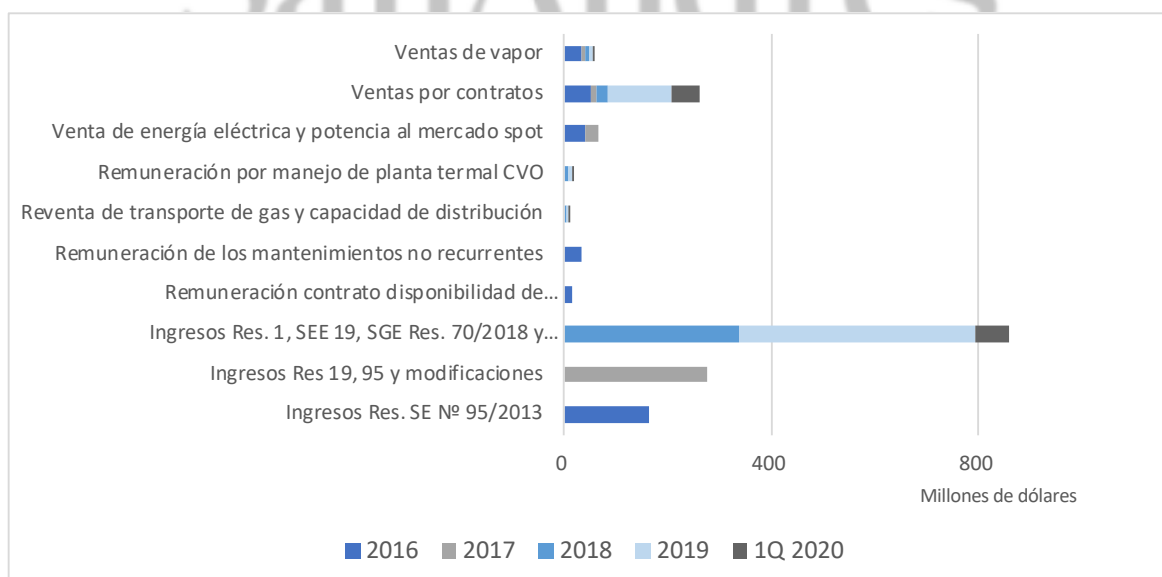


Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

El gran crecimiento en los ingresos del 2019 puede explicarse por un aumento del 36% respecto al 2018 en lo que respecta a los ingresos bajo la resolución 1/19 (dolarización de las tarifas) y un 416% de aumento en las ventas por contratos, en donde encontramos los PPAs de las centrales de energía renovable. Ambos representan aproximadamente el 88% de los ingresos de la compañía en dicho año.

Gráfico n°6

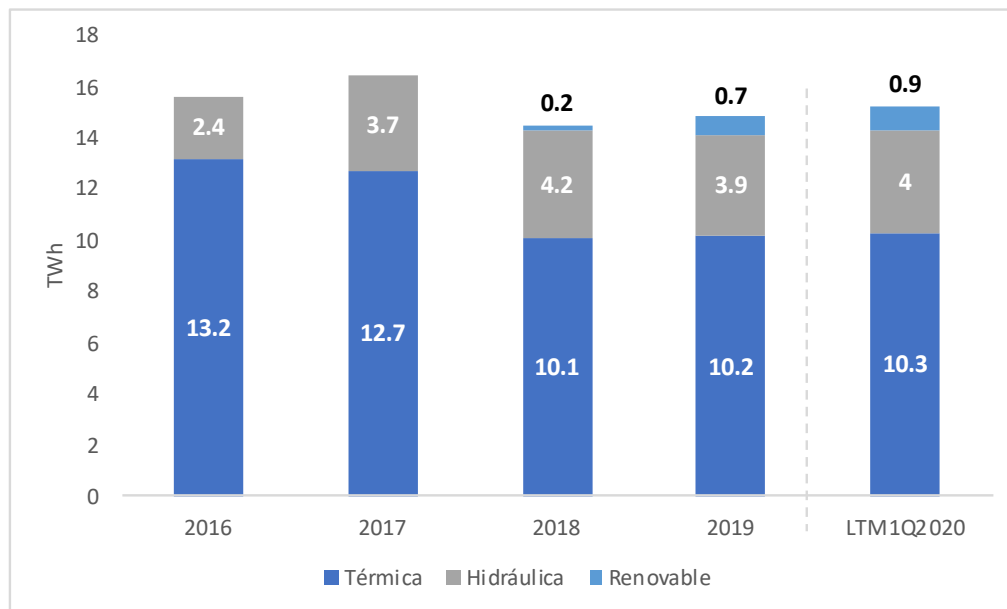
Composición ingresos por ventas 2016-1Q 2020



Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

CEPU logró a través de su fuerte expansión y posicionamiento estratégico mantener su liderazgo. Su generación en los últimos 4 años se mantuvo relativamente estable. La compensación a través de generación producida y eficiente llevó a una mejora de la matriz energética de la industria con mayores inversiones a través del programa RenovAr.

Gráfico n°7
Generación de energía

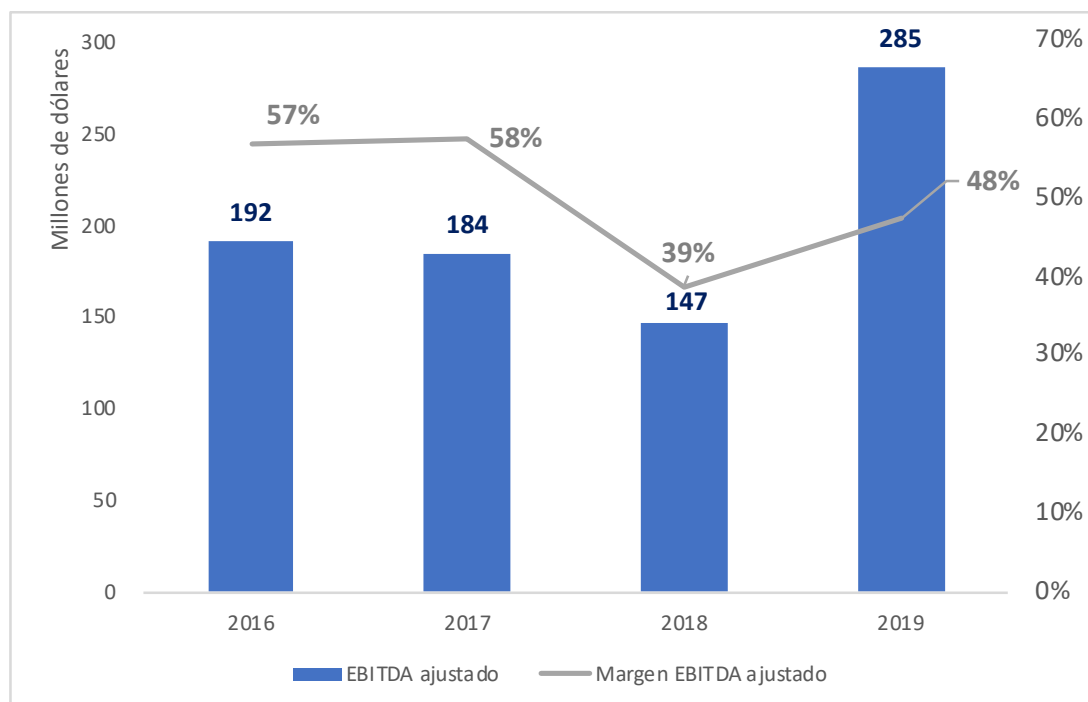


Fuente: Elaboración propia con datos del Balance 1Q del 2020 de Central Puerto.

Si bien la generación prácticamente no aumentó, la dolarización de las tarifas durante el gobierno de Mauricio Macri elevó los ingresos de la compañía dado que sus costos no aumentaron a la par. Es por ello que el crecimiento compuesto anual del EBITDA entre 2016 y 2019 fue de 14.1%. Respecto al margen EBITDA ajustado, vemos una caída en los dos últimos años respecto al 2016 y 2017. Esto se debe al ajuste por diferencias de tipo de cambio y a ingresos extraordinarios. En particular, en 2018 se computó la actualización de las cuentas a cobrar por la Central Vuelta de Obligado (U\$S 292 millones aproximadamente) y el ajuste por diferencia de tipo de cambio fue 35% mayor que el del 2019.

Gráfico n°8

EBITDA ajustado y margen EBITDA ajustado



Fuente: Elaboración propia con datos del Balance 1Q 2020 de Central Puerto.

En la tabla n°3 pueden verse los clientes de la compañía junto a la modalidad bajo la cual se presentan y su participación en los ingresos de la compañía durante el 2019.

Tabla n°3

Cientes principales de Central Puerto en 2019

Modalidad de operaciones continuadas	Clientes principales	2019	
		en miles de USD	% de los ingresos
Energía Base (Res SRRyME 1/19, Res. SE No. 19/2017, SGE 70 y 95/2013)	CAMMESA	457,153	76.14%
Programa RenovAr	CAMMESA	44,314	7.38%
Ventas a plazo por contrato	CAMMESA, Compañía Mega S.A., IEASA	68,711	11.44%
Contratos MATER	Cervecería y Maltería Quilmes, San Miguel A.G.I.C.I. y	6,543	1.09%
Energía Plus	Pirelli Neumáticos S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., PBBPolisur S.A., Metrive S.A., Pet Food Saladillo S.A., Banco Supervielle S.A.	3,169	0.53%
Ventas de vapor	YPF	7,257	1.21%
Otros	YPF	4,780	0.80%
Ingresos por CVO	Fideicomiso Central Vuelta de Obligado	8,520	1.42%

Fuente: Elaboración propia con datos del 20-F de Central Puerto.

B. Estructura societaria de la compañía

El capital social de la empresa 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. En el Anexo n°1 puede encontrarse la composición de los accionistas. El 100% del capital social se encuentra sometido al régimen de oferta pública y cotización de acciones o certificados representativos de las mismas en Bolsas y Mercados Argentinos y en el *New York Stock Exchange*.

El directorio de Central Puerto está compuesto por 11 directores y 11 alternantes los cuales residen en Argentina. Todos son designados por el término de un año por los accionistas en la reunión anual y pueden ser reelegidos. Durante la primera reunión de directores, ellos deben asignar un presidente y un vicepresidente, el cual puede automáticamente y temporalmente reemplazar al primero si éste se ausenta, renuncia, muere, o se encuentra incapacitado para cumplir sus funciones.

La junta de directores tiene la capacidad y poder total respecto al manejo de la organización y administración, sin limitaciones aparte de aquellas establecidas por el marco regulatorio de la ley. Actualmente, la junta directiva se compone de las siguientes personas:

Tabla n°4

Directorio y gerencia de Central Puerto

Directorio		Gerencia	
Nombre	Título	Nombre	Título
Oswaldo Arturo Reca	Presidente	Jorge Aníbal Rauber	CEO
Jorge Aníbal Rauber	Vice-presidente	Fernando Roberto Bonnet	Director de operaciones
José Luis Morea	Director	Eduardo Luis Nitardi	Director de ingeniería
Juan José Salas	Director	Alberto Francisco Minnici	Gerente de producción y planta de ciclo combinado
Miguel Dodero	Director	Adrián Gustavo Salvatore	Director de Relaciones Institucionales
Tomás Peres	Director	José María Saldungaray	Gerente de planeamiento
Tomás José White	Director	Justo Pedro Sáez	Gerente de administración
Jorge Eduardo Villegas	Director	José Manuel Pazos	Jefe de asuntos legales
Cristian López Saubidet	Director	Rubén Omar López	Director de planeamiento estratégico
Liliana Amelia Murisi	Directora	Gabriel Omar Ures	Director Comercial
Diego Gustavo Petracchi	Director	Leonardo Marinaro	Gerente de asuntos legales
Enrique Gonzalo Ballester	Director suplente	Javier Alejandro Torre	Gerente de Recursos Humanos
Justo Pedro Sáez	Director suplente	Rubén Vázquez	Gerente de energías renovables
Marcelo Atilio Suvá	Director suplente		
Adrián Gustavo Salvatore	Director suplente		
Javier Alejandro Torre	Director suplente		
Rubén Omar López	Director suplente		
José Manuel Pazos	Director suplente		
Diego Federico Cerdeiro	Director suplente		
Pablo Javier Vega	Director suplente		
Juan Pablo Gauna Otero	Director suplente		
Oscar Luis Gosio	Director suplente		

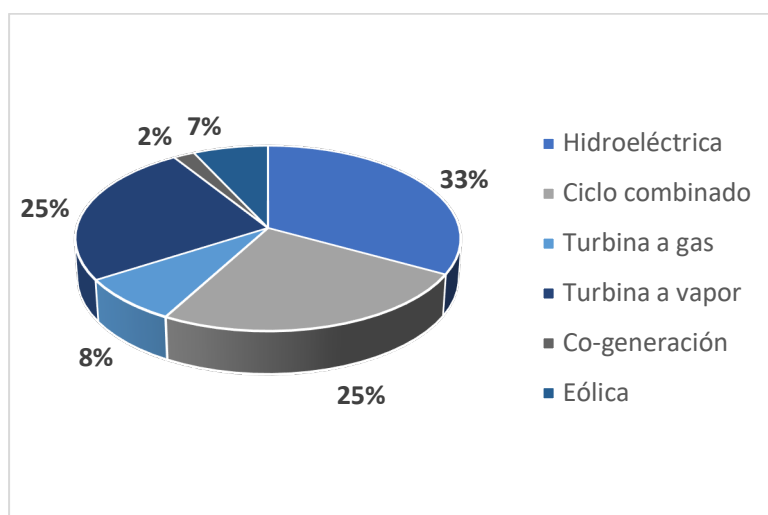
Fuente: Elaboración propia con datos del Balance 2019 de Central Puerto.

C. Estructura operativa de la compañía

Central Puerto realiza sus operaciones con unidades de generación de diferentes tecnologías incluyendo hidráulica, térmica y eólica. La ubicación geográfica de cada una de las plantas le permite ser una empresa diversificada geográficamente, logrando así tener ventaja en la logística para el abastecimiento de los combustibles.

Gráfico n°9

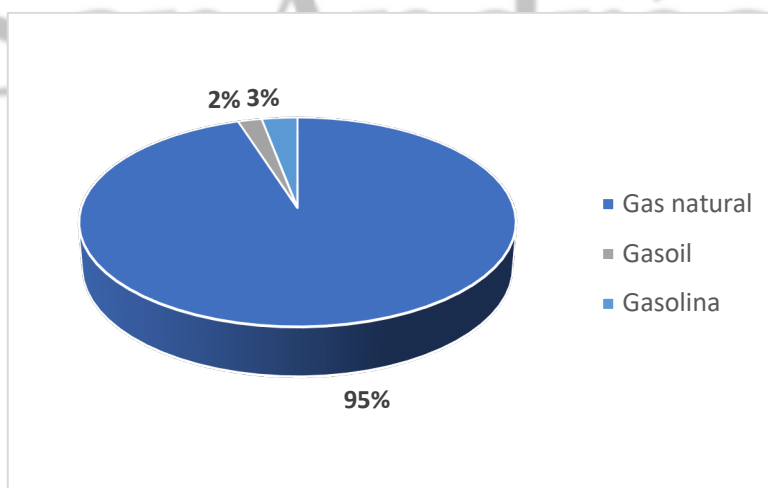
Tecnologías utilizadas



Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 1Q 2020.

Gráfico n°10

Combustibles utilizados para la generación térmica

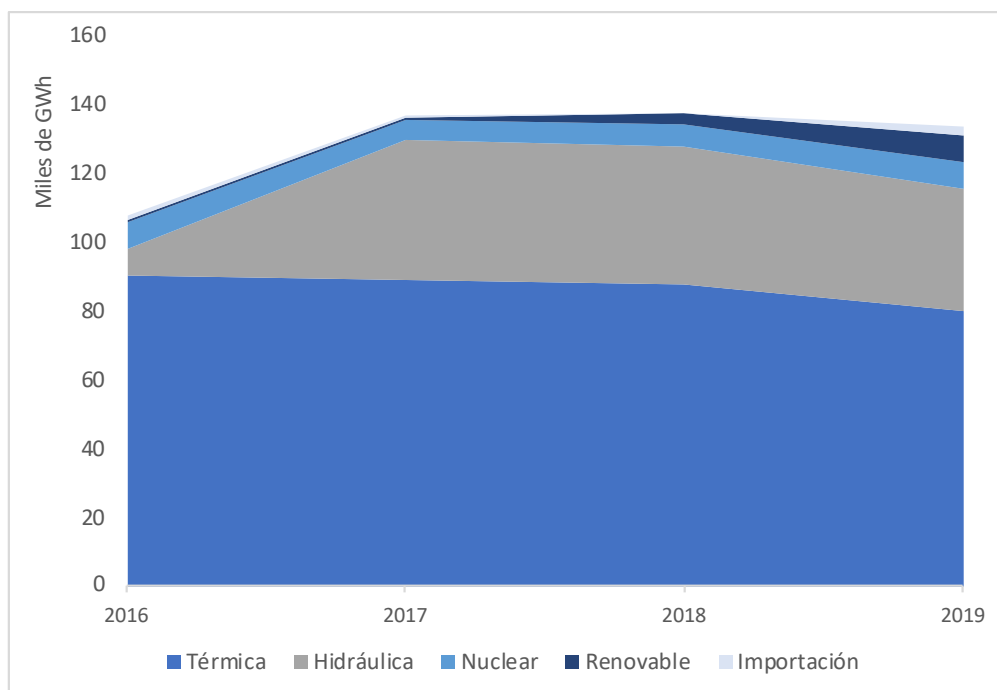


Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 1Q 2020.

Central Puerto ha logrado ser partícipe de la migración hacia energías renovables que comenzó a gestarse en el mercado eléctrico argentino en 2017, en claro detrimento de la energía térmica.

Gráfico n°11

Evolución generación energética en Argentina



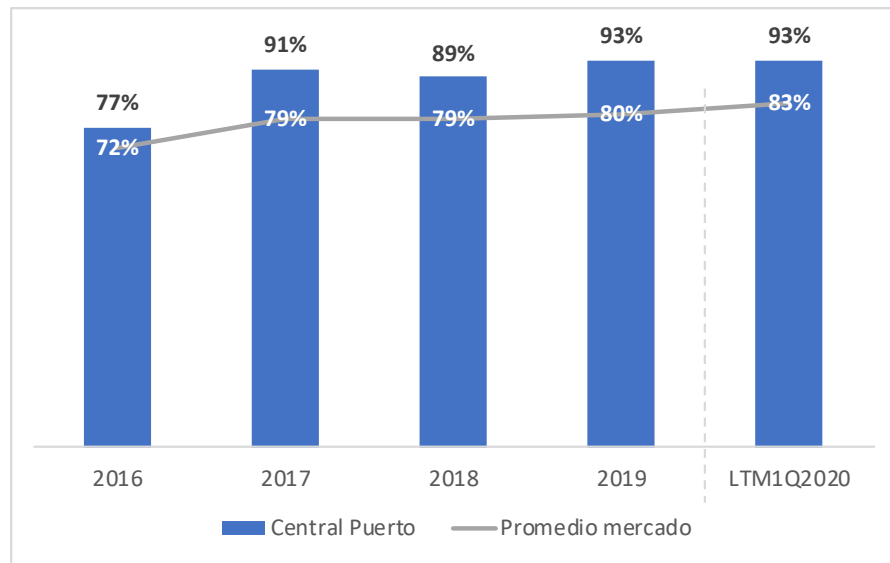
Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

La compañía posee actualmente una posición dominante en la industria energética de Argentina. Junto con AES, Pampa Energía y ENEL tienen el 65% del mercado. Aún así, la competencia es feroz mientras las compañías tratan de alcanzar mayores eficiencias y disponibilidades de manera tal de conseguir la prioridad desde CAMMESA.

Eficiencia y disponibilidad significan mayores ganancias. Las resoluciones que regulan el mercado energético argentino establecen prioridad de despacho para aquellas fuentes más eficientes como también para aquellas compañías que asuman el compromiso de determinada disponibilidad energética. Central Puerto logra cumplir con dichos estándares no sólo tercerizando sus contratos de mantenimiento con General Electric y Siemens, sino también manteniendo sus equipos internos equipados con inventarios sobrantes de partes indispensables de manera tal de minimizar el impacto del daño inesperado de unidades. Consecuentemente, en los últimos cuatro años, las unidades térmicas de CEPU superaron el promedio de mercado, siendo en 2019 un 13% mayor al mismo con sus plantas disponibles el 93% del tiempo.

Gráfico n°12

Disponibilidad promedio de unidades térmicas

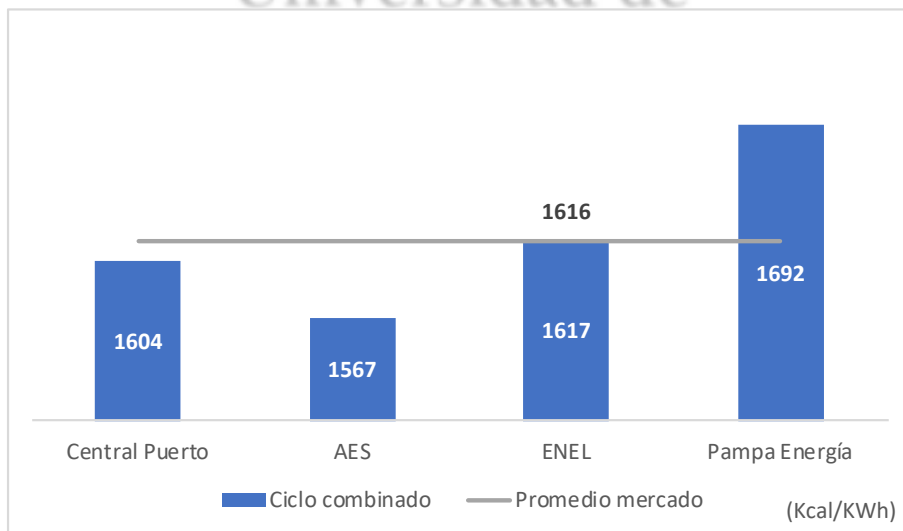


Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 1Q 2020.

Durante 2019, los ciclos combinados y turbinas a vapor tuvieron una tasa de calor menor al promedio de mercado. Se define a la tasa de calor como la cantidad de energía utilizada por un generador eléctrico o planta para generar un KWh de energía eléctrica.

Gráfico n°13

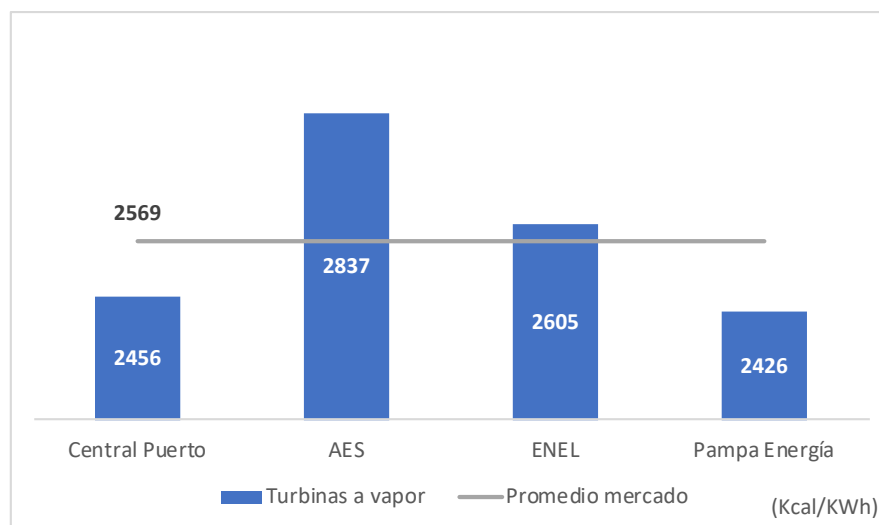
Tasas de calor (Kcal/KWh) ciclo combinado (2019)



Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 4Q 2019.

Gráfico n°14

Tasas de calor (Kcal/KWh) turbinas a vapor (2019)



Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 4Q 2019.

El tamaño de la compañía, medido tanto en términos de capacidad instalada y de generación de energía como también respecto a capacidad financiera de sus inversores, ha permitido que CEPU diversifique sus fuentes de ingresos y tome ventaja sobre oportunidades únicas. Su capacidad financiera permitió que siguiesen operando en tiempos donde CAMMESA no hacía honor a sus pagos pendientes. Eventualmente, esto hizo que la compañía entrase al programa FONINVEMEM con mejores condiciones que sus competidores y haya tenido acciones sobre tres plantas. Además, su capacidad de mantener gastos de CAPEX a gran escala ha permitido que CEPU se beneficie con el programa RenovAr y consiga buenos contratos de PPA.

A pesar de las grandes reservas de gas natural en Argentina, un mal manejo llevó a una escasez durante el 2015 al 2017, y dejó a las plantas que dependían de dicho hidrocarburo sin actividad. Si bien el 91% de la flota de CEPU depende del gas natural, ajustes mecánicos a las unidades de generación permitieron que el 93% de las mismas funcionen con combustibles líquidos. Si tenemos en cuenta que el 16% de las plantas en construcción son renovables, esto aumentaría la capacidad total renovable de 6.6% a 7.9% y disminuiría la dependencia en combustible. CEPU, entonces, se ha posicionado para continuar generando energía independientemente del contexto de provisión de combustible en los años venideros.

Adicionalmente, la empresa posee una gran capacidad de almacenamiento de sus diferentes fuentes de combustible para poder enfrentar dichas situaciones de desabastecimiento.

Tabla n°5
Almacenamiento de combustibles

Gasolina	32,000 toneladas de capacidad de almacenaje Equivalente a 6.3 días de consumo
Gasoil	20,000 toneladas de capacidad de almacenaje Equivalente a 5.7 días de consumo
Agua	12 BB m ³ de agua, de los cuales 50% es usable Equivalente a 45 días de consumo

Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 1Q 2020.

D. Subsidiarias

Central Vuelta de Obligado S.A.

Es una compañía privada encargada de la compra de equipos e infraestructura, manejo y mantenimiento de la planta Central Vuelta de Obligado que comenzó sus operaciones el 20 de Marzo del 2019.

Central Puerto tiene el 56.19% de los derechos de voto. Aún así, ha firmado un acuerdo con otros accionistas para en determinadas ocasiones necesitar de sus votos de manera tal de evitar decisiones unilaterales. A su vez, la compañía puede nombrar a dos de los cuatro directores junto con el presidente.

Como todo acuerdo FONIVEMEM, pasados los 10 años de operación, todas las entidades gubernamentales que hayan financiado la construcción de dicha planta tienen el derecho de ser incorporados como accionistas de CVOSA, que podría diluir el interés de la compañía.

Proener S.A.U.

Es una compañía privada encargada de la comercialización y transporte de combustible, tanto en Argentina como internacionalmente. Provee servicios de consultoría y asistencia técnica al sector energético. Central Puerto posee el 100% del capital accionario.

Central Aimé Painé S.A.

Compañía privada encargada de la compra de equipos e infraestructura, manejo y operatoria de las plantas tanto en Argentina como internacionalmente. Central Puerto posee el 97% del capital accionario.

CP Renovable S.A.

En 2016 Central Puerto creó dicha subsidiaria para desarrollar, construir y operar proyectos de energía renovable. La compañía posee el 70% del capital accionario mientras el 30% restante pertenece a Guillermo Pablo Reca.

CP Achiras S.A.U., CP Energy Solutions S.A.U., CP Patagones S.A.U., CP La Castellana S.A.U., Vientos La Genoveva S.A.U., CP Manque S.A.U., CP Los Olivos S.A.U.

Compañías privadas encargadas de la generación y comercialización de energía eléctrica renovable. Central puerto posee el 100% del capital accionario de cada una de ellas.

Vientos La Genoveva II S.A.U.

Compañía privada encargada de la generación y comercialización de energía eléctrica renovable generada por la central eólica La Genoveva II. Originariamente parte de CP Renovables S.A. y adquirida por Central Puerto S.A. el 6 de Agosto del 2018.

E. Plan de incorporación de mayor potencia de generación

Tal como se indicó previamente, Central Puerto resultó adjudicada con tres nuevas plantas y dos proyectos de expansión a lo largo del período 2017-2019 de los cuales sólo uno fue puesto en funcionamiento. Los otros proyectos se estimaban estarían operativos a principios del 2020 pero gracias a la pandemia del COVID-19 todos ellos se encuentran demorados. Si bien la cuarentena fue levantada para la construcción en el sector privado energético en Abril del 2020, los protocolos de seguridad que debe seguir la compañía causan demoras significativas en la construcción.

El único plan de expansión que llegó a término fue el de la planta de Luján de Cuyo en la provincia de Mendoza. El mismo incrementó la capacidad de la planta de cogeneración en 95 MW, para lograr un total de 595 MW junto con su correspondiente venta de vapor.

Tabla n°6
Luján de Cuyo

Luján de Cuyo	
Ubicación	Luján de Cuyo, Prov. De Mendoza
Fecha inicio comercial	Octubre 2019
Capacidad energética agregada	95.32 MW
Capacidad energética otorgada	93 MW (en invierno)
Tasa de calor	1,530 Kcal/KWh
Capacidad producción vapor	125 toneladas por hora
Tecnología	Cogeneración (electricidad + vapor)
Duración del contrato	15 años
Precio adjudicado (capacidad + variable)	U\$S 17,100 por mes + u\$S 8/MWh
Contraparte contrato vapor y duración	YPF - 15 años

Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 1Q 2020.

La primera planta aún pendiente es La central eólica La Genoveva I, que fue adjudicada a Central Puerto durante la administración del Presidente Mauricio Macri en base al programa RenovAr 2 en 2017. Con una potencia de 88 MW, su fecha de apertura fue pospuesta de Mayo a Septiembre debido a demoras sufridas por el proveedor de turbinas respecto a la provisión de ciertos componentes de origen chino. Si bien la compañía notificó a CAMMESA para evitar posibles penalidades, el mayor riesgo que presenta dicha demora recae en la deuda contraída por la subsidiaria Vientos La Genoveva. Central Puerto, como garante, puede enfrentarse a ser responsable de dicha obligación.

Tabla n°7
Central Eólica La Genoveva I

RenovAr	
La Genoveva I	
Ubicación	Bahía Blanca, Prov. De Bs.As.
Fecha estimada de inicio comercial	Mayo 2020 - demorado
Inversión de capital estimada (c/IVA)	u\$S 105 millones
Capacidad adjudicada	87.6 MW
Precio adjudicado por MWh	u\$S 40.90
Duración del contrato	20 años
Fecha del contrato PPA	Mayo 2018
Cantidad de generadores	25
Capacidad unitaria	3.45 MW

Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 1Q 2020.

