



Universidad de San Andrés
Escuela de Administración y Negocios
Magister en Finanzas

Trabajo Final de Graduación – Valuación de Empresa

CENTRAL PUERTO S.A.

Autor: Lic. Lucas H. GUMIERATO

DNI: 30.899.672

Director: Mba. Javier EPSTEIN

Buenos Aires - Septiembre 2018

ÍNDICE

I.	RESUMEN EJECUTIVO.....	2
II.	CENTRAL PUERTO S.A.....	4
i.	<i>Evolución de las ventas</i>	7
ii.	<i>Estructura societaria de la compañía</i>	9
iii.	<i>Estructura operativa de la compañía</i>	10
iv.	<i>Plan de incorporación de mayor potencia de generación</i>	14
III.	MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO	19
i.	<i>Proceso de privatizaciones</i>	19
ii.	<i>Reestructuración del mercado eléctrico argentino</i>	20
iii.	<i>Evolución de la potencia instalada en el mercado</i>	23
iv.	<i>Demanda de energía eléctrica</i>	26
v.	<i>Generación de energía eléctrica en Argentina</i>	34
vi.	<i>Uso de combustibles en la generación de energía eléctrica</i>	38
vii.	<i>Remuneración de la generación de energía eléctrica</i>	40
viii.	<i>Licitaciones para incremento de potencia en el MEM</i>	43
ix.	<i>Competencia - empresas del sector de generación de energía eléctrica</i>	49
IV.	EVOLUCIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS DE CENTRAL PUERTO S.A.	53
i.	<i>Estado de Situación Patrimonial</i>	53
ii.	<i>Estado de Resultado</i>	59
V.	VALUACIÓN DE CENTRAL PUERTO S.A.	65
i.	<i>Proyección del Flujo de Fondos Descontados</i>	65
ii.	<i>Valuación por Múltiplos</i>	88
VI.	ANEXOS	90
VII.	BIBLIOGRAFÍA	95

I. Resumen Ejecutivo

En el presente trabajo se busca realizar una valuación teórica de la empresa Central Puerto S.A. (en adelante se identificará también como CEPU) al 31 de diciembre de 2017, fecha del último Balance Anual aprobado de la compañía, utilizando conceptos y procedimientos de análisis desarrollados en la Maestría.

La empresa pertenece al sector de Energía, particularmente a la Generación de Energía Eléctrica y opera en el territorio de la República Argentina, con instalaciones generadoras ubicadas en distintas provincias del país. Sus acciones se encuentran listadas en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires con la especie *CEPU* y conforma el grupo de empresas del *Panel Líder* del Mercado de Valores. Así mismo, desde febrero de 2018 cotiza con ADR en la Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) utilizando también el identificador *CEPU*. Su capital controlante es de origen argentino al igual que los miembros de los cuerpos directivos y gerenciales.

La valuación teórica se realiza en primera instancia por la metodología de Flujo de Fondos Descontados (en adelante DCF por su sigla en inglés de *Discounted Cash Flow*) de la empresa, para determinar el valor que tiene para los Accionistas y Acreedores de la compañía. En segundo término, se aplica una Valuación por Múltiplos de Comparables con el objeto de realizar una comparación respecto a esas empresas y observar posibles desviaciones en el valor de mercado en términos relativos. Es oportuno tener presente que ambas valuaciones pueden otorgar diferentes resultados en tanto un método, el DCF, analiza el valor específico de la compañía en estudio; mientras que la Valuación por Múltiplos de Comparables es una valoración relativa a partir de empresas del mismo sector, pero es posible que todos estén subvaluados o sobrevaluados en el momento de la comparación.

Para el análisis se utiliza la información pública existente proveniente de reportes, presentaciones, comunicados y los Estados Financieros de la compañía por los ejercicios anuales de los años 2013 a 2017. 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 y en nuevas sociedades; sus objetivos a mediano y largo plazo junto con la estrategia prevista y las fuentes de financiamiento, ya sea capital propio o mediante deuda que prevé utilizar la compañía para alcanzarlos. 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 evaluar la consistencia de los valores correspondientes a las estimaciones realizadas para los nuevos proyectos que se encuentran en desarrollo por parte de CEPU y para realizar la Valuación por Múltiplos de Comparables.

La presentación expone primero una breve descripción de la compañía para conocer el activo que se valúa, luego se explica sobre el mercado eléctrico en el contexto argentino para entender cómo se conforma y desarrolla el ámbito en el cual la empresa tiene su negocio y con posterioridad se analiza más en detalle la empresa con sus activos, sus objetivos y la estrategia para alcanzarlos. Luego de entender las principales variables que afectan el flujo de fondos de la empresa se procede a su proyección a futuro y a estimar el valor presente que generan esos fondos para los accionistas y los acreedores teniendo en cuenta la tasa de descuento aplicable para la empresa medido por el Costo Promedio Ponderado del Capital (denominado en adelante WACC por su sigla en inglés de *Weighted Average Cost of Capital*). Finalmente se realiza una valuación por múltiplos de comparables para analizar la valoración relativa respecto a estas empresas.

De acuerdo a la información de mercado, la cotización de la acción al 31 de diciembre de 2017 era de pesos \$31,80 y el tipo de cambio \$/u\$s 18,77, lo que equivale a un valor dolarizado de la acción de u\$s 1,69. Este valor resulta levemente superior al obtenido en la valuación por Flujo de Fondos Descontados, a través de la cual se estimó un precio de u\$s 1,59 (-6%). De forma similar, mediante la aplicación del múltiplo Valor de la Empresa (EV) / EBITDA de compañías comparables de la región se estimó un valor medio de u\$s 1,66, cercano al observado en el mercado.

Por ello se concluye que la cotización de mercado en la fecha indicada, a la cual se realiza el trabajo de valuación, fue levemente superior a lo estimado por el método de Flujo de Fondos Descontados, mientras que tuvo un valor similar al obtenido mediante el uso de Múltiplo de Comparables.

Es posible que durante 2017 el mercado haya ponderado con mayor probabilidad un escenario favorable para la empresa en el futuro de acuerdo a las modificaciones del marco regulatorio realizadas en ese año.

Se considera que la valuación realizada toma en cuenta la realidad actual del sector y su potencial crecimiento, pero también tiene presente las dificultades existentes en el mercado argentino para generar nuevas mejoras en la remuneración del sector.

En relación al valor estimado por Múltiplos de Comparables, constituye una valuación relativa respecto a otras compañías, por lo que es posible que las empresas comparables que participan en el mercado eléctrico argentino también hayan estado

sobrevaluadas, mostrando una sobre-ponderación general del escenario favorable para el sector energético de Argentina a futuro.

II. Central Puerto S.A.

La empresa Central Puerto S.A. fue creada por el Poder Ejecutivo Nacional¹ en 1992 dentro del proceso de privatización de las centrales ubicadas en el Puerto de Buenos Aires (Centrales Puerto Nuevo y Nuevo Puerto) pertenecientes a SEGBA (Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires). Posteriormente, en el año 2006 la empresa Sociedad Argentina de Energía S.A. (SADESA) tomó el control accionario de la compañía y es el grupo empresarial que mantienen el control hasta la actualidad. Con posterioridad, en el año 2014, dentro de un proceso de reestructuración societaria, Central Puerto S.A. absorbió a su controlante SADESA, para pasar a ser la cabeza del holding de generación.

La compañía también posee la concesión sobre los activos de generación del Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila en la provincia de Neuquén, los cuales a partir de la privatización del año 1993 conforman la empresa Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A., de la cual la empresa ejercía el control por medio de Hidroneuquen S.A., siendo ésta absorbida por Central Puerto S.A. en la reestructuración societaria de 2014.

Otro de los activos de generación que posee corresponden a Centrales Térmicas Mendoza S.A., la cual se originó por la privatización en la década de 1990 de los activos de generación de electricidad de Agua y Energía Eléctrica en Lujan de Cuyo. En el año 2006 la compañía adquirió a través de Operating S.A. el control sobre esa empresa.

Complementariamente, ese mismo año adquirió a través de Operating S.A. las acciones de La Plata Cogeneración S.A., titular de activos de generación de energía y vapor en Ensenada (La Plata), con conexión a la planta de refinación de la petrolera YPF S.A.. En el año 2017 la empresa le vendió La Plata Cogeneración S.A. a la petrolera estatal con instrumentación en el presente año 2018. Dentro del proceso de reestructuración societaria de 2014, Central Puerto S.A. absorbió Operating S.A., por lo que quedó con control en forma directa de los activos de Central Térmica Mendoza S.A. en Lujan de Cuyo.

En 2008, por acuerdo firmado con la Secretaría de Energía de la Nación denominado FONINVEMEM², la empresa conforma Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A., las cuales poseen los derechos futuros sobre los activos de las centrales Timbúes y Manuel Belgrano respectivamente; que se encuentran en la actualidad en sendos fideicomisos de administración. Este acuerdo le permite obtener la participación directa sobre el activo al transcurrir 10 años de operación de las

¹ Decreto N° 122/92 del Poder Ejecutivo Nacional.

² Resolución N° 1193/2005 de la Secretaría de Energía de la Nación.

centrales, siendo estas empresas las operadoras técnicas de los activos a través de los fideicomisos respectivos.

En 2010, con un nuevo esquema FONINMEM, la empresa junto con la Secretaría de Energía de la Nación invirtieron en la Central Termoeléctrica Vuelta de Obligado. Esta central de generación se encuentra dentro de un fideicomiso, el cual, una vez transcurridos 10 años de operación de la central le otorgará la propiedad de los activos a la empresa denominada Central Vuelta de Obligado S.A. (CVO SA), de la cual Central Puerto S.A. es accionista en la actualidad. Durante el plazo de vida del fideicomiso, Central Puerto S.A., a través de CVO SA, es la operadora técnica de la central.

En los años 2016 y 2017 el Poder Ejecutivo Nacional llevó adelante una serie de licitaciones para recibir ofertas de nueva capacidad de generación de energía eléctrica, tanto de origen térmico como renovables.

En este marco se generaron los programas RenovAr 1, 1.5 y 2; a través de los cuales se buscó desarrollar el mercado de energía renovables y en los que la empresa participó ofreciendo los proyectos *La Castellana*, *Achiras* y *La Genoveva I*. Los tres proyectos resultaron adjudicados y se encuentran en desarrollo u operativos.

Adicionalmente, la empresa ya cuenta en su cartera de proyectos a desarrollar las segundas fases de estos tres parques eólicos. Lleva adelante estos proyectos de energías renovables a través de su controlada CP Renovables S.A., la cual a su vez controla a las sociedades específicas que poseen los activos de cada parque generador.

Complementario a las licitaciones RenovAr, se llevaron adelante programas de oferta de capacidad de generación de energía térmica que mejoraran la eficiencia del sistema mediante el cierre de Ciclos Combinados o con proyectos de Cogeneración de energía. En este marco la empresa presentó los proyectos Cogeneración Lujan de Cuyo y Cogeneración Terminal 6 San Lorenzo, resultando ambos adjudicados.

La capacidad de producir ingresos por parte de una compañía generadora de energía se encuentra directamente relacionada con la potencia instalada que posee y las características de estos activos según su tecnología, ubicación, combustibles, vida útil y disponibilidad. Por ello resulta adecuado individualizar la capacidad productiva de cada proyecto para evaluar la performance futura en la capacidad de generación de energía de la empresa.

El siguiente cuadro resume los activos de generación de energía eléctrica que fueron brevemente mencionados y que serán analizados con mayor profundidad a lo largo de este trabajo.

Ilustración 1 - Potencia Instalada Central Puerto S.A.

	Capacidad Instalada (MW)	Activos en Operación	Activos en construcción o desarrollo	Centrales FONINVE MEM
1	Puerto	1.714		
2	Piedra del Águila	1.440		
3	Luján de Cuyo	509	93	
4	San Lorenzo		330	
5	La Castellana I & II		115	
6	La Genoveva I & II		129	
7	Achiras I & II		127	
8	Manuel Belgrano			873
9	San Martín			865
10	Vuelta de Obligado			816
	Total	3.663	794	2.554

Fuente: traducción propia del original de Central Puerto S.A.

Adicional a la capacidad instalada de generación resulta importante analizar la ubicación geográfica de los activos para evaluar sus fortalezas y debilidades competitivas.