La segunda planta dentro de el plan de mayor incorporación de potencia, es la planta de cogeneración térmica Terminal 6 de San Lorenzo. Bajo el marco de la Resolución SEE 287-

E/2017, Central Puerto S.A. fue adjudicada con esta plata de 391 MW cuya fecha de inicio comercial se había establecido para Mayo del 2020 pero que también fue pospuesta a Septiembre del 2020.

Tabla n°8
Terminal 6 de San Lorenzo

Terminal 6 San Lorenzo	
Ubicación	Prov. Santa Fe
Fecha estimada inicio comercial	Septiembre 2020
Capacidad energética total esperada	391 MW
Capacidad energética otorgada	330 MW (en invierno)
Tasa de calor	1,490 Kcal/KWh
Capacidad producción vapor	350 toneladas por hora
Tecnología	Cogeneración (electricidad + vapor)
Inversión de capital estimada (s/IVA)	u\$S 284 millones
Duración del contrato	15 años
Precio adjudicado (capacidad + variable)	u\$S 17,000 por mes + u\$S 8/MWh (gas natural) y u\$S 10/MWh (diésel)
Contraparte contrato vapor y duración	Terminal 6 Industrial S.A. - 15 años

Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 1Q 2020.

Finalmente, la tercera planta es el Parque Solar el Puesto. Su construcción comenzó en Agosto del 2019 en la provincia de Catamarca con una capacidad adjudicada de 12 MW. Al momento las obras fueron paralizadas y no tienen fecha cierta de reanudación.

Tabla n°9
El Puesto

El Puesto	
Ubicación	Prov. Catamarca
Duración construcción	12-14 meses
Fecha estimada de inicio comercial	A determinar
Inversión de capital estimada (c/IVA)	u\$S 12 millones
Capacidad adjudicada	12 MW

Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 1Q 2020.

Adicionalmente, el único proyecto de expansión que aún no fue llevado a término es el de la planta Brigadier López adquirida por el grupo en Junio del 2019. Con una capacidad instalada de 281 MW, CEPU comenzó un proyecto de expansión que ampliaría la misma en

140 MW (total de 421 MW). Como en el caso del parque solar El Puesto, aún no hay fecha definida para la puesta en funcionamiento de dicha expansión.

Tabla n°10
Brigadier López

Brigadier López		
Precio	u\$s 165 millones	u\$s 155 millones en efectivo u\$s 10 millones en cuentas comerciales de CAMMESA
Deuda con IEASA desde 14 de Junio, 2019	u\$s 155 millones	Vencimiento: Agosto 2022 Sistema francés, pago mensual 6M LIBOR + 5% o 6.25% (valor más alto)

Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 1Q 2020.

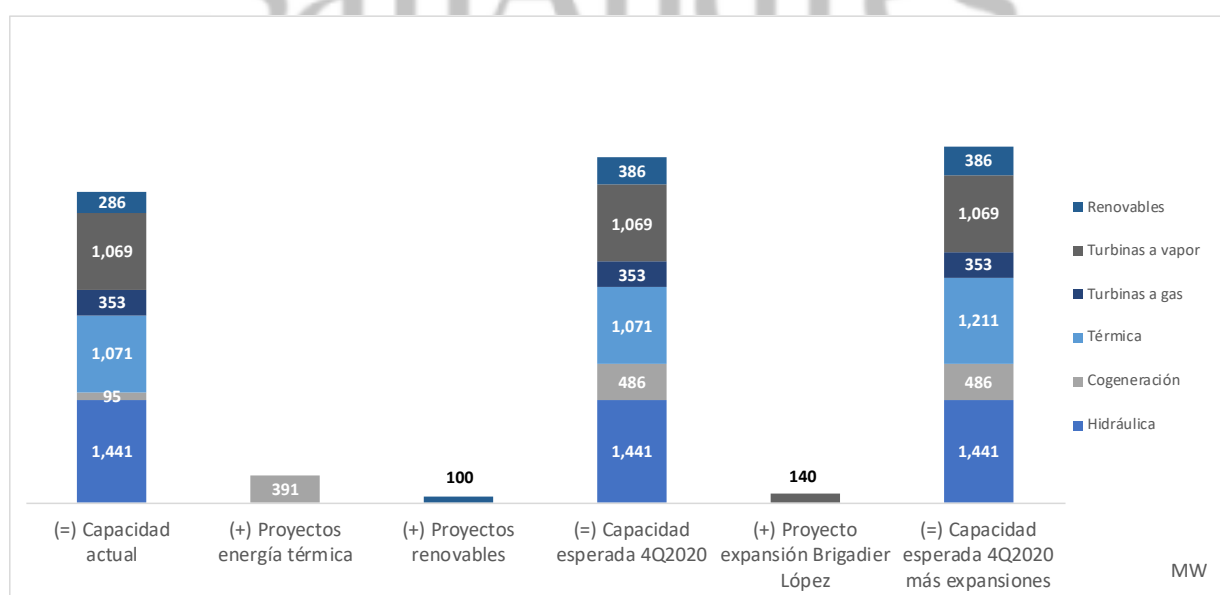
Tabla n°11
Acuerdos de ventas de gas para Brigadier López

PPA con CAMMESA (hasta 30 de Agosto, 2022)		
Turbina a Gas 280 MW	Precio potencia	u\$s 29,089 por mes
	Precio Energía	u\$s 10.50 por MWh

Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 1Q 2020.

El siguiente gráfico muestra la capacidad actual de la compañía más todos los proyectos mencionados en este apartado:

Gráfico n°15
Activos generadores y proyectos de expansión con distinción por tecnología



Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación CEPU 1Q 2020.

Sin un proyecto de expansión definido, Además de lo expuesto, la compañía adquirió 3 nuevas turbinas de gas (dos con una capacidad de 298 MW y una con 286 MW) y 130 hectáreas al norte de la Provincia de Buenos Aires con el objetivo de poder instalar allí nuevas plantas. Se estima que se podrían adicionar 969 MW de capacidad aunque la compañía no puede determinar a ciencia cierta si logrará ser adjudicada con nuevos proyectos por parte del gobierno.



MERCADO ELÉCTRICO

La industria energética es la responsable de la generación de electricidad para uso industrial, comercial, de servicios públicos, transporte y residencial. Combustibles y fuentes de generación, políticas ambientales y eficiencia en el traslado son factores claves que determinan a la industria y sus márgenes.

En 2019, la producción global de energía aumentó 3.5%, catapultando la generación total a 26,000 TWh. El crecimiento fue impulsado en un 76% por la demanda de los mercados asiáticos con China siendo responsable del 70% de la demanda. Por otra parte, Argentina generó 137 TWh (0.5% de la generación global). A pesar de que la generación global aún utiliza carbón como fuente principal de generación energética, más del 45% de la nueva producción fue hecha con fuentes renovables.

Considerando que la generación de energía y el crecimiento del producto bruto han presentado a lo largo de los últimos 20 años una correlación fuerte positiva, se estima que la industria mantendrá una tasa de crecimiento anual del 2.89% durante el período 2019-2024. Debido a una infraestructura deficiente, se espera que los mercados emergentes y economías en desarrollo, como Argentina, tengan un CAGR (*compounded annual growth rate*) menor del orden de 1.5%.

A. Proceso de privatizaciones - Mercado Eléctrico Argentino

A comienzos de la década de 1990, en Argentina se buscó la transformación del sector eléctrico con miras a un profundo cambio en el ámbito económico con una participación creciente de la actividad privada y pasando el Estado a ejercer una función de definición de políticas en el área energética y de regulación del sector energético para que las nuevas actividades se desarrollasen en una forma equilibrada y armónica. Así, el Estado transfería sus funciones de empresario al sector privado reduciendo su sobredimensionamiento y manteniendo funciones de fijación de políticas de las actividades a efectos de evitar prácticas monopólicas. El objetivo principal era lograr una sólida industria eléctrica, a los precios compatibles con la calidad de servicio y con los costos de mantener y expandir la actividad.

Existían tres grandes empresas verticalmente integradas, propiedad del Estado Nacional: Agua Energía Eléctrica, Sociedad del Estado (generación, transmisión y distribución); SEGBA S.A. (generación y distribución) e Hidronor S.A. (generación y transmisión). Con la Ley 23,696 se dispuso que cada una de las tres grandes empresas del Estado Nacional fuese dividida en unidades de negocios independientes, bajo la forma de sociedades por acciones, siendo el propio Estado Nacional el tenedor inicial del cien por cien de dichas acciones. Esas unidades de negocios debían tener viabilidad económica.

Las empresas de transporte y distribución fueron concesionadas, estableciéndose cuadros tarifarios iniciales y un régimen de calidad de servicio y sanciones por incumplimiento, contenido todo en los contratos respectivos. Una vez implementado el mecanismo anteriormente descrito, se procedió a vender, en licitación pública internacional, el paquete accionario de control que era indivisible.

En el caso de la generación térmica, lo que se vendió fue directamente los activos. A través del Decreto n° 22/1992, Central Puerto S.A. fue creada tomando posesión de las centrales de SEGBA S.A. Puerto Nuevo y Nuevo Puerto, ubicadas en el puerto de la Ciudad de Buenos Aires. Las empresas provenientes de Chile GENER S.A. y Chilecta V Región S.A. resultaron adjudicadas con el 60% de Central Puerto S.A. En 2006, la misma fue adquirida por SADESA ("Sociedad Argentina de Energía S.A.") conjuntamente con el resto de las empresas que conformarían el Grupo SADESA para finalmente en 2014, unificarse en Central Puerto S.A.

En lo que hace a la generación hidráulica, fue necesario previamente concesionar el uso del recurso del agua. Para ello, a través del Decreto n° 287/93, el Estado Nacional dividió la empresa Hidronor en cinco unidades de negocios correspondientes a cada uno de los complejos hidroeléctricos sobre los ríos Limay y Neuquén: Piedra del Águila, El Chocón, Alicurá, Cerros Colorados y Pichi Picún Leufú. Chile GENER S.A. y Chilecta V Región S.A. resultaron adjudicadas con el 59% de las acciones de Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. En 2006, la compañía fue adquirida por SADESA y luego absorbida por Central Puerto S.A.

B. Reestructuración mercado eléctrico argentino

A través de la Ley 24,065, se estableció el Marco Regulatorio Eléctrico que definía la separación de los segmentos del mercado en: generación, transmisión y distribución. A su vez, distinguió el nivel de consumidores en: grandes usuarios (que constituyen Agentes del Mercado Eléctrico) y usuarios finales. La norma estableció que el Estado Nacional cumpliera un rol de regulador y creó el Ente Nacional de Regulación de Electricidad (ENRE).

En cuanto a los mercados distinguió entre mercado a término y mercado spot para la compra-venta de energía. Los distribuidores que compraban la energía en el mercado lo harían a un precio estabilizado que se actualizaba trimestralmente, mientras que los generadores podían vender energía a un precio spot horario. Las tarifas de transporte se elaboraron a partir de cargos fijos de conexión y capacidad de transporte. Además, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) permanecía abierto para países vecinos y los contratos eran entre empresas privadas que se ajustasen al marco regulatorio.

A partir de esta reestructuración, también se establece el funcionamiento del Sistema Argentino de Interconexión ("SADI") administrado por el Organismo Encargado del Despacho ("OED") que coordina las acciones de cada actor en el MEM en función de las necesidades y condiciones del sistema en cada momento.

Respecto a sus características, los subsectores de transmisión y distribución son monopolios naturales. Actualmente, son privados y regulados por entidades gubernamentales. De manera contraria, la generación es un mercado competitivo con entidades privadas y públicas el cual busca abastecer la demanda al menor costo posible.

Todos los subsectores están coordinados por CAMMESA ("Compañía administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), una corporación cuasi gubernamental sin fines de lucro operada por directores del sector público y privado. CAMMESA funciona como intermediario, encargándose del mercado eléctrico en general tanto en el traslado de la energía generada como el cálculo del precio spot y la administración comercial de las

transacciones ocurridas en dicho mercado. CAMMESA es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80%. El 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos. El 80% señalado se integra en partes iguales por los agentes generadores, transportistas, distribuidos y grandes usuarios con 20% de participación cada uno.

En lo que respecta a la generación, como bien se estableció, esta actividad se concibió como una de riesgo sometida a condiciones de competencia. La misma se desenvuelve en un sistema de declaración de costos sujetos a un precio máximo, donde la generación más barata desplaza a la más cara y por lo tanto se garantiza el uso eficiente de los recursos. Las unidades son despachadas económicamente por CAMMESA a los efectos de abastecer la demanda al menor costo económico posible y son remuneradas al precio spot horario en el nodo correspondiente. El generador también recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema ya sea operable o reserva fría, sobre la base de precios oportunamente establecidos por la Secretaría de Energía.

El transporte se fue concesionado a TRANSENER S.A. mediante el Decreto n°2,743/92. Dicha actividad, por razones tecnológicas que se relacionan con las economías de escala que no facilitan la competencia, es monopólica y sujeta a una intensa regulación que tiene los siguientes aspectos salientes:

- Actividad regulada por ENRE en tarifas y calidad de servicio.
- Obligación de brindar libre acceso a todo usuario de Transporte.
- Prohibición de compra/venta de electricidad, limitada a percibir solamente el peaje que corresponda.
- Prohibición al transportista de ser propietario mayoritario en los segmentos de generación y distribución.

El Sistema Argentino de Interconexión fue dividido en siete empresas transportistas al privatizarse. La primera, TRANSENER S.A. es la empresa de transporte en alta tensión única y monopólica en todo el país, mientras que el resto de las empresas son de transporte regional y se las denomina Empresas de Transporte por Distribución Troncal (DISTRO). Cabe destacar que en los últimos años TRANSENER ha alcanzado constantemente su capacidad máxima de despacho ocasionando cortes de luz en diferentes puntos de la región. Al día de hoy no se esperan nuevas inversiones para incrementar la capacidad de dicha empresa transportista.

Los grandes usuarios son aquellos consumidores finales que, cumpliendo con ciertos parámetros técnicos definidos por la Secretaría de Energía, han optado por contratar su abastecimiento de energía directamente con los generadores o comercializadores, pagando el peaje correspondiente a los distribuidores por la utilización de los sistemas de transporte y distribución utilizados. En dicho marco, los usuarios desregulados pueden comprar para abastecerse a través del distribuidor de su área o directamente a un generador o comercializador conocido.

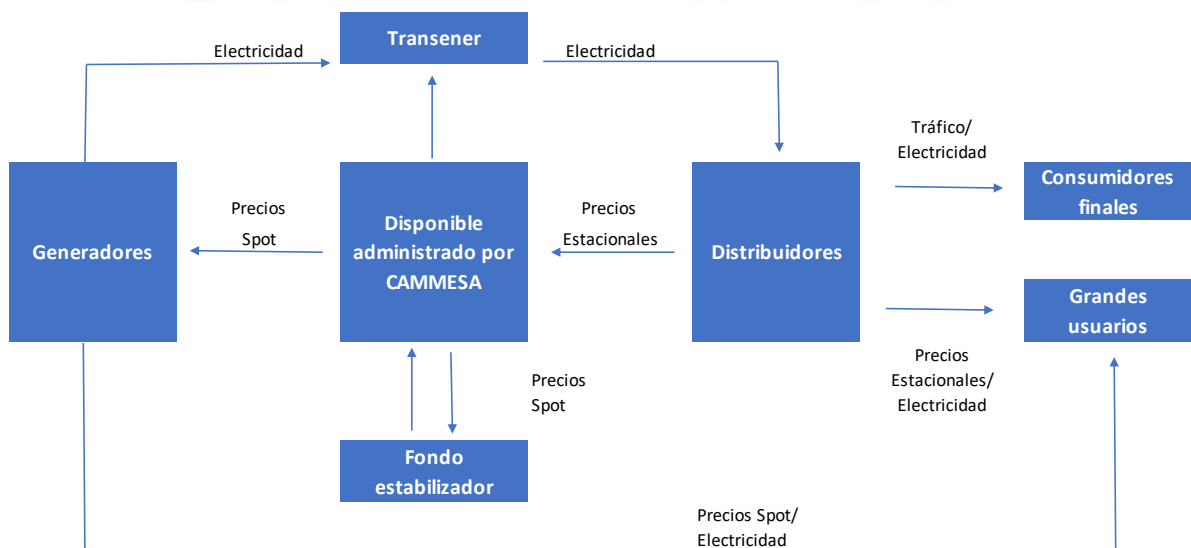
Dichos grandes usuarios se dividen según su nivel de demanda en:

- 1- Grandes Usuarios Mayores (GUMA): aquellos usuarios con una capacidad mayor o igual a 1 MW y un consumo mínimo anual de 4,380 MWh. Dichos usuarios deben contratar por lo menos el 50% de su demanda energética y comprar el resto en el mercado spot.
- 2- Grandes Usuarios Menores (GUME): aquellos usuarios con una capacidad máxima de entre 0.03 a 2 MW. No tienen el requerimiento de una demanda mínima anual y tienen la obligación de contratar el 100% de su demanda energética para no afectar con ninguna transacción al mercado spot.
- 3- Grados Usuarios Particulares (GUPA): usuarios con una capacidad mínima de 0.03 MW y máxima de 0.1 MW. Estos tampoco tienen el requerimiento de una demanda mínima anual y, como los GUME, deben contratar el 100% de su demanda energética, no afectando al mercado spot.

La interacción de estos actores en el MEM se realiza mediante acciones establecidas en una regulación propia del sector que contempla las condiciones técnicas, regulatorias y económicas bajo las cuales se relacionan los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios a través de CAMMESA.

CAMMESA en forma mensual administra las cuentas y saldos a favor o en contra de cada participante por sus operaciones comerciales a través de la producción, transporte, distribución y demanda de energía. Dicho ente recauda de los Distribuidores y Grandes Usuarios los montos correspondientes y retribuye a los Transportistas y Generadores por su oferta. CAMMESA es también quien administra y nuclea las operaciones internacionales.

Gráfico n°16
Participantes del Mercado Eléctrico Argentino



Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Respecto al combustible, CAMMESA es quien lo provee a los generadores libre de costo si están bajo el programa de Energía Base. En Noviembre del 2018, y bajo la Resolución 70/18, el Gobierno Argentino autorizó a generadores bajo el marco regulatorio de Energía Base a comprar su propio combustible para aquellas plantas. Si las generadoras se decidiesen por esta opción, CAMMESA le pagaría a las mismas el costo de del combustible de acuerdo a los costos variables de producción que cada generadora declarase frente a ellos.

Central Puerto comenzó adquiriendo el combustible para la planta Luján de Cuyo y en Diciembre lo hizo para todas las unidades térmicas. Para fines del 2019, el ingreso registrado bajo la Res. 70/18 representó el 30.39% de los ingresos. Sin embargo, el 27 de Diciembre del 2019, el Ministerio de Producción reglamentó la Resolución MDP No. 12/2019 en donde CAMMESA volvió a ser el único proveedor de combustible para las compañías generadoras salvo algunas excepciones.

C. Legislación

Luego de la crisis económica argentina en 2001 y 2002, los costos de los generadores fueron aumentando como resultado de la devaluación del peso argentino y el aumento de los precios del combustible. Como resultado del congelamiento de tarifas a usuarios finales combinado con los mayores costos de generación recién mencionados, CAMMESA comenzó a tener déficit al no poder cobrar a los usuarios finales (vía distribuidores) el precio total de lo adeudado a los generadores. Dado este déficit estructural, CAMMESA creó una serie de regulaciones para mantener el funcionamiento del sistema.

a) Resolución SE N0. 406/03 y otras regulaciones relacionadas al Mercado Mayorista Eléctrico.

Formulada en Septiembre del 2003, obliga el pago prioritario de los balances de las compañías generadoras. Bajo el plan de pago prioritario, los generadores sólo cobran los costos variables de generación declarados mientras que los pagos por capacidad instalada como otros aún pendientes de cobro fueron pospuestos al haber fondos insuficientes. En la resolución, se establece que las obligaciones mensuales adeudadas a los generadores serían realizadas sin fecha de pago cierta (conocidos como pagos LVFVD) pero si tendrían un interés equivalente a la tasa recibida por CAMMESA en sus inversiones propias. Como resultado de dicha resolución, una proporción de las facturas emitidas por la compañía no fueron pagadas en su totalidad en el 2004.

Entre 2004 y 2007, el gobierno argentino anunció una serie de resoluciones con el objetivo de incrementar la capacidad de generación térmica y proveer un mecanismo para que las compañías generadoras puedan finalmente percibir sus montos adeudados. Dichas resoluciones crearon los fondos llamados "FONIVEMEM", administrados por fideicomisos que realizaron inversiones en dos plantas térmicas en Argentina. Todos aquellos adeudados en el mercado mayorista eléctrico fueron invitados a formalmente confirmar su participación dentro de FONIVEMEM. Central Puerto decidió participar.

Dentro de este contexto, los generadores crearon las compañías Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. que manejaban la compra de equipo, la construcción, operación y mantenimiento de cada nueva planta generadora.

Los fideicomisos FONIVEMEM son dueños durante los primeros 10 años de operación. Luego de finalizado el período, todos los activos tienen que ser transferidos a las centrales termoeléctricas y sus accionistas. Los fideicomisos tienen como objetivo administrar, cada uno, el 50% de los ingresos generados desde FONIVEMEM y otros fondos con el propósito de financiar las plantas generadoras. CAMMESA funciona como el fideicomitente, Banco de Inversión y Comercio Exterior ("BICE") como el fideicomisario, la Secretaría de Energía como autoridad regulatoria y las termoeléctricas como beneficiarias mientras que Central Puerto, con los demás accionarios, son garantes.

Los acuerdos FONIVEMEM establecieron que los montos adeudados a las compañías generadoras serían pagados por CAMMESA en 120 pagos mensuales iguales y consecutivos a partir del comienzo de operación de las centrales termoeléctricas. También, se estableció que los pagos serían convertidos a dólares estadounidenses y tendrían como tasa de interés LIBOR más un spread entre 1% y 2%.

En Enero y Febrero del 2010, las centrales termoeléctricas Manuel Belgrano y San Martín comenzaron sus operaciones. En Mayo de dicho año, CAMMESA informó el correspondiente plan de pago. El 7 de Enero del 2020, el acuerdo respecto a la central Manuel Belgrano finalizó, mientras que el de San Martín lo hizo el 2 de Febrero del 2020.

Adicionalmente, en 2010 Central Puerto aprobó un nuevo acuerdo con la Secretaría de Energía por la Central Vuelta de Obligado ("Acuerdo CVO"). En dicho acuerdo, se estableció entre otras cosas, un marco para determinar el mecanismo de pago por aquellos montos impagos durante 2008-2011 y para dicho propósito, se estableció la construcción de una planta térmica de ciclo combinado llamada Central Vuelta de Obligado. En dicho acuerdo también se estableció que CAMMESA debía repagar sus deudas en 120 pagos mensuales iguales y consecutivos una vez comenzada la actividad, por un monto convertido en dólares a un tipo de cambio de \$3.97 con intereses iguales a LIBOR + 5%. En Marzo del 2019, CAMMESA autorizó el comienzo de operaciones de la Central Vuelta de Obligado.

b) [Resolución No. 95/2013](#), [Resolución No. 529/2014](#), [Resolución No. 482/2015](#) y [Resolución No. 22/2016](#)

En Marzo del 2013, la Secretaría de Energía emitió la resolución 95/2013 afectando la remuneración de las compañías generadoras cuyos precios habían sido congelados desde 2003. Definió un nuevo sistema de compensación por costos fijos, costos variables no relacionados al combustible y una remuneración adicional.

Las unidades térmicas debían lograr una disponibilidad objetivo que variase según la tecnología utilizada para así poder obtener una remuneración total de los costos fijos. Con dicha resolución también se estableció que todo combustible, salvo el carbón, debería ser provisto por CAMMESA. Además, se establecía que parte de la remuneración adicional se

implementaría en proyectos de infraestructura de energía solar, suspendiendo la inclusión de nuevos contratos dentro del mercado energético así como extensiones y renovaciones.

En Mayo del 2014, se publicó la Resolución No. 529/2014 que actualizaba de manera retroactiva los precios de la resolución 95 a Febrero del 2014, cambió la disponibilidad objetivo y adicionó una remuneración por mantenimiento no recurrente. Dicha remuneración se implementaba a través de LVFVD con el objetivo de cubrir aquellos gastos incurridos para el mantenimiento de grandes unidades.

En Julio del 2015, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No. 482/2015 que actualizaba los precios de manera retroactiva a Febrero del 2015 y creaba un nuevo fideicomiso llamado “Recursos para las inversiones del FONIVEMEM 2015-2018” para invertir en nuevas plantas generadoras. Finalmente, en Marzo del 2016, a través de la Resolución No. 22/2016, los valores establecidos en la resolución anterior fueron actualizados a valores de Febrero del 2016.

c) Resolución No. 10/2017

En Enero del 2017, la Secretaría de Energía emitió la Resolución SEE No. 19/17, remplazando la Resolución 95 y cambiando la remuneración de los generadores eléctricos por transacciones operadas. Cambió sustancialmente el esquema de tarifas antes establecido en la Resolución 22. Establecía que las empresas generadoras recibirían una remuneración por energía generada y capacidad disponible, un crecimiento gradual de las tarifas desde Febrero, Mayo y Noviembre del 2017, tarifas denominadas en dólares y el 100% de las ventas de energía serían cobradas en efectivo por las generadoras, eliminando la creación de nuevos LVFVD.

La Secretaría de Energía también estableció que generadores eléctricos, cogeneradores y demás podían actuar como agentes dentro del mercado mayorista energético y quienes operasen energía térmica convencional, podían hacer ofertas de disponibilidad garantizada de no tener PPAs ya existentes. La oferta debía ser aceptada por CAMMESA y duraría por 3 años.

d) SGE (Secretaría de Gobierno de Energía) Resolución No. 70/2018 y Ministerio de Producción Resolución No. 12/2019

En Noviembre del 2018, la Resolución No. 70/2018 fue publicada permitiendo a los generadores del mercado mayorista energético obtener su propio combustible. Esto no alteró los compromisos asumidos por los agentes generadores con CAMMESA. Estableció que los costos de generación con su propio combustible serían valuados de acuerdo al mecanismo de reconocimiento del costo variable promedio (“CVP”) adjudicado por CAMMESA. En caso de no optar por esta opción, CAMMESA seguiría siendo quien provea el combustible.

Finalmente, bajo la resolución No. 12/2019 del Ministerio de Producción, la compra de combustible para generación de energía eléctrica nuevamente estaba centralizada a través de CAMMESA.

e) Resolución de la Secretaría de Energías Renovables No. 1/2019

A comienzos del 2019 estaba vigente la Resolución 19/17 sancionada en Febrero del 2017 que introducía modificaciones en la remuneración de los agentes generadores. Entre las más importantes encontramos:

- La dolarización del precio de la potencia y la energía.
- Modificación en la manera de remunerar la potencia disponible a generadores térmicos en función de asumir o no un compromiso de disponibilidad.
- Eliminación de las liquidaciones de venta con fechas de vencimiento a definir (LVFVD).
- Aumento de la participación del ingreso por potencia respecto del ingreso variables por energía sobre los ingresos totales.

A partir de la Resolución 1/2019 el 1^{ero} de Marzo del 2019, se deroga la Resolución 19/17 mencionada anteriormente 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.

Establece la 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 más importantes entre las dos resoluciones son:

- Reducción en los precios aplicados para cada tecnología.
- 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 se presenta a continuación.

- 1- Remuneración mínima: remunera la potencia media mensual (sin considerar horas de mantenimiento programadas acordadas con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que no declaran DIGO:

Tabla n°12*Remuneración mínima de potencia*

Remuneración mínima de potencia (USD/MW-mes)			
Tecnología	Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P ≤ 50 MW	4,600	4,600	0.0%
TG P > 50 MW	3,550	3,550	0.0%
TV P ≤ 100 MW	5,700	5,200	-8.8%
TV P > 100 MW	4,350	4,350	0.0%
CC P ≤ 150 MW	3,400	3,400	0.0%
CC P > 150 MW	3,050	3,050	0.0%
Motores de combustión interna	5,700	5,200	-8.8%

Fuente: Elaboración propia con datos de la memoria anual de CEPU (2019).

Tabla n°13*Precio de la potencia garantizada ofrecida (USD/MW-mes)*

Precio de la Potencia Garantizada Ofrecida DIGO (USD/MW-mes)				
Período	Mes	Res. 19/17	Res. 1/19	Var
Verano	Diciembre	7,000	7,000	0.0%
	Enero	7,000	7,000	0.0%
	Febrero	7,000	7,000	0.0%
Resto	Marzo	7,000	5,500	-21.4%
	Abril	7,000	5,500	-21.4%
	Mayo	7,000	5,500	-21.4%
Invierno	Junio	7,000	7,000	0.0%
	Julio	7,000	7,000	0.0%
	Agosto	7,000	7,000	0.0%
Resto	Septiembre	7,000	5,500	-21.4%
	Octubre	7,000	5,500	-21.4%
	Noviembre	7,000	5,500	-21.4%

Fuente: Elaboración propia con datos de la memoria anual de CEPU (2019).

- 2- Factor de Uso: se calcula como la relación entre la energía operada y la disponible 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 del factor de uso ubicados dentro del rango del 30%-70%, el porcentaje de liquidación de la remuneración de potencia para la unidad se calcula como:

$$FU * 0.75 + 0.475$$

Respecto a la generación hidráulica, con la Resolución 19/17, la potencia se remuneraba de la siguiente manera:

- 1- El precio base se remuneraba por la potencia disponible real más aquella en mantenimiento acordado.
- 2- El precio adicional (1,000 U\$S/MW-mes), se remuneraba solamente en función de la potencia disponible real.

Bajo la Resolución 1/19, se estableció un aumento en la remuneración base de la potencia hidráulica y se eliminó la remuneración adicional bajo el siguiente esquema:

Tabla n°14

Remuneración de la potencia (USD/MW-mes) - hidráulica

Remuneración de la Potencia (USD/MW-mes)					
Escala Hidro	Remuneración BASE			Remuneración ADICIONAL	
	Res.19/17	Res.1/19	Var	Res.19/17	Res.1/19
Unidades HI Grandes P > 300MW	2,000	3,000	50%	1,000	-
Unidades HI Medias 120 MW < P < 300 MW	3,000	4,000	33%	1,000	-
Unidades HI Chicas 50 MW < P < 120 MW	4,500	5,500	22%	1,000	-
Unidades HI Renovables con P < 50 MW	8,000	9,000	13%	1,000	-
Unidades Bombeo HB Grandes con P > 300 MW	1,000	1,500	50%	500	-
Unidades Bombeo HB Medias con 120 MW < P < 300 MW	2,000	2,500	25%	500	-

Fuente: Elaboración propia con datos de la memoria anual de CEPU (2019).