Esta localización estratégica de las centrales tiene incidencia en la logística para el abastecimiento de los combustibles, pudiendo ser terrestre por ductos o por camiones, o abastecimiento marítimo. Esto incide en los costos del sistema nacional y la consecuente disponibilidad y despacho de las centrales.

Ilustración 2 - Ubicación Geográfica Centrales – Central Puerto S.A.



Fuente: Central Puerto S.A.

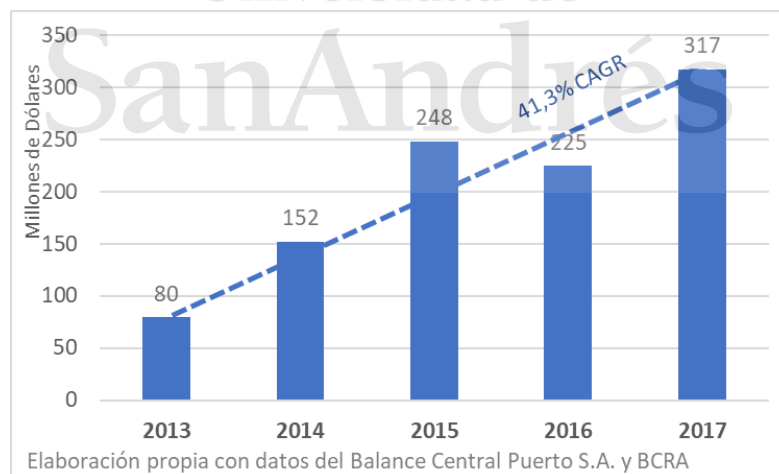
También incide la disponibilidad de los recursos renovables (hídrico, solar o eólico); la disponibilidad de líneas de evacuación de la energía producida, que afectan tanto a la generación existente como a la capacidad de realizar futuras expansiones, y la distancia que se debe recorrer entre el punto de producción de la energía y el centro de consumo abastecido. Todos estos elementos tienen incidencia tanto en los costos propios como en los costos que representan para el sistema eléctrico nacional (SADI – Sistema Argentino de Interconexión), lo que afectará la frecuencia con la que cada equipo se pondrá en funcionamiento de acuerdo a la demanda que exista en el mercado en ese momento.

Como se observa en el mapa, Central Puerto tiene sus activos en ubicaciones estratégicas con fuertes ventajas competitivas que serán evaluadas en el transcurso de la presentación.

i. Evolución de las ventas

Las ventas de Central Puerto S.A. mostraron un crecimiento sostenido en dólares, con una tasa anual promedio de 41,3% entre el año 2013 y 2017. Sin embargo, este aumento en el valor de las ventas no se originó en un incremento en la capacidad productiva ni en la cantidad de energía generada, sino que tiene su explicación en el reajuste de los esquemas de precios de la energía mayorista que se realizó desde 2013 en adelante.

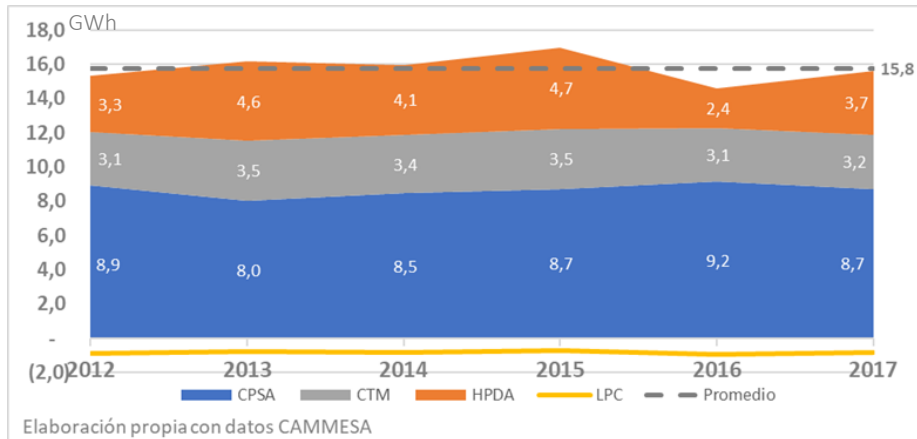
Gráfico 1 – Evolución Ventas Netas en dólares desde 2013 a 2017



Como se observa en el gráfico siguiente, la cantidad de energía producida por la empresa se mantiene estable desde 2012, con leves variaciones de acuerdo a la hidrología que afecta la generación de la central hidroeléctrica Piedra del Águila. Sin embargo, parte del efecto producido por la mayor o menor disponibilidad de agua es compensada por una menor o mayor producción de las centrales termoeléctricas que posee la empresa, por lo

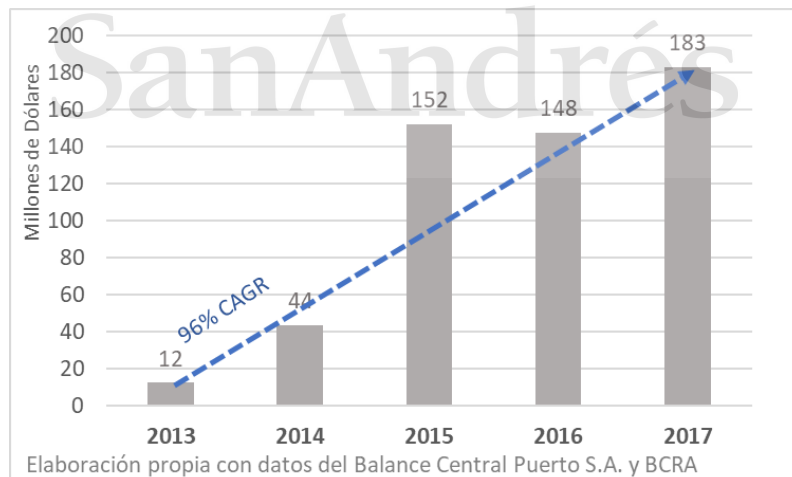
que su combinación de activos le permite reducir la variabilidad en sus ventas por condiciones climáticas.

Gráfico 2 – Evolución de la producción de energía



El incremento en las ventas originado por una mejora en el precio en dólares de la energía mayorista mientras el volumen de producción se mantiene estable, genera un incremento en el EBITDA ya que los costos de ventas y la infraestructura asociada a las ventas también se mantienen estables. Esto produjo un incremento anual promedio del 96% del EBITDA desde 2013 a 2017, afectado principalmente por el reajuste de precios realizados en 2015 y 2017.

Gráfico 3 – Evolución EBITDA en dólares desde 2013 a 2017



ii. Estructura societaria de la compañía

La compañía es de origen argentino, con su directorio, gerencia corporativa y de operaciones establecidas dentro del país.

Los principales accionistas son:

Titular o Beneficiario	Acciones	% de Acciones
Guillermo Pablo Reca	206,325,624	13.63 %
Plusener S.A.	158,073,984	10.44 %
Eduardo José Escasany	154,201,690	10.18 %
Gobierno Nacional Argentina	124,949,112	8.25 %
Carlos José Miguens	81,593,989	5.39 %
Federico Sainz de Vicuña	75,701,128	5.00 %
Directores		
Diego Fernando Miguens	48,175,635	3.18 %
Gonzalo Alejandro Pérès Moore	13,277,944	0.88 %
Jorge Carlos Bledel	12,625,648	0.83 %
Marcelo Atilio Suvá	1,500,000	0.10 %
Juan Carlos Martín Casas	12,644,200	0.84 %
Otros Accionistas	624,953,302	41.28 %
Total	1,514,022,256	100.00 %

Elaboración propia con datos Central Puerto S.A.

La empresa mantiene en la actualidad un total de 1.514.022.256 acciones luego de un proceso de reestructuración societario iniciado en 2014 con la fusión por absorción por parte de Central Puerto S.A. de las sociedades relacionadas Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. (PDA), Centrales Térmicas Mendoza S.A. (CTM) y La Plata Cogeneración S.A. (LPC). Hasta ese momento el número total de acciones se ubicaba 88.506. Con posterioridad a este evento las acciones alcanzaron las 199.742. Luego, el proceso de rediseño accionario continuó a final de 2015 con fecha efectiva de realización en 2016 con la fusión por absorción nuevamente por parte de Central Puerto S.A. de sus asociadas Hidroneuquén S.A. (HDNQ), Operating S.A. y Sociedad Argentina de Energía S.A. (SADESA) que actuaba como holding del grupo. Luego de esta operación la compañía Central Puerto S.A. pasó a ser la cabeza del grupo societario. El número de acciones se elevó entonces a 1.514.022.256 que continúa hasta el momento.

iii. Estructura operativa de la compañía

Respecto a las operaciones de la empresa, se realiza mediante unidades de generación térmicas e hidráulicas distribuidas en diferentes puntos del país. También participa como accionistas en las centrales del FONINVEMEM I (TSM y TMB) y es el principal tenedor de intereses societarios de la central del FONINVEMEM II (CVO) de la cual tiene a su cargo la operación.

La sociedad tiene también intereses en el negocio de distribución de gas por redes a través de inversiones en Distribuidora de Gas Cuyana (DGCU) con un interés del 22.49% directo e indirecto. Esta empresa cotiza en la Bolsa de Buenos Aires con el identificador DGCU. Adicionalmente, también tiene acciones en Distribuidora de Gas del Centro con un interés directo e indirecto de 39.69%. Central Puerto ha indicado formalmente su interés en desprenderse de estas acciones, existiendo planes concretos para su venta. De acuerdo a lo informado por la gerencia, la sociedad utilizará el producido de estas ventas para concentrarse sobre la actividad de generación de energía eléctrica.

Tabla 1 - Potencia Instalada Central Puerto S.A.

Central	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Tecnología
Puerto Nuevo	Ciudad de Bs.As.	589	Turbina a Vapor
Nuevo Puerto	Ciudad de Bs.As.	360	Turbina a Vapor
Puerto Ciclo Combinado	Ciudad de Bs.As.	765	Ciclo Combinado
Luján de Cuyo	Provincia de Mendoza	509	Turbina a vapor, turbina a gas, dos Ciclo Combinados y una tubina mini-hydro. Las intalaciones producen energía y Vapor
Piedra del Aguila	Piedra del Aguila (Río Limay, en el límite de las provincias Neuquén y Río Negro)	1.440	Central Hidroeléctrica
Total		3.663 MW	
La Plata Cogeneración (1)	La Plata, provincia de Bs.As.	128	Central de Co-generation que produce energía y vapor
Total		3.791 MW	

(1) La Plata Cogeneración fue vendida a YPF S.A. a final de 2017 y se encuentra en proceso de traspaso.

Participación en centrales FONINVEMEM

Central	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Tecnología	% de acciones en las Sociedades Operadoras
San Martín	Timbues, provincia de Santa Fe	865	Central a Ciclo Combinado. Inicio de operación en 2010.	30,87%
Manuel Belgrano	Campana, provincia de Bs.As.	873	Central a Ciclo Combinado. Inicio de operación en 2010.	30,95%
Vuelta de Obligado	Timbues, provincia de Santa Fe	816	Central a Ciclo Combinado. Inicio de operación en 1Q 2018.	56,19%
Total		2.554 MW		

Participación en Distribución de Gas por redes

Empresa	Concesión	% de acciones en las Sociedades (directo e indirecto)
Distribuidora de Gas Cuyana	Mendoza, San Juan y San Luis	22,49%
Distribuidora de Gas del Centro	Córdoba, La Rioja y Catamarca	39,69%

(*) La empresa tiene prevista la venta de estas acciones y se encuentra analizando alternativas concretas.

En relación a la energía renovable, la empresa posee tres proyectos adjudicados para la instalación de parque eólicos en el marco de los programas RenovAr. Dos se ubican en la provincia de Buenos Aires y uno en la provincia de Córdoba.

Proyectos adjudicados rondas RenovAr 1, 1.5 y 2.

Central	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Tecnología
La Castellana	Villarino, provincia de Buenos Aires	99	Eólica
Achiras	Achiras, provincia de Córdoba	48	Eólica
La Genoveva	Bahía Blanca, provincia de Bs.As.	87	Eólica
Total		234 MW	

Adicionalmente, la sociedad resultó adjudicada en dos proyectos de generación de energía térmica en el marco del proceso licitatorio de la Resolución SEE n° 287/2017, por la cual incorporará las siguientes unidades:

Proyectos adjudicados rondas de Cogeneración Resolución SEE n° 287/2017.