Respecto a la remuneración de energía de generación térmica, la Resolución 1/19 establecía una reducción en la remuneración por energía generada y operada, de acuerdo al tipo de tecnología como se indica a continuación:

Tabla n°15*Remuneración energía generada con Gas Natural (USD/MW)*

Remuneración energía generada con GN (USD/MWh)			
Tecnología	Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P ≤ 50 MW	5.00	4.00	-20.0%
TG P > 50 MW	5.00	4.00	-20.0%
TV P ≤ 100 MW	5.00	4.00	-20.0%
TV P > 100 MW	5.00	4.00	-20.0%
CC P ≤ 150 MW	5.00	4.00	-20.0%
CC P > 150 MW	5.00	4.00	-20.0%
Motores de combustión interna	5.00	4.00	-20.0%

Fuente: Elaboración propia con datos de la memoria anual de CEPU (2019).

Tabla n°16*Remuneración energía generada con Gas Oil/Fuel Oil (USD/MWh)*

Remuneración energía generada con GO/FO (USD/MWh)			
Tecnología	Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P ≤ 50 MW	8.00	7.00	-12.5%
TG P > 50 MW	8.00	7.00	-12.5%
TV P ≤ 100 MW	8.00	7.00	-12.5%
TV P > 100 MW	8.00	7.00	-12.5%
CC P ≤ 150 MW	8.00	7.00	-12.5%
CC P > 150 MW	8.00	7.00	-12.5%
Motores de combustión interna	8.00	7.00	-12.5%

Fuente: Elaboración propia con datos de la memoria anual de CEPU (2019).

Tabla n°17*Remuneración energía generada con Biocombustible (USD/MWh)*

Remuneración energía generada con Biocombustible (USD/MWh)			
Tecnología	Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P ≤ 50 MW	11.00	10.00	-9.1%
TG P > 50 MW	11.00	10.00	-9.1%
TV P ≤ 100 MW	11.00	10.00	-9.1%
TV P > 100 MW	11.00	10.00	-9.1%
CC P ≤ 150 MW	11.00	10.00	-9.1%
CC P > 150 MW	11.00	10.00	-9.1%
Motores de combustión interna	11.00	10.00	-9.1%

Fuente: Elaboración propia con datos de la memoria anual de CEPU (2019).

Tabla n°18*Remuneración energía generada con Carbón (USD/MWh)*

Remuneración energía generada con Carbón (USD/MWh)			
Tecnología	Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P ≤ 50 MW			
TG P > 50 MW			
TV P ≤ 100 MW	13.00	12.00	-7.7%
TV P > 100 MW	13.00	12.00	-7.7%
CC P ≤ 150 MW			
CC P > 150 MW			
Motores de combustión interna			

Fuente: Elaboración propia con datos de la memoria anual de CEPU (2019).

Tabla n°19*Remuneración energía operada (USD/MWh)*

Remuneración energía operada (USD/MWh)			
Tecnología	Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P ≤ 50 MW	2.00	1.40	-30.0%
TG P > 50 MW	2.00	1.40	-30.0%
TV P ≤ 100 MW	2.00	1.40	-30.0%
TV P > 100 MW	2.00	1.40	-30.0%
CC P ≤ 150 MW	2.00	1.40	-30.0%
CC P > 150 MW	2.00	1.40	-30.0%
Motores de combustión interna	2.00	1.40	-30.0%

Fuente: Elaboración propia con datos de la memoria anual de CEPU (2019).

Para la generación hidráulica, la Resolución 1/19 no modificó ni los precios de remuneración de la energía generada, ni operada, siguiendo el siguiente esquema:

Tabla n°20*Remuneración energía generada hidráulica (USD/MWh)*

Remuneración energía generada hidráulica (USD/MWh)			
Tecnología	Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P ≤ 50 MW	3.50	3.50	0.0%
TG P > 50 MW	3.50	3.50	0.0%
TV P ≤ 100 MW	3.50	3.50	0.0%
TV P > 100 MW	3.50	3.50	0.0%
CC P ≤ 150 MW	3.50	3.50	0.0%
CC P > 150 MW	3.50	3.50	0.0%
Motores de combustión interna	3.50	3.50	0.0%

Fuente: Elaboración propia con datos de la memoria anual de CEPU (2019).

Tabla n°21*Remuneración energía operada hidráulica (USD/MWh)*

Remuneración energía operada hidráulica (USD/MWh)			
Tecnología	Res. 19/17	Res. 1/19	Var
TG P ≤ 50 MW	1.40	1.40	0.0%
TG P > 50 MW	1.40	1.40	0.0%
TV P ≤ 100 MW	1.40	1.40	0.0%
TV P > 100 MW	1.40	1.40	0.0%
CC P ≤ 150 MW	1.40	1.40	0.0%
CC P > 150 MW	1.40	1.40	0.0%
Motores de combustión interna	1.40	1.40	0.0%

Fuente: Elaboración propia con datos de la memoria anual de CEPU (2019).

Durante el 2019, la demanda neta de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tuvo una reducción del 3.7% respecto del 2018 alcanzando los 126,405 GWh. La misma fue cubierta de la siguiente manera:

Tabla n°22*Generación e Intercambio Internacional (GWh)*

Generación e Intercambio Internacional (GWh)			
Energía	2018	2019	Var
Térmica	87,727.00	80,137.00	-8.7%
Hidráulica	39,951.00	35,370.00	-11.5%
Nuclear	6,452.00	7,927.00	22.9%
Renovable	3,350.00	7,812.00	133.2%
Importación	344.00	2,746.00	698.3%
Exportación	280.00	261.00	-6.8%

Fuente: Elaboración propia con datos de la memoria anual de CEPU (2019).

A partir del cuadro anterior se puede inferir que la disminución en la generación térmica e hidráulica se explica, aunque sea parcialmente, por el aumento de las energías renovables. En consecuencia, en dicho año también se produjo una reducción interanual del consumo del gas natural, gasolina y gasoil.

Tabla n°23*Consumo de combustible*

Combustible	2018	2019	Var.
Gas natural (miles de dam ³)	18,039	17,206	-5%
Fuel Oil (miles de TN)	565	185	-67%
Gas Oil (miles de TN)	875	403	-54%
Cabón mineral (miles de TN)	657	221	-66%

Fuente: Elaboración propia con datos de la memoria anual de CEPU (2019).

f) Resolución de la Secretaría de Energía No. 31/2020

El 27 de Febrero del 2020, la Secretaría de Energía publicó en el Boletín Oficial la Resolución No. 31 que modifica el criterio para calcular los precios de generación y potencia que las compañías generadoras utilizan en el mercado spot, con fecha retroactiva al 1^{er} de Febrero del corriente año.

Esta nueva resolución, contraria a la Resolución No.1, establece que todo tipo de remuneración será en pesos argentinos siendo los precios ajustados mensualmente con una fórmula basada en la evolución del índice de precios al consumidor (IPC) y el índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM). En concreto, la fórmula tiene en cuenta el 60% del IPC y el 40% del IPIM. Los nuevos precios respecto a potencia son generalmente menores a los de Enero del 2020 pero los de energía se mantienen constantes sólo que expresados en pesos en vez de dólares americanos. Finalmente, esta regulación introduce un nuevo requerimiento mensual: "MTR" (el mismo está determinado por la suma de horas de la generación térmica de todo el sistema) con un sistema de precios según la estación del año y la energía despachada durante las primera y segunda hora de las 25 del MTR.

A modo resumen, los cambios más importantes de la resolución fueron:

- Los precios están expresados en pesos argentinos.
- El precio variable inicial de la energía, a pesar de estar denominado en pesos argentinos, se mantiene constante.
- El precio inicial de la energía generada por unidades térmicas fue reducido aproximadamente un 16% en pesos argentinos.
- Las unidades de generación con un factor de utilización menor al 30% en los últimos 12 meses, recibirá un 60% del precio, comparado contra el 70% que solían recibir antes. Adicionalmente, si el factor de utilización está entre 30% y 70%, las unidades reciben una proporción lineal entre el 60% y el 100% del precio de la potencia. En cambio, si el factor de utilización es mayor o igual al 70%, las unidades generadoras reciben el 100% del precio.

- El precio inicial fijo para plantas hidroeléctricas se redujo en un 45% y pasa a estar expresado en pesos argentinos.
- Un nuevo esquema para demandas pico fue establecido para mitigar parcialmente los nuevos precios fijos.

Los precios establecidos en esta resolución se listan a continuación.

Tabla n°24
Venta de energía

Venta de energía	Precio en \$/MWh	Precio en USD/MWh
Energía generada		
Planta energía térmica		
Gas natural	240	3.72
Combustible líquido	420	6.51
Planta hidroeléctrica	210	3.26
Planta energía renovable	1,680	26
Energía operada		
Planta energía térmica sin distinción combustible	84	1.30
Planta hidroeléctrica	84	1.30

Remuneración horas MTR	Precio en \$/MWh (mensual)	Precio en USD/MWh (mensual)
Planta energía térmica	37,500	582
Planta hidroeléctrica		
P < 300 MW	32,500	504
300 MW < P	27,500	427

Fuente: Elaboración propia con datos del Balance 1Q 2020 de Central Puerto.

Los precios de remuneración MTR en el cuadro anterior aplican a la energía generada durante las 25 horas de MTR (HMTR-1) y las siguientes 25 horas de MTR (HMTR-2) multiplicadas por el factor FRPHMRT indicado en la tabla siguiente:

Tabla n°25
Esquema horas de máximo requerimiento térmico

Horas de máximo requerimiento térmico	FRPHMRT			
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
HMRT-1	1.2	0.2	1.2	0.2
HMRT-2	0.6	0.0	0.6	0.0

Fuente: Elaboración propia con datos del Balance 1Q 2020 de Central Puerto.

Remuneración potencia:

Tabla n°26

Remuneración potencia – energía térmica

Precio de la Potencia Garantizada Ofrecida DIGO (\$/MW-mes)		
Período	Mes	Res. 31/20
6 meses de mayor demanda energética	Diciembre	36,000
	Enero	36,000
	Febrero	36,000
	Junio	36,000
	Julio	36,000
	Agosto	36,000
6 meses restantes	Marzo	27,000
	Abril	27,000
	Mayo	27,000
	Septiembre	27,000
	Octubre	27,000
	Noviembre	27,000

Fuente: Elaboración propia con datos del Balance 1Q 2020 de Central Puerto.

Tabla n°27

Remuneración potencia – energía hidráulica

Remuneración de la Potencia (\$/MW-mes)	
Escala Hidro	Remuneración BASE Res.31/20
Potencia > 300MW	99,000
120 MW < Potencia ≤ 300 MW	132,000
50 MW < Potencia ≤ 120 MW	181,500

Fuente: Elaboración propia con datos del Balance 1Q 2020 de Central Puerto.

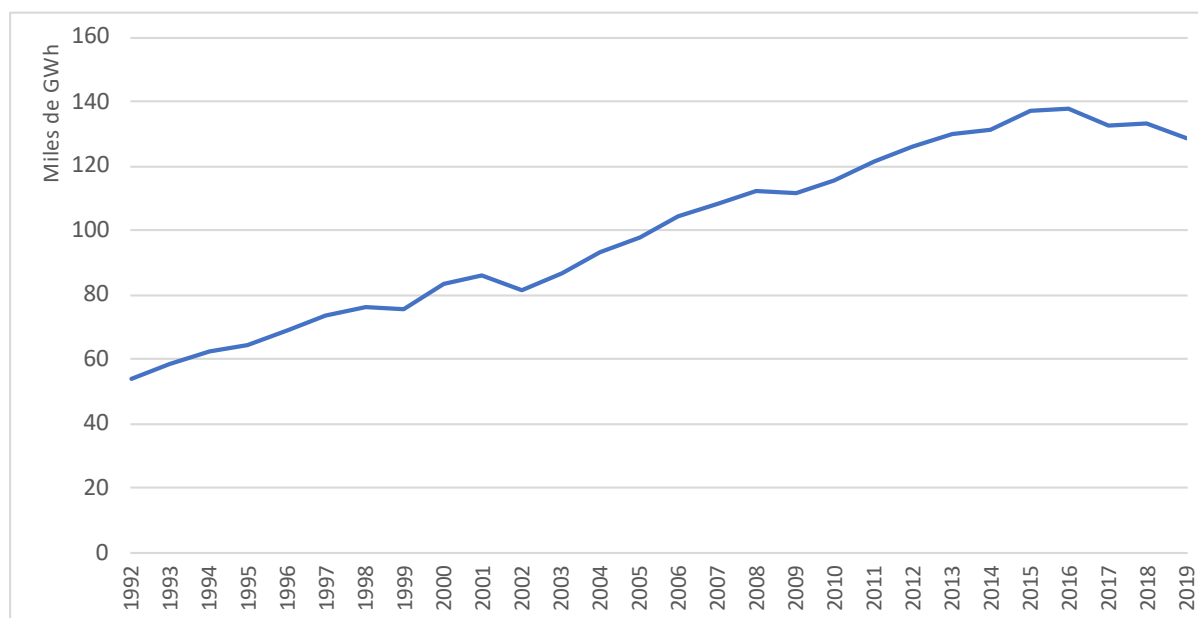
Si bien la Resolución 31 implica una reducción en los ingresos por venta de energía en el mercado spot, no hay dudas acerca de la habilidad de la compañía en seguir operando. Los acuerdos de suministro entre Central Puerto S.A. y CAMMESA están al día y el cobro de los créditos CVO seguirán denominados en dólares al no ser afectados por la Resolución presente.

El 8 de Abril del 2020, se le informó a la compañía que la Secretaría de Energía le instruyó a CAMMESA posponer hasta nuevo aviso la aplicación de la actualización de precios descrita en el segundo párrafo de este apartado. Consecuentemente, CAMMESA no ha aplicado dicho mecanismo de actualización de precios a la energía y potencia vendida desde Marzo del 2020.

D. Demanda de energía eléctrica

Desde la creación de Central Puerto S.A. en 1992 la demanda de energía ha ido aumentando a lo largo de los años. Lo mismo puede evidenciarse en el siguiente gráfico:

Gráfico n°17
Demanda energética argentina (GWh)

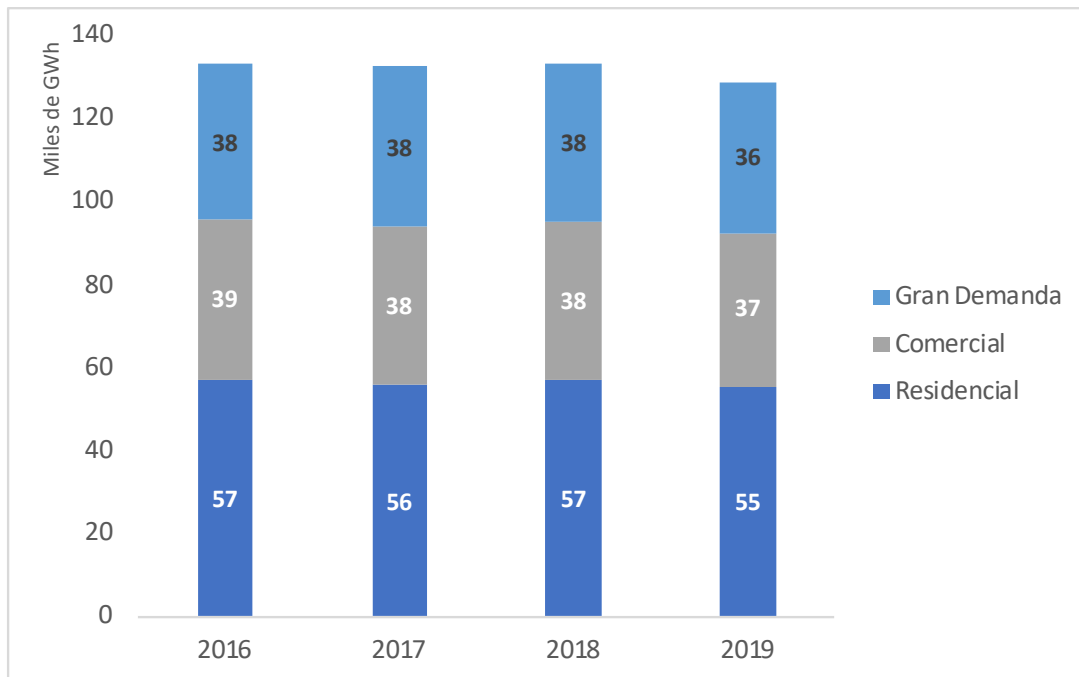


Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

En particular, si analizamos la demanda teniendo en cuenta los diferentes participantes en los últimos cuatro años podemos ver una menor participación de “Gran Demanda” que incluye a los grandes usuarios del MEM (GUMAs, Auto-generadores, GUMEs) como también a los grandes usuarios del distribuidor (GUDIs).

Gráfico n°18

Demanda energética por tipo de usuario (GWh)



Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

En 2019, la demanda terminó con una caída interanual de -3.1%. Durante dicho año, no se presentaron grandes cantidades de días con temperaturas extremas tanto en invierno como en verano, implicando una menor demanda residencial cerrando el año con una disminución de aproximadamente -2.7%. La gran demanda industrial presentó una caída del consumo eléctrico en la mayor parte del año, cerrando el año con una variación negativa de aproximadamente -3.6%.

Respecto a los primeros tres meses del año 2020, en cada uno de ellos se registró un crecimiento comparado al mismo mes del año anterior.

Tabla n°28

Comparación demanda energética 1Q 2019-2020 (GWh)

Comparación demanda energética 1Q 2019-2020 (GWh)								
Enero			Febrero			Marzo		
2019	2020	Variación	2019	2020	Variación	2019	2020	Variación
11,699	11,964	2.3%	10,707	10,841	1.3%	10120	11,064	9.3%

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

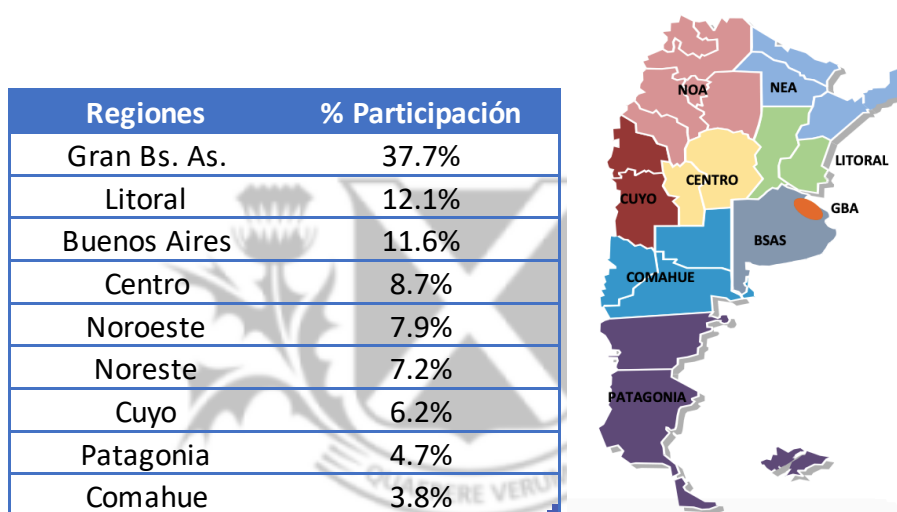
El aumento se explica por las mayores temperaturas en cada mes, con a una mayor demanda chica/residencial. Más específicamente, en Marzo 2020 la demanda total en los primeros 19 días presentó un crecimiento de casi el 18% pero, desde el Viernes 20 al

decretarse la cuarentena, se evidenció una caída del 5% comparado a los últimos 11 días del mismo mes el año anterior. Los datos de CAMMESA para Abril muestran una caída del 11.6% y del 7.6% para Mayo. Si se observa la demanda GUMA desde finales del mes de Abril y durante el mes de Mayo se ve una leve recuperación a medida que se fueron flexibilizando algunas actividades, alcanzando alrededor del 80% de su demanda previa a la cuarentena.

A continuación también se presenta geográficamente cuáles son las zonas del país con mayor demanda energética.

Gráfico n°19

Zonas geográficas con mayor demanda

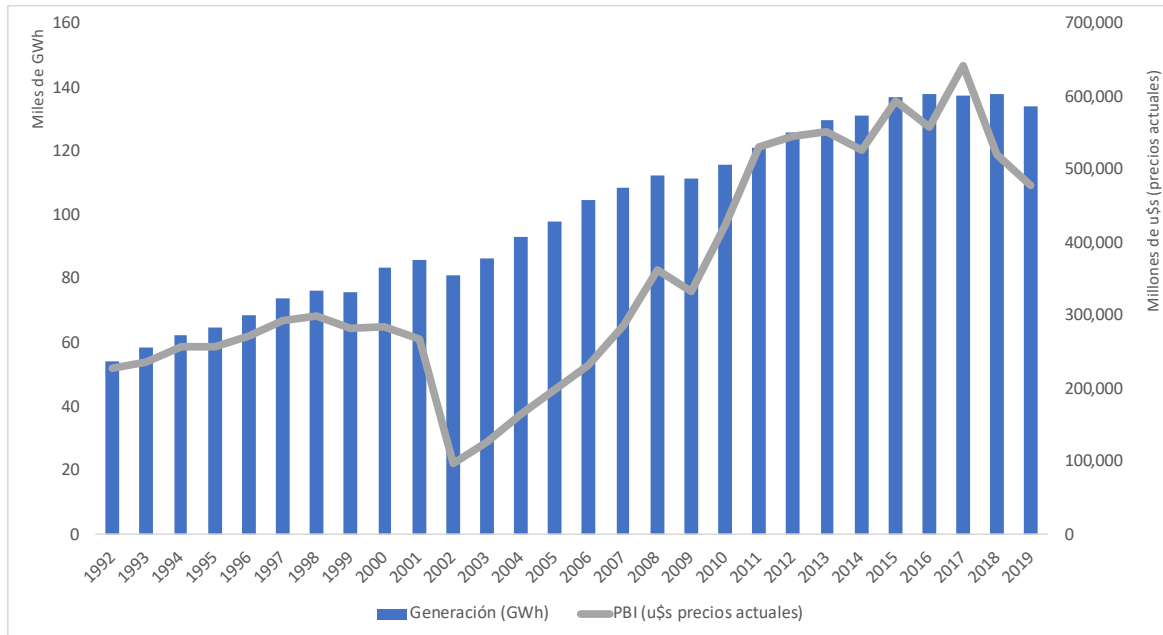


Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Como mencionado anteriormente, la generación de energía y el crecimiento del producto bruto en el mundo han presentado a lo largo de los últimos 20 años una correlación fuerte positiva. A continuación se presenta su evolución a lo largo del período 1992-2019.

Gráfico n°20

Generación eléctrica y PBI Argentina 1992-2019

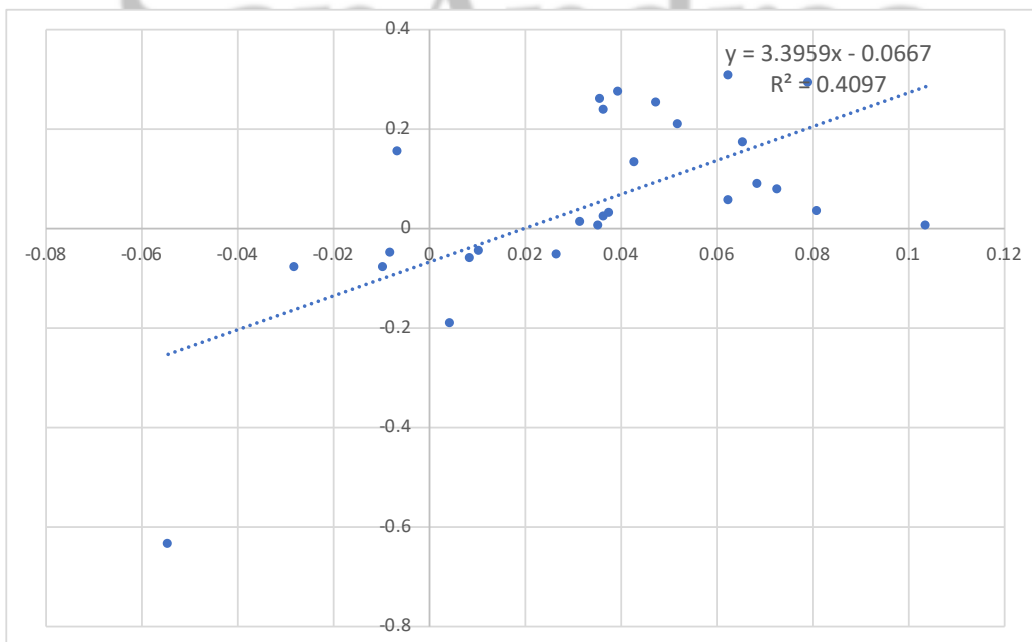


Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA e INDEC.

Para validar dicha correlación en Argentina es necesario evaluar la dispersión entre la generación energética y el PBI durante el período 1992-2019, la cual demuestra efectivamente la existencia de correlación positiva.

Gráfico n°21

Relación entre la variación de la generación eléctrica y del PBI (1992-2019)

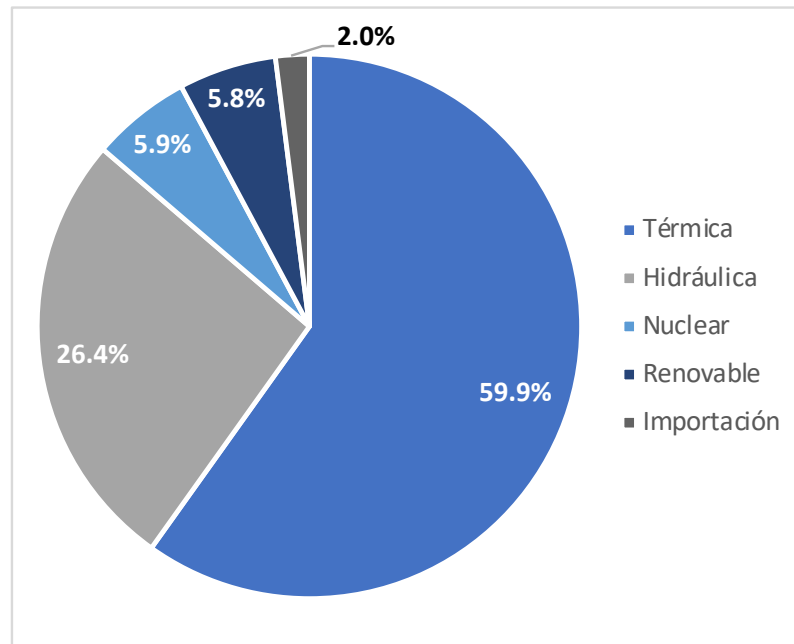


Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA e INDEC.

La migración del sector hacia tecnologías renovables comenzó en 2017 y cada vez toma más fuerza. Así lo demuestran las participaciones de cada fuente de generación en Argentina en donde la energía renovable ya toma el 6% de la torta.

Gráfico n°22

Generación energética por tecnología en Argentina (2019)



Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Haciendo foco en la generación renovable, en la tabla n°29 puede verse la participación de cada tipo de tecnología a Diciembre del 2019. Tanto la energía eólica como la solar incrementaron su generación significativamente, un 634% y 246% respectivamente. Además, el 6.1% de la demanda total del MEM se abasteció con energía renovable, mientras que en el 2018 sólo el 2.5%.

Tabla n°29

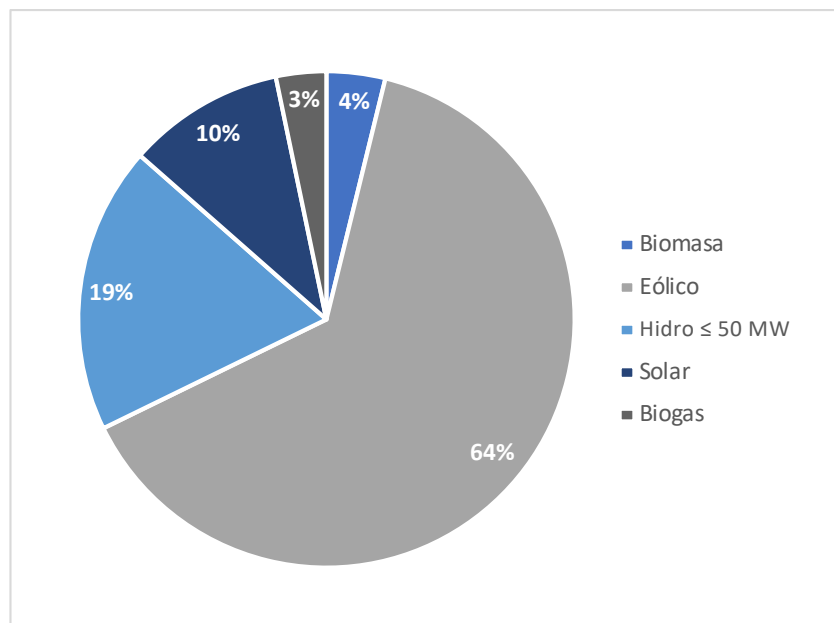
Participación energías renovables en Argentina 2018-2019

Fuente de energía renovable	Enero - Diciembre 2018	Enero - Diciembre 2019	Variación
Biodiesel	-	-	-
Biomasa	241	299	24%
Eólico	1444	4996	246%
Hidro ≤ 50 MW	1431	1462	2%
Solar	109	800	634%
Biogas	147	256	74%

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Gráfico n°23

Participación energías renovables en 2019



Elaboración propia con datos de CMMESA.

E. Uso de combustible en la generación de energía eléctrica

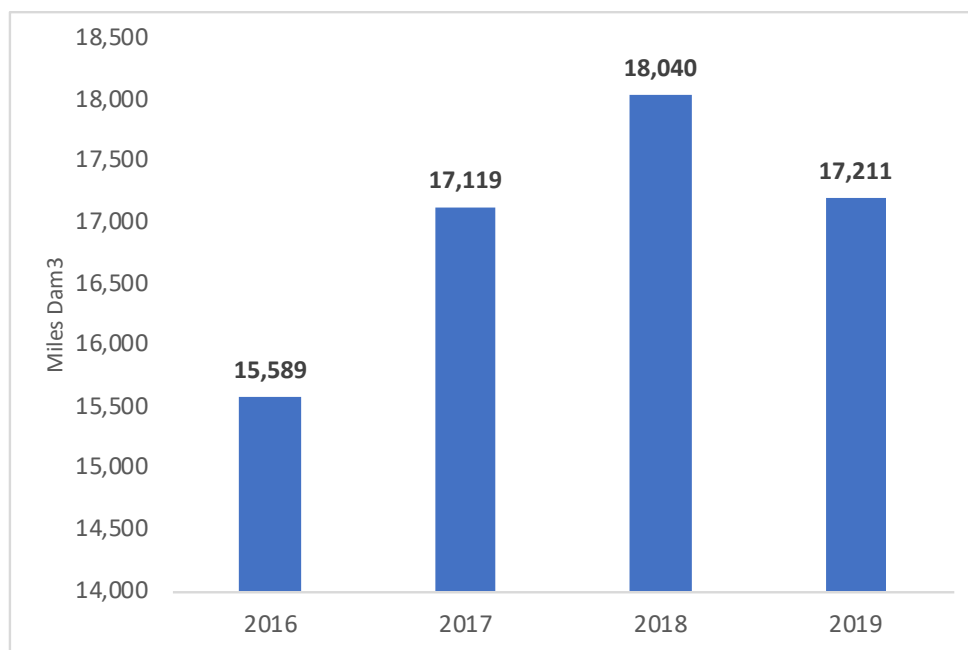
En el mundo la generación energética depende en un primer nivel mayormente de combustibles fósiles, siendo el más utilizado el petróleo (34%), seguido por el carbón (28%) y finalmente el gas natural (23%). El primer nivel es utilizado para abastecer un nivel secundario de generación en donde el combustible más utilizado está liderado por el carbón.