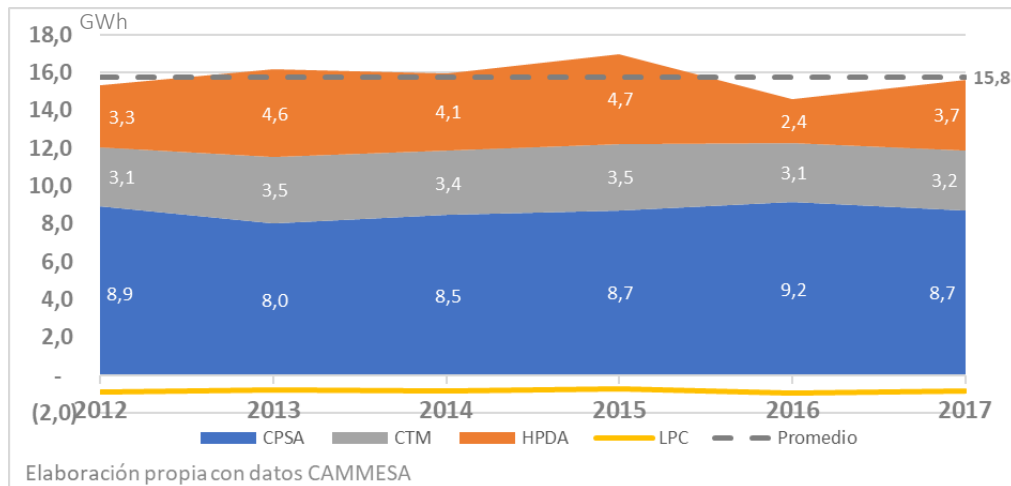
Central	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Tecnología
Terminal 6 Cogeneración	San Lorenzo, provincia de Santa Fe	330	Una turbina a gas y una turbina a vapor, con cogeneración de vapor
Lujan de Cuyo Cogeneración	Provincia de Mendoza	93	Dos turbinas a gas con cogeneración de vapor
Total		423 MW	

En el siguiente gráfico se muestra la producción de energía de Central Puerto S.A. con los activos de Hidroeléctrica Piedra del Águila (HPDA), Puerto (CPSA) y Centrales Térmicas Mendoza (CTM). Estos activos son los que mantiene en la actualidad la empresa y son los que determinan su volumen de ventas.

Se excluye del acumulado la generación de energía de La Plata Cogeneración, el cual no será tenido en cuenta para la valuación de la empresa ya que fue vendido a YPF

S.A.. La producción de esa central se presenta en el gráfico mediante la línea amarilla negativa.

Gráfico 4 - Generación de Energía Central Puerto S.A.



A partir de esta información se observa estabilidad en el volumen de energía generado durante los últimos seis años. La mayor variabilidad se encuentra en la producción hidroeléctrica, que depende de la condición hídrica de cada temporada. Sin embargo, estas situaciones de mayor o menor disponibilidad de recurso hídrico se ven compensados con menor o mayor generación térmica. Esto es así ya que el sistema despacha más turbinas con combustibles en los años de menor disponibilidad de agua, por lo que el despacho final de Central Puerto tiene menor variabilidad al estar compuesto por ambas tecnologías.

A lo largo de estos seis años, la producción de energía tuvo un promedio de 15.8 GWh anuales, con períodos de mayor disponibilidad de agua como en 2015 y años más secos como 2016. La proyección a futuro para la generación eléctrica de estas centrales se estima se mantendrá en ese nivel.

Otro elemento de interés sobre la capacidad operativa de la empresa corresponde a la *disponibilidad* de sus equipos, la cual se mide como el porcentaje de la potencia que se encuentra con posibilidad de ser utilizada en relación al total instalado para un período de tiempo.

Cuanto más alta sea la disponibilidad, mayor será la cantidad de energía que se obtendrá en un período de tiempo, dada la capacidad instalada. Es decir, mejor porcentaje de disponibilidad significará mayor posibilidad de generar energía y mayor remuneración para sus unidades.

En el cuadro que se presenta a continuación se muestra la disponibilidad de los activos de Central Puerto S.A., lo cual afecta los ingresos por ventas de la empresa de

acuerdo al esquema de remuneración de “Energía Base” (Resolución Ministerio de Energía y Minería de la Nación n° 19/2017) que se explica más adelante.

Allí se observa cómo los activos mantienen buen perfil de disponibilidad, con mejoras en el último año para las centrales térmicas. Se prevé que la empresa continuará con buen desempeño en esta variable, por lo que las ventas futuras de energía de estos activos no se verían reducidas por menor disponibilidad.

Tabla 2 - Disponibilidad activos de generación Central Puerto S.A.

	2015	2016	2017
CPSA	75%	75%	89%
CTM	89%	81%	93%
HPDA	100%	100%	100%
Promedio Térmico	78%	76%	90%
Promedio Empresa	87%	86%	94%

Fuente: elaboración propia con datos CAMMESA

En la tabla a continuación se presenta el consumo de combustibles de cada central para la generación de energía desde 2012 a 2017.

Tabla 3 - Consumo de combustibles Central Puerto S.A.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gasoil (m3)						
CPSA	213.838	339.201	273.027	257.585	352.846	218.455
CTM	13.893	7.347	15.694	17.729	-	-
	227.731	346.548	288.721	275.314	352.846	218.455
Gas Natural (Dam3)						
CPSA	808.092	778.964	717.737	605.753	792.349	1.132.466
CTM	515.175	610.328	572.566	530.827	497.373	606.803
	1.323.268	1.389.292	1.290.303	1.136.579	1.289.723	1.739.269
Fuel Oil (Ton)						
CPSA	1.049.691	726.734	951.945	1.134.553	939.436	644.024
CTM	142.209	150.298	141.602	207.264	162.356	40.908
	1.191.900	877.032	1.093.547	1.341.817	1.101.792	684.932

Fuente: elaboración propia con datos CAMMESA

Este uso de combustibles representa una potencial fuente de rentabilidad adicional asociada a la administración de los combustibles por parte de cada generador en lugar del

esquema actual en el cual CAMMESA los provee. Esto en virtud de que la empresa podría lograr acuerdos comerciales por el combustible a un valor más bajo que el reconocido por CAMMESA, por lo que lograría un diferencial positivo entre el costo de abastecimiento y el ingreso reconocido por el combustible.

Adicional a la venta de energía, la central Lujan de Cuyo (Centrales Térmica Mendoza) vende el vapor remanente de su proceso a la refinería de YPF S.A. mediante ducto de vapor dedicado. Esta venta se realiza a través de un contrato con duración hasta 2019, fecha en la cual se incorporarán las nuevas instalaciones de cogeneración en Lujan de Cuyo y que en conjunto venderán el vapor a YPF por un plazo de 15 años. El precio del contrato está establecido en dólares y tiene cláusulas de ajuste en el caso de incremento elevado en el costo de abastecimiento del combustible.

El volumen producido por la central en Mendoza fue de 1.069.967 Toneladas métricas en 2016 y de 1.114.908 Tn en 2015. Se proyecta la continuidad de la producción en estos valores para las instalaciones existentes.

iv. Plan de incorporación de mayor potencia de generación

i. Proyectos adjudicados en licitaciones nacionales

Tal como se indicó previamente, Central Puerto S.A. resultó adjudicada con proyectos en las licitaciones que realizó el gobierno nacional para incorporar mayor capacidad de generación de energía eléctrica. A continuación se detallan estos nuevos proyectos y sus principales características.

En cuanto a la energía térmica, resultó adjudicada para la incorporación de potencia con dos proyectos de cogeneración en el marco de la Resolución SEE 287-E/2017.

Para considerar el efecto de estos proyectos en el flujo de fondos de la empresa se considerará una disponibilidad del 95%, que es el porcentaje garantizado por los proveedores de tecnología en sus acuerdos de servicios de largo plazo (LTSA), que resulta superior a la media de la empresa, pero acorde a la disponibilidad de equipamientos nuevos como estas centrales. Por su parte, se establece un nivel de despacho del 90% igual al factor que obtuvo la Central de Cogeneración Lujan de Cuyo en 2017, compatible con la economía que su utilización representa para el sistema.

Tabla 4 - Proyectos adjudicados Licitación Res.SEE. 287-E/2017

	Cogeneración	
	Terminal 6 San Lorenzo	Luján de Cuyo
Ubicación	San Lorenzo Prov. Santa Fe	Luján de Cuyo Prov. Mendoza
Fecha estimada de inicio comercial	Mayo 2020	Noviembre 2019
Inversión de capital estimada (c/IVA)	u\$s 284 millones	u\$s 91 millones
Capacidad adjudicada	330 MW	93 MW
Precio adjudicado el MW de potencia	u\$s 17.000 mensuales	u\$s 17.100 mensuales
Precio adjudicado de la energía (u\$s/MWh)	u\$s 8 (c/gas) u\$s 10 (c/gasoil)	u\$s 8 (c/gas)
Duración del contrato	15 años desde COD	15 años desde COD
Fecha del Contrato PPA	Enero 2018	Enero 2018
Configuración	Una Turbina a gas y Una Turbina a Vapor	Dos Turbinas a gas
Producción de Vapor	350 Tn/h	125 Tn/h
Duración del contrato	15 años desde COD	15 años desde COD

En tanto que para las energías renovables los proyectos en los cuales la empresa resultó adjudicada en el marco de las rondas RenovAr 1, 1.5 y 2 son:

Tabla 5 - Proyectos adjudicados Rondas RenovAr

	RenovAr 1	RenovAr 1.5	RenovAr 2
	La Castellana	Achiras	La Genoveva
Ubicación	Villarino Prov. de Bs.As.	Achiras Prov. Córdoba	Bahía Blanca Prov. de Bs.As.
Fecha estimada de inicio comercial	Abril 2018	Abril 2018	Mayo 2020
Inversión de capital estimada (c/IVA)	u\$s 148 millones	u\$s 74 millones	u\$s 105 millones
Capacidad adjudicada	99 MW	48 MW	86.6 MW
Precio adjudicado el MWh	u\$s 61,50	u\$s 59,38	u\$s 40,90
Duración del contrato	20 años desde COD	20 años desde COD	20 años desde COD
Fecha del Contrato PPA	Enero 2017	Mayo 2017	Mayo 2018
Cantidad de generadores	32	15	25
Capacidad unitaria	3.15 MW	3.2 MW	3.46 MW

El factor de carga a utilizar para estos proyectos, el cual muestra el porcentaje del tiempo que podrá producir energía por la existencia del recurso energético, es decir, la disponibilidad de viento en condiciones adecuadas para la generación de energía se

obtiene de los estudios de impacto ambiental presentados. El proyecto La Castellana informó un Factor de Carga (P50) de 50,60% mientras que Achiras indicó uno de 47,60%. No se obtuvo el dato específico de La Genoveva, sin embargo, su ubicación en Bahía Blanca resulta geográficamente cercana con La Castellana, con una distancia por debajo de los 100 km, por lo que se utilizará como estimación un porcentaje del 49,5% correspondiente al promedio ponderado de los otros dos proyectos dando mayor peso al ubicado más próximo.

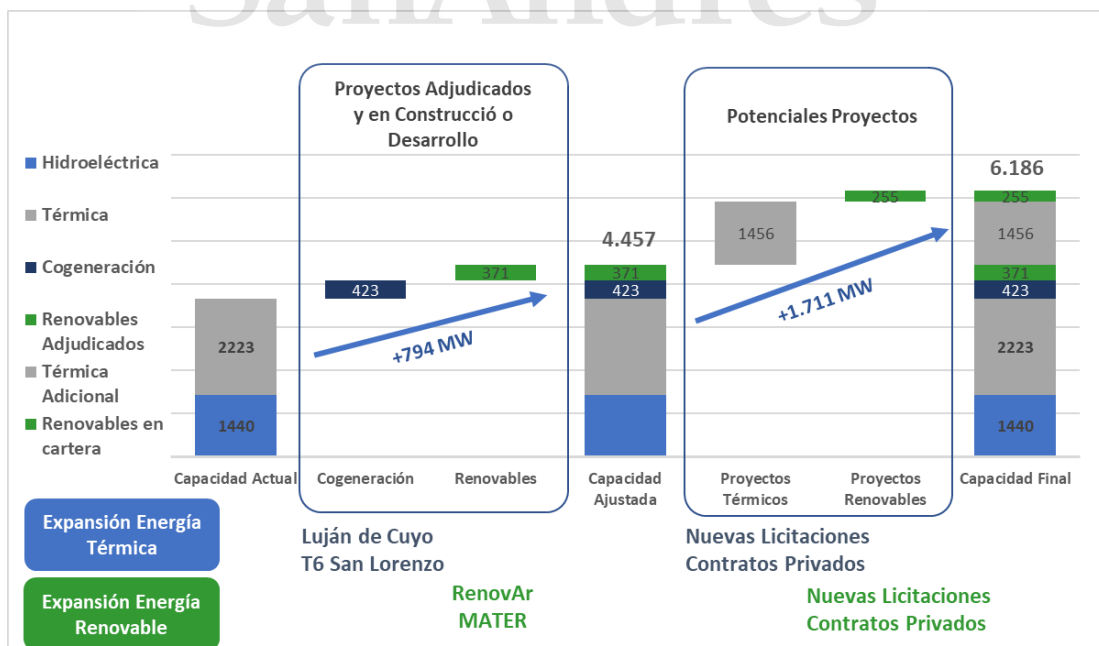
ii. *Objetivos de crecimiento adicional*

Adicional a los 657 MW de potencia detallados en los proyectos enmarcados en las licitaciones nacionales, se encuentran en desarrollo las segundas etapas de los parques eólicos adjudicados. A través de esos nuevos activos, la empresa estima incorporar otros 137 MW de energía eólica en el corto plazo, con las siguientes características:

Central	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Mercado objetivo
La Castellana II	Villarino, provincia de Buenos Aires	15,75	Previsto vender en el MATER
Achiras II	Achiras, provincia de Córdoba	81,9	Previsto vender en el MATER
La Genoveva II	Bahía Blanca, provincia de Bs.As.	42	Previsto vender en el MATER

Por otra parte, se prevé un segundo objetivo de expansión, con la incorporación de 1.711 MW de potencia mediante proyectos de energía térmica y renovable, como se expone en el siguiente gráfico.

Ilustración 3 - Programa de expansión de Central Puerto S.A.



Fuente: traducción de original de Central Puerto S.A.

De esta manera, el primer objetivo de crecimiento de 794 MW se lograría con los 657 MW adjudicados, más 137 MW adicionales de las segundas etapas de esos mismo parques eólicos.

Respecto a los proyectos de energía renovable que la empresa tiene en cartera para lograr el segundo objetivo de crecimiento son:

Central	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Mercado objetivo
Cerro Senillosa	Senillosa, provincia de Neuquén	100	Futuras rondas RenovAr o MATER
Picún Leufú	provincia de Neuquén	100	Futuras rondas RenovAr o MATER
Otros	a determinar	55	Futuras rondas RenovAr o MATER

Respecto al capex requerido para desarrollar estos parques eólicos se utiliza el mismo monto por MW instalado de los parques en ejecución. Es posible que en el futuro existan variables que incrementen estos costos para una mayor cobertura de riesgo por parte de los proveedores o, por el contrario, una reducción de los costos por mayor competencia en el mercado. Dada la imposibilidad de estimar estos escenarios con claridad se mantiene el costo en u\$s/MW instalado de los proyectos existentes.

De igual manera se procede con el precio de venta de la energía, teniendo en cuenta los Factores de Incentivo y de Ajuste que tienen los contratos de RenovAr.

Estos factores ajustan el precio ofertado del proyecto, produciendo una variación en precio que recibe cada año. Esta escala se incluiría en forma directa en el precio que se vendería en el MATER o en los RenovAr futuros si no lo contemplaran.

El primero de estos factores se establece en función del año calendario en que el proyecto entrega energía, es decir que el precio de los MWh entregados en 2017 tienen un factor de 1.2, mientras que los del año 2018 a 2021 se multiplican por 1.15, los de 2022 a 2024 por 1.1, luego 1.05 hasta alcanzar el valor unitario en 2028.

Por su parte, el factor de ajuste multiplica el precio de la energía por 1.017 durante el primer año de vida del proyecto, independiente del año calendario que eso suceda, mientras que en el segundo se eleva a 1.034, luego sube a 1.0521 y así sucesivamente hasta alcanzar 1.2047 a los 10 años.

Por combinación de estos factores los precios se incrementan con un factor medio de 1.21 a lo largo de la vida de los proyectos. Para la estimación del flujo de fondos se utilizan los valores concretos que corresponda a cada año calendario y el período de vida del parque.

En relación a la expansión en la capacidad de energía térmica, la empresa se encuentra en desarrollo de nuevo proyectos adicionales a los de cogeneración presentados

en las licitaciones nacionales. De acuerdo a lo indicado por la gerencia, su objetivo de crecimiento en este sector es de 1.456 MW, que se realizaría con la incorporación de tres turbinas ya adquiridas por un total de 969 MW, más otros 487 MW que aún no se encuentran definidos.

Se detallan a continuación las tres turbinas adquiridas:

Proveedor	Tecnología	Potencia (MW)
Siemens	Turbina a Gas serie F	298
	Turbina a Gas serie F	298
General Electric	Achiras, provincia de Córdoba	373

Para la incorporación de esta nueva potencia, la empresa informa que ya lleva realizado desembolsos por u\$s 134 millones de dólares, junto con la adquisición de 130 hectáreas de terreno la zona norte de la provincia de Bs.As.

Para el análisis del efecto de estos proyectos térmicos sobre el valor de la empresa se utiliza un factor de disponibilidad del 95%, acorde a valores garantizados por los proveedores y nivel de despacho de 90% para las nuevas turbinas consistente con los valores actuales de esa tecnología. Mientras que para la expansión adicional de 487 MW se considera un despacho menor, del 85%, en virtud que podría tratarse de equipos usados que actualmente se encuentran generando en el sistema nacional.

Este plan de expansión se entiende viable y tiene correlato con el crecimiento previsto para todo el mercado eléctrico argentino.

En relación a la energía renovable, la Ley 26.191 establece los objetivos de generación de energía con fuente renovables. De acuerdo a lo previsto en esa Ley, se requeriría la incorporación de 10.000 MW respecto a la potencia actual. Descontando los proyectos adjudicados en las rondas RenovAr y suponiendo que se realizara la totalidad de esos parques, existe una posible incorporación adicional de 5.000 MW, por lo que aún teniendo presente la competencia que podría existir para abastecer este mercado, el plan de incorporación de 396 MW adicionales a los 233 MW adjudicados resulta viable.

Sin embargo, la potencial dificultad en concretar la totalidad de los proyectos se tiene en cuenta en el análisis de escenarios en el flujo de fondos.

III. Mercado Eléctrico Argentino

A continuación se expone el funcionamiento del Mercado Eléctrico Argentino, para comprender el contexto en el cual opera la compañía.

i. Proceso de privatizaciones.

A principio de la década de 1990 se diseñó un programa para reestructurar el mercado energético en Argentina, el cual buscó generar un marco de competencia y de participación de un mayor número de compañías privadas. Para ello se avanzó en la privatización de activos de empresas estatales y el rediseño del mercado eléctrico segmentando la cadena productiva del sector para lograr una mayor atomización y competencia de actores.

El primer paso fue la Reforma del Estado planteada en la Ley 23.696 que dispuso la privatización de los activos de Generación, Transporte y Distribución de las ex-empresas SEGBA, Agua y Energía Eléctrica (AyEE) e Hidronor.

En este proceso el Estado Nacional dictó el Decreto n° 22/1992 mediante el cual se creó la empresa Central Puerto S.A. que tomó las centrales Puerto Nuevo y Nuevo Puerto ubicadas en la zona portuaria norte de la Ciudad de Buenos Aires pertenecientes a SEGBA. Resultó adjudicatario por el 60% de las acciones de la reciente creada Central Puerto S.A. la oferta realizada por las empresas provenientes de Chile GENER S.A. y CHILECTA V REGION S.A.. Esta operación dio origen a la empresa que se valúa en esta presentación, la cual en el año 2006 fue adquirida por Sociedad Argentina de Energía S.A. (SADESA) conjuntamente con el resto de las empresas que conformarían el Grupo SADESA y que en 2014 se unificaron en Central Puerto S.A..

Fundado en el mismo contexto normativo, el Estado Nacional, mediante el Decreto n° 287/93, dividió la empresa HIDRONOR en cinco unidades de negocios correspondientes cada una a los complejos hidroeléctricos sobre los ríos Limay y Neuquén: Piedra del Águila, El Chocón, Alicurá, Cerros Colorados y Pichi Picún Leufú. En esta oportunidad resultaron adjudicatarios de la oferta por el 59% de las acciones de Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. el consorcio conformado por empresas de Chile, Estados Unidos y Canadá. Esta nueva compañía fue adquirida en 2006 por SADESA y luego absorbida por Central Puerto S.A..

En este marco de reestructuración del mercado eléctrico se inició la segmentación de las unidades integrantes de Agua y Energía Eléctrica (AyEE) correspondientes a Generación, Transporte, Distribución Troncal y Despacho Nacional de Cargas.

Esta redistribución junto a las que surgieron de la privatización de SEGBA e HIDRONOR dieron origen a un importante número de empresas que conforman el sector

eléctrico en la actualidad con veinticinco (25) llamados a Concurso Público Internacional, transfiriéndose al Sector Privado veintidós (22) unidades de negocio que en su conjunto totalizaron:

9.288 km de líneas en 500 kV, 330 kV, 220 kV y 132 kV.

3.740 MVA de potencia de transformación.

11.842 GWh de generación (43% hidráulica y 57% térmica).

1.370 MW de potencia.

De la reestructuración de la unidad de Generación de AyEE nacieron 10 empresas de generación de energía por fuente térmica y 8 empresas de producción hidroeléctrica. Entre las térmicas se encontraba Centrales Térmicas Mendoza S.A., la cual contenía las centrales Luján de Cuyo y Cruz de Piedra. El 6 de abril de 1994 se adjudicó el 51% del capital accionario de dicha sociedad al consorcio conformado por CMS Operating S.A. y Ormas S.A.. En el año 2006 SADESA adquirió C.T. Mendoza S.A. a través de Operating S.A., la cual fue absorbida en 2014 por Central Puerto S.A.

ii. Reestructuración del mercado eléctrico argentino.

En relación al rediseño en el funcionamiento del sector eléctrico, se dictó la Ley 24.065, que establece el Marco Regulatorio Eléctrico, el cual se mantiene vigente, con modificaciones, hasta la actualidad.

Este marco definió la separación de los segmentos del mercado en: Generación, Transporte y Distribución de la Energía Eléctrica; definiendo los “actores reconocidos” del mercado eléctrico: generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

Tal como indica el Ing Suazo (s.f.) en su presentación en la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA), el principal objetivo era reemplazar el modelo basado en el monopolio estatal verticalmente integrado y con una planificación centralizada por un sistema competitivo basado en el mercado y con una planificación indicativa. Para eso esta Ley buscó generar un marco de confluencia de los actores del mercado para que pudieran transar libremente oferta y demanda en condiciones auto establecidas.

En este marco resultó necesario diferenciar los segmentos plenamente competitivos, como ser la generación, de los monopólicos como son el transporte y la distribución. Para estos últimos se estableció la necesidad de regular las tarifas y el servicio brindado por las prestatarias, lo que es controlado por el ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad).

A partir de esta reestructuración se estableció también el funcionamiento del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), el cual es administrado por el Organismo

Encargado del Despacho (en adelante OED), que coordina las acciones de cada actor del Mercado Mayorista Eléctrico (MEM) en función de las necesidades y condiciones del sistema en cada momento. Este rol es llevado adelante por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), en la cual participan representantes de todos los actores del MEM: AGEERA por los Generadores, ATEERA por los Transportistas, ADEERA por los Distribuidores, AGUEERA por los Grandes Usuarios y la Secretaría de Energía en su rol de regulador del Mercado Eléctrico Mayorista y autoridad de aplicación de la Ley 24.065.