A lo largo de los últimos años se ha podido evidenciar una transformación en el sector dado que al ser uno de los más contaminantes, es frecuentemente señalado como uno de los grandes responsables del cambio climático global (se estima que ocasiona el 60% de las emisiones de gases de efecto invernadero). Dicha transformación se ha visto afectada por la pandemia del coronavirus desatada a comienzos del año 2020, principalmente por la baja brutal que sufrió el precio del petróleo llegando a tener valores negativos. Previo a la pandemia, se estimaba que para el 2030 el gas natural sería más utilizado que el carbón pero con un precio del crudo tan accesible puede que dicho objetivo se vea truncado. Lo mismo podría ocurrir con las energías renovables, a pesar de que las mismas han disminuido sus costos notablemente y sus beneficios ambientales son innegables.

En Argentina, a lo largo del período 2016-2019 se ve un menor consumo de cada tipo de combustible aunque el cambio en el consumo de gas natural no ha sido tan drástico como el de los otros combustibles. El consumo de Fuel Oil disminuyó 93% en 2019 comparado con el consumo del 2016. El consumo de Gas Oil y de carbón mineral disminuyeron 83% y 70% respectivamente haciendo la misma comparativa 2019-2016.

Gráfico n°24

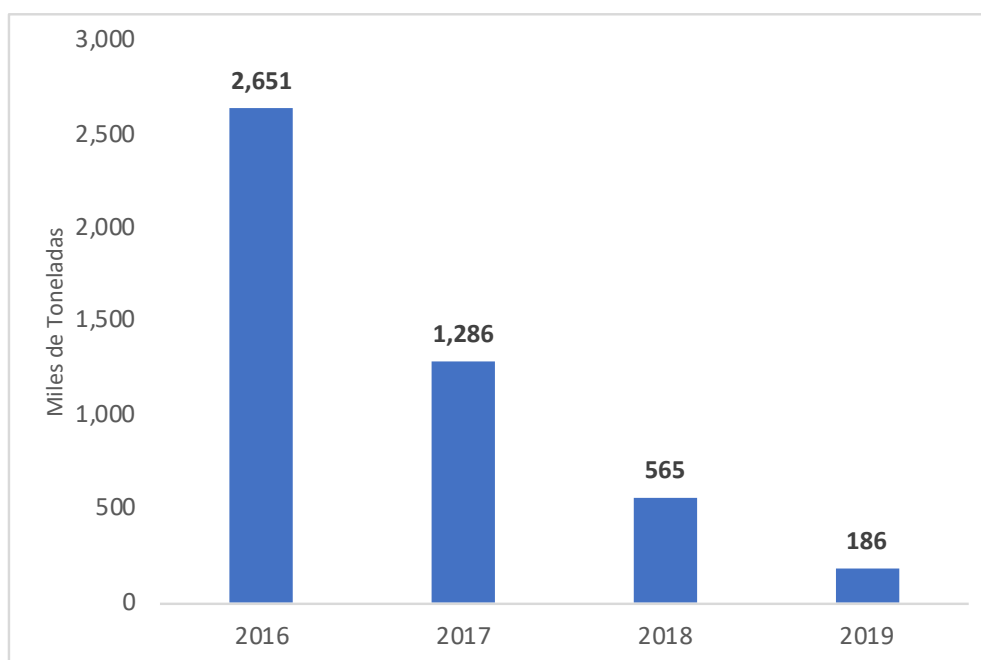
Consumo de gas en Argentina 2016-2019 (miles de Dam³)



Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Gráfico n°25

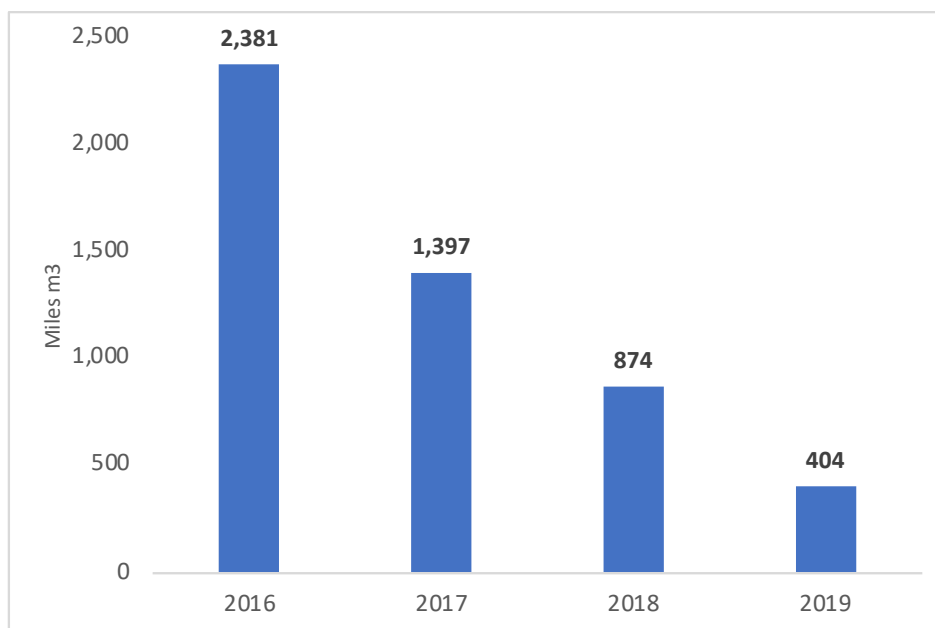
Consumo de FUEL OIL en Argentina 2016-2019 miles de toneladas



Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Gráfico n°26

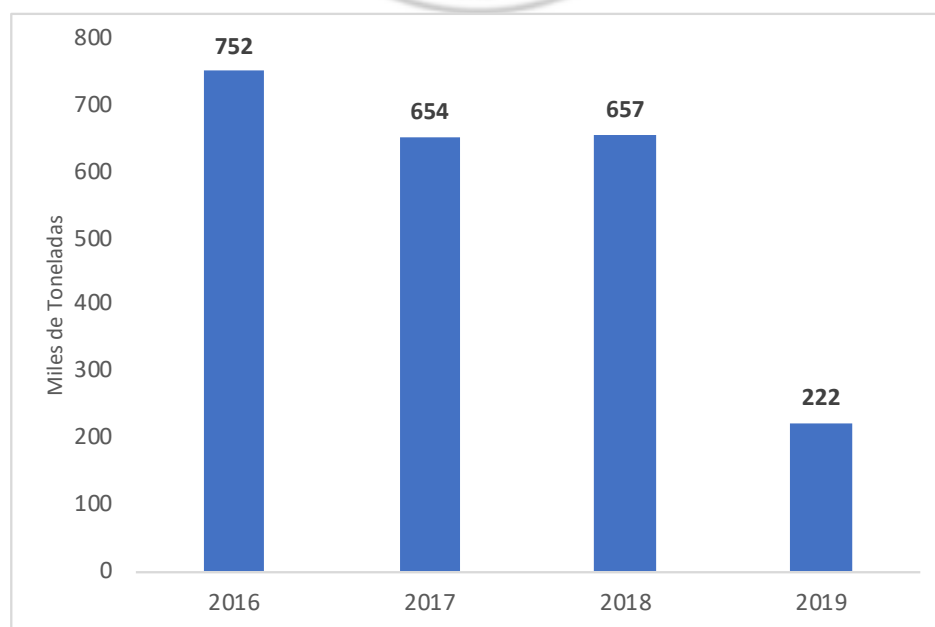
Consumo de Gas Oil en Argentina 2016-2019 (miles de metros cúbicos)



Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Gráfico n°27

Consumo de carbón mineral en Argentina 2016-2019 (miles de toneladas)



Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

F. Competencia – Empresas del Sector de generación eléctrica

Como visto anteriormente, el sector de generación de energía eléctrica en Argentina se compone tanto de empresas públicas como privadas que son de origen nacional e internacional. Si bien el objetivo es que todas las empresas compitan para poder despachar energía teniendo prioridad aquella de menor costo, en la realidad prácticamente toda potencia disponible es despachada e incluso se ha tenido que importar para poder cubrir las necesidades.

El Estado Nacional participa en la generación energética a través de las centrales nucleares Atucha I, II y Embalse, el complejo hidroeléctrico Yacretá y la central hidráulica de Salto Grande. A nivel provincial lo hace con EPEC, una empresa de Córdoba que genera alrededor de 2,000 MW de potencia. También participa indirectamente a través de las plantas bajo el programa FONINVEMEM y de IEASA (Integración Energética Argentina Sociedad Anónima – ex ENARSA).

Las empresas privadas que actualmente tienen mayor participación en el mercado argentino son Pampa Energía con un 18.7%, Enel con 15.3%, AES con 12.49% y Central Puerto con 17.61%. Entre estas cuatro empresas privadas, nuclean el 65% del mercado.

Pampa Energía es uno de los grupos nacionales integrados más grandes ya que participa en el sector de distribución a través de Edenor, transporte a través de TRANSENER y en el sector de hidrocarburos con Petrobras. Posee actualmente una potencia instalada de 4,751 MW y se encuentra en proyecto de ampliación por otros 471 MW en sus centrales Genelba, Ensenada Barragán y Loma de la Lata.

ENEL, con su casa matriz en Italia, tiene una presencia fuerte tanto en el mercado europeo como el latinoamericano en donde es dueña de la planta de generación térmica más importante de Sudamérica. Está presente en 11 países, produciendo energía renovable y no renovable. En Argentina posee 4,558 MW de capacidad instalada.

Finalmente, la Corporación AES es una compañía con casa matriz en Estados Unidos con presencia en 17 países. Opera 8 plantas de generación ubicadas en las provincias de Buenos Aires, Neuquén, Salta y San Juan con una capacidad instalada de 4,224 MW. Adicionalmente, AES también tiene participación accionaria en las Centrales Termoeléctricas Manuel Belgrano y José de San Martín.

Las tres grandes competidoras de Central Puerto S.A. participaron en los programas RenovAr durante la presidencia de Mauricio Macri por lo que Central Puerto debe tomar como estrategia la participación en licitaciones de diferentes tipos de generación energética para lograr mantener su posición dentro del mercado argentino.

G. Factores de riesgo

i. Riesgos de inversión

Riesgo operacional

Riesgo de finalización: plantas en construcción como San Lorenzo, La Genoveva I y El Puesto. Si CEPU no puede continuar financiando el CAPEX necesario con nueva deuda o acciones, la capacidad instalada proyectada se vería afectada negativamente alterando las estimaciones.

Riesgos por COVID-19:

- a. Reducción de la energía despachada: debido a la cuarentena, la mayoría de las empresas y comercios en Argentina, especialmente en el sector industrial, no han podido funcionar con normalidad. De acuerdo a la información de CAMMESA, durante la primera semana de Abril la demanda total de energía cayó 13.4% comparado con la misma semana del año anterior. Dicha reducción tendrá un impacto en el departamento de generación térmica de la compañía, en particular en las unidades menos eficientes bajo el marco regulatorio de Energía Base.
- b. Demoras en cobros o riesgo de incobrabilidad de los clientes privados: a pesar de que CAMMESA esté pagando sus obligaciones, la reducida actividad económica gracias al coronavirus puede afectar el flujo de fondos de CAMMESA y de los clientes particulares de la compañía, incrementando los días de pago o incluso presentando riesgo de incobrabilidad.
- c. Mayor dependencia de CAMMESA a subsidios del gobierno argentino: el flujo de fondos de CAMMESA depende de los pagos de las compañías de distribución energética más los subsidios del gobierno argentino. Gracias a la cuarentena, el 1^{ero} de Marzo del 2020 el gobierno argentino decretó un período de 180 días en donde se prohíbe la suspensión del servicio eléctrico sin importar que el usuario tenga facturas impagas. Como consecuencia, las compañías energéticas podrían ver una reducción en sus cobros y una mayor deuda de CAMMESA, aumentando su dependencia en subsidios del gobierno.
- d. Seguridad del personal: la compañía ha puesto en práctica protocolos para garantizar la seguridad del personal. Algunas de las medidas tomadas incluyen: el aislamiento de equipos que operan en diferentes unidades, evitar el contacto entre personas de diferentes turnos, el uso de protección extra y mayores medidas sanitarias, reuniones virtuales, etc.
- e. Falta de insumos/equipamiento o demoras en conseguirlos: la cuarentena puede demorar la provisión de insumos necesarios. Si bien dicha provisión es considerada una actividad esencial dentro del marco regulatorio de la emergencia sanitaria del país, no puede garantizarse que dicha provisión no se verá afectada.

ii. Riesgos de la industria

Provisión de combustible: dado un marco industrial volátil, CAMMESA provee combustible para energía térmica libre de costo. Sin embargo, si la política cambia nuevamente forzando a las compañías a pagar por dicho combustible, CEPU debería tener cerca de U\$S 2.3 mil millones por año para poder hacer frente a su demanda de gas natural. Siendo que las tarifas actualmente están congeladas, resulta poco claro cuánto de dicho costo podrá trasladar.

Competencia

La industria energética argentina es un mercado competitivo con cuatro grandes jugadores que controlan más del 65% de la energía generada por compañías privadas. CEPU compete con Pampa Energía que ha incrementado su capacidad instalada en 977 MW a lo largo del último año con el objetivo de ganar el primer puesto. A su vez, AES y ENEL han lanzado ambiciosos planes de inversión para incrementar su capacidad de energías renovables en 1,000 MW. Por lo tanto, CEPU deberá tratar de alcanzar las inversiones en CAPEX que han hecho sus competidores de manera tal de evitar que sus plantas se vuelvan antiguas y/u obsoletas.

iii. Riesgos económicos y políticos

El cambio de gobierno, con Alberto Fernández como presidente, generó incertidumbre para el futuro del sector de energía eléctrica. Al asumir Macri, el gobierno subsidiaba el 94% de los costos de generación energética pero, luego de tres años de aumentos de tarifas, los mismos representaron sólo el 36% de los gastos de generación para pequeños usuarios y 0% para aquellos que utilizasen más de 300 KWh mensuales. Sin embargo, desde el 2019, entre las tarifas congeladas y una inflación galopante, los esfuerzos del gobierno por normalizar el sector se vieron afectados. Con la nueva resolución de Febrero en donde se pesificaron las tarifas y hace meses no se actualizan por la pandemia del COVID-19, CEPU se encuentra en una posición delicada.

Economía en recesión

En 2019, el PBI Argentino cayó 2.2% de forma interanual en términos reales, tomando un valor de U\$S 361,496 millones al 31 de Diciembre. Para el primer trimestre del año corriente, el PBI argentino registró una caída del 5.4% comparado con el mismo período de 2019, siendo que el dato sólo incluye una semana de la cuarentena decretada por el Gobierno Nacional. Con más de 100 días de cuarentena, las estimaciones de las consultoras económicas predicen una caída del 9.5% anual y una inflación de aproximadamente 43.3%.

iv. Riesgos financieros

Volatilidad de futuros

A pesar de los esfuerzos argentinos de garantizar acceso al mercado de futuros, las nuevas restricciones implementadas en Septiembre del 2019, similares a aquellas impuestas durante

el período 2012-2015, disminuyeron la capacidad del gobierno para asegurar un marco estable para inversiones a largo plazo. Además, con el cepo duro impuesto por el gobierno de Alberto Fernández, CEPU encontró mayores dificultades para acceder al mercado de divisas.

v. *Riesgos regulatorios*

Intervención gubernamental

Al momento de asumir Alberto Fernández, existía incertidumbre en el sector por una posible intervención gubernamental. En Febrero del 2020, con la pesificación de las tarifas dicho miedo comenzó a materializarse. En Marzo, con el paquete de medidas tomadas para enfrentar la crisis, decidieron directamente congelar las tarifas junto a frenar la actualización de precios de CAMMESA.

vi. *Riesgos ambientales*

Cambios abruptos respecto a regulaciones ambientales podrían forzar a que CEPU deba alterar sus planes de CAPEX respecto a la generación de energía térmica. Si bien sus planes operativos se vean afectados con muy poca probabilidad, los planes de CEPU de instalar una nueva planta en una propiedad de 130 hectáreas en la provincia de Buenos Aires es el mayor riesgo actual, ya que los permisos para la generación de energía aún no han sido otorgados.



CONTEXTO MACROECONÓMICO

Contexto internacional

En 2019, la economía global registró su crecimiento más bajo desde la década, cayendo 2.3% como resultado de las prolongadas disputas comerciales y la desaceleración en la inversión doméstica.

A comienzos del 2020, la ONU en sus informes exponía la posibilidad de experimentar un crecimiento del 2.5% a lo largo de dicho año, pero que la reavivación de las tensiones comerciales, la inestabilidad financiera o la intensificación de las tensiones geopolíticas podrían frustrar dicha recuperación. Así, en un escenario negativo, el crecimiento global se ralentizaría hasta 1.8% en 2020. Sin embargo, dichas predicciones lejos estaban de considerar el efecto de la pandemia del COVID-19.

Según el Fondo Monetario Internacional, la pandemia está infligiendo enormes y crecientes costos humanos en todo el mundo. Para proteger vidas y permitir que los sistemas sanitarios puedan hacer frente a la situación, ha sido necesario recurrir a aislamientos, confinamientos y cierres generalizados con el fin de frenar la propagación del virus. La crisis sanitaria está repercutiendo gravemente en la actividad económica. Como resultado de la pandemia, se proyecta que la economía sufra una brusca contracción del 3% en 2020, mucho peor que la registrada durante la crisis financiera del 2008-09.

Contexto nacional

En 2019 la economía argentina se contrajo respecto al año anterior, registrando una disminución del PBI del 2.2%. Luego de las elecciones del 27 de Octubre del 2019 en donde Mauricio Macri perdió, Alberto Fernández como presidente y Cristina Fernández de Kirchner como vicepresidente asumieron el 10 de Diciembre. Los mercados respondieron desde conocidos los resultados de las elecciones primarias, en donde bonos y acciones argentinas fueron duramente liquidados generando pérdidas de hasta el 48% de acuerdo al Índice Merval, siendo la segunda caída mundial del mercado más importante en el período 1950-2019.

Tabla n°30

Top 5 caídas del mercado (1950-2019)

Top 5 caídas del mercado (1950-2019)		
Index	1-day % change	Year
Sri Lanka Stock Market Colombo All-Share Index	-61.7%	1989
S&P Merval Index	48.0%	2019
S&P Merval Index	45.2%	2002
The Kazakhstan Stock Exchange Index KASE	38.6%	2002
Mongolia Stock Exchange Top 20 Index	35.4%	2004

Fuente: Elaboración propia con datos de Reuters.

Con el objetivo de detener dicha caída desenfrenada, la administración de Macri decidió aumentar las tasas de interés al 75% el 12 de Agosto. El 28 de ese mismo mes, el Ministro de Economía Lacunza anunció la reestructuración de ciertas obligaciones de deuda de manera tal de extender el plazo de pago del principal y así tener suficiente dinero para poder intervenir en la economía en caso de que hubiese una corrida. El 1^o de Septiembre se anunciaron restricciones al mercado de futuros con el fin de proteger las reservas del Banco Central de la República Argentina. Como si lo anterior no fuese suficiente, el Fondo Monetario Internacional anunció que no desembolsaría el pago de U\$S 5,400 millones (monto correspondiente al préstamo de U\$S 56,000 millones otorgado en Junio del 2018) hasta después de las elecciones.

Dichas medidas repercutieron duramente en el mercado cambiario. El dólar estadounidense mostró un fuerte incremento durante 2019 en comparación al año anterior. El dólar mayorista cerró el año a \$59.89 con un incremento del 58.86% respecto al cierre de Diciembre 2018 de \$37.70.

Durante el 2019, los precios aumentaron a un ritmo menor que el año anterior, aunque aún a niveles elevados. En este sentido, la variación interanual del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPM) publicado por el INDEC fue del 58.5% mientras que en el 2018 fue del 73.5%. Adicionalmente, a lo largo del 2019, el Banco Central de la República Argentina redujo sus reservas internacionales, las cuales se situaron en U\$S 44,781 al cierre del año.

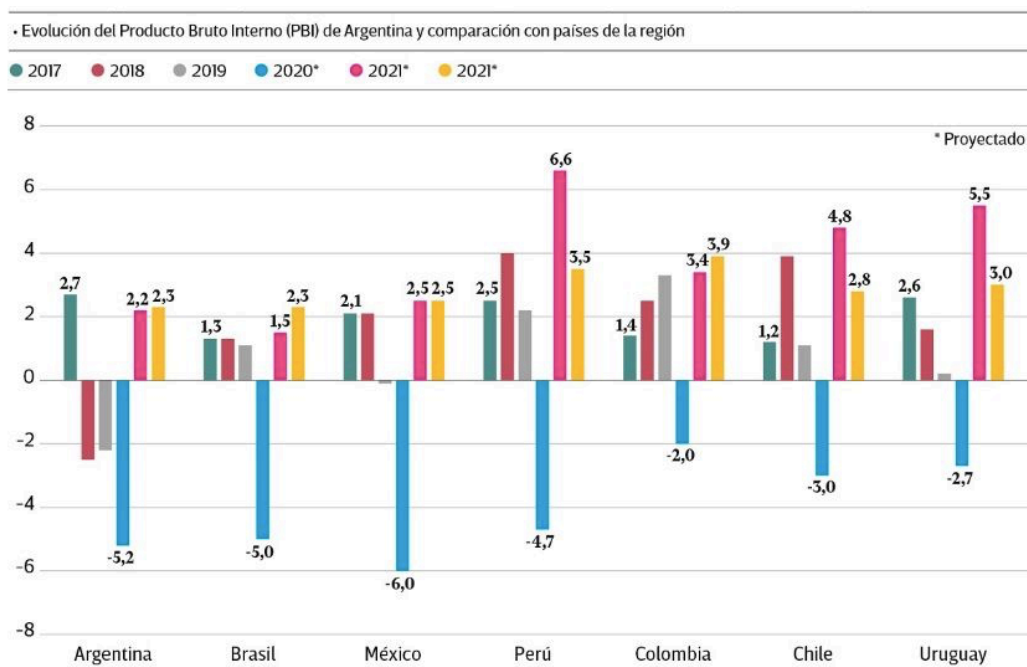
El 17 de Diciembre del 2019, la administración de Fernández presentó una serie de medidas económicas y sociales bajo la llamada “Ley de Solidaridad”. Esta nueva legislación declaraba la emergencia pública hasta el 31 de Diciembre del 2020 en aspectos económicos, financieros, fiscales, administrativos, tarifarios, sociales, energéticos, de salud y respecto a las jubilaciones. Dentro de las medidas se enumeran la sustentabilidad de la deuda, el impuesto país (recargo del 30% sobre la compra de moneda extranjera), cambio de fórmula para el cálculo de las jubilaciones, etc.

Respecto al sector energético, el ejecutivo autorizó el congelamiento de precios por 180 días para luego comenzar la renegociación de los cuadros tarifarios con las diferentes compañías de dicho sector. También autorizó la intervención administrativa del ENRE y ENARGAS. En Febrero de dicho año, la Secretaría de Energía emitió una nueva resolución pesificando las tarifas.

En cuanto a las previsiones para el 2020, el Fondo Monetario Internacional en su informe de Perspectivas de la Economía Mundial de Octubre del 2019, indicó que la economía argentina continuaría su contracción. Al momento de dicho informe aún no se podían prever los efectos que la pandemia del coronavirus tendría sobre la economía. En Abril del 2020, el Banco mundial pronosticó una contracción anual del 5.2% y que la recuperación en los próximos dos años no sería suficiente para devolverla al nivel previo a la llegada del coronavirus.

Gráfico n°28

Evolución del Producto Bruto Interno de Argentina y comparación con países de la región



Fuente: El cronista con datos del informe del Banco Mundial, Abril 2020.



EVOLUCIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS DE CENTRAL PUERTO S.A.

A. Estado de Situación Patrimonial

En el Anexo II se presenta el Estado de Situación Patrimonial para los años 2016 a 2019, incluyendo el primer trimestre del año 2020. Los números se presentan convertidos a dólares debido a que toda la información y las inversiones hasta aquí expuestas se han presentado en dicha moneda. El Estados de Situación Patrimonial original en pesos se expone en el Anexo III.

A continuación, se evalúan los puntos de variación porcentual de cada concepto del Estado de Situación Patrimonial teniendo en cuenta su participación relativa:



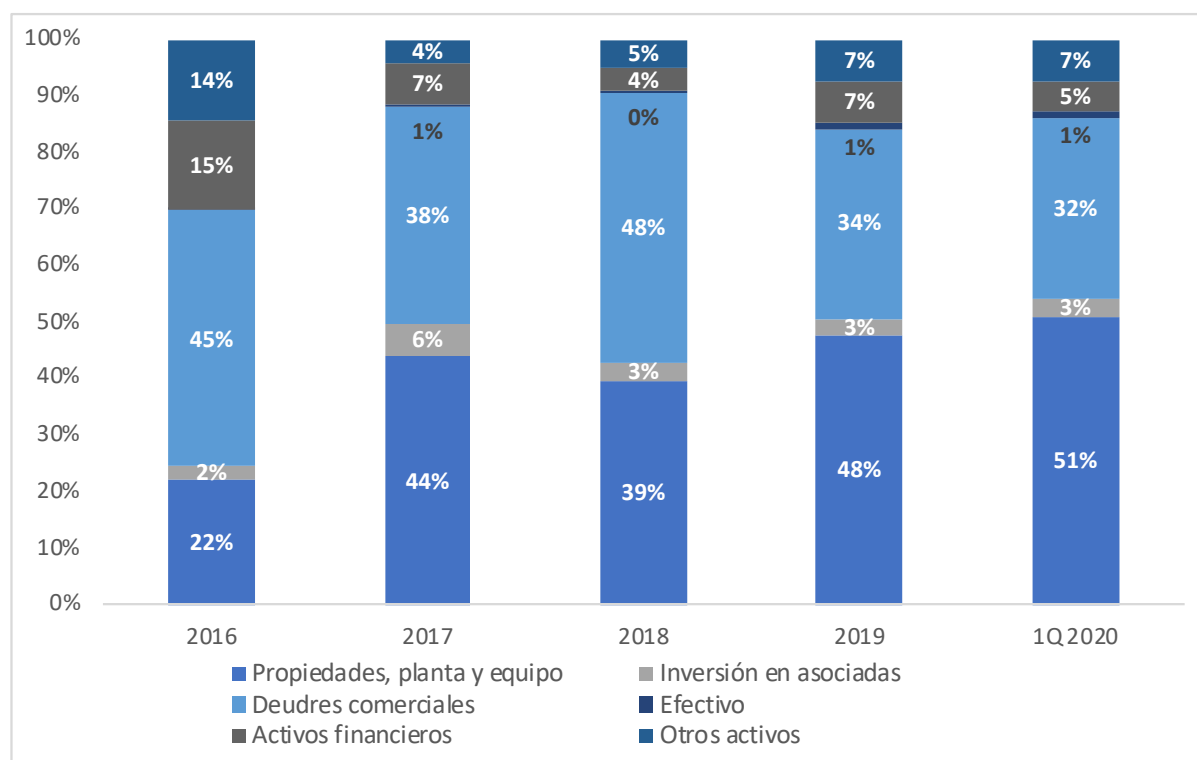
Tabla nº31
Variaciones patrimoniales (2017 – 1Q 2020)

Variación patrimonial	2017	2018	2019	1Q 2020
Activos				
Activos no corrientes				
Propiedades, planta y equipo	8.9%	47.5%	20.1%	1.1%
Activos intangibles	0.2%	4.7%	2.5%	0.1%
Inversión en asociadas	1.2%	4.2%	1.2%	0.1%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	3.1%	35.1%	8.6%	0.4%
Otros activos no financieros	0.0%	0.5%	0.2%	0.0%
Inventarios	0.1%	0.2%	0.1%	0.0%
Variación Activos No Corrientes	13.5%	92.1%	32.7%	1.7%
Aporte a variación Activo	9.0%	50.3%	23.8%	-2.5%
Activos corrientes				
Inventarios	0.3%	0.3%	0.6%	-0.6%
Otros activos no financieros	1.1%	0.7%	0.9%	-0.8%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	9.3%	13.9%	14.0%	-12.2%
Otros activos financieros	2.7%	2.6%	6.9%	-4.7%
Efectivo y colocaciones a largo plazo	0.2%	0.3%	1.3%	-1.4%
Activos disponibles para la venta	0.3%			
Variación Activos Corrientes	14.0%	17.7%	23.6%	-19.7%
Aporte a variación Activo	4.5%	15.5%	6.8%	-0.6%
Variación Activos	13.7%	65.8%	30.6%	-3.1%
Patrimonio y pasivos				
Capital	3.5%	5.9%	0.3%	0.0%
Ajuste de capital	1.5%	44.8%	4.2%	0.5%
Prima por fusión	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%
Reserva legal	0.7%	1.5%	0.5%	0.1%
Reserva especial Res.IGJ 7/05	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
Reserva especial RG CNV 609	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%
Reserva facultativa	1.0%	17.2%	6.0%	0.7%
Resultados no asignados	8.1%	57.6%	2.2%	0.3%
Otros resultados integrales acumulados	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	16.3%	127.1%	13.2%	1.6%
Participaciones no controladoras	0.8%	1.7%	0.2%	0.0%
Variación Patrimonio total	20.9%	121.3%	13.1%	1.6%
Aporte a variación de Patrimonio + Pasivo	5.9%	37.8%	15.2%	-1.6%
Pasivos no corrientes				
Otros pasivos no financieros	-0.1%	10.4%	10.4%	-0.6%
Deudas y préstamos que devengan interés	-0.4%	27.7%	73.6%	-3.8%
Deudas CAMMESA	-0.3%	5.3%	0.0%	0.0%
Pasivo por compensaciones y beneficios a los empleados	0.0%	0.8%	0.5%	0.0%
Pasivo por impuesto diferido	-0.2%	25.5%	0.0%	0.0%
Provisiones	0.0%	0.0%	15.1%	-0.9%
Variación Pasivos no corrientes	-1.1%	69.8%	99.7%	-5.3%
Aporte a variación Pasivo	3.5%	12.8%	37.9%	-5.6%
Pasivos corrientes				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.8%	-0.9%	0.4%	-2.1%
Otros pasivos no financieros	1.8%	-0.9%	0.1%	-1.1%
Deudas CAMMESA	4.8%	-1.0%	0.0%	0.0%
Deudas y préstamos que devengan interés	1.4%	-0.4%	0.6%	-8.7%
Pasivo por compensaciones y beneficios a empleados	0.9%	-0.2%	0.0%	-0.4%
Impuesto a las ganancias por pagar	3.0%	-2.4%	0.1%	-1.1%
Provisiones	1.1%	-0.3%	0.0%	0.0%
Pasivos asociados a los activos disponibles para la venta	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%
Variación Pasivos corrientes	16.3%	-6.0%	1.3%	-13.5%
Aporte a variación Pasivo	5.4%	10.9%	16.4%	-2.2%
Variación Pasivos	8.8%	23.7%	54.3%	-7.8%
Aporte a variación de Patrimonio + Pasivo	7.8%	27.9%	15.4%	-1.5%
Variación Patrimonio y Pasivos	13.7%	65.7%	30.6%	-3.1%

En 2019 los Activos no Corrientes explicaron 23.8% del cambio total en Activos (30.6%) respecto al 2018, mientras que sólo el 6.8% fue explicado por la variación en Activos Corrientes. Más específicamente, el gran driver dentro de los Activos no Corrientes lo encontramos en el concepto de “Propiedad, plantas y equipos”, teniendo una participación relativa del 20% y un crecimiento absoluto de U\$S 348 millones. Claramente, gran parte de estas adquisiciones fueron hechas con deuda como puede verse en el concepto “Deudas y préstamos que generan interés” aumentando U\$S 374 millones en 2019.

“Deudores comerciales” tiene una gran participación dentro de Activos no Corrientes y Corrientes en la composición del Activo Total. Si bien dicho concepto no ha mostrado grandes variaciones a lo largo de los años analizados, podemos ver en el siguiente cuadro que en dicho período, en promedio, ha representado el 39%.

Gráfico n°29
Composición del Activo Total (2016 - 1Q 2020)



Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

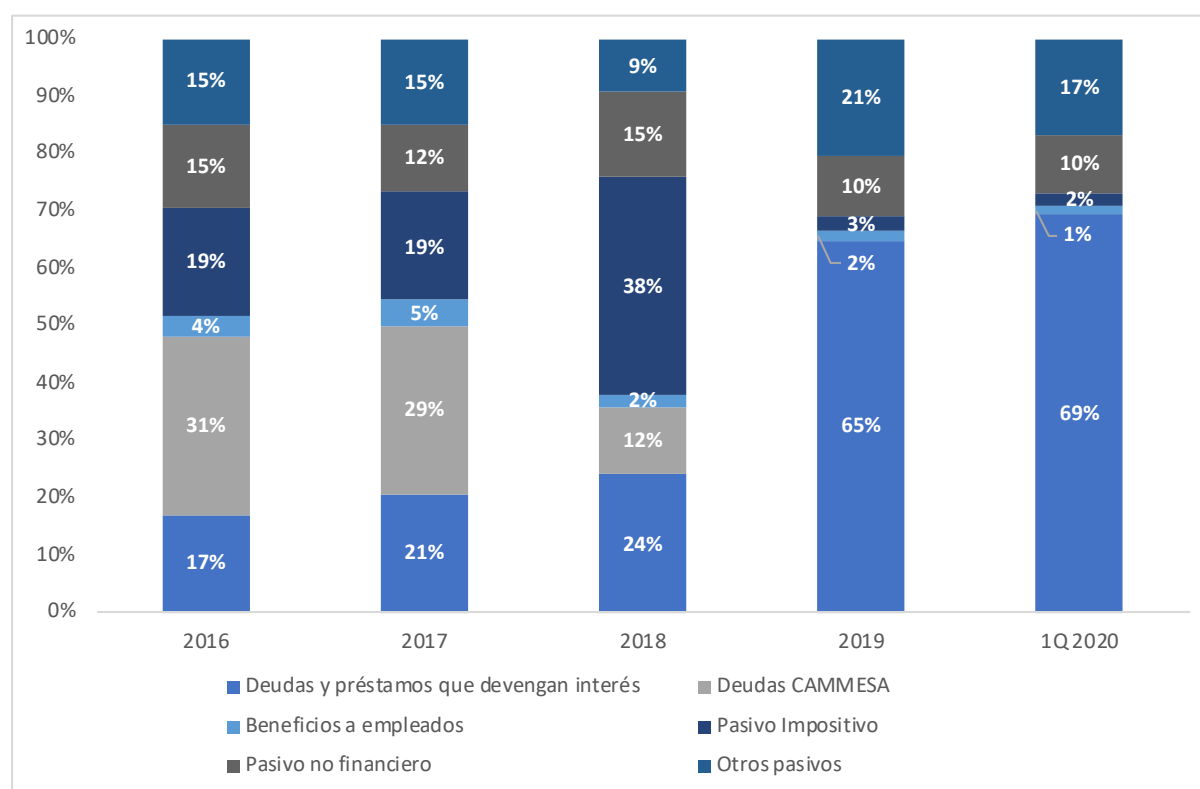
De manera similar, si analizamos la composición del Pasivo total y teniendo en cuenta lo mencionado durante el análisis del activo, el concepto “Deudas y préstamos que generan interés” explicó el 73.6% de la variación en Pasivos no Corrientes durante el 2019. En años anteriores se observaba un bajo nivel de apalancamiento, tendencia que claramente cambió en 2019. Por otra parte, las deudas que tenía la compañía con CAMMESA fueron completamente pagadas en 2019.

Los Pasivos impositivos también tuvieron una gran participación en 2018 gracias al efecto de las Acreencias de CVO que fueron devengadas ese año por la novación en las condiciones de dicho activo.

Analizando la distribución de los Pasivos No Corrientes y Corrientes se nota un crecimiento notable del No Corriente respondiendo al nivel de deuda tomado en 2019 a largo plazo. Del 54.3% de aumento que tuvieron los Pasivos en 2019 respecto al año anterior, el 37.9% es explicado por los Pasivos No Corrientes.

Gráfico n°30

Composición del Pasivo Total (2016 - 1Q 2020)



Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

Se presentan los ratios de liquidez para cada el período analizado en este trabajo:

Tabla n°32

Ratios de Liquidez (2016-1Q 2020)

	2016	2017	2018	2019	1Q 2020
Liquidez	1.00	0.98	1.20	1.47	1.36

Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

B. Estado de Resultados

En esta sección se analizan el Estado de Resultados para los años 2016-2019 junto al primer trimestre del 2020. Siguiendo la línea de la sección anterior, la información se presenta convertida en dólares en el Anexo IV y el Estado de Resultados original en pesos argentinos se encuentra en el Anexo V.

Las ventas han mostrado una evolución favorable a lo largo del período analizado con un gran salto en 2019. Este aumento se debe a la dolarización de las tarifas durante el gobierno de Mauricio Macri (Res 1., SEE 19, SGE Res. 70/2018 y modificaciones) y a las nuevas plantas que comenzaron sus operaciones en dicho año. Además, dado el compromiso de Central Puerto S.A. respecto a cierta disponibilidad, percibe una Remuneración Base reflejada en las ventas por contratos más aquello referente a los PPA de las plantas de energía renovable. Cabe aclarar que la compañía tiene un período de cobro de 90 días por lo que no se considera aquí ningún componente financiero.

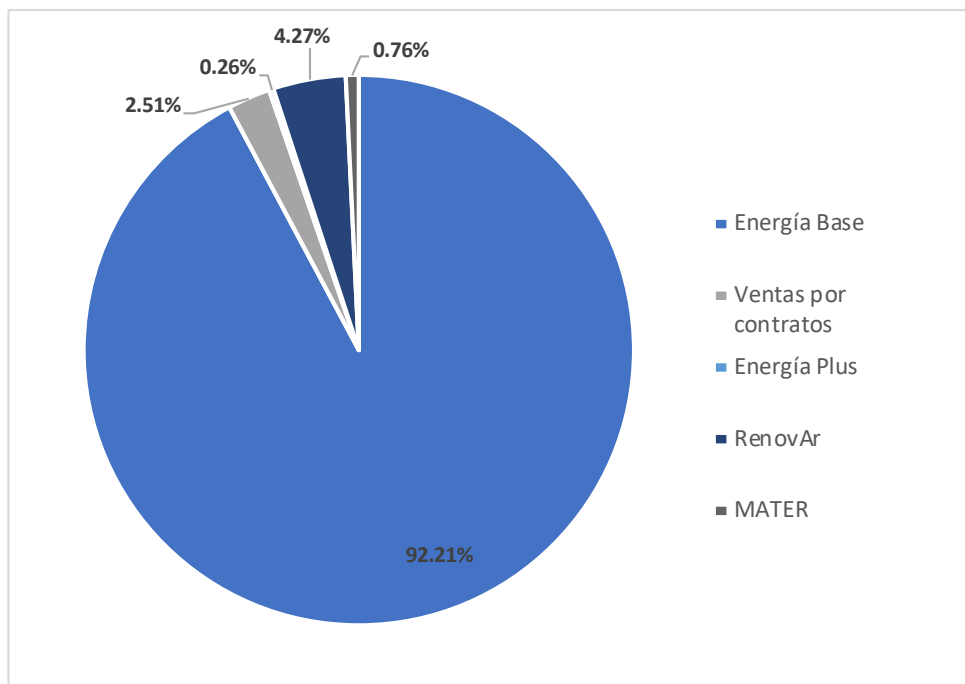
En el 2019, Central Puerto vendió aproximadamente el 92.37% de sus ventas totales bajo Energía Base, teniendo una participación en las ganancias del 76.14%. Bajo Energía Base, CAMMESA provee el combustible libre de costo y el precio que reciben las generadoras por ventas hechas que no estén bajo contratos están determinados en la Resolución 31/20 (apartado Legislación) sin tener en cuenta los costos por el combustible a pagar a CAMMESA. La compensación de la compañía bajo Energía Base depende mayormente en la generación y disponibilidad de las plantas, y en el caso de las unidades térmicas, del factor de utilización de cada maquinaria.

Adicionalmente, la compañía tiene ventas por contrato que incluyen los siguientes tipos:

- Ventas de mercado a plazo: venta de energía eléctrica bajo contratos negociados con contrapartes públicas y privadas.
- MATER: venta de energía renovable bajo contratos negociados con contrapartes públicas y privadas.
- Energía Plus: energía disponible en el mercado es utilizada primordialmente para clientes residenciales, alumbrado público, entidades públicas y usuarios tanto industriales como comerciales cuya demanda energética sea menor a 300KW o no haya entrado en contratos a plazo.
- Programa RenovAr.

Gráfico n°31

Porcentaje de ventas según marco regulatorio - Diciembre 2019



Fuente: Elaboración propia con datos del 20-F de Central Puerto.

En todos los casos, las ventas bajo contratos generalmente se realizan con PPAs y los precios son en dólares. Los precios en las ventas a plazo para unidades térmicas como Energía Plus incluyen el precio del combustible utilizado para la generación. Para aquellos contratos con un plazo mayor a un año, los contratos típicamente incluyen un mecanismo de actualización de precios en caso de variar el precio del combustible. Tanto las ventas de mercado a plazo como MATER representaron el 2.51% y 0.76% respectivamente de las ventas totales, con una participación del 11.04% y 1.09% de los ingresos del 2019.

La planta de Luján de Cuyo también puede vender una porción pequeña (hasta 16 MW) de su capacidad de generación y energía producida a contrapartes privadas bajo Energía Plus para incentivar las inversiones en el sector energético. Dichos contratos generalmente se realizan por el plazo de un año a dos, son denominados en dólares pero pagaderos en pesos argentinos al tipo de cambio del día de pago. Las ventas bajo Energía Plus representaron un 0.26% de las ventas de energía y un 0.53% de los ingresos en el 2019, mientras que aquellas del programa RenovAr representaron un 4.28% de la energía vendida y un 7.38% de los ingresos percibidos en el mismo año.

Bajo la Ley No. 27,191, los Grandes Usuarios (cuya demanda supera los 300KW anuales en promedio) tienen la obligación de comprar energía renovable directamente al generador mediante un contrato. Al 31 de Diciembre del 2019, la compañía ya había firmado contratos PPA con consumidores privados por el 100% de la capacidad de generación estimada.

Se presenta continuación el EBIT y EBITDA de los cuatro años analizados más los del primer trimestre del 2020 en donde el EBITDA fue ajustado por diferencias de cambio e ingresos extraordinarios como lo fue la actualización de las cuentas a cobrar de CVO.

Tabla n°33
EBIT, EBITDA y EBITDA ajustado (2016-1Q 2020)

EBIT y EBITDA	2016	2017	2018	2019	1Q 2020
Ganancia Neta de Operaciones Continuas	112,023	161,347	448,522	144,613	14,833
+ Costos Financieros	40,209	37,409	167,132	265,902	67,554
- Ingresos Financieros	(26,662)	(49,988)	(60,483)	(60,122)	(2,020)
- Ganancia Neta de asociadas	(9,342)	(38,340)	(28,493)	(18,589)	(840)
+ Impuestos	60,385	56,405	175,182	95,930	25,281
EBIT	176,612	166,833	701,860	427,734	104,808
<i>Margen EBIT</i>	52%	52%	185%	71%	84%
+ Depreciaciones y Amortizaciones	15,328	17,555	39,582	56,619	18,013
EBITDA	191,940	184,387	741,441	484,352	122,821
<i>Margen EBITDA</i>	57%	58%	196%	81%	99%
- Diferencia de cambio	0	0	(302,483)	(198,903)	(37,633)
- Ingresos extraordinarios	0	0	(292,228)	0	0
EBITDA ajustado	191,940	184,387	146,730	285,449	85,187
<i>Margen EBITDA ajustado</i>	57%	58%	39%	48%	69%

Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

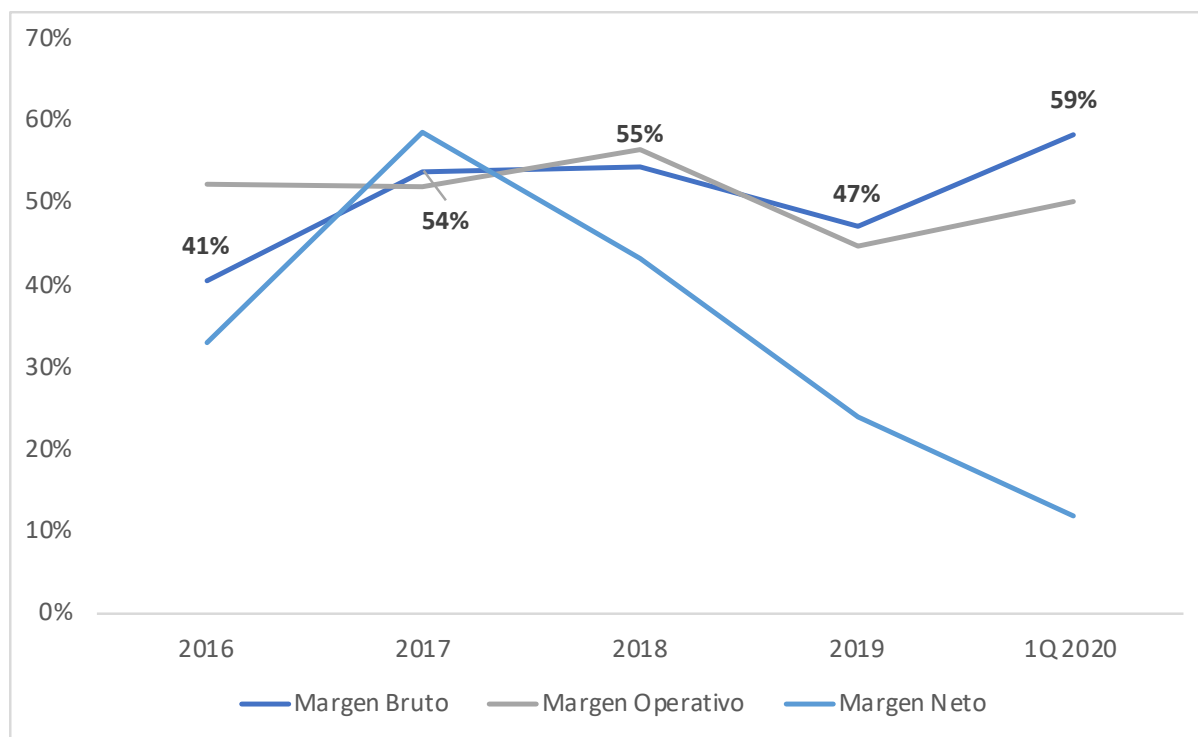
El CAGR del EBITDA ajustado toma un valor del 14% mientras que las ventas han presentado un CAGR DEL 21%. El gran driver de esta diferencia lo da el ajuste por diferencia de cambio. En particular, en el 2018 el peso argentino sufrió una devaluación del 50%, mientras que en 2019 fue de 38% (2018 fue 25% mayor según datos oficiales). Adicionalmente, los costos financieros respecto a la ganancia neta pasaron de un promedio del 35% en el período 2016-2018 a 184% en 2019.

Tabla n°34
Márgenes de la compañía (2016 – 1Q 2020)

	2016	2017	2018	2019	1Q 2020
Margen Bruto	41%	54%	55%	47%	59%
Margen Operativo	52%	52%	57%	45%	50%
Margen Neto	33%	59%	43%	24%	12%

Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

Gráfico n°32
Márgenes de la compañía (2016 – 1Q 2020)



Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

Puede evidenciarse una fuerte corrección del margen neto en 2019 gracias al notable aumento de los costos financieros (59% de crecimiento respecto al 2018) lo que ocasionó que el margen corrigiera fuertemente a la baja.

La misma dinámica se observa en los ratios de rentabilidad, con mejoras en el Rendimiento del Capital (ROE) y Rendimiento sobre los Activos (ROA). Se observa un incremento año a año entre 2016 y 2018, para en 2019 corregir hacia la baja debido a la gran inversión llevada a cabo. Asumiendo que los valores del primer trimestre del año 2020 se mantienen constantes, se proyecta una baja del casi 9% para el Rendimiento del Capital debido a que la empresa se encuentra endeudada en dólares mientras las tarifas que percibe son en pesos argentinos. Además, debido al alto nivel de inversiones para las nuevas plantas adjudicadas, esto aumenta tanto el Capital, el Capital Invertido y el Activo pero al no estar operativos, no aportan rentabilidad.

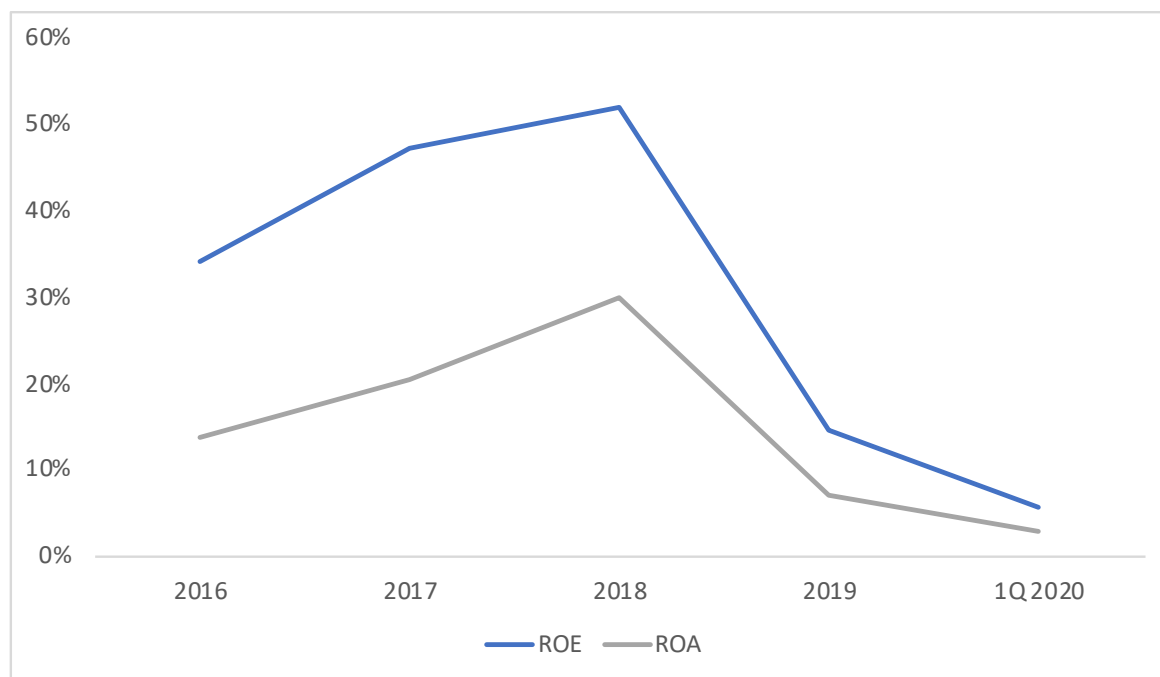
Tabla n°35
Ratios de rentabilidad de la compañía (2016 – 1Q 2020)

Ratios de rentabilidad	2016	2017	2018	2019	1Q 2020
ROE	34%	47%	52%	15%	6%
ROA	14%	20%	30%	7%	3%

Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

Gráfico n°33

Ratios de rentabilidad de la compañía (2016 – 1Q 2020)



Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

A continuación se presentan los ratios de actividad de Central Puerto S.A. para el período analizado. Vemos que las deudas comerciales se han mantenido constantes salvo en el 2018 en donde se computa el acuerdo por la Central Vuelta de Obligado. Otro indicador a destacar es el aumento que han tenido los costos financieros respecto a las ventas desde 2018 en adelante que es donde la empresa comienza a contraer mayor cantidad de obligaciones para hacer frente a las nuevas plantas adjudicada. A su vez, el ratio del Pasivo Corriente en relación a Ventas ha ido decreciendo en el período analizado dada la remuneración en dólares desde el 2017 y la reestructuración del pasivo a plazos más largos.

Tabla n°36

Ratios de actividad de la compañía (2016 – 1Q 2020)

Ratios de actividad	2016	2017	2018	2019	1Q 2020
Deudas comerciales/Ventas	108.4%	108.9%	191.0%	110.9%	124.3%
Cuentas por pagar/Ventas	12%	17%	12%	16%	33%
Pasivo Corriente/Ventas	81%	99%	79%	50%	53%
Costos Financieros/Ventas	12%	12%	44%	44%	54%
Rotación Activo Fijo	77%	43%	34%	30%	30%
Rotación Activo Total	17%	19%	14%	14%	15%

Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

Los niveles de deuda al 31 de Marzo se encuentran en U\$S 638 millones, de los cuáles U\$S470 millones corresponden a deuda de financiación de proyectos.

La deuda que posee actualmente la compañía se compone de los siguientes préstamos:

Préstamos del ICC-IFC

El 20 de Octubre del 2017 y el 17 de Enero del 2018, dos subsidiarias de CRP, CP La Castellana S.A.U. y CP Achiras S.A.U. acordaron en una serie de préstamos a favor de dichas centrales por un monto total de U\$S 100,050,000 y U\$S 50,700,000 respectivamente con: (i) International Finance Corporation (“IFC”); (ii) Inter-American Investment Corporation (“ICC”).

Para fines del 2019, todos los préstamos habían sido completamente desembolsados.

Respecto al préstamo suscripto por CP La Castellana, U\$S 5 millones tienen una tasa de interés equivalente a LIBOR + 3.5% mientras que el resto es a LIBOR + 5.25%. El préstamo es amortizable cuatrimestralmente en 52 cuotas iguales y consecutivas a partir del 15 de Febrero del 2019.

Respecto al préstamo suscripto por CP Achiras, U\$S 40.7 millones tienen una tasa de interés equivalente a LIBOR + 5.25% mientras que el resto es a LIBOR + 4%. El préstamo es amortizable cuatrimestralmente en 52 cuotas iguales y consecutivas a partir del 15 de Mayo del 2019.

Préstamo del Kreditanstalt für Wiederaufbau (“KfW”)

El 26 de Marzo del 2019, la compañía solicitó un préstamo al KfW por un monto de U\$S56 millones para la adquisición de dos turbinas de gas, equipamiento y servicios relacionados al proyecto Luján de Cuyo.

En los términos del contrato se estableció que dicho préstamo tiene una tasa de interés igual a LIBOR + 1.15%, amortizable cuatrimestralmente en 47 cuotas iguales y consecutivas a pagar seis meses después de que el equipamiento haya comenzado a ser utilizado.

El 23 de Mayo del 2019 se realizó el primer desembolso de U\$S 43.7 millones y el 26 de Julio del 2019 se realizó un segundo desembolso de U\$S 4.9 millones. El 23 de Agosto del 2019 se capitalizó el interés por U\$S 0.3 millones. El 15 de Noviembre del 2019, se realizó un tercer desembolso por U\$S 4.3 millones. Finalmente, el 4 y 30 de Diciembre del mismo año se realizaron el cuarto y quinto desembolsos por U\$S 1.3 millones y U\$S 0.7 millones. Así, el monto ya adquirido ascendió a U\$S 55.2 millones.

Préstamo del Citibank, JP Morgan Chase Bank N.A. and Morgan Stanley Senior Funding INC.

El 12 de Septiembre del 2019, la compañía solicitó un préstamo a Citibank, JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC. por U\$S 180 millones para la adquisición de la estación termal Brigadier López y futuros gastos.

Los términos del préstamo establecieron una tasa de interés equivalente a LIBOR + un margen amortizable cuatrimestralmente en 5 cuotas iguales y consecutivas pagaderas 18 meses después del acuerdo.

Préstamo del IFC a la subsidiaria Vientos La Genoveva S.A.U.

El 21 de Junio del 2019, Vientos La Genoveva S.A.U. recibió un préstamo del International Finance Corporation por un monto total de U\$S 76.1 millones con una tasa de interés de LIBOR + 6.5% amortizable cuatrimestralmente en 55 cuotas desde el 15 de Noviembre del 2020.

Préstamo del Banco Galicia y Buenos Aires S.A. a CPR Energy Solutions S.A.U.

El 24 de Mayo del 2019, CPR Energy Solutions S.A.U. recibió un préstamo del Banco Galicia y Buenos Aires S.A. por U\$S 12.5 millones para financiar la construcción de la planta eólica La Castellana II. La tasa de interés del préstamo es fija y equivalente a 8.5% y es amortizable cuatrimestralmente en 25 cuotas desde el 24 de Mayo del 2020.

Préstamo del Banco Galicia y Buenos Aires S.A. a la subsidiaria Vientos La Genoveva II S.A.U.

El 23 de Julio del 2019, la subsidiaria Vientos La Genoveva II S.A.U. recibió un préstamo del Banco Galicia y Buenos Aires S.A. por U\$S 37.5 millones con una tasa del LIBOR + 5.95% amortizable cuatrimestralmente en 26 cuotas pagaderas desde el noveno mes calendario desde la entrega del dinero.

Préstamo corto plazo del Banco Macro S.A.

El 25 y 28 de Octubre, la compañía recibió un préstamo del Banco Macro S.A. por un millón de pesos argentinos para uso comercial con una tasa variable cada tres meses basada exclusivamente en la BADLAR+ un margen a ser amortizado completamente en un año.

Al 31 de Diciembre del 2019, los valores de cada préstamo eran los siguientes, sin incluir el último préstamo del Banco Macro por tener un monto muy pequeño en millones de dólares.

Tabla n°37

Préstamos pendientes al 31 de Diciembre del 2019

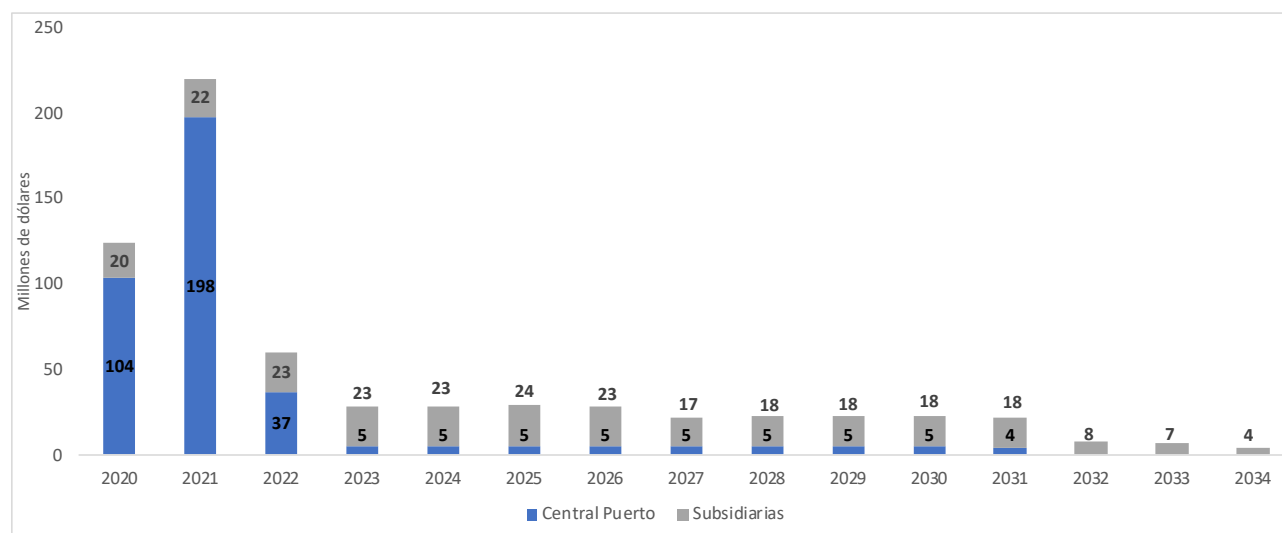
Préstamos pendientes al 31 de Diciembre del 2019	Banco/Entidad	Monto adeudado (en millones de u\$s)
Planta/Subsidiaria		
Luján de Cuyo	Kreditanstalt für Wiederaufbau	45.52
CP Achiras y CP La Castellana	IIC-IFC	139.82
Vientos La Genoveva S.A.U.	IFC	74.33
CPR Energy Solutions S.A.U. (La Castellana I	Banco Galicia y Buenos Aires S.A.	12.4
Vientos La Genoveva II S.A.U.	Banco Galicia y Buenos Aires S.A.	37.45
Brigadier López	Citibank N.A., JP Morgan Chase	128.8

Fuente: Elaboración propia con datos del 20-F Central Puerto.

A continuación se presenta a modo de resumen los pagos futuros que deberá realizar la compañía no sólo por aquellos préstamos recibidos por Central Puerto S.A. sino también por sus subsidiarias. Los mismos se presentan en U\$S por millón.

Gráfico n°34

Cronograma de pagos de principal



Fuente: Elaboración propia con datos de la presentación 4Q Central Puerto.