Se estableció que la generación de energía eléctrica se desarrolla en un marco de competencia, en el cual se busca abastecer la demanda al menor costo posible. Para ello, el OED establece la prioridad en el orden de generación (orden de despacho) en base a un criterio económico en el cual la central con menor costo de operación es despachada antes hasta cubrir la necesidad del sistema (teniendo en cuenta las restricciones de disponibilidad de combustible, condiciones técnicas de las centrales, uso del agua y líneas de transporte de la energía). Esto significa que cada central declara los costos propios a los cuales entrega la energía, luego CAMMESA (como OED) ordena las máquinas del sistema desde la más económica a la más cara y finalmente teniendo en cuenta las restricciones técnicas antes mencionadas solicita en forma escalonada el ingreso de cada máquina desde la más barata para el sistema hasta completar las necesidades de la demanda. A su vez, mantiene en reserva listas para entrar las máquinas siguientes por si son solicitadas para afrontar un aumento en los requerimientos del sistema. De esa forma se asegura abastecer la totalidad de la demanda con el menor costo posible.

El generador recibe una retribución por la energía generada según el precio establecido en el contrato que tenga con alguna contraparte de la demanda (Mercado a Término), por hasta los volúmenes que tenga contratado, o recibe el precio del momento en que entregó la energía (Precio Spot).

El sistema se concibió con un esquema *marginalista* en el que todas las máquinas reciben el precio resultante de la última máquina despachada. Esto significa que las centrales más eficientes, con un costo variable medio más bajo que el costo marginal de despacho de la última máquina, obtenían un excedente del oferente mayor, lo que generaba incentivos a mantener una mayor eficiencia en los equipos propios. Otro concepto que es remunerado es la potencia que cada generador pone a disposición del mercado, sea despachada o no. Adicionalmente se remuneran otros conceptos técnicos que posibilitan el funcionamiento del sistema con una calidad adecuada.

La negociación de contratos entre el generador y los distribuidores o grandes usuarios que conforman el MEM se realizaba de manera privada, en el cual se establecía la potencia, energía y precios que se reconocerían las partes.

En relación al transporte, el actor que surgió luego del proceso de privatización para las líneas de alta tensión fue Transener, empresa que se mantiene hasta el momento como principal operador de las líneas de transmisión a nivel nacional; mientras que las Distribuidoras de Red Troncal fueron Transpa, Distrocuyo, Transnea y Transnoa. Este segmento del mercado opera bajo un contexto monopólico en virtud de las características del servicio que brindan, por lo que la Ley estableció su regulación y el mecanismo de determinación de su Tarifa, la cual es fijada por el ENRE, teniendo la obligación de brindar libre acceso a su capacidad de transporte. Su remuneración se basa en los costos reconocidos en la prestación del servicio, las inversiones realizadas y la energía transportada y transformada en cada una de sus instalaciones.

En tanto que la distribución de energía eléctrica es un servicio público reconocido como monopólico para el área de concesión otorgada. Por eso su remuneración se encuentra regulada y controlada por los entes reguladores regionales (el ENRE en las distribuidoras de jurisdicción federal) a través del Valor Agregado de Distribución, el cual reconoce los costos incurridos para la prestación del servicio y el recupero de las inversiones realizadas en relación a la estructura de la demanda que abastece. En las tarifas a los usuarios finales se adiciona el costo de la energía y transporte pagados para abastecer a sus clientes (lo cual es de traslado directo a los usuarios *-pass through-*).

Los Grandes Usuarios fueron establecidos por la Ley como otro de los actores del Mercado Eléctrico Mayorista, quienes tienen la posibilidad de comprar la energía en forma directa a los Generadores, en condiciones libremente pactadas entre las partes. Para trasladar la energía desde la fuente de generación contratada hasta sus puntos de demanda, el Gran Usuario debe reconocer cargos de peajes a los Transportistas, Distribuidores Troncales y Distribuidores por el uso de su infraestructura. Estos Grandes Usuarios se subdividieron según su nivel de demanda en Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA).

La interacción de estos actores en el MEM se realiza mediante acciones establecidas en una regulación propia del sector definida en LOS PROCEDIMIENTOS, que contemplan las condiciones técnicas, regulatorias y económicas bajo las cuales se relacionan los Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios a través de CAMMESA.

Las operaciones comerciales que se generan en base a la producción, transporte, distribución y demanda de energía se registran en Transacciones Económicas nucleadas en CAMMESA, quien en forma mensual administra las cuentas y saldos a favor o en contra de cada participante por su actividad en ese período. La compañía administradora recauda de los Distribuidores y Grandes Usuarios los montos correspondientes por su demanda de energía y retribuye a los Transportistas y Generadores por su oferta. En caso de existir

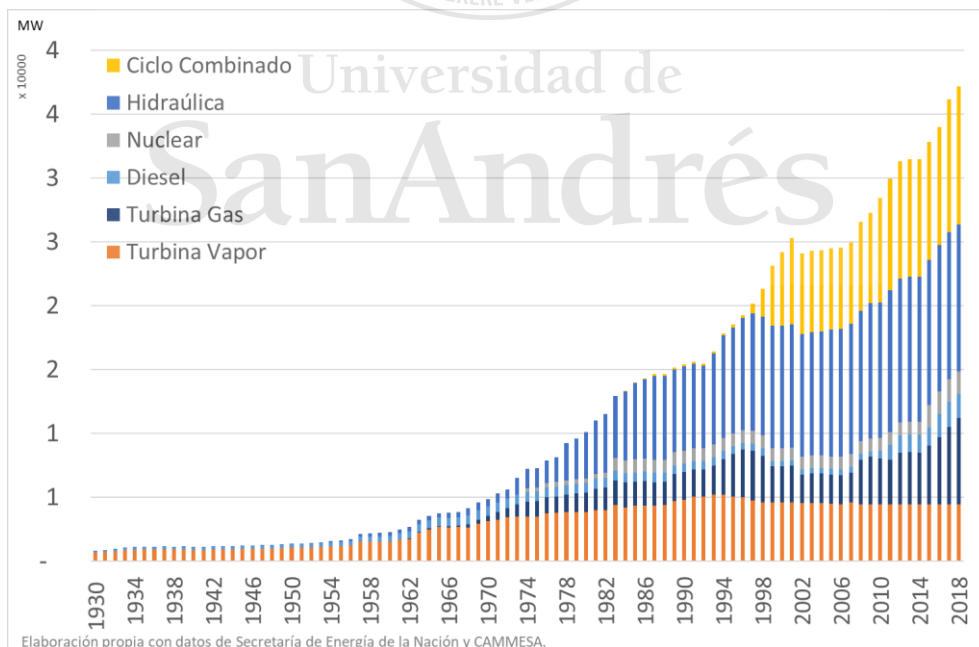
intercambio internacional de energía eléctrica en el mercado, CAMMESA es también quien nuclea y administra estas operaciones.

iii. Evolución de la potencia instalada en el mercado

La redefinición del mercado con una estructura competitiva en el segmento de generación produjo, durante la década del '90, un importante aumento en la capacidad instalada de unidades más eficiente como son los Ciclos Combinados en relación a la situación que existía hasta ese momento.

En el siguiente gráfico se observa el ingreso de 1.300 MW de potencia en 1998, 2.500 MW de potencia en 1999, 1.059 MW de potencia en el año 2000 y en el año siguiente otros 1.036 MW adicionales en Ciclos Combinados, lo que totalizó un ingreso de más de 6.000 MW de potencia en cuatro años (1.500 MW promedio anual) frente a una potencia existente de 20.000 MW en el año 1998. De esta manera, por efecto de la reestructuración del mercado energético definida por la Ley 24.065 se incrementó la oferta energética en +28%. La entrada de esta mayor capacidad de generación se da al final de la década por el tiempo de construcción que significan estas obras, por lo que estos proyectos se iniciaron aproximadamente cuatro o cinco años antes.

Gráfico 5 - Evolución Potencia Instalada en Argentina



Esta dinámica tuvo su correlato en la evolución de Central Puerto S.A., que en esa década incorporó el nuevo Ciclo Combinado Puerto con 786 MW inaugurado en el año 2000, mientras que en la central de Lujan de Cuyo se sumó un Ciclo Combinado de 290 MW de potencia en el año 1998.

Sin embargo, esta fuerte incorporación de nueva tecnología en el mercado marginalista existente hasta ese momento produjo un descenso importante en el precio que recibían los generadores e incrementó notablemente la competencia con una caída en los márgenes operativos y netos en el sector, que junto con la crisis argentina de 2001 dificultó la realización de nuevas inversiones. Esto se observa también en el gráfico anterior, que durante los seis años siguientes 2002-2007 no hubo aumento en la capacidad instalada. Recién con el recupero de la economía que comenzó a observarse en 2004 se iniciaron nuevos proyectos de inversión en el sector, que permitieron la incorporación de aproximadamente 1.100 MW de potencia anuales los siguientes 10 años entre 2008-2017.

Sin embargo, a diferencia de lo ocurrido en la década del '90, en esta etapa se incorporó potencia principalmente mediante Turbinas a Gas, energía Nuclear, Hidráulica y Diesel.

En esta etapa entre 2008 y 2017 Central Puerto S.A. suma su participación en las sociedades gerencadoras de los Ciclos Combinados del Programa FONINVEMEM creado a partir de 2004, con el cual se estableció un esquema de participación Público-Privada en el que tanto los agentes generadores privados como el Estado Nacional (en representación de la Demanda del MEM) aportaban recursos para la construcción de nuevas Centrales a Ciclo Combinado. De este programa nacen las centrales Termoeléctrica Manuel Belgrano de 873 MW, Termoeléctrica San Martín "Timbúes" de 865 MW, la Central Termoeléctrica Vuelta de Obligado por 816 MW y la Central Termoeléctrica Guillermo Brown de 580 MW de potencia.

Este esquema nace por una disociación que se produce con la salida de la Convertibilidad entre el esquema marginalista de retribución a los generadores y los recursos que recaudaba CAMMESA de los Distribuidores y Grandes Usuarios. A partir de la insuficiencia de recursos, los fondos que administra CAMMESA (Fondo de Estabilización y Fondo Unificado) no pudieron afrontar la totalidad de la remuneración a los Generadores. Por ello la Secretaría de Energía emitió la Resolución 406/2003 que estableció el orden de prioridad en los pagos que se debían realizar con lo recaudado por la compañía administradora. En ese orden de prioridad se estableció que se pagaría a cada generador sus costos de generación declarados, mientras que la diferencia entre el precio operado en cada momento y los costos de cada central se acumularían en Acreencias a favor de los generadores denominadas LVFVD³. Es decir, en términos económicos, el excedente del oferente no se pagaría en forma mensual, sino que se acumularía a su favor en Liquidaciones de Venta. Estas Liquidaciones de Ventas devengarían un interés equivalente al que recibe CAMMESA por sus inversiones.

³ LVFVD: Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir.

Con el tiempo estas Acreencias acumularon un valor relevante y la Secretaría de Energía convocó a los generadores a aportar esas Liquidaciones de Venta para conformar un fondo que permitiera realizar nuevas inversiones en el sector para incrementar la oferta de energía eléctrica, conformando el FONINVEMEM (Fondo para Inversiones Necesarias para Incremento de la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista) mediante la creación de fideicomisos para la realización de estas nuevas centrales. El Estado Nacional entregaría los recursos financieros necesarios en cada momento de la obra por el monto de las LVFVD comprometidas por los Generadores. Adicionalmente, la Secretaría de Energía estableció un cargo que paga la demanda de energía, que también generaría recursos para estos fideicomisos.

Por su parte, los Generadores privados serían los responsables del gerenciamiento de las licitaciones, las adjudicaciones, la construcción y posterior operación de las nuevas centrales; mientras que la propiedad de los nuevos activos se mantendría en un Fideicomiso por plazo de 10 años desde que se iniciara la venta de energía en sus contratos de abastecimiento. Estos fideicomisos son administrados por el Banco BICE y su fiduciante es CAMMESA, con supervisión regulatoria de la Secretaría de Energía. De esta forma se creó un mecanismo de inversión a través del cual los Generadores aportarían sus Acreencias y la Demanda y el Estado aportarían fondos adicionales para construir las centrales, las cuales se mantendrían en fideicomisos por 10 años desde su puesta en funcionamiento y los Generadores serían los responsables de diseñar y gerenciar su construcción y operación.

En esta primera convocatoria del FONINVEMEM los Generadores se asociaron y crearon las empresas Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (TMB) y Termoeléctrica José de San Martín S.A. (TSM) que tienen a su cargo el gerenciamiento de las operaciones de sendas centrales y cobran un canon por esta función. La compañía Central Puerto S.A. participa como accionista de estas sociedades.

Este programa contempla que las Acreencias aportadas serían canceladas por CAMMESA durante los 10 años de operación desde la habilitación comercial de cada central mediante 120 cuotas mensuales. Así mismo, se estableció que serían convertidas nominalmente a dólares estadounidenses y devengarían una tasa $LIBOR_{30d}^4 + 1\%$ durante el período de repago.

Finalizados los 10 años de operación y el repago de las Acreencias, las centrales en cuestión pasarían a ser propiedad de los Generadores y el Estado Nacional de acuerdo a los montos aportados, con participación de ambas partes en las nuevas sociedades creadas.

La empresa Central Puerto S.A. tiene participación en las sociedades creadas para la Centrales Manuel Belgrano y la Central José de San Martín. Estas centrales recibieron su

⁴ Tasa Interbancaria de Oferta de Londres (en inglés London InterBank Offered Rate)

habilitación comercial en 2010 y la empresa ha recibido desde entonces el repago de sus Acreencias dolarizadas junto al interés de la tasa $LIBOR_{30d}+1\%$.

Desde que se firmó el primer FONINVEMEM en 2004 se continuaron generando nuevas LVFVD por aplicación del mecanismo de remuneración previsto en la Res. 406/2003, por lo que en el año 2010 se convocó a un nuevo programa de inversiones, a través del cual los generadores volverían a comprometer sus Acreencias acumuladas entre 2008 y 2011 para la realización de nuevas centrales. En este caso surgió la Central Termoeléctrica Vuelta de Obligado y la Central Termoeléctrica Guillermo Brown. En este caso, la compañía Central Puerto S.A. se asoció para invertir en la primera de las centrales, Central Vuelta de Obligado, la cual se encuentra instalada colindante con la pre-existente Central Termoeléctrica San Martín "Timbúes". Mientras que la segunda de las centrales, CT Guillermo Brown, fue gerenciada por la compañía AES Argentina Generación S.A.. Nuevamente, el acuerdo contempló que los activos pertenezcan a un fideicomiso por el plazo de 10 años desde el inicio de venta de la energía en el contrato de abastecimiento previsto y que sea operada y gerenciada por los Generadores privados asociados en una nueva empresa denominada Central Vuelta de Obligado S.A.. La compañía Central Puerto S.A. es accionista y administrador de esta nueva sociedad.

En el caso de este nuevo acuerdo FONINVEMEM, las condiciones de devolución se establecieron en 120 cuotas sobre el capital dolarizado a la fecha del acuerdo, pagadero desde el inicio de operación comercial de la central y con un interés igual a la tasa $LIBOR_{30d}+5\%$. Al finalizar los 10 años de operación de la central, las sociedades inversoras y el Estado Nacional recibirán la propiedad de la central construida bajo el programa.

En este resumen se detallaron las instancias bajo las cuales la empresa Central Puerto S.A. adquirió los activos de generación que tiene actualmente en operación y aquellas en las que tiene participación bajo los programas FONINVEMEM.

iv. Demanda de energía eléctrica

Para poder estimar el valor de Central Puerto S.A. resulta necesario comprender cómo evoluciona la demanda del bien que produce, en este caso la energía eléctrica.

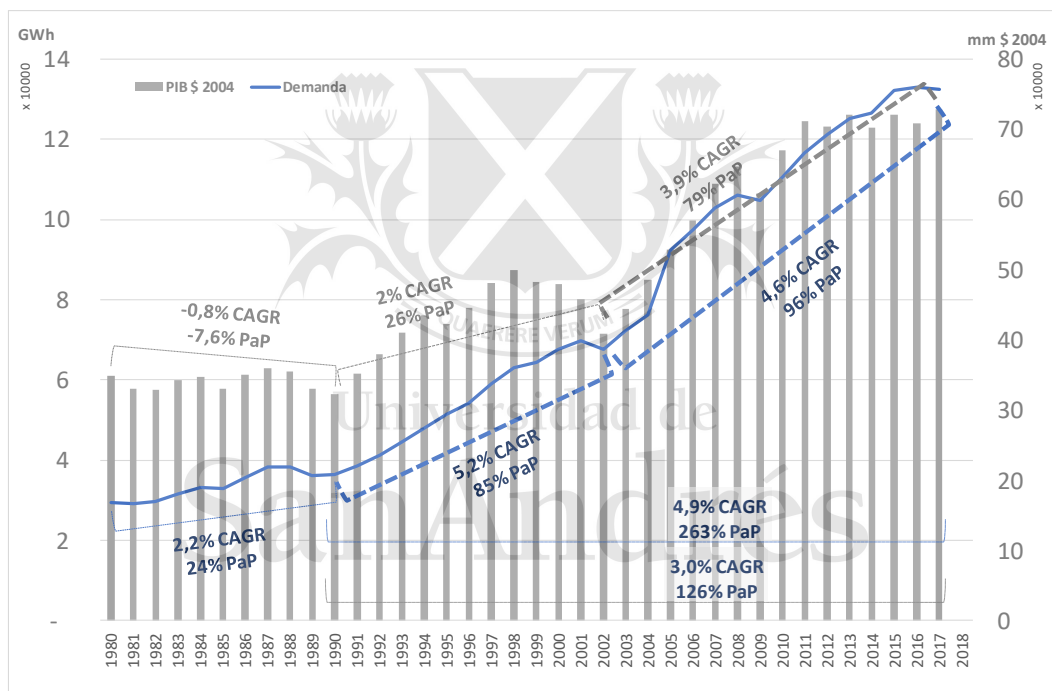
Durante los último 38 años el consumo eléctrico pasó de 24.452 GWh-año en 1980 a los 132.435 GWh-año consumidos en el año 2017, lo que representa un incremento de 350% en el nivel de consumo, con un crecimiento promedio anual de 4,15%.

Durante la década de 1990 la tasa de incremento anual en la demanda de energía eléctrica se ubicó en 5,2% para el período 1990 a 2002, en los cuales se pasa de demandar 36.526 GWh-año a 67.589 GWh-año al final de ese período, observándose una leve merma en 2001 y 2002 producto de la crisis económica que vivió el país.

Sin embargo, a partir de 2003 la demanda se recupera y vuelve a tomar un ritmo de crecimiento anual por sobre 4,6%, con un crecimiento sostenido durante los 14 años siguientes, mostrando leves retrocesos sólo en los años 2009 y 2017 como consecuencia de bajas pronunciadas en el PBI en esos años. Al final de este período el volumen consumido se ubicó en los 132.435 GWh-año.

De esta manera se observa que la demanda de energía eléctrica, el bien vendido por Central Puerto S.A., muestra un crecimiento continuo y sostenido a lo largo de varias décadas. Se espera que este escenario se mantenga a futuro, acentuado por el incremento del número de bienes que utilizan energía eléctrica en la vida cotidiana de las personas y en el traspaso a energía eléctrica de vehículos que hasta el momento consumían combustibles fósiles.

Gráfico 6 - Evolución Demanda Eléctrica y PBI



Elaboración propia en base a datos de CAMMESA e INDEC.

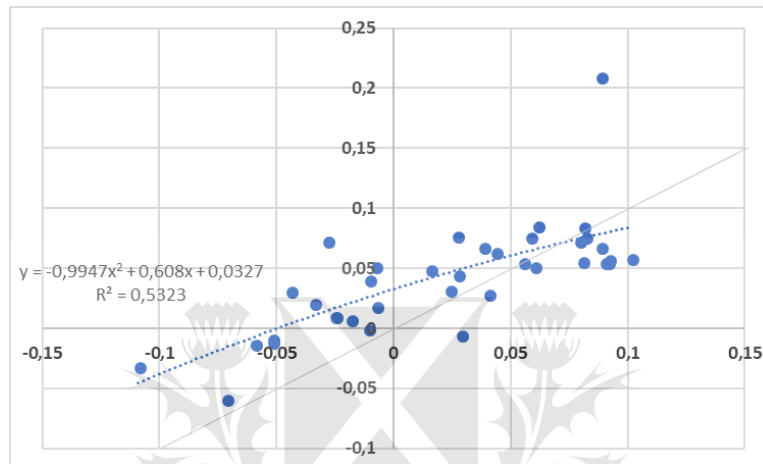
Al analizar el gráfico anterior se observa cómo el crecimiento de la demanda de energía eléctrica siempre superó el crecimiento del PBI. Aún en la década de 1980 en la que se verificó una caída del 7% en el PBI entre 1990 y 1980, el requerimiento eléctrico fue en aumento, con un incremento del 24% en ese período. Un análisis similar se puede realizar para el período recesivo entre 1998 a 2002 en el cual el PBI se contrajo 18% en esos cuatro años (4,94% anual), mientras que la demanda eléctrica creció 7% con un ritmo de 1,81% al año.

Este análisis se repite en el período entre los años 2011 y 2016, en el cual el PBI se mantuvo prácticamente sin crecimiento (-0,34% en el período) mientras que al comparar la

demanda eléctrica de esos años se observa un crecimiento del 14% (2,70% anual) que marca la continuidad en el proceso de aumento del consumo eléctrico.

Esta relación entre evolución de la actividad económica y la demanda se observa en el siguiente gráfico de dispersión en cual se muestra la relación entre el comportamiento de la variación del consumo de energía eléctrica en el eje vertical y la evolución del PBI en el eje horizontal.

Gráfico 7 - Relación Variación de la Demanda vs Var. PBI



Elaboración propia en base a datos de CAMMESA e INDEC.

Al analizarlo se observa cómo sólo en los períodos en los que la caída anual del PBI fue superior al 5% la demanda de energía tiene una contracción, mientras que en los restantes casos, aún con bajas en la economía, el requerimiento de electricidad crece.

Otro comportamiento interesante de observar es el que ocurre cuando la economía se mueve entre +/- 5%. En este caso no se observa un claro comportamiento conjunto entre las variables, por el contrario, el Coeficiente de Correlación de Pearson se reduce a 0,34 y el R^2 es de tan solo 0,11. Y en los períodos de fuerte crecimiento por sobre +5%, la demanda de energía no se comporta como en el resto de los casos en que crece más que la economía, sino que se estabiliza al mismo ritmo o por debajo.

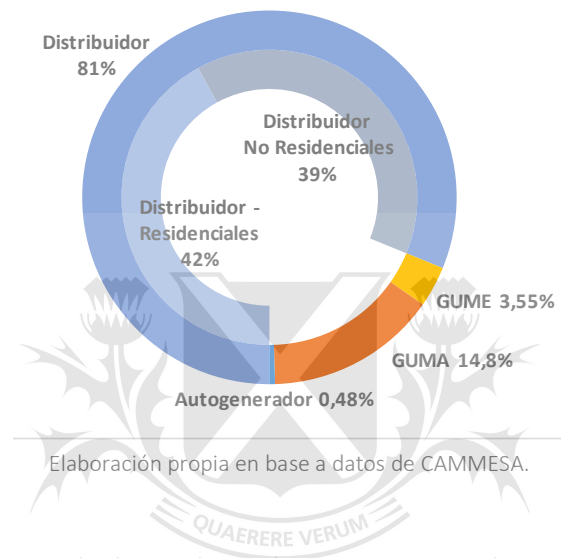
Este comportamiento en parte se explica por el hecho que durante los períodos expansivos se adquieren bienes, hábitos y procesos que incrementan el consumo energético, mientras que en las instancias recesivas no se resignan esos bienes, hábitos y procesos que ya se encuentran establecidos en la sociedad.

Por esto, al momento de proyectar la demanda futura de la empresa se tendrá en cuenta el comportamiento histórico de esta variable, los factores que pueden hacer que este comportamiento se vea acentuado o disminuido en el futuro, por ejemplo por una mayor penetración de los vehículos eléctricos o, en sentido contrario, una mayor eficiencia en el consumo eléctrico o la masividad de los prosumidores.

Es importante contemplar la conformación de los distintos segmentos de la demanda para comprender el comportamiento de los demandantes finales del bien que produce Central Puerto S.A..