Los indicadores seleccionados para la situación analizar son los siguientes:

Tabla n°38

Indicadores de la compañía (2016 – 1Q 2020)

Indicadores	2016	2017	2018	2019	1Q 2020
Deuda Total/EBITDA	1.20	1.39	1.57	2.26	1.87
EBITDA/Intereses	4.05	4.93	0.88	1.07	1.26
Deuda/Activos	28%	28%	15%	33%	33%
Pasivo/Patrimonio	1.47	1.32	0.74	1.01	0.92

Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

El nivel de endeudamiento se mantuvo en línea y “bajo control” en los años analizados. Los contratos de financiación de proyectos de CEPU tienen cláusulas que lo imposibilitan a superar ciertos niveles de endeudamiento y cobertura de intereses. El más restrictivo es el de la compra de la Central Térmica Brigadier López firmado en junio de 2019 y con una vencimiento de 3 años.

Por parte del ciclo de conversión de efectivo encontramos los siguientes valores:

Tabla n°39

Ciclo de conversión de efectivo y capital de trabajo (2016 – 1Q 2020)

	2016	2017	2018	2019	1Q 2020
Días de cobro	152.0	238.2	270.7	158.8	161.5
Días de inventarios	3.6	6.4	4.2	2.8	4.1
Días de Pago	75.9	135.4	97.3	113.6	73.4
Ciclo de conversión de efectivo	79.6	109.2	177.5	47.9	92.2
Cuentas por cobrar	140,313	208,433	280,611	261,161	219,815
Cuentas por pagar	41,520	54,550	45,886	98,505	41,418
Inventarios	1,953	2,585	1,981	2,407	2,310
Working Capital	179,880	260,398	324,516	357,259	258,923

Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

El mayor interrogante es el riesgo CAMMESA del cuál puede variar y elevar de un período a otro los pagos que les deben bajo el programa de Energía Base. Variaciones en el tipo de cambio, ajustes de las fórmulas por potencia instalada y modificaciones de la misma suelen terminar en disputas entre los generadores y la entidad reguladora gubernamental atrasando aún más la compensación.



VALUACIÓN DE CENTRAL PUERTO S.A.

El objetivo de este apartado es estimar el valor de la empresa al 30 de Marzo del 2020 tanto para los accionistas como acreedores. Se hará por el método de Flujos de Fondos Descontados de la empresa (*“DCF: Discounted Cash Flow”*) y luego se hará una valuación por Múltiplos Comparables.

A. Proyección de Flujos Descontados

El flujo de fondos se realiza en dólares dado que toda la información expuesta hasta este momento fue expresada en dicha moneda, además que toda la deuda que ha contraído la empresa para sus inversiones también es en dólares estadounidenses. Se estima aquí que la devaluación del peso argentino seguirá a la inflación y por lo tanto, los efectos se contrarrestan. Se utilizará toda la información presentada tanto por la compañía en sus balances, comunicaciones, página de internet, etc. como también aquella presentada por CAMMESA y las competidoras.

I. Estimación de Ventas

La proyección realizada para las ventas de la empresa que se presenta a continuación se hace en base a la capacidad de generación de cada planta ya en funcionamiento más aquellas que comenzarán sus operaciones este año, asumiendo que tanto El Puesto como las tres turbinas ya adquiridas podrán ser puestas en funcionamiento para el año 2021 y no se obtendrá ningún nuevo proyecto. Además, se tiene en cuenta en el presente escenario base que la compañía renueva la concesión de la Central Hidroeléctrica Piedra del Águila. Se estiman entonces los ingresos por ventas teniendo en cuenta las características de cada planta y los contratos de abastecimiento ya firmados como DIGO.

Para poder realizar la proyección de generación, primero observamos el comportamiento de los últimos cuatro años presentados en la tabla n°40 en donde se evidencia que la generación total de energía de Central Puerto se ha mantenido relativamente constante a lo largo de los años pero sí ha cambiado su distribución entre las diferentes tecnologías. Esto se debe a que, durante la gestión de Mauricio Macri, las generadoras debían competir por eficiencia y disponibilidad. En particular, al competir por la prioridad de despacho, toda fuente de energía renovable tiene prioridad por sobre las demás fuentes. Es así que puede verse que aquellas fuentes renovables han generado energía en detrimento de la aquella generada por fuentes térmicas o de ciclo combinado.

Tabla n°40
Generación de energía (GWh) 2016-2019

Generación de energía (GWh)	2016	2017	2018	2019
Total	14,620	15,087	14,479	14,843
Potencia existente	14,620	15,087	14,479	14,843
Complejo Puerto	9,169	8,738	7,053	7,108
Luján de Cuyo	3,100	3,170	2,996	2,959
Piedra del águila	2,351	3,179	4,209	3,920
Brigadier López				127
La Castellana I			148	418
La Castellana II				33
Achiras			73	202
Manque				18
La Genoveva II				58
Producción de vapor (1.000 Tn)	1,115	1,178	1,103	1,031
Luján de Cuyo	1,115	1,178	1,103	1,031
Terminal 6 San Lorenzo				

Fuente: Elaboración propia con datos de los balances de Central Puerto.

Para la proyección de generación en GWh se utiliza el promedio del factor de capacidad de cada planta de los últimos cuatro años. Puede verse que ninguna de las tres presentadas en la tabla n°41 está funcionando a su capacidad máxima. A su vez, se estima que la generación de energía crecerá a una tasa del 0.34% anual gracias a las proyecciones de crecimiento para mercados emergentes hasta 2024. Desde 2024 a 2027, se utiliza una tasa de crecimiento anual mayor, del orden del 1% para finalmente crecer a perpetuidad al 1.5%. El crecimiento mayor a perpetuidad parte de un mercado energético deficiente que tendrá que crecer a una mayor tasa para poder hacer frente a la demanda energética creciente.

Tabla n°41
Factor de capacidad 2016-2019

Factor de capacidad	2016	2017	2018	2019	Factor de capacidad proyectado
Complejo Puerto	61%	58%	47%	47%	53%
Luján de Cuyo	59%	61%	57%	57%	59%
Piedra del águila	19%	25%	33%	31%	27%

Fuente: Elaboración propia con datos del 20-F de Central.

Para la planta Brigadier López (térmica) se le otorga un factor de capacidad de 31,5% por ser el promedio de mercado, y se tiene en cuenta su proyección desde 2020 a perpetuidad utilizando su capacidad total de 421 MW (capacidad que alcanzará una vez finalizado el proyecto de expansión en 2020).

En particular, para las plantas de energía renovable, se utilizan los siguientes criterios:

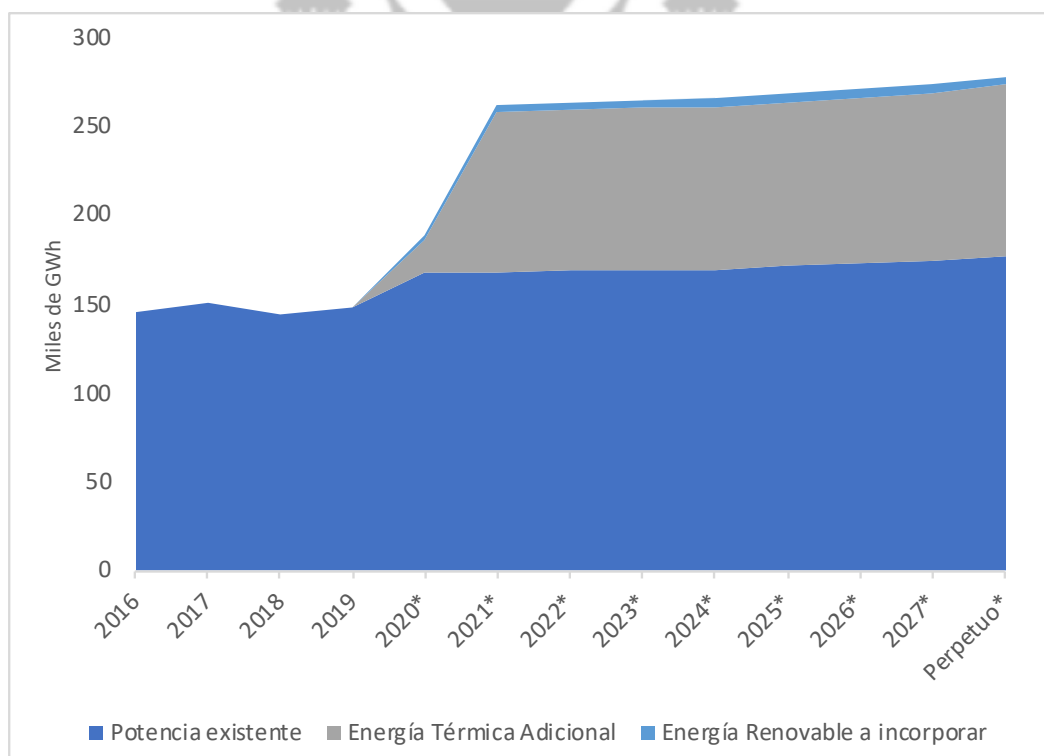
- A las centrales eólicas la Castellana I y II se les otorga un factor de capacidad del 50.6% como informado por la compañía.

- A la central eólica Achiras se le otorga un factor de capacidad de 48% como informado por la compañía.
- A las centrales La Genoveva I y II se les otorga un factor de capacidad del 49.5%. Gracias a su cercanía a las centrales de la Castellana, se considera que su factor de capacidad debería ser cercano al presentado por dicha central.
- La planta solar el Puesto, con una capacidad de 12 MW, se estima tendrá un factor de capacidad del 25% que es el promedio mundial para dichas plantas.

Además, se tiene en cuenta los 3 turbo generadores ya adquiridos con una capacidad total de 969 MW.

Gráfico nº35

Proyección de generación de energía (GWh)



Fuente: Elaboración propia con datos del 20-F de Central Puerto más proyecciones.

Tabla n°42

Proyección de generación de energía (2020 a perpetuidad)

Generación de energía (GWh)	2020*	2021*	2022*	2023*	2024*	2025*	2026*	2027*	Perpetuo*
Total	19,012	26,353	26,443	26,533	26,623	26,889	27,158	27,430	27,841
Potencia existente	16,801	16,858	16,916	16,973	17,031	17,201	17,373	17,547	17,810
Complejo Puerto	8,017	8,044	8,072	8,099	8,127	8,208	8,290	8,373	8,498
Luján de Cuyo	3,056	3,067	3,077	3,088	3,098	3,129	3,160	3,192	3,240
Piedra del águila	3,415	3,426	3,438	3,450	3,461	3,496	3,531	3,566	3,620
Brigadier López	1,162	1,166	1,170	1,174	1,178	1,189	1,201	1,213	1,231
La Castellana I	443	445	446	448	449	454	458	463	470
La Castellana II	71	71	71	72	72	73	73	74	75
Achiras	203	203	204	205	205	208	210	212	215
Manque	253	254	254	255	256	259	261	264	268
La Genovaeva II	182	183	183	184	185	186	188	190	193
Energía Térmica Adicional	1,829	9,087	9,118	9,149	9,180	9,272	9,364	9,458	9,600
Cogeneración adjudicada									
Terminal 6 San Lorenzo	1,829	1,829	1,835	1,841	1,848	1,866	1,885	1,904	1,932
Térmica convencional adicional									
Turbo Generadores ya adquiridos		7,258	7,283	7,307	7,332	7,406	7,480	7,554	7,668
Energía Renovable a incorporar	382	408	409	411	412	416	420	425	431
Proyecto Adjudicado									
La Genovaeva I	382	382	383	384	385	389	393	397	403
El Puesto		26	26	26	27	27	27	27	28
Producción de vapor (1.000 Tn)	3,134	5,192	5,210	5,227	5,245	5,298	5,351	5,404	5,485
Luján de Cuyo	2,126	2,126	2,133	2,141	2,148	2,169	2,191	2,213	2,246
Terminal 6 San Lorenzo	1,008	3,066	3,076	3,087	3,097	3,128	3,160	3,191	3,239

Fuente: Elaboración propia según proyecciones.

Para poder proyectar los ingresos que tendrá Central Puerto en los años siguientes, se tiene en cuenta la Resolución de la Secretaría de Energía No. 31/2020 con sus esquemas de remuneración más los PPAs de cada planta adjudicada durante los programas RenovAr. Es importante aclarar que el nuevo esquema de resolución expresa los precios en pesos argentinos pero, dado que todo el análisis se ha realizado en dólares, se toman los precios equivalentes en dólares con el tipo de cambio de cierre del primer trimestre del año 2020 fijado en 64.47 por el Banco Nación.

Además, en particular para el año 2020 se tiene en cuenta los datos publicados en los balances del primer trimestre de la compañía más una proporción lineal de lo proyectado para los siguientes 3 trimestres del año. Esto se debe a que la compañía tuvo los primeros meses del año 2020 con un cuadro tarifario que luego cambió y explica el gran detrimento de los ingresos.

Datos relevantes que se tuvieron en cuenta al momento de proyectar:

- Por falta de información, en la proyección se excluye el sistema de remuneración adicional bajo el esquema HMRT ("Horas de Máximo Requerimiento Térmico).
- Para los parques eólicos La Castellana II y Manque, se estima un precio de 61.5 U\$\$/MWh equivalente al adjudicado al parque Castellana I.
- Para el parque Achiras se utiliza un precio de 59.38 U\$\$/MWh.

- Para el parque eólico La Genoveva II se estima un precio de 40.9 U\$\$/MWh equivalente al adjudicado al parque La Genoveva I.
- Para el parque solar El Puesto, se estima un precio de 55 U\$\$/MWh por ser el precio promedio adjudicado a parques de ese tipo de energía en los programas RenovAr.
- El precio utilizado para las ventas de vapor de la Planta Luján de Cuyo se estima en 6.46 U\$\$/Tn que fue el precio promedio en los últimos cuatro años.
- El precio utilizado para las ventas de vapor de la Terminal 6 San Lorenzo se estima en 10.5 U\$\$/Tn, precio comunicado a la prensa al anunciar la adjudicación del proyecto.

Adicionalmente, se tienen que tener en cuenta los pagos que recibe la compañía por el manejo de la planta termal Central Vuelta de Obligado que comenzó sus operaciones en 2018. Los pagos por dicha planta se establecen en 120 pagos iguales y consecutivos expresados en dólares con una tasa del 5% + LIBOR.

La estimación de los costos de venta se explicará en la sección siguiente.



Tabla n°43

Proyección de los ingresos (2020 a perpetuidad)

	2016	2017	2018	2019	2020*	2021*	2022*	2023*	2024*	2025*	2026*	2027*	Perpetuo *
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Ingresos actividades ordinarias	336,948.26	319,405.65	378,391.78	600,447.22	313,429.38	314,874.15	316,400.20	317,973.17	319,596.04	330,492.79	333,503.07	336,592.02	329,968.45
Ingresos Res. SE N° 95/2013, 19, 95, 1, SEE 19, SGE Res. 70/2018 y modificaciones	211,968	277,539	341,162	461,933	148,882	109,777	110,015	110,254	110,493	119,174	119,900	120,634	123,227
Complejo Puerto					59,812	50,229	50,366	50,503	50,641	51,047	51,458	51,872	53,338
Luján de Cuyo					35,246	17,387	17,435	17,483	17,532	25,648	25,805	25,963	26,521
Piedra del águila					53,823	42,161	42,214	42,267	42,321	42,479	42,638	42,799	43,368
Remuneración CVO			6,918	8,520	9,093	9,705	10,358	11,055	11,799	12,593	13,441	14,345	
Venta al mercado spot	39,610	25,334											
Ventas por contratos	51,703	8,962	23,788	122,737	131,767	149,462	149,940	150,420	150,902	152,325	153,761	155,212	160,340
Instalaciones existentes	51,703	8,962	23,788	122,737	106,193	71,759	71,993	72,229	72,465	73,161	73,865	74,576	77,088
Complejo Puerto					6,770	270	271	271	272	274	276	279	287
Luján de Cuyo					7,701	1,514	1,518	1,522	1,526	1,539	1,552	1,564	1,609
Brigadier López					12,799	8,327	8,347	8,367	8,387	8,446	8,506	8,566	8,779
La Castellana I					27,014	27,353	27,446	27,539	27,633	27,909	28,188	28,470	29,467
La Castellana II					9,840	4,376	4,391	4,406	4,421	4,465	4,510	4,555	4,715
Achiras					15,595	12,076	12,118	12,159	12,200	12,322	12,445	12,570	13,010
Manque					14,319	10,369	10,404	10,439	10,475	10,580	10,685	10,792	11,170
La Genoveva II					12,155	7,474	7,499	7,525	7,551	7,626	7,702	7,779	8,052
Nuevas Instalaciones					34,099	77,703	77,947	78,192	78,438	79,163	79,896	80,636	83,252
Renovables					15,607	17,052	17,110	17,168	17,227	17,399	17,573	17,749	18,370
La Genoveva I					15,607	15,607	15,660	15,713	15,767	15,924	16,083	16,244	16,813
El Puesto						1,445	1,450	1,455	1,460	1,475	1,490	1,504	1,557
Cogeneración					18,492	18,492	18,555	18,617	18,680	18,864	19,051	19,239	19,906
Terminal 6 de San Lorenzo					18,492	18,492	18,555	18,617	18,680	18,864	19,051	19,239	19,906
Térmicas						42,158	42,282	42,406	42,531	42,900	43,272	43,648	44,977
Turbogeneradores ya adquiridos						42,158	42,282	42,406	42,531	42,900	43,272	43,648	44,977
Venta de vapor	33,668	7,571	6,524	7,257	23,688	45,931	46,087	46,244	46,401	46,401	46,401	46,401	46,401
Luján de Cuyo	33,668	7,571	6,524	7,257	13,104	13,738	13,785	13,832	13,879	13,879	13,879	13,879	13,879
Terminal 6 de San Lorenzo					10,584	32,193	32,302	32,412	32,522	32,522	32,522	32,522	32,522
Costo de Ventas	(199,602.98)	(147,039.89)	(172,060.95)	(316,524.86)	(209,646.82)	(188,569.48)	(186,816.69)	(187,104.88)	(187,394.04)	(191,647.52)	(192,485.92)	(193,332.71)	(198,289.42)
Instalaciones existentes	(199,603)	(147,040)	(172,061)	(316,525)	(166,301)	(134,679)	(134,882)	(135,086)	(135,291)	(139,323)	(139,938)	(140,559)	(142,754)
Nuevas instalaciones					(43,346)	(53,891)	(51,935)	(52,019)	(52,103)	(52,325)	(52,548)	(52,774)	(55,535)
Resultado Bruto	137,345.28	172,365.76	206,330.82	283,922.36	103,782.57	126,304.67	129,583.51	130,868.29	132,201.99	138,845.27	141,017.15	143,259.31	131,679.02
Margen Bruto	41%	54%	55%	47%	33%	40%	41%	41%	41%	42%	42%	43%	40%

Fuente: Elaboración propia según proyecciones.

II. Estimación de los Costos

Para estimar los costos de venta se analiza qué porcentaje sobre los ingresos por actividades ordinarias han representado los mismos en los últimos años a partir de los datos del balance y sin tener en cuenta las depreciaciones y amortizaciones. Se utiliza entonces el promedio de 43%.

Si bien los ingresos por actividades ordinarias han aumentado constantemente en los últimos tres años (18% entre 2017-2018 y del 59% entre el 2018-2019), los costos han mostrado un aumento notable en el último período (17% entre 2017-2018, y del 84% entre 2018 -2019), lo que ha llevado a una caída del margen bruto del 55% al 47%. Este descalce entre ingresos y costos se puede explicar por una inflación mayor a la devaluación presentada a lo largo del año. Con la nueva resolución puesta en práctica durante el gobierno de Alberto Fernández, se pesificaron tarifas por lo que puede esperarse a futuro es una baja considerable en los ingresos salvo, por supuesto, aquellas plantas que tengan PPAs firmados o el acuerdo CVO que continuará denominados en dólares.

El supuesto aquí aplicado para las amortizaciones y depreciaciones varían según el tipo de instalación. Para aquellas existentes se estiman constantes a valores del 2019. Si bien las amortizaciones de las instalaciones podrían tener un ritmo decreciente en dólares al esperarse que continúe el proceso devaluatorio, las erogaciones que deben hacerse para el mantenimiento de las mismas seguirán siendo en dólares, por lo que suponemos aquí los efectos se contrarrestan.

Para el caso de las nuevas instalaciones, las amortizaciones contables se hacen de acuerdo al monto de las inversiones realizadas para cada instalación y los plazos de amortización que cada uno tenga. Se estima que comenzarán a amortizarse en 2020.

Respecto a los costos de venta directos e indirectos de las nuevas instalaciones, para las centrales térmicas se estimará un valor equivalente al 40% de los ingresos de las mismas, siendo menor que el 43% utilizado para las instalaciones existentes por considerarse más eficientes. Para el caso de aquellas centrales de energía renovable, se tiene en cuenta el margen registrado en compañías con proyectos similares que ya estén en marcha. Para la energía eólica se considera un costo de venta sin amortización de U\$S 7 por MWh y para la energía solar de U\$S 5 por MWh. Por último, no se le adjudica un costo a la venta de vapor ya que su generación es un producto resultante de la actividad primaria de la compañía, la generación de energía. Por ende, se asume que los costos de dicha actividad se encuentran implícitos dentro de los previamente calculados.

Para poder proyectar el Resultado Operativo debemos primero proyectar los Gastos de Administración y Comercialización. El mismo está subdividido en dos categorías: Impuestos a Débitos y Créditos, y Otros gastos de Administración y Comercialización. Para el primero, analizamos qué porcentaje ha presentado dicha categoría en los años anteriores y decidimos utilizar el promedio para nuestra proyección, que se ubica en torno al 17%.

Respecto a los Gastos de Administración y Comercialización, separamos las instalaciones existentes de aquellas que comenzarán sus operaciones tanto en el 2020 como en el futuro.

Respecto a las existentes, calculamos el porcentaje que ha tenido en el pasado los gastos de administración respecto a las ventas y optamos por el promedio del mismo ubicado en torno al 9.2%. Para el caso de las nuevas instalaciones, en lo que respecta a las térmicas y de cogeneración, utilizamos el 80% del porcentaje aplicado en las instalaciones ya existentes por suponer economías de escala. Finalmente, para las nuevas instalaciones renovables, se estima que los gastos administrativos se ubicarán en torno al 3% por ser el promedio de lo anunciado respecto a los diferentes proyectos ya existentes.

En cuanto a los Ingresos Operativos, el tratamiento será según la regularidad. Más específicamente, aquellos ingresos ocasionales como lo son los recuperos de seguros, se estiman como un promedio de los dados en los últimos dos años. Por el contrario, para los habituales (intereses cobrados a clientes, las diferencias de cambios y los descuentos de cuentas por cobrar y pagar) se utilizará el porcentaje promedio sobre el ingreso de actividades ordinarias de los últimos cuatro años ubicado en torno al 41.9%. Este porcentaje es alto principalmente por la diferencias de cambio y se considera se mantendrá constante debido a que refleja en mayor parte las ganancias por tipos de cambio de los pagos por CVO. Para los Egresos o Gastos Operativos, se estima que los mismos seguirán el porcentaje promedio sobre las ventas de los últimos cuatro años que es de aproximadamente 1.21%.

Respecto a los ingresos financieros, se analiza cuál ha sido el porcentaje promedio que tuvieron respecto al stock promedio de activos financieros durante los cuatro años estudiados en este trabajo. Estimamos entonces que estos se mantendrán constantes en el 50% del stock.

Respecto a los costos financieros, todos los pagos de los préstamos tomados en los últimos años ya están siendo ejecutados. Para la proyección, entonces, se analiza el cronograma de pagos de principal expuesto en la sección “Estado de Situación Patrimonial”. Para simplificar el cálculo, respecto a los pagos de principal de Central Puerto, bajo el cual tenemos en cuenta los préstamos con Kreditanstalt für Wiederaufbau, IIC-IFC y Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. Y Morgan Stanley Senior Funding INC, usamos un promedio ponderado que resulta en LIBOR + 4.43%.

En el caso de los préstamos adquiridos por las subsidiarias, el promedio ponderado resulta de 6.71%. En ninguno de los balances la compañía aclara qué período se utiliza para la tasa LIBOR pero en este análisis se opta por la de 90 días ya que la mayoría de los pagos son cuatrimestrales. Además, para el cálculo a perpetuidad se incluye el 27% del stock del año 2019 de “Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar” por ser el porcentaje promedio de los costos financieros por sobre el stock de pasivos que devengan interés.

Para la participación en los resultados netos de asociadas, simplemente se estima que a perpetuidad se tendrá el promedio de los últimos 4 años, de aproximadamente U\$S 23,691. En lo que respecta al calculo de impuesto a las ganancias, se aplica una alícuota del 30% como lo establecen los balances de la compañía y posteriormente se presenta la ganancia neta de las operaciones continuadas y el respectivo margen neto de cada año.

Tabla n°44

Proyección de los costos (2020 a perpetuidad)

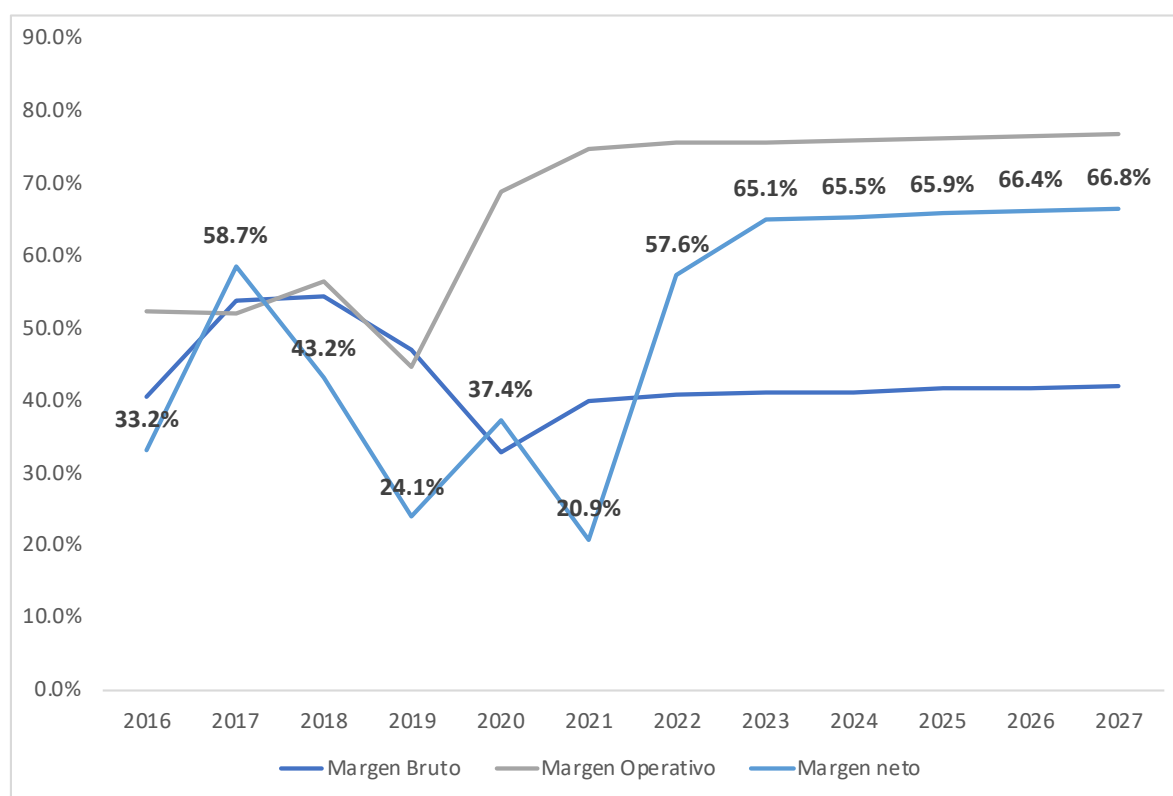
	2016	2017	2018	2019	2020*	2021*	2022*	2023*	2024*	2025*	2026*	2027*	Perpetuo *
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Ingresos actividades ordinarias	336,948.26	319,405.65	378,391.78	600,447.22	313,429.38	314,874.15	316,400.20	317,973.17	319,596.04	323,964.09	326,974.37	330,063.31	319,027.29
Costo de Ventas	(199,602.98)	(147,039.89)	(172,060.95)	(316,524.86)	(209,646.82)	(188,569.48)	(186,816.69)	(187,104.88)	(187,394.04)	(188,868.49)	(189,735.49)	(190,611.16)	(192,751.32)
Instalaciones existentes	(199,603)	(147,040)	(172,061)	(316,525)	(166,301)	(134,679)	(134,882)	(135,086)	(135,291)	(136,515)	(137,130)	(137,751)	(138,692)
Depreciaciones y Amortizaciones	(15,328)	(17,555)	(39,582)	(56,619)	(56,619)	(56,619)	(56,619)	(56,619)	(56,619)	(56,619)	(56,619)	(56,619)	(56,619)
Costos de Venta Directos e indirectos	(184,275)	(129,485)	(132,479)	(259,906)	(109,682)	(78,060)	(78,263)	(78,467)	(78,672)	(79,897)	(80,512)	(81,133)	(82,074)
Nuevas instalaciones					(43,346)	(53,891)	(51,935)	(52,019)	(52,103)	(52,353)	(52,605)	(52,860)	(54,059)
Depreciaciones y Amortizaciones					(33,278)	(26,828)	(24,788)	(24,788)	(24,788)	(24,788)	(24,788)	(24,788)	(25,601)
Renovables					(5,850)	(5,850)	(5,850)	(5,850)	(5,850)	(5,850)	(5,850)	(5,850)	(5,850)
La Genoveva I					(5,250)	(5,250)	(5,250)	(5,250)	(5,250)	(5,250)	(5,250)	(5,250)	(5,250)
El Puesto					(600)	(600)	(600)	(600)	(600)	(600)	(600)	(600)	(600)
Cogeneración					(18,933)	(18,933)	(18,933)	(18,933)	(18,933)	(18,933)	(18,933)	(18,933)	(18,933)
Terminal 6 de San Lorenzo					(18,933)	(18,933)	(18,933)	(18,933)	(18,933)	(18,933)	(18,933)	(18,933)	(18,933)
Térmicas					(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Turbogeneradores ya adquiridos						(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Depreciación CAPEX crecimiento					(8,495)	(2,040)	0	0	0	0	0	0	(814)
Costos de Venta Directos e indirectos					(10,068)	(27,063)	(27,147)	(27,231)	(27,316)	(27,565)	(27,817)	(28,072)	(28,458)
Renovables					(2,671)	(2,802)	(2,812)	(2,822)	(2,831)	(2,859)	(2,888)	(2,917)	(2,961)
Cogeneración					(7,397)	(7,397)	(7,422)	(7,447)	(7,472)	(7,546)	(7,620)	(7,696)	(7,810)
Térmicas						(16,863)	(16,913)	(16,963)	(17,012)	(17,160)	(17,309)	(17,459)	(17,687)
Venta de Vapor													
Resultado Bruto	137,345.28	172,365.76	206,330.82	283,922.36	103,782.57	126,304.67	129,583.51	130,868.29	132,201.99	135,095.60	137,238.88	139,452.16	126,275.98
Margen Bruto	41%	54%	55%	47%	33%	40%	41%	41%	41%	42%	42%	42%	40%
Gastos de administración y comercialización	(29,172)	(34,917)	(36,852)	(43,971)	(18,788)	(22,607)	(22,669)	(22,731)	(22,793)	(23,109)	(23,296)	(23,484)	(23,770)
Impuestos Débitos y Créditos	(3,684)	(3,974)	(6,799)	(10,492)	(3,194)	(3,843)	(3,854)	(3,864)	(3,875)	(3,929)	(3,960)	(3,992)	(4,041)
Otros gastos de Administración y comercialización	(25,488)	(30,943)	(30,053)	(33,479)	(15,594)	(18,764)	(18,815)	(18,867)	(18,918)	(19,181)	(19,336)	(19,492)	(19,729)
Instalaciones existentes					(13,770)	(13,806)	(13,842)	(13,878)	(13,914)	(14,131)	(14,240)	(14,350)	(14,516)
Nuevas instalaciones					(1,824)	(4,957)	(4,973)	(4,988)	(5,004)	(5,050)	(5,096)	(5,142)	(5,213)
Renovables					(468)	(512)	(513)	(515)	(517)	(522)	(527)	(532)	(540)
Térmicas y Vapor					(1,356)	(4,446)	(4,460)	(4,473)	(4,487)	(4,528)	(4,569)	(4,610)	(4,673)
Otros Ingresos operativos	73,813	34,344	350,739	306,449	135,043	135,649	136,289	136,948	137,628	139,459	140,721	142,016	137,390
Ingresos habituales comerciales	62,803	21,397	345,541	306,350	131,387	131,992	132,632	133,292	133,972	135,803	137,065	138,360	133,733
Eventos específicos	11,009	12,947	5,197	99	3,657	3,657	3,657	3,657	3,657	3,657	3,657	3,657	3,657
Actualización cuentas por cobrar CVO			292,228										
Otros egresos operativos	(5,373)	(4,960)	(3,525)	(78,063)	(3,786)	(3,804)	(3,822)	(3,841)	(3,861)	(3,913)	(3,950)	(3,987)	(3,854)
Ganancia operativa	176,612.41	166,832.75	808,920.72	468,337.17	216,251.83	235,542.85	239,381.41	241,244.52	243,176.64	247,532.44	250,714.57	253,996.86	236,042.16
Margen Operativo	52%	52%	57%	45%	69%	75%	76%	76%	76%	76%	77%	77%	74%

Fuente: Elaboración propia según proyecciones.

A continuación se presenta un gráfico con las proyecciones de los márgenes. El margen bruto muestra una corrección a la baja en 2020 en donde los ingresos caen fuertemente no acompañados por sus costos. Recién en 2021, con los nuevos proyectos puestos en práctica denominados en dólares este margen se recupera. El margen neto, en cambio, muestra su mayor corrección en 2021 por ser el año con mayores obligaciones de pagos de deuda.

Gráfico n°36

Proyección de márgenes (2016 a 2027)



Fuente: Elaboración propia con datos del 20-F de Central Puerto más proyecciones.

III. Proyección CAPEX y Variación del Capital de Trabajo

Para poder estimar el CAPEX en nuestra valuación, se tendrán en cuenta tres diferentes ítems. Primero la necesidad de gastos de capital que debe destinarse al mantenimiento de la capacidad productiva afectada por la depreciación de los activos por su uso. Para dicho caso, se utilizará el total de las depreciaciones y amortizaciones de aquellos proyectos existentes que hayan comenzado sus operaciones en un período mayor a 10 años para converger linealmente a perpetuidad al valor de depreciaciones que incorpora todas aquellas nuevas plantas puestas en funcionamiento en los últimos dos años.

Por otra parte, se considera el capital destinado al crecimiento de la compañía. Dada la situación de extrema incertidumbre que se vive actualmente en Argentina, el supuesto que aquí se toma es que más allá de lo ya comprometido para 2020 y 2021 (inversión para el parque solar El Puesto), la compañía no invertirá en capital para crecimiento. Sí a perpetuidad se tiene en cuenta la inversión necesaria para que la compañía pueda crecer al 1.5%.

Respecto a la variación del capital de trabajo, el mismo se proyecta teniendo en cuenta el porcentaje promedio que han tenido las cuentas por cobrar, las cuentas por pagar y los inventarios en los últimos cuatro años para calcular finalmente la variación del capital de trabajo.

Con el WACC calculado en la siguiente sección, se calcula el valor de los flujos descontados al 30 de Marzo del 2020.



Tabla n°45
Valuación Central Puerto S.A.

	2016	2017	2018	2019	2020*	2021*	2022*	2023*	2024*	2025*	2026*	2027*	Perpetuo *
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Ingresos actividades ordinarias	336,948.26	319,405.65	378,391.78	600,447.22	313,429.38	314,874.15	316,400.20	317,973.17	319,596.04	323,964.09	326,974.37	330,063.31	319,027.29
Costo de Ventas	(199,602.98)	(147,039.89)	(172,060.95)	(316,524.86)	(209,646.82)	(188,569.48)	(186,816.69)	(187,104.88)	(187,394.04)	(188,868.49)	(189,735.49)	(190,611.16)	(192,751.32)
Resultado Bruto	137,345.28	172,365.76	206,330.82	283,922.36	103,782.57	126,304.67	129,583.51	130,868.29	132,201.99	135,095.60	137,238.88	139,452.16	126,275.98
Margen Bruto	41%	54%	55%	47%	33%	40%	41%	41%	41%	42%	42%	42%	40%
Gastos de administración y comercialización	(29,172)	(34,917)	(36,852)	(43,971)	(18,788)	(22,607)	(22,669)	(22,731)	(22,793)	(23,109)	(23,296)	(23,484)	(23,770)
Otros Ingresos operativos	73,813	34,344	350,739	306,449	135,043	135,649	136,289	136,948	137,628	139,459	140,721	142,016	137,390
Actualización cuentas por cobrar CVO			292,228										
Otros egresos operativos	(5,373)	(4,960)	(3,525)	(78,063)	(3,786)	(3,804)	(3,822)	(3,841)	(3,861)	(3,913)	(3,950)	(3,987)	(3,854)
Ganancia operativa	176,612.41	166,832.75	808,920.72	468,337.17	216,251.83	235,542.85	239,381.41	241,244.52	243,176.64	247,532.44	250,714.57	253,996.86	236,042.16
Margen Operativo	52%	52%	57%	45%	69%	75%	76%	76%	76%	76%	77%	77%	74%
Pérdida en posición monetaria neta			(107,061)	(40,604)									
Ingresos financieros	26,662	49,988	60,483	60,122	49,314	49,314	49,314	49,314	49,314	49,314	49,314	49,314	49,314
Costos financieros	(40,209)	(37,409)	(167,132)	(265,902)	(121,853)	(214,510)	(52,034)	(18,490)	(16,946)	(15,403)	(13,792)	(12,248)	(26,596)
Participación en los resultados netos de asociadas	9,342	38,340	28,493	18,589	23,691	23,691	23,691	23,691	23,691	23,691	23,691	23,691	23,691
Ganancia neta antes de impuestos	172,407.09	217,751.84	623,703.24	240,542.61	167,403.92	94,037.22	260,352.31	295,759.06	299,234.82	305,134.26	309,927.14	314,753.07	282,450.53
Margen pre-tax	51%	68%	165%	40%	53%	30%	82%	93%	94%	94%	95%	95%	89%
Impuesto a las ganancias	(60,385)	(56,405)	(175,182)	(95,930)	(50,221)	(28,211)	(78,106)	(88,728)	(89,770)	(91,540)	(92,978)	(94,426)	(84,735)
Ganancia neta de operaciones continuadas	112,022.55	161,346.88	448,521.51	144,612.71	117,182.74	65,826.06	182,246.62	207,031.34	209,464.37	213,593.98	216,949.00	220,327.15	197,715.37
Ingresos después de impuestos por operaciones discontinuadas		26,009	7,326										
Ganancia neta del ejercicio	112,022.55	187,355.84	455,847.16	144,612.71	117,182.74	65,826.06	182,246.62	207,031.34	209,464.37	213,593.98	216,949.00	220,327.15	197,715.37
Margen Neto	33%	59%	43%	24%	37%	21%	58%	65%	66%	66%	66%	67%	62%
	2016	2017	2018	2019	2020*	2021*	2022*	2023*	2024*	2025*	2026*	2027*	Perpetuo *
EBIT	176,612.41	166,832.75	808,920.72	468,337.17	216,251.83	235,542.85	239,381.41	241,244.52	243,176.64	247,532.44	250,714.57	253,996.86	236,042.16
EBIT (1-T)	123,629	116,783	566,245	327,836	151,376	164,880	167,567	168,871	170,224	173,273	175,500	177,798	165,230
Amortizaciones	(15,328)	(17,555)	(39,582)	(56,619)	(89,897)	(83,447)	(81,407)	(81,407)	(81,407)	(81,407)	(81,407)	(81,407)	(82,220)
CAPEX	193,386.00	238,001.86	223,079.23	404,694.56	109,432.66	74,307.88	65,152.48	67,997.08	70,841.68	73,686.28	76,530.88	79,375.48	87,005.49
CAPEX mantenimiento	15,328	17,555	39,582	56,619	59,463	62,308	65,152	67,997	70,842	73,686	76,531	79,375	82,220
CAPEX crecimiento	178,058	220,447	200,100	348,076	49,969	12,000							4,785
Ingreso Venta la plata			(16,602)										
Variación Capital de Trabajo		80,518.44	64,117.61	32,742.63	(123,106.98)	42,572.99	370.11	963.04	991.32	2,861.45	1,930.59	1,977.16	(5,601.28)
Cuentas por cobrar	140,313	208,433	280,611	261,161	175,953	176,764	177,621	178,504	179,415	181,867	183,557	185,291	179,095
Cuentas por pagar	41,520	54,550	45,886	98,505	60,635	54,539	54,032	54,115	54,199	54,625	54,876	55,129	55,748
Inventarios	1,953	2,585	1,981	2,407	2,436	2,191	2,171	2,174	2,177	2,195	2,205	2,215	2,240
Working capital	179,880	260,398	324,516	357,259	234,152	229,111	229,482	230,445	231,436	234,297	236,228	238,205	232,604
Flujo de Caja		(151,687.55)	521,723.88	30,899.98	229,926.15	118,661.97	173,858.82	172,284.40	171,343.64	170,984.71	172,253.10	172,644.22	154,637.95
Valor actual @ 16.41% (30 de Marzo 2020)					205,162	90,956	114,480	97,452	83,258	71,371	61,766	53,179	319,481
Valor de la empresa (miles de USD)	1,097,104.46												
Deuda financiera neta	613,487.44												
Valor de la acción	0.32												

Fuente: Elaboración propia según proyecciones.

B. Cálculo WACC – Costo promedio ponderado del capital

En la siguiente sección se determina el Costo Promedio Ponderado del Capital utilizando el modelo CAPM (“*Capital Asset pricing model*”) ampliado para inversiones en mercados emergentes siguiendo el modelo de Damodaran (2002) el cual incluye una prima por el riesgo adicional incorporado al invertir en un activo que participa del mercado accionario en una economía emergente.

I. Estimación del Costo del Capital Propio (r_E)

El modelo de valoración de activos financieros, denominado CAPM, es un modelo utilizado para calcular la rentabilidad que un inversor debe exigir al realizar una inversión en un activo financiero en función del riesgo que está asumiendo. En particular, utiliza una combinación de rendimientos para establecer el retorno requerido para un activo de acuerdo al riesgo que el mismo incorpora en una cartera diversificada. Basándonos en Damodaran, se incluye adicionalmente una prima correspondiente al Mercado Emergente teniendo en cuenta la volatilidad relativa existente entre la deuda soberana del país y su mercado bursátil. Es así que la forma funcional que se utiliza para calcular el costo del capital propio es:

$$r_E = r_f^{USA} + \beta_{CEPU} * (r_m^{USA} - r_f^{USA}) + \lambda_{CEPU} * (r_b^{ME} - r_f^{USA}) * \left(\frac{\sigma_m^{ME}}{\sigma_b^{ME}} \right)$$

La primera parte de la ecuación corresponde a la tasa libre de riesgo (r_f^{USA}) y se utilizará el rendimiento de un bono a 10 años del Tesoro de Estados Unidos al 30 de Marzo del 2020.

- $r_f^{USA} = 0.67\%$

En la segunda parte de la ecuación, se tiene en cuenta el spread entre el rendimiento medio del mercado en Estados Unidos y su tasa libre de riesgo, o bien la prima de riesgo de mercado (rentabilidad adicional que exigen los inversores para invertir en activos de riesgo frente a hacerlo en aquellos libres de riesgo). Para el rendimiento de mercado estadounidense se presenta el rendimiento anual promedio con dividendos de los últimos años del índice S&P 500 de Estados Unidos (r_m^{USA}). Cabe destacar que el promedio utilizado es el geométrico. Además, en el Anexo III se presenta el cuadro con los diferentes valores.

- $r_m^{USA} = 9.56\%$

Para el cálculo del beta de CEPU se utilizarán las siguientes compañías de energía estadounidenses: Duke Energy Corporation (DUK), DTE Energy Company (DTE), Southern Company (SO), Dominion Energy INC (D) y American Electric Power Company INC (AEP). Se tiene en cuenta el beta promedio obtenido, se desapalanca por los datos promedio de estructura deuda sobre equity (154.83%) y su tasa impositiva promedio (14.97%) para así, a partir del beta desapalancado, apalancarlo con los datos de Central Puerto y obtener el beta de la compañía (β_{CEPU}).

Tabla n°46
Estadísticas de la regresión respecto S&P 500

Estadísticas de la regresión	DUK	DTE	SO	D	AEP
Coefficiente de correlación múltiple	0.5290	0.5862	0.5307	0.4779	0.5367
Coefficiente de determinación R^2	0.2798	0.3436	0.2816	0.2284	0.2880
R^2 ajustado	0.2770	0.3411	0.2788	0.2254	0.2853
Error típico	0.0194	0.0185	0.0194	0.0201	0.0193
Observaciones	261	261	261	261	261
Intercepción	0.0008	0.0007	0.0006	0.0009	0.0004
Variable X 1	0.4217	0.4619	0.3961	0.4203	0.4152
Estructura D/E	109%	86%	89%	63%	82%

Fuente: Elaboración propia con datos semanales de Investing.com últimos 5 años y Yahoo Finance.

Tabla n°47
Beta Central Puerto S.A.

Cálculo Beta	
Promedio Beta Apalacado	0.4230
Promedio Estructura D/E	85.89%
Tasa impositiva promedio	12.40%
Promedio Beta Desapalancado	0.2414
Deuda/Equity CEPU	121.03%
Tasa Impositiva CEPU	30%
Beta CEPU	0.45

Fuente: Elaboración propia con datos de Yahoo Finance.

Se probó también intentar hacer el cálculo del beta de Central Puerto pero haciendo el cálculo de cada beta individual corriendo una ventana de 12 semanas. Sin embargo, el beta promedio apalancado resultó muy bajo con un valor de 0.26. También se muestra en el anexo VII el cálculo del beta de Central Puerto utilizando como índice el MSCI Emerging Markets bajo el cual se obtiene un valor para CEPU de 0.37.

Para validar la información aquí obtenida, se corre una regresión entre CEPU y el S&P desde 1993 al 2020 para ver qué valor tomaría el beta. Como puede verse en la tabla n°48 el mismo sería de 0.066.

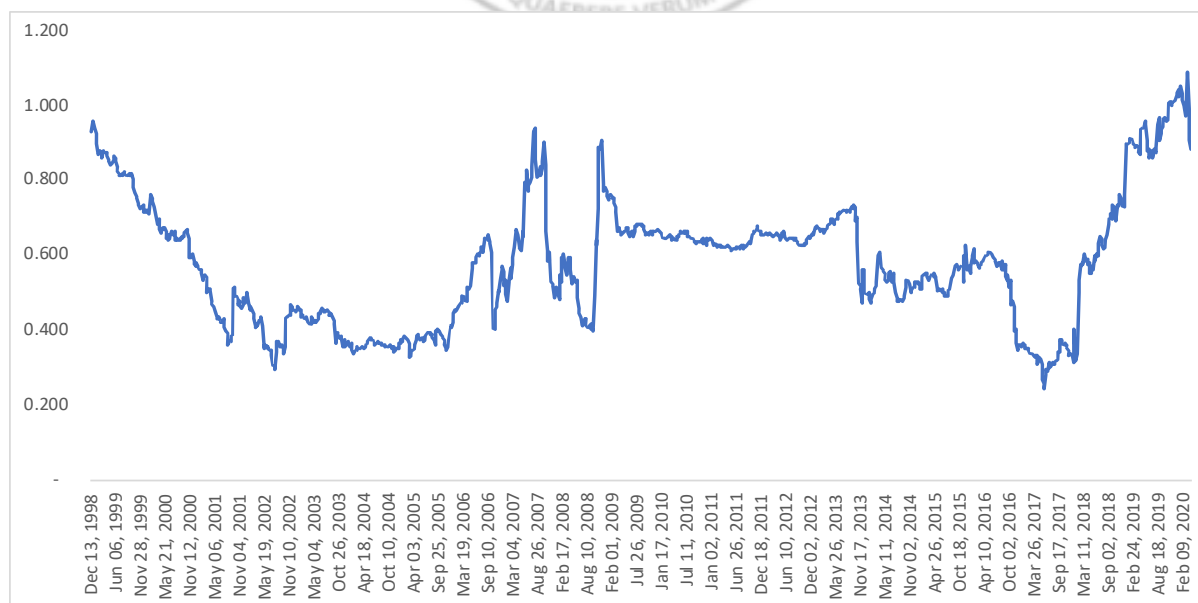
Tabla n°48
Regresión Central Puerto en S&P 500 (1993-2020)

Estadísticas de la regresión				
Coeficiente de correlación múltiple	0.204709			
Coeficiente de determinación R^2	0.041906			
R^2 ajustado	0.041205			
Error típico	0.023289			
Observaciones	1369			
Variable	Coeficiente	Error Estándar	Estadístico t	P valor
Intercepto	0.001213048	0.000630636	1.923529452	0.054621066
Variable X 1	0.066967671	0.00866062	7.732433379	2.03441E-14

Fuente: Elaboración propia con datos semanales de Investing.com.

Adicionalmente, se calcula el beta de CEPU contra el S&P 500 con una ventana de 5 años desde 1993 a Marzo del 2020 para demostrar las grandes fluctuaciones que el beta de la compañía a tenido a lo largo de los años. Lo que puede evidenciarse en el siguiente gráfico es que el beta de Central Puerto en los últimos años ha ido aumentando.

Gráfico n°37
Rolling beta CEPU sobre S&P 500 (1998-2020)



Fuente: Elaboración propia con datos de CEPU y S&P500 obtenidos en Investing.com.

Respecto a la prima de riesgo por invertir en el mercado argentino, se utiliza la tasa interna de retorno de un bono que tenga una duración similar al bono a 10 años del Tesoro de Estados Unidos. Se elige entonces el bono PARY (Bono Par U\$S Ley NY) con una duración de 8.4681

siendo el bono más cercano con este indicador al elegido para la tasa libre de riesgo. Entonces, la TIR del bono PARY (r_b^{ME}) toma el siguiente valor:

- $r_b^{ME} = 13.23\%$

Como la fórmula lo demuestra, dicho retorno adicional se pondera por el coeficiente λ_{CEPU} que representa la participación que tiene el mercado emergente elegido en los ingresos de la compañía, que en este caso será 1 por encontrarse Central Puerto S.A. en Argentina. Adicionalmente, se lo corrige por el Ratio de Volatilidad Relativa entre el mercado de acciones de esa economía, en este caso el Índice Merval (σ_m^{ME}) y la volatilidad del bono PARY (σ_b^{ME}) al 30 de Marzo del 2020.

- $\lambda_{CEPU} = 1$
- $\sigma_m^{ME} = 83.56\%$
- $\sigma_b^{ME} = 44.92\%$

En consiguiente, el costo del capital propio es:

$$r_E = 0.67\% + 0.45 * (9.56\% - 0.67\%) + 1 * (13.25\% - 0.67\%) * \left(\frac{83.56\%}{44.92\%}\right)$$

$r_E = 28\%$

Tabla n°49

Componentes costo del capital propio

Componente Costo Capital Propio	Valor
Tasa libre de riesgo	0.67%
Equity risk premium	3.96%
Prima Mercado Emergente	23.36%
Costo Capital Propio TOTAL	28%

Fuente: Elaboración propia con datos presentados en la sección presente.

II. Estimación del Costo de la Deuda (r_D)

Central Puerto S.A. no tiene al momento obligaciones negociables. Para estimar el costo de su deuda utilizaremos el rendimiento al vencimiento de las obligaciones negociables emitidas por Pampa Energía con vencimiento en 2027.

Tabla n°50
Obligación negociable Pampa Energía 2029

Instrumento	ISIN	Vencimiento final	Tasa Pactada	YTM	Monto emisión	Monto Remanente
ON Serie I a descuento y tasa fija	USP7464EAA49	2027	7.50%	9.77%	750,000,000	644,300,000

Fuente: Elaboración propia con datos página Pampa Energía.

- $r_D = 9.77\%$

III. Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)

La forma funcional que sigue el cálculo del costo promedio del capital (conocido como WACC) se presenta a continuación:

$$WACC = r_E * \frac{E}{E + D} + r_D * (1 - t) * \frac{D}{E + D}$$

Es necesario analizar la estructura de capital propio y de deuda que tiene Central Puerto S.A. para poder lograr determinar el WACC que se utilizará en el análisis. Se presenta entonces dicha estructura:

Tabla n°51
Estructura capital propio de deuda Central Puerto

Estructura Central Puerto	
Capital propio/Capital Total	45.2%
Deuda/Capital Total	54.8%
Deuda/Capital Propio	121%

Fuente: Elaboración propia con datos de Yahoo Finance y los balances de la compañía.

Reemplazando todos los valores en la fórmula, el WACC obtenido es:

$$WACC = 16.41\%$$

La tasa anterior se utilizará para descontar los flujos de fondo de la compañía.

C. Valor la compañía

Partiendo de los flujos de fondos proyectados y descontándolos con una tasa de descuento del 16.41%, se obtiene un valor de la compañía al 30 de Marzo del 2020 de U\$1,097,104,457. Su equivalente en precio por acción es de U\$S 0.32.

Al 30 de Marzo del 2020, la cotización de las acciones era de pesos \$19.75 y el tipo de cambio mayorista tomaba un valor de \$/U\$S 64.47 informado por el Banco Nación. Su equivalente en dólares sería de U\$S 0.30 por acción. Es así, entonces, que el valor que le otorgaba el mercado a la compañía era de U\$S1,067,694,120.

Comparando la valoración de mercado contra el valor aquí obtenido usando el método de flujos de fondos descontados al 30 de Marzo del 2020, podemos apreciar que el valor obtenido es levemente mayor al de mercado pero con una diferencia de sólo el 2.8%. Esto podría explicarse por una expectativa de crecimiento más favorable respecto a la economía argentina que la otorgada por el mercado.

D. Escenarios alternativos de valuación

El valor calculado para la compañía Central Puerto S.A. se realiza bajo una serie de supuestos que se consideran como el escenario base, principalmente proyectando respecto a ratios pasados. Sin embargo, los valores que efectivamente se presenten pueden distar de lo aquí proyectado. Es por esto que a continuación se presentan dos escenarios. En uno de ellos, la estimaciones hechas para la empresa resultan conservadoras, por lo que hacia el futuro la compañía espera en realidad una mejora en su valor de empresa. Por otro lado, se presenta un escenario desfavorable en donde pueden ocurrir ciertos hechos que hagan que la compañía tenga un valor menor a lo expuesto en nuestro escenario base.

Escenario Favorable

En este escenario se tienen en cuenta supuestos que favorecerían a la compañía. En primer lugar se tiene en cuenta el efecto de un aumento del factor de capacidad al mayor experimentado en los últimos cuatro años. Puede verse que el valor de la compañía aumentaría en aproximadamente un 6.3%.

En segundo lugar, se analiza el efecto que tendrá un mayor crecimiento en cada uno de los segmentos planteados en el escenario base. Se incrementa entonces el crecimiento desde el 2020 al 2024 al 1%, el crecimiento desde 2024 a 2027 al 1.5% y finalmente, a perpetuidad, se analiza el efecto de un crecimiento del 4%. Si bien los efectos se presentan desagregados, de manera combinada aumentarían el valor de la compañía en casi un 15%.

Tabla n°52*Valor de la compañía proyectando un escenario favorable*

Variable	Incremento de valor	Valor de la empresa (U\$S)	Δ Valor Base
Factor capacidad máximo últimos 4 años	68,206,344.01	1,135,900,464.01	6.39%
Crecimiento 2020 - 2024 del 1%	54,316,021.09	1,122,010,141.09	5.09%
Crecimiento 2024-2027 del 1.5%	36,795,373.76	1,104,489,493.76	3.45%
Crecimiento a perpetuidad del 4%	66,369,906.45	1,134,064,026.45	6.22%
Escenario favorable completo	225,687,645.31	1,293,381,765.31	21%

Fuente: Elaboración propia con variables escenario favorable.

En conclusión, si se diesen estos supuestos el valor de la compañía pasaría a ser de U\$S1,293,381,765.31 con un valor por acción de U\$S 0.45.

Escenario Desfavorable

Haciendo caso omiso de que el escenario más desfavorable que pueda tener la empresa es el de expropiación por parte del gobierno nacional, se plantean acá dos situaciones que impactarían fuertemente en el valor actual de la compañía.

Primero se tiene en cuenta la no renovación de la concesión de la Central Hidroeléctrica Piedra del Águila. Como mencionado anteriormente, Central Puerto posee dicha concesión hasta el año 2023 y no tiene ninguna garantía por parte del gobierno nacional que podrá extender dicho período. Esto ocasionaría una pérdida en el valor de la compañía de casi el 4%.

Segundo, se incluye la imposibilidad por parte de la compañía de utilizar los tres nuevos turbogeneradores adquiridos por lo que se perdería de generar más de siete mil GWh anuales, con un ingreso neto equivalente a U\$S 18 mil millones. Dicho efecto afectaría fuertemente a la compañía, perdiendo un 10% de su valor respecto al escenario base planteado en este trabajo.

Tabla n°53*Valor de la compañía proyectando un escenario desfavorable*

Variable	Disminución de valor	Valor de la empresa (U\$S)	Δ Valor Base
No renovación Central Hidroeléctrica Piedra del Águila	(40,372,370.36)	1,027,321,749.64	-3.78%
Cancelación proyecto nuevos turbogeneradores	(110,305,930.53)	957,388,189.47	-10.33%
Escenario desfavorable completo	(150,678,301)	917,015,819.10	-14%

Fuente: Elaboración propia con variables escenario desfavorable.

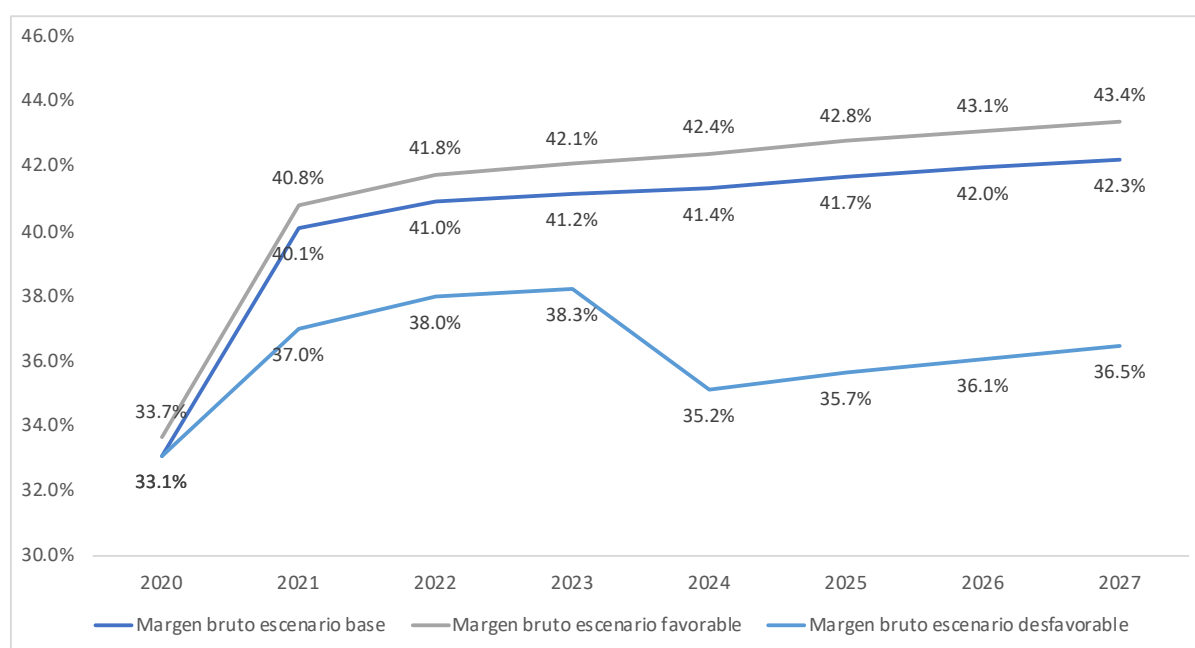
En conclusión, si se diesen estos dos supuestos, el valor de la compañía pasaría a ser de U\$S 917,015,819.10 con un valor por acción de U\$S 0.20.

Comparación de márgenes

En el gráfico n°38 se hace una comparación de los márgenes en cada uno de los escenarios presentados. Puede verse que el gap entre el escenario base y el escenario pesimista es mucho mayor que el del primero con el escenario optimista. Esto se debe a que en el escenario optimista no se tocaron las tarifas que fueron el driver principal del crecimiento de los ingresos en los últimos cuatro años.

Gráfico n°38

Proyección de margen bruto por escenarios



Fuente: Elaboración propia con datos de las proyecciones por escenario.

E. Valuación por múltiplos

En esta sección se realiza una valuación adicional de Central Puerto S.A. a través de Múltiplos Comparables que permite hacer una valoración relativa de la compañía respecto de otras empresas que puedan ser tomadas como referencia. En este caso el múltiplo a utilizar serán el de Enterprise Value/EBITDA.

Las empresas elegidas pertenecen al sector de generación de energía eléctrica en Latinoamérica y todas participan del mercado de capitales de sus países.