En el gráfico que se presenta a continuación se observa cómo está conformada la demanda entre Grande Usuarios, Autogeneradores y Distribuidores, diferenciando a su vez para este último grupo lo que corresponde a Residenciales y No Residenciales.

Gráfico 8 - Composición de la Demanda



Allí se observa que la demanda se abastece aproximadamente en un 80% a través de Distribuidores, los cuales venden la energía con aplicación de tarifas definidas por los Entes Reguladores de cada jurisdicción.

Respecto a esto se aclara que la regulación del sector energético supone la jurisdicción federal para las distribuidoras EDENOR y EDESUR, mientras que cada provincia regula la actividad de las distribuidoras y cooperativas que tienen la concesión en sus territorios.

Por ello existe una amplia dispersión en el valor de la tarifa que los usuarios abonan en distintas jurisdicciones.

Respecto a las tarifas que cobran los distribuidores a sus usuarios finales, están definidos por análisis de los costos de prestación del servicio, normalmente realizado mediante Revisiones Tarifarias Integrales que establecen el requerimiento de inversiones y los costos propios de la distribuidora para abastecer a los clientes del área concesionada. El valor necesario para repagar estos ítems, junto con la ganancia de las compañías conforma el Valor Agregado de Distribución, que es la porción de las tarifas que queda en poder de estas compañías.

Adicional a este componente, la definición del cuadro tarifario incluye el paso directo, normalmente denominado *pass-through*, del costo mayorista al cual la distribuidora debe comprar la energía a CAMMESA y los costos de transporte que abona. La participación relativa de este concepto dentro de las tarifas oscila entre 50% y 70%. En el contexto actual del mercado eléctrico argentino, todas las distribuidoras del país compran la energía mayorista al mismo precio a CAMMESA, corregido sólo por un componente técnico denominado *factor de nodo*, el cual reconoce la posición exportadora o importadora neta de energía de una jurisdicción.

El precio al cual se compra la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista se encuentra definido en la actualidad por resoluciones de las áreas de energía del Poder Ejecutivo Nacional. Estos valores se basan en las proyecciones que CAMMESA realiza respecto al funcionamiento previsto en el MEM para un período de meses futuros inmediatos, denominado Programación Estacional.

En esta Programación se evalúa la evolución prevista de la demanda en virtud del clima y otros factores estadísticos; la proyección de la disponibilidad de combustibles para abastecer las centrales térmicas, las previsiones del recurso hídrico, solar y eólico; la disponibilidad de las líneas de transmisión y de las máquinas en el sistema teniendo presente los mantenimientos programados y el ingreso de nuevos proyectos de generación y los intercambios internacionales que pudieran existir.

En base a estas variables físicas se establece el costo de cada una de ellas y se obtiene la valoración económica de abastecer la demanda proyectada, conocido como Costo Monómico del sistema. A su vez, con esta proyección de requerimiento se define el precio que debería cobrarse por la energía, potencia y transporte en ese período futuro inmediato. Este valor resultante compone el Precio Estacional al cual CAMMESA mantendría sus fondos en equilibrio.

Sin embargo, por cuestiones macroeconómicas y políticas es habitual que exista una diferencia entre el Costo Monómico que debe afrontar el sistema administrado por CAMMESA para generar la energía y el Precio Estacional que efectivamente se traslada a la demanda. Este diferencial es, básicamente, donde se genera el subsidio de la política energética.

Como se verá más adelante, una parte importante de los costos del sistema están afectados por el valor del dólar o se encuentran directamente establecidos en esa moneda. Por lo que, ante persistentes variaciones en la cotización de la moneda externa que incrementan el Costo Monómico del sistema, puede resultar complejo su traslado directo y de forma continua al Precio Estacional que deben pagar los usuarios finales a través de las distribuidoras. Esta diferencia de monedas entre el costo de generación de la energía y las

tarifas representa un riesgo de descalce relevante en términos macroeconómicos y del sector.

El componente que representa el precio mayorista dentro de las tarifas que cobran las distribuidoras a sus clientes resulta relevante para el futuro de la empresa Central Puerto S.A., ya que la demanda abastecida por las distribuidoras representa el 80% del mercado. Por ello, inconvenientes en el traslado de la devaluación a las tarifas de los usuarios finales puede implicar un problema en las ventas futuras de la empresa.

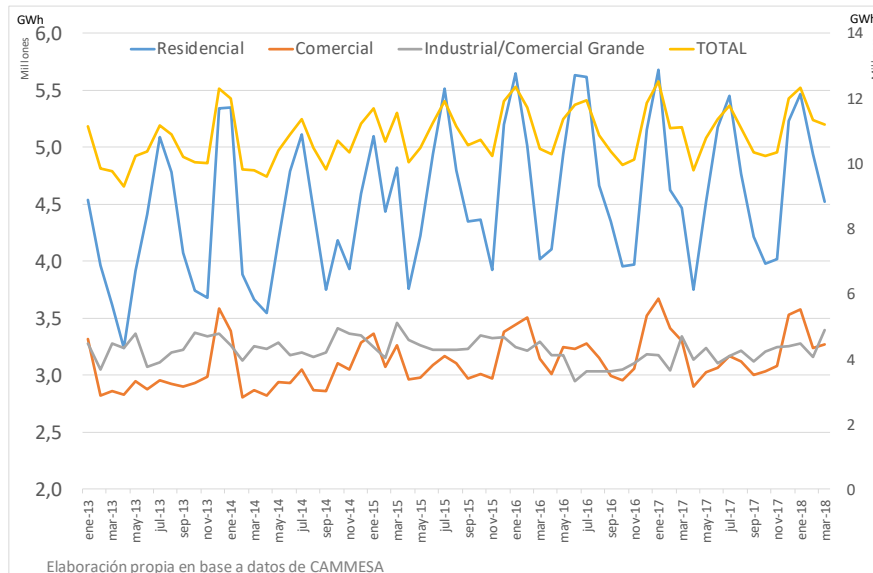
Por ejemplo, en la situación actual de redefinición de tarifas a nivel nacional, con niveles de inflación y devaluación superiores a lo previsto por el mercado y por encima de la actualización de los salarios, podría dificultar el traslado de mayores aumentos del precio mayorista a las tarifas, generando un desequilibrio entre los recursos que recauda CAMMESA en los fondos que administra y los que debe pagar a los generadores. Por su parte, es posible también que se incremente la morosidad en el cobro por parte de los distribuidores y esto afecte la cadena de pagos hacia arriba, incrementando la necesidad de capital de trabajo de la empresa.

Como se mencionó, el desequilibrio en los fondos que componen el MEM deben ser aportados por el Estado Nacional en forma de subsidio, lo cual puede resultar complejo de aplicar según el panorama político y macroeconómico que exista en el momento.

Un contexto similar existe en relación a la demanda de Grandes Usuarios, ya que el precio al cual se deben abastecer de energía eléctrica afecta de manera directa los costos de producción de cada empresa. Por esto, aumentos en los Precios Estacionales que resulten superiores al equilibrio dentro del esquema de producción de cada Gran Usuario puede generar una baja en el nivel de demanda o una mayor morosidad en las cobranzas, afectando en ambos casos los saldos de los fondos administrados por CAMMESA y que luego deben ser trasladados a los generadores.

Otro elemento que afecta el costo del sistema y la necesidad de inversiones es la potencia máxima demanda. La potencia representa el stock de capacidad que existe en el mercado capaz de, al ponerse en funcionamiento, generar la energía. En términos de la demanda es el volumen de energía que es demandado en un instante en particular, mientras que la energía es el flujo de ese stock en un período de tiempo.

Gráfico 9 – Evolución Demanda Residencial, Comercial e Industrial



En el cuadro anterior se observa cómo el componente Residencial de la demanda posee una variación más pronunciada que el resto de los segmentos. Esto produce que el total de energía que se debe producir también tenga estas variaciones, por consiguiente, el stock de capacidad que se debe poner en funcionamiento también tiene estas oscilaciones.

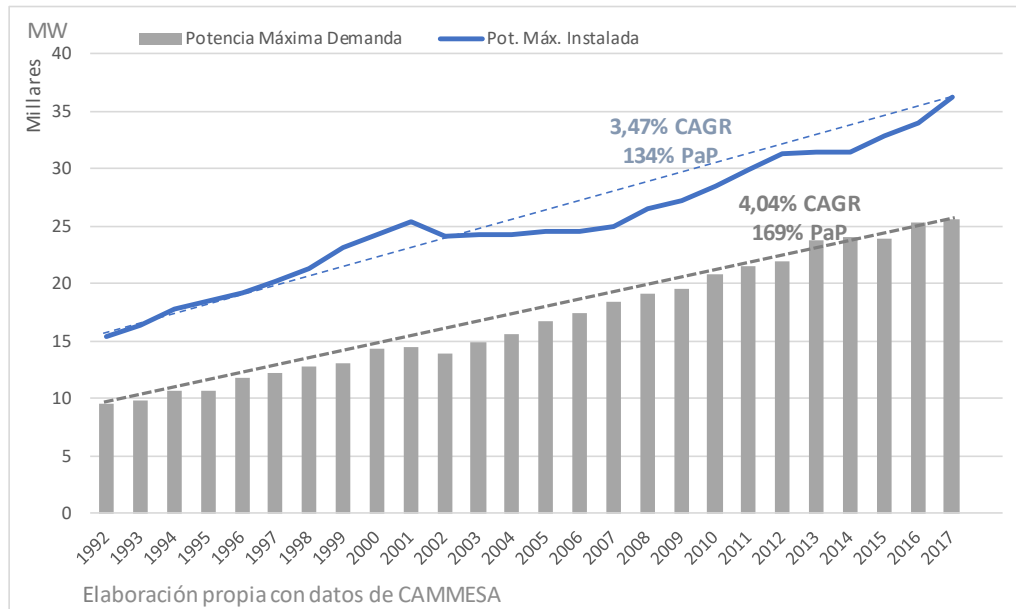
Esto representa un costo para el sistema. Al tener estas variaciones pronunciadas, el stock de potencia que se mantiene en uso en un período de tiempo difiere sustancialmente del utilizado en otro período, por lo que, si se tiene una capacidad instalada capaz de abastecer la potencia demandada en los momentos picos, esto significa que existen otros períodos con una capacidad ociosa relevante. Sin embargo, aún en esos momentos en que la demanda es menor, ese capital invertido para construir la capacidad de generación del momento pico debe ser remunerado. De esta forma, se genera un mayor costo en el sistema por la necesidad de instalar capacidad que no se mantiene en pleno uso.

Una solución teórica para esto es una mayor complementariedad e integración regional entre los mercados energéticos de los países vecinos. Sin embargo, esto presenta complejidades técnicas y políticas que no se observan puedan ser resueltas en el corto plazo.

Por esto, resulta necesario tener en cuenta la evolución de la potencia para proyectar las necesidades de nuevas inversiones que demandará el mercado para sostener su demanda eléctrica en el futuro

En el gráfico siguiente se observa la evolución de la potencia máxima demandada y la instalada desde 1992.

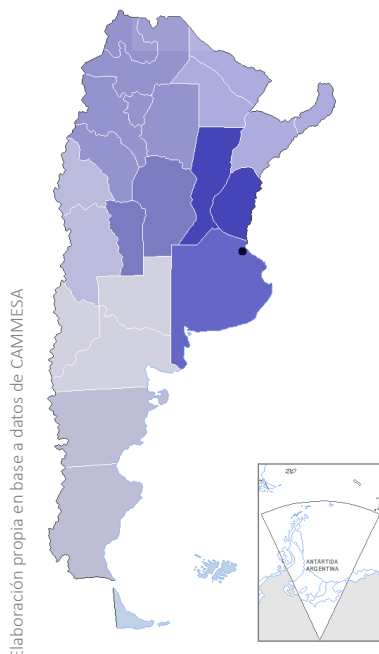
Gráfico 10 - Evolución Potencia Máxima Demandada



En el gráfico anterior se observa que la potencia instalada tuvo un comportamiento similar al de la energía demandada, con un crecimiento estable en el orden del 4,04% anual en la potencia máxima requerida y una variación anual del 3,47% en la potencia instalada en el país.