- ENEL Generación Costanera S.A. (CECO2) ubicada en Argentina.
- Pampa Energía (PAM) ubicada en Argentina.
- ENEL Generación Chile S.A. (EOCCY) ubicada en Chile.

- Engie Brasil Energía S.A. (ENGIE3.SA) ubicada en Brasil.

Tabla n°54

Ratios de compañías comparables

Compañía	Mercado de operación	Margen EBITDA	EV/EBITDA
ENEL Generación Costanera S.A. (CECO2)	Argentina	59%	3.56
Pampa Energía (PAM)	Argentina	32%	3.81
ENEL Generación Chile S.A. (EOCCY)	Chile	41%	7.43
Engie Brasil Energía S.A. (ENGIE3.SA)	Brasil	50%	10.18
Central Puerto	Argentina	48%	3.56x a 10.18x

Fuente: Elaboración propia con datos de Yahoo Finance.

Evidentemente, los múltiplos de Argentina están deprimidos en comparación a los que presentan Chile y Brasil. Por ello, se utilizan el múltiplo EV/EBITDA de las dos compañías argentinas para realizar la valuación de Central Puerto.

Tabla n°55

Valor Central Puerto S.A., múltiplo EV/EBITDA de compañías comparables argentinas

EV/EBITDA (U\$S)	ENEL Generación Costanera	Pampa Argentina
EBITDA futuro	323,098,451	
Múltiplos EV/EBITDA	3.56	3.81
Valor de la empresa	1,150,230,487	1,231,005,100
Deuda financiera neta de caja	613,487,444	
Valor del Capital Propio	536,743,043	617,517,656
Cantidad de acciones	1,514,022,256	
Precio por acción en dólares	0.35	0.41
Precio por acción en pesos	22.86	26.29

Fuente: Elaboración propia con datos de Yahoo Finance.

En caso de que mejorase el marco regulatorio en el país y la industria lograra crecer de manera tal de presentar múltiplos cercanos a los de Chile o Brasil, el incremento de valor que podría tener la compañía sería de un valor por acción entre tres y casi cinco veces mayor.

Tabla n°56

Valor Central Puerto S.A., múltiplo EV/EBITDA de compañías comparables extranjeras

EV/EBITDA (U\$S)	ENEL Generación Chile S.A.	Engie Brasil S.A.
EBITDA futuro	323,098,451	
Múltiplos EV/EBITDA	7.43	10.18
Valor de la empresa	2,400,675,644	3,289,142,235
Deuda financiera neta de caja	613,487,444	
Valor del Capital Propio	1,787,188,201	2,675,654,791
Cantidad de acciones	1,514,022,256	
Precio por acción en dólares	1.18	1.77
Precio por acción en pesos	76.10	113.93

Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, se presenta un análisis de sensibilidad del valor de la empresa y del precio en dólares de la acción de Central Puerto S.A. a distintos múltiplos y valores de EBITDA.

Tabla n°57

Análisis de sensibilidad del múltiplo EV/EBITDA de compañías comparables

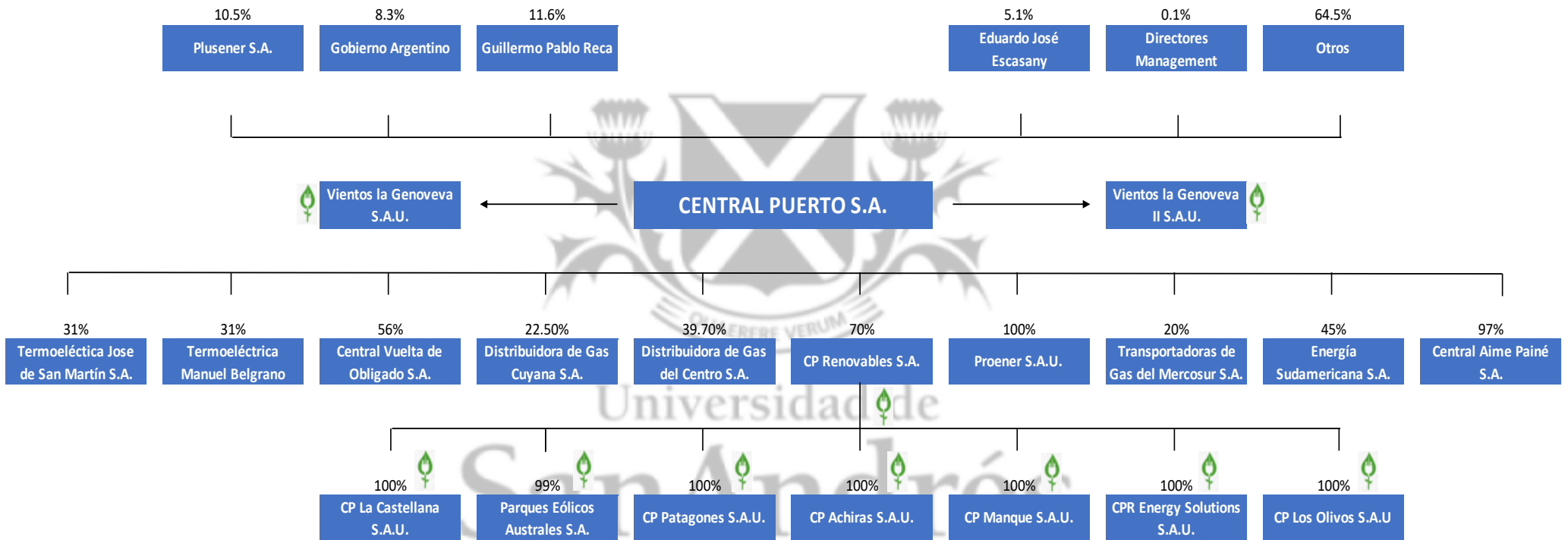
EBITDA		Múltiplos EV/EBITDA							
		3.56	4	5	7	9	11	13	14
-20%	258,478,761	920,184,389 0.203	1,033,915,044 0.278	1,292,393,805 0.448	1,809,351,328 0.790	2,326,308,850 1.131	2,843,266,372 1.473	3,360,223,894 1.814	3,618,702,655 1.985
-10%	290,788,606	1,035,207,438 0.279	1,163,154,425 0.363	1,453,943,031 0.555	2,035,520,244 0.939	2,617,097,456 1.323	3,198,674,669 1.707	3,780,251,881 2.092	4,071,040,487 2.284
BASE	323,098,451	1,150,230,487 0.355	1,292,393,805 0.448	1,615,492,257 0.662	2,261,689,160 1.089	2,907,886,062 1.515	3,554,082,965 1.942	4,200,279,868 2.369	4,523,378,319 2.582
10%	355,408,297	1,265,253,536 0.430	1,421,633,186 0.534	1,777,041,483 0.769	2,487,858,076 1.238	3,198,674,669 1.707	3,909,491,262 2.177	4,620,307,855 2.646	4,975,716,151 2.881
20%	387,718,142	1,380,276,584 0.506	1,550,872,567 0.619	1,938,590,708 0.875	2,714,026,991 1.387	3,489,463,275 1.900	4,264,899,558 2.412	5,040,335,841 2.924	5,428,053,983 3.180

Fuente: Elaboración propia.

Como mencionado previamente, la cotización de las acciones de Central Puerto S.A. al 30 de Marzo del 2020 era de pesos \$19.75 con un tipo de cambio \$/U\$S 64.47, lo que equivale a un valor dolarizado de la acción de U\$S 0.30. Esto implica entonces un Valor de Empresa de U\$S 1,067,694,120 según la valoración de mercado. Con el múltiplo EV/EBITDA, se obtiene un valor por acción de U\$S 0.35. En conclusión, el valor obtenido por el método de flujos futuros descontados arroja un valor más cercano al de la cotización de mercado.

ANEXOS

Anexo I – Estructura societaria de la compañía



Anexo II – Estado de Situación Patrimonial en miles de dólares

Estado de Situación Patrimonial en dólares	2016	2017	2018	2019	1Q 2020
Tipo de cambio \$/USD al cierre del período	15.79	18.65	37.70	59.89	64.47
Activos	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Activos no corrientes					
Propiedades, planta y equipo	178,058	398,505	598,605	946,681	981,760
Activos intangibles	14,980	10,072	59,290	118,030	111,636
Inversión en asociadas	19,443	52,852	53,006	57,615	58,420
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	225,024	139,536	442,218	404,895	397,455
Otros activos no financieros	92,878	682	5,914	11,508	15,619
Inventarios	1,953	2,585	1,981	2,407	2,310
	532,336	604,233	1,161,014	1,541,135	1,567,200
Activos corrientes					
Inventarios	8,737	5,914	5,859	10,980	11,255
Otros activos no financieros	8,683	25,250	13,133	16,802	15,271
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	140,313	208,433	280,611	261,161	219,815
Otros activos financieros	113,791	59,560	52,112	128,548	84,173
Efectivo y colocaciones a largo plazo	1,900	4,753	6,099	24,944	24,809
	273,425	303,910	357,815	442,434	355,323
Activos disponibles para la venta	-	7,668.72	-	-	-
	273,425	311,578	357,815	442,434	355,323
Total de activos	805,761	915,812	1,518,829	1,983,569	1,922,523
Patrimonio y pasivos					
Capital	95,885	81,185	40,160	25,280	23,484
Ajuste de capital	42,115	35,658	303,505	307,510	309,781
Prima por fusión	23,848.70	20,192.56	-	-	-
Reserva legal	12,539	15,345	10,170	39,718	39,775
Reserva especial Res.IGJ 7/05	3,535.78	2,993.73	-	-	-
Reserva especial RG CNV 609	11,221.09	9,500.83	-	-	-
Reserva facultativa	4,364	24,176	116,877	442,662	443,294
Resultados no asignados	111,276	187,841	390,327	159,285	173,979
Otros resultados integrales acumulados	21,199.94	2,320.98	-	-	-
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	325,985	379,214	861,039	974,454	990,314
Participaciones no controladoras	425	15,499	12,405	13,203	13,599
Patrimonio total	326,410	394,713	873,444	987,657	1,003,913
Pasivos no corrientes					
Otros pasivos no financieros	40,226	25,132	51,960	72,711	69,944
Deudas y préstamos que devengan interés	0	79,293	138,038	512,394	470,282
Deudas CAMMESA	81,366.88	56,601.32	26,639.36	-	-
Pasivo por compensaciones y beneficios a los empleados	5,554	6,065	3,938	3,828	3,944
Pasivo por impuesto diferido	71,975	37,736	127,145	156	145
Provisiones	7,929	0	0	105,363	113,382
	207,051	204,827	347,721	694,452	657,698
Pasivos corrientes					
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	41,520	54,550	45,886	98,505	41,418
Otros pasivos no financieros	30,195	35,373	44,057	28,959	20,522
Deudas CAMMESA	66,353.51	94,001.72	48,087.80	-	-
Deudas y préstamos que devengan interés	81,899	27,112	17,843	134,011	168,014
Pasivo por compensaciones y beneficios a empleados	13,041	17,324	10,376	11,667	8,601
Impuesto a las ganancias por pagar	17,664	58,814	117,158	27,861	21,939
Provisiones	21,627	22,171	14,257	458	419
	272,300	309,346	297,664	301,460	260,913
Pasivos asociados a los activos disponibles para la venta	-	7,462.12	-	-	-
	272,300	316,808	297,664	301,460	260,913
Total de pasivos	479,351	521,635	645,385	995,912	918,610
Total de patrimonio y pasivos	805,761	916,348	1,518,829	1,983,569	1,922,523

Anexo III – Estado de Situación Patrimonial en miles de pesos argentinos

Estado de Situación Patrimonial en pesos	2016	2017	2018	2019	1Q 2020
Activos	ARS 000	ARS 000	ARS 000	ARS 000	ARS 000
Activos no corrientes					
Propiedades, planta y equipo	2,811,539	7,431,728	22,567,418	56,696,733	63,293,110
Activos intangibles	236,530	187,833	2,235,230	7,068,787	7,197,049
Inversión en asociadas	307,012	985,646	1,998,336	3,450,569	3,766,295
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	3,553,129	2,602,213	16,671,608	24,249,144	25,623,503
Otros activos no financieros	1,466,547	12,721	222,955	689,185	1,006,935
Inventarios	30,830	48,203	74,687	144,169	148,954
	8,405,587	11,268,344	43,770,234	92,298,587	101,035,846
Activos corrientes					
Inventarios	137,965	110,290	220,896	657,594	725,584
Otros activos no financieros	137,110	470,895	495,130	1,006,247	984,536
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	2,215,535	3,887,065	10,579,028	15,640,947	14,171,258
Otros activos financieros	1,796,756	1,110,728	1,964,630	7,698,732	5,426,526
Efectivo y colocaciones a largo plazo	30,008	88,633	229,948	1,493,868	1,599,387
	4,317,374	5,667,611	13,489,632	26,497,388	22,907,291
Activos disponibles para la venta		143,014.00			
	4,317,374	5,810,625	13,489,632	26,497,388	22,907,291
Total de activos	12,722,961	17,078,969	57,259,866	118,795,975	123,943,137
Patrimonio y pasivos					
Capital	1,514,022	1,514,022	1,514,022	1,514,022	1,514,022
Ajuste de capital	664,988	664,988	11,442,144	18,416,762	19,971,268
Prima por fusión	376,571.00	376,571.00		-	
Reserva legal	197,996	286,178	383,393	2,378,736	2,564,266
Reserva especial Res.IGJ 7/05	55,830.00	55,830.00		-	
Reserva especial RG CNV 609	177,181.00	177,181.00		-	
Reserva facultativa	68,913	450,865	4,406,281	26,511,002	28,578,734
Resultados no asignados	1,757,051	3,503,046	14,715,337	9,539,556	11,216,235
Otros resultados integrales acumulados	334,747.00	43,284.00		-	-
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	5,147,299	7,071,965	32,461,177	58,360,078	63,844,525
Participaciones no controladoras	6,717	289,035	467,677	790,719	876,718
Patrimonio total	5,154,016	7,361,000	32,928,854	59,150,797	64,721,243
Pasivos no corrientes					
Otros pasivos no financieros	635,162	468,695	1,958,883	4,354,668	4,509,232
Deudas y préstamos que devengan interés	0	1,478,729	5,204,030	30,687,277	30,318,641
Deudas CAMMESA	1,284,783.00	1,055,558.00	1,004,304.00	-	
Pasivo por compensaciones y beneficios a los empleados	87,705	113,097	148,470	229,279	254,275
Pasivo por impuesto diferido	1,136,481	703,744	4,793,384	9,348	9,348
Provisiones	125,201	0	0	6,310,170	7,309,612
	3,269,332	3,819,823	13,109,071	41,590,742	42,401,108
Pasivos corrientes					
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	655,598	1,017,306	1,729,909	5,899,436	2,670,177
Otros pasivos no financieros	476,785	659,668	1,660,944	1,734,349	1,323,023
Deudas CAMMESA	1,047,722.00	1,753,038.00	1,812,910.00	-	
Deudas y préstamos que devengan interés	1,293,178	505,604	672,668	8,025,892	10,831,668
Pasivo por compensaciones y beneficios a empleados	205,923	323,078	391,168	698,709	554,510
Impuesto a las ganancias por pagar	278,922	1,096,817	4,416,843	1,668,594	1,414,411
Provisiones	341,485	413,474	537,499	27,456	26,997
	4,299,613	5,768,985	11,221,941	18,054,436	16,820,786
Pasivos asociados a los activos disponibles para la venta		139,161.00			
	4,299,613	5,908,146	11,221,941	18,054,436	16,820,786
Total de pasivos	7,568,945	9,727,969	24,331,012	59,645,178	59,221,894
Total de patrimonio y pasivos	12,722,961	17,088,969	57,259,866	118,795,975	123,943,137

Anexo IV – Estado de Resultados en miles de dólares

Estado de Resultados en dólares	2016	2017	2018	2019	1Q 2020
Tipo de cambio \$/USD al cierre del período	15.79	18.65	37.70	59.89	64.47
	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
OPERACIONES CONTINUADAS					
Ingreso de actividades ordinarias	336,948	319,406	378,392	600,447	124,171
Costo de ventas	(199,603)	(147,040)	(172,061)	(316,525)	(51,473)
	137,345	172,366	206,331	283,922	72,698
Gastos de administración y comercialización	(29,172)	(34,917)	(36,852)	(43,971)	(9,715)
Otros ingresos operativos	73,813	34,344	350,739	306,449	49,666
Otros gastos operativos	(5,373)	(4,960)	(3,525)	(4,521)	(695)
Deterioro de propiedad, planta y equipo y activos intangibles				(73,542)	(12,013)
Actualización cuentas por cobrar CVO			292,228.49		
Ganancia operativa	176,612	166,833	808,921	468,337	99,942
Pérdida en posición monetaria neta			(107,061)	(40,604)	4,866
Ingresos financieros	26,662	49,988	60,483	60,122	2,020
Costos financieros	(40,209)	(37,409)	(167,132)	(265,902)	(67,554)
Participación en los resultados netos de asociados	9,342	38,340	28,493	18,589	840
Ganancias antes de impuesto a la ganancias por actividades continuadas	172,407	217,752	623,703	240,543	40,114
Impuesto a las ganancias del ejercicio	(60,385)	(56,405)	(175,182)	(95,930)	(25,281)
Ganancia neta del ejercicio por actividades continuadas	112,023	161,347	448,522	144,613	14,833
OPERACIONES DISCONTINUADAS					
Ingreso después de impuestos por operaciones discontinuadas		26,008.95	7,325.65		
Ganancia neta del ejercicio	112,023	187,356	455,847	144,613	14,833
Atribuible a:					
- Propietarios de la controladora	112,022	188,096	464,711	147,083	14,466
- Participaciones no controladoras	0	(740)	(8,864)	(2,471)	367
	112,023	187,356	455,847	144,613	14,833

Anexo V – Estado de Resultados en miles de pesos argentinos

Estado de Resultados en pesos	2016	2017	2018	2019	1Q 2020
	ARS 000	ARS 000	ARS 000	ARS 000	ARS 000
OPERACIONES CONTINUADAS					
Ingreso de actividades ordinarias	5,320,413	5,956,596	14,265,370	35,960,784	8,005,195
Costo de ventas	(3,151,731)	(2,742,147)	(6,486,698)	(18,956,674)	(3,318,445)
	2,168,682	3,214,449	7,778,672	17,004,110	4,686,750
Gastos de administración y comercialización	(460,633)	(651,168)	(1,389,336)	(2,633,405)	(626,303)
Otros ingresos operativos	1,165,506	640,480	13,222,842	18,353,204	3,201,948
Otros gastos operativos	(84,845)	(92,497)	(132,881)	(270,754)	(44,798)
Deterioro de propiedad, planta y equipo y activos intangibles				(4,404,442)	(774,443)
Actualización cuentas por cobrar CVO			11,017,014		
Ganancia operativa	2,788,710	3,111,264	30,496,311	28,048,713	6,443,154
Pérdida en posición monetaria neta			(4,036,196)	(2,431,753)	313,701
Ingresos financieros	420,988	932,227	2,280,193	3,600,707	130,243
Costos financieros	(634,903)	(697,638)	(6,300,881)	(15,924,867)	(4,355,152)
Participación en los resultados netos de asociados	147,513	715,001	1,074,185	1,113,297	54,136
Ganancias antes de impuesto a la ganancias por actividades continuadas	2,722,308	4,060,854	23,513,612	14,406,097	2,586,082
Impuesto a las ganancias del ejercicio	(953,472)	(1,051,896)	(6,604,351)	(5,745,242)	(1,629,813)
Ganancia neta del ejercicio por actividades continuadas	1,768,836	3,008,958	16,909,261	8,660,855	956,269
OPERACIONES DISCONTINUADAS					
Ingreso después de impuestos por operaciones discontinuadas		485,041	276,177		
Ganancia neta del ejercicio	1,768,836	3,493,999	17,185,438	8,660,855	956,269
Atribuible a:					
- Propietarios de la controladora	1,768,829	3,507,795	17,519,598	8,808,815	932,638
- Participaciones no controladoras	7	(13,796)	(334,160)	(147,960)	23,631
	1,768,836	3,493,999	17,185,438	8,660,855	956,269
Ganancia por acción					
- Básica y diluida	1.17	2.33	11.64	5.82	0.62

Anexo IV – Rendimiento S&P últimos 30 años

Fecha	S&P 500	
	Valor cierre	Rendimiento
01/12/1988	353.40	
01/12/1989	277.72	-21.4%
01/12/1990	330.22	18.9%
01/12/1991	417.09	26.3%
01/12/1992	435.71	4.5%
01/12/1993	466.45	7.1%
01/12/1994	459.27	-1.5%
01/12/1995	615.93	34.1%
01/12/1996	740.74	20.3%
01/12/1997	970.43	31.0%
01/12/1998	1,229.23	26.7%
01/12/1999	1,469.25	19.5%
01/12/2000	1,320.28	-10.1%
01/12/2001	1,148.08	-13.0%
01/12/2002	879.82	-23.4%
01/12/2003	1,111.92	26.4%
01/12/2004	1,211.92	9.0%
01/12/2005	1,248.29	3.0%
01/12/2006	1,418.30	13.6%
01/12/2007	1,468.36	3.5%
01/12/2008	903.25	-38.5%
01/12/2009	1,115.10	23.5%
01/12/2010	1,257.64	12.8%
01/12/2011	1,257.60	0.0%
01/12/2012	1,426.19	13.4%
01/12/2013	1,848.36	29.6%
01/12/2014	2,058.90	11.4%
01/12/2015	2,043.94	-0.7%
01/12/2016	2,238.83	9.5%
01/12/2017	2,673.61	19.4%
01/12/2018	2,506.85	-6.2%
01/12/2019	3,230.78	28.9%
Promedio 30 años	Aritmético	Geométrico
	8.95%	9.56%

Anexo VII – Cálculo WACC con índice “MSCI Emerging Markets”

Estadísticas de la regresión	DUK	DTE	SO	D	AEP
Coefficiente de correlación múltip	0.3850	0.3851	0.3495	0.3263	0.3720
Coefficiente de determinación R^2	0.1482	0.1483	0.1221	0.1064	0.1384
R^2 ajustado	0.1449	0.1450	0.1187	0.1030	0.1351
Error típico	0.0258	0.0258	0.0262	0.0265	0.0260
Observaciones	261	261	261	261	261
Intercepción	-0.0006	-0.0007	-0.0007	-0.0005	-0.0009
Variable X 1	0.3758	0.3716	0.3194	0.3514	0.3524
Estructura D/E	109%	86%	89%	63%	82%

Cálculo Beta	
Promedio Beta Apalacado	35.41%
Promedio Estructura D/E	85.89%
Tasa impositiva promedio	12.40%
Promedio Beta Desapalancado	0.2021
Deuda/Equity CEPU	121.03%
Tasa Impositiva CEPU	30%
Beta CEPU	0.37

Anexo VIII – Tipo de cambio Banco Nación para transferencias de divisas

Año	Período	Máximo	Mínimo	Promedio trimestral	Final	Promedio anual
2016	1Q 2016					15.79
2017	1Q 2017	16.0800	15.3600	15.6795	15.3900	16.99
	2Q 2017	16.6300	15.1900	15.7575	16.6300	
	3Q 2017	17.7900	16.8000	17.2870	17.3100	
	4Q 2017	19.2000	17.2300	17.5529	18.6490	
2018	1Q 2018	20.4100	18.4100	19.6779	20.1490	31.99
	2Q 2018	28.8500	20.1350	23.5843	28.8500	
	3Q 2018	41.2500	27.2100	31.9583	41.2500	
	4Q 2018	40.5000	35.4000	37.1457	37.7000	
2019	1Q 2019	43.8700	36.9000	39.0054	43.3500	50.82
	2Q 2019	45.9700	41.6200	44.0067	42.4630	
	3Q 2019	60.4000	41.6000	50.6532	57.5900	
	4Q 2019	60.0000	57.6400	59.3465	59.8900	
2020	1Q 2020	64.4690	59.8150	61.4240	64.4690	64.47

BIBLIOGRAFÍA

Académica y publicaciones:

- Adeera. *El proceso de reestructuración y el esquema regulatorio del sector eléctrico argentino. Experiencias, reflexiones y perspectivas*. Disponible en: <http://www.adeera.com.ar/newsroom/archivosinformes/El%20Sector%20El%C3%A9ctrico%20Argentino%20.pdf>
- Brealey, R., & Myers, S. (2003). *Principles of Corporate Finance*. McGraw-Hill.
- Damodaran, A. (2017). *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications*. NYU-Stern School of Business.
- Damodaran, A. (2002). *Estimating Equity Risk Premiums*. Working Paper, NYU-Stern School of Business.
- Kaplan Schweser (2020). *Schweser Notes for the CFA Exam: Equity*. 2020 CFA Program Exam Prep Level II.
- Kaplan Schweser (2020). *Schweser Notes for the CFA Exam: Financial Reporting and Analysis and Corporate Finance*. 2020 CFA Program Exam Prep Level II.

Informes y reportes:

- AES Argentina. <https://www1.aesargentina.com.ar>
- Banco Mundial. *La economía en tiempos del COVID-19*. Disponible en: <https://www.bancomundial.org/es/events/2020/04/08/la-economia-en-los-tiempos-de-covid19-coronavirus>
- Bolsa de Comercio de Buenos Aires. <https://www.bolsar.com/vistas/investigaciones/Volatilidad.aspx>
- CAMMESA – Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2016). *Informe Anual Mercado Eléctrico Mayorista año 2016*.
- CAMMESA – Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2017). *Informe Anual Mercado Eléctrico Mayorista año 2017*.
- CAMMESA – Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2018). *Informe Anual Mercado Eléctrico Mayorista año 2018*.
- CAMMESA – Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2019). *Informe Anual Mercado Eléctrico Mayorista año 2019*.

- CAMMESA – Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2020). *Informe Mensual – Principales Variables del Mes. Enero 2020.*
- CAMMESA – Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2020). *Informe Mensual – Principales Variables del Mes. Febrero 2020.*
- CAMMESA – Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2020). *Informe Mensual – Principales Variables del Mes. Marzo 2020.*
- Central Puerto S.A. (2013). Estados Financieros Consolidados año 2013.
- Central Puerto S.A. (2014). Estados Financieros Consolidados año 2014.
- Central Puerto S.A. (2015). Estados Financieros Consolidados año 2015.
- Central Puerto S.A. (2016). Estados Financieros Consolidados año 2016.
- Central Puerto S.A. (2017). Estados Financieros Consolidados año 2017.
- Central Puerto S.A. (2018). Estados Financieros Consolidados año 2018.
- Central Puerto S.A. (2019). Estados Financieros Consolidados año 2019.
- Central Puerto S.A. (2020). Estados Financieros 1Q año 2020.
- Central Puerto S.A. (2019). Memoria Anual 2019.
- Central Puerto S.A. (2020). Presentación Compañía 1Q 2020.
- Central Puerto S.A. (2019). 4Q 2019 Results Call.
- Central Puerto S.A. (2019). 4Q 2019 Company Presentation.
- CP Renovables. Sociedad del grupo Central Puerto S.A para energías renovables. <https://www.cprenovables.com.ar>
- Diario El Cronista. *Coronavirus: La economía argentina caerá 5,2% en 2020, según el Banco Mundial.* Disponible en: <https://www.cronista.com/economiapolitica/Coronavirus-La-economia-argentina-caera-52-en-2020-segun-el-Banco-Mundial-20200412-0017.html>
- Diario Infobae. *Cuáles serán los efectos de la pandemia en el futuro energético.* Disponible en: <https://www.infobae.com/economia/2020/04/30/cuales-seran-los-efectos-de-la-pandemia-en-el-futuro-energetico/>

- ENEL Argentina <https://www.enel.com.ar/es.html.html>
- Enel Generación Chile S.A. 20-F 2019. Disponible en: <https://www.enel.cl/content/dam/enel-cl/inversionistas/enel-generacion-chile/reportes/20-f/2019-Enel-Generacion-Chile-20-F.pdf>
- Enel Generación Chile S.A. *Presentación Resultados 2019*. Disponible en: <https://www.enel.cl/content/dam/enel-cl/inversionistas/enel-generacion-chile/informacion-para-el-accionista/resultados-trimestrales/analisis-razonado/2019/Analisis-Razonado-Enel-Generacion-Chile-diciembre-2019.pdf>
- Fondo Monetario Internacional. *Informe de perspectivas de la Economía Mundial, Abril de 2020*. Disponible en: <https://www.imf.org/es/Publications/WEO/Issues/2020/04/14/weo-april-2020>
- IAMC. *Informe Diario 30 de Diciembre 2019*. https://iamcmediamanager.prod.ingecloud.com/mediafiles/iamc/2020/3_30/0/11/64/737492.pdf
- INDEC - Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. Cuentas Nacionales. Producto Interno Bruto (PIB), año base 1993 - Oferta y demanda globales, en millones de pesos a precios de 1993. Disponible en: <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel3-Tema-3-9>
- Investing.com. *Statistics, Financials & Historial Data de empresas identificadas con códigos AEP, AES, D, DTE, DUK, SO*. Disponible en: <https://www.investing.com>
- Ministerio de Energía. *Introducción al quinquenio 1991-1995*. Disponible en: <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3583>
- Ministerio de Economía. *Ley 23.696*. Disponible en: <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/23696.htm>
- Ministerio de Economía. *Ley 24.065*. Disponible en: <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/24065.htm>
- Naciones Unidas, Departamento de Economía y Asuntos Sociales. *Situación y perspectivas de la economía mundial 2020. Resumen Ejecutivo*. Disponible en: <https://www.un.org/development/desa/dpad/publication/situacion-y-perspectivas-de-la-economia-mundial-2020-resumen-ejecutivo/>
- Pampa Energía <https://www.pampaenergia.com>
- Pampa Energía. *Resultados del 1T20*. Disponible en: <https://ri.pampaenergia.com/wp-content/uploads/sites/18/2020/05/PAMPA-2020-03-ER-Espanol-EXE.pdf>

- Pampa Energía. *Resultados del 4T19*. Disponible en: <https://ri.pampaenergia.com/wp-content/uploads/sites/18/2020/04/PAMPA-2019-12-ER-Espanol-EXE.pdf>
- Pampa Energía. *Programa de recompra de Obligaciones Negociables*. Disponible en: <https://ri.pampaenergia.com/informacion-financiera/programas-de-recompra/>
- Securities and Exchange Commision. 2019 Central Puerto S.A. Form 6-K.
- Securities and Exchange Commision. 2019 Central Puerto S.A. 20-F.
- SEGBA. *El Mercado eléctrico Mayorista (MEM)*. Disponible en: <http://mepriv.mecon.gov.ar/segba/mercadoelectricomayorista.htm>
- Yahoo Finance! *Statistics, Financials & Historial Data de empresas identificadas con códigos CECO2, PAM, ENIC, EOCCY, ENGIE3.SA*. Disponible en: <https://finance.yahoo.com>