Este crecimiento histórico justifica las inversiones futuras proyectadas por la compañía para acompañar la expansión del mercado. De lo contrario, en caso de no realizar inversiones en forma continua, la empresa pasaría a perder posición de mercado con el paso del tiempo.

Otro elemento descriptivo de la demanda es su posición geográfica, existiendo una fuerte concentración en el Gran Buenos Aires, el cual cumula el 38% del total, mientras que su población representa el 30% del total del país y su territorio significa el 0,5% de la superficie nacional.



En la actualidad Central Puerto S.A. posee el 35% de su capacidad instalada propia en el Puerto de Buenos Aires, mientras que su potencia representa el 26% del total de la potencia disponible en esa región, mostrando una posición estratégica adecuada a la demanda.

La siguiente área geográfica de relevancia es el Litoral con el 12,1% de la demanda total. En esta ubicación la empresa tiene participación accionaria en

las sociedades gerentes de las centrales San Martín y Vuelta de Obligado, que en conjunto representan el 46% de la capacidad instalada en esa región con sus 1.711 MW de potencia, lo que nuevamente muestra que la empresa participa en activos ubicados estratégicamente en relación a la demanda. Allí también tiene previsto la ampliación de su capacidad con el proyecto de Cogeneración Terminal 6 San Lorenzo.

Por su parte, el área de la provincia de Buenos Aires representa el 11,5% de la demanda. Allí Central Puerto S.A. posee participación accionaria en el Ciclo Combinado de la Central Termoeléctrica Manuel Belgrano de 873 MW de potencia y los proyectos de energía eólica de La Castellana I y II y La Genoveva I y II.

El área geográfica del Centro conformada por Córdoba y San Luis, acumulan el 8,7%; igual que las provincias del NOA. En el área mediterránea, la empresa tiene adjudicado el proyecto de generación renovable eólica *Achiras* y ya se encuentra en instancia de estructuración de la segunda etapa de este proyecto.

El Noroeste Argentino representa el 7,1% de la demanda eléctrica, mientras que Cuyo el 6,2% y la Patagonia (sin Tierra del Fuego A.I.A.S) acumula el 4,1%. La potencia que posee la empresa se ubica en la provincia de Mendoza en las instalaciones de la Central Lujan de Cuyo que con sus 509 MW representa el 29% de la capacidad instalada en la región cuyana. Adicionalmente allí la empresa prevé la ampliación de la central y aumentar su capacidad de generación de vapor.

Finalmente, el Comahue tiene sólo el 4% de la demanda nacional, mientras que con sus recursos aporta el 18% del total de la potencia de generación del país. En esta región Central Puerto S.A. participa con su activo del Complejo Hidroeléctrico de Piedra del Águila con 1.140 MW de potencia.

v. Generación de energía eléctrica en Argentina.

El mercado eléctrico argentino se encuentra abastecido por la capacidad de las 320 unidades de generación que componen actualmente el Sistema Argentino de Interconexión, las cuales totalizan una potencia instalada de 37.186 MW en conjunto.

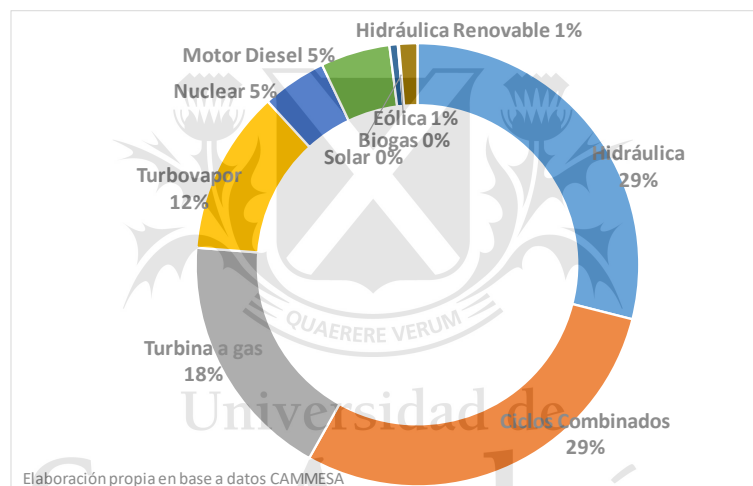
Tal como se mencionó anteriormente, la potencia (medida en MW) es la capacidad de generar energía eléctrica (medida en MW-hora) que se logra al poner a trabajar esa equipamiento durante un período de tiempo.

Los mecanismos a partir de los cuales se puede poner en funcionamiento esa potencia determinan el tipo de tecnología utilizada. En Argentina se clasifican en 10 tipologías, correspondientes a la Hidráulica, Hidráulica Renovable, Ciclos Combinados, Turbovapor, Turbinas a gas, Nuclear, Motores Diesel, Eólica, Solar y Biogás/Biomasa.

Una fuente hidráulica de energía consiste en aprovechar la acumulación de agua en represas, principalmente el agua de deshielo que corre por los ríos cordilleranos, existiendo también embalses en zonas no cordilleranas. Otra de fuente hidráulica de energía es el gran volumen de agua que corre por los ríos limítrofes con Paraguay y Uruguay. En la actualidad esta tecnología de generación representa el 29% del total de la potencia instalada, mientras que en términos de la energía generada computó el 28% promedio los últimos dos años. De este porcentaje de potencia, 10% corresponde a la Central Piedra del Águila propiedad de Central Puerto S.A..

La categoría de Hidráulica Renovable corresponde a las centrales que aprovechan el paso del agua con una potencia de hasta 50 MW. En la actualidad representa sólo el 1,3% de la capacidad de generación existente con los 38 equipos de esta tecnología.

Gráfico 11 - Composición Potencia Instalada



En términos de participación en el mercado, la tecnología correspondiente a Ciclos Combinados es la más relevante, con una potencia instalada de 10.844 MW equivalente al 29,2% del total del país. Estas centrales generan energía eléctrica a partir del consumo de combustibles fósiles con un proceso más eficiente que otras tecnologías térmicas. Por una parte, utilizan combustible para hacer funcionar una o más turbinas, para luego captar el calor residual que sale de este proceso y aprovecharlo para calentar agua y generar vapor a presión que pone en funcionamiento otra turbina adicional, logrando así un mejor aprovechamiento del calor generado. Esta tecnología es utilizada por Central Puerto S.A. en las Centrales Puerto y Lujan de Cuyo. También es la tecnología que conforman las centrales Manuel Belgrano, San Martín y Vuelta de Obligado en las cuales la empresa participa del FONINVEMEM.

Otra fuente de generación de energía eléctrica que utiliza combustibles son las Turbinas a Gas, las cuales representan el 18% de la potencia existente con un total de 6.734 MW instalados. Central Puerto S.A. participa con turbinas instaladas en Lujan de

Cuyo y la Plata (en proceso de transferencia a YPF S.A.) en sus procesos de cogeneración de vapor.

Las centrales de Turbovapor funcionan por el paso de vapor a alta presión por sus turbinas, el cual se obtiene por el consumo de combustible que calienta agua dentro de calderas. Esta tecnología significa el 12% del total de la potencia en Argentina, siendo Central Puerto una de las empresas que cuenta con estos equipos en sus instalaciones de Lujan de Cuyo y el Puerto de Buenos Aires.

Finalmente, la otra tecnología que utiliza combustibles son los motores diesel que significan el 5,1% de la potencia instalada. En muchos casos estas unidades suplen la insuficiencia en redes de transporte o distribución, por lo que se opta por trasladar la generación a donde se encuentra la demanda mediante estos equipos de combustión.

Este conjunto de tecnologías de generación de energía con consumo de combustibles fósiles se denomina Generación de Origen Térmico y es la fuente más importante de energía para el país. En la actualidad acumula el 64% de la capacidad de generación con 23.909 MW de potencia. En tanto que su participación en la energía generada es similar, con un 65% promedio los últimos dos años.

Esto resulta significativo dada la necesidad de aprovisionamiento del combustible, tanto líquidos (gasoil y fueloil), como carbón y gas natural, para mantener estas instalaciones en funcionamiento. Este es un aspecto que puede generar complicaciones en términos macroeconómicos por el encarecimiento del petróleo a nivel mundial y el consecuente incremento en el costo de generación asociado al uso de los combustibles. En tanto para la empresa, este significativo volumen de combustible que se utiliza para abastecer a las centrales puede significar una nueva fuente de rentabilidad en caso que la administración de los combustibles que actualmente se encuentra a cargo de CAMMESA pase a estar bajo responsabilidad de cada generador.

En ese supuesto, la diferencia entre el costo de combustible que reconozca CAMMESA y el que logre acordar cada generador con su proveedor puede resultar en un nuevo margen de rentabilidad en el negocio.

Otra fuente de energía con principios térmicos pero que no utiliza combustible fósil es la Energía Nuclear, la cual aprovecha el calor generado por la reacción nuclear para calentar el agua pesada y ésta luego traslada ese calor al agua de la caldera para producir el vapor que hace funcionar las turbinas. En nuestro país se encuentran tres centrales de esta tecnología: Atucha I, Embalse y Atucha II.

Respecto a las energías renovables, corresponden a la captación de la energía existente en los recursos medioambientales y su transformación en energía eléctrica. Una fuente es la energía solar, la cual capta en células fotovoltaicas las ondas de radiación solar y la transforma en ondas eléctricas. Por el momento esta tecnología tiene una potencia

instalada en Argentina de 8,2MW, sin embargo, se encuentran en construcción un número importante de proyectos y otra cantidad relevante de potenciales parques a construir a futuro.

La generación de energía renovable eólica por captación de la energía cinética de las ráfagas de viento posee actualmente una capacidad instalada de 227 MW de potencia. La empresa Central Puerto S.A. tiene adjudicada la construcción de 233 MW en el marco de los Programas RenoVar y objetivo superior a los 600 MW para los próximos 4 años.

En conjunto, las energías renovables aportan el 2% del total de la energía generada. Esto significa que existe un gran potencial futuro para el desarrollo de estas tecnologías, lo cual es incentivado por los programas RenoVar. Teniendo en cuenta los objetivos previstos en la Ley 27.191 que regula la generación de energía con estas fuentes, para el año 2025 se debería lograr abastecer el 20% de la demanda y alcanzar el 25% para el año 2030. Esto significa que para el año 2020, se debería alcanzar una potencia superior a los 9.500 MW para tener esa proporción proyectando un crecimiento de la demanda cercana al 3%.

Otro elemento que afecta el costo del sistema y a las ventas de los generadores es la disponibilidad que tiene cada máquina. Como se indicó previamente, ésta se mide como el porcentaje de la potencia que se encuentra con posibilidad de ser utilizada en relación al total instalado en un momento.

Cuanta más alta sea la disponibilidad, mayor será la cantidad de energía que se obtendrá de la capacidad instalada en ese período. En tanto que para la empresa, un mejor porcentaje de disponibilidad significará mayor posibilidad de generar energía y una mayor remuneración para sus unidades.

Una indisponibilidad significa que la unidad de generación en la cual se ha invertido no se encuentra con capacidad para funcionar y por lo tanto no genera ingresos para la compañía; por lo que constituye un indicador de la confiabilidad de los activos que dispone.

A continuación se presenta la información correspondiente a la disponibilidad promedio del sistema para cada tecnología en el año 2017.

Gráfico 12 - Porcentaje de Disponibilidad por Tecnología

TECNOLOGIA	Potencia INSTALADA [MW]	Potencia DISPONIBLE [MW]	% Disponibilidad 2017
TV	4,451	3,277	73.6%
TG	6,006	4,834	80.5%
CC	1,825	1,573	86.2%
NU	1,755	703	40.1%
HI	11,243	10,681	95.0%
Resto (DI+E0+FV)	10,871	9,533	87.7%
TOTAL	36,150	30,601	84.6%

Fuente: CAMMESA

vi. Uso de combustibles en la generación de energía eléctrica

El combustible es un elemento con fuerte incidencia en el mercado de energía eléctrica. El proceso de generación de la energía eléctrica es, en términos más específicos, un mecanismo de transformación de la energía. Es decir, no se crea energía, sino que se transforma en electricidad la energía existente en los recursos, por ejemplo, el combustible, la caída del agua o las ráfagas de viento.

Por esto, en un mercado energético como el argentino en el cual el 65% de la electricidad es generada a partir de combustibles fósiles, resulta relevante comprender este aspecto del sector.

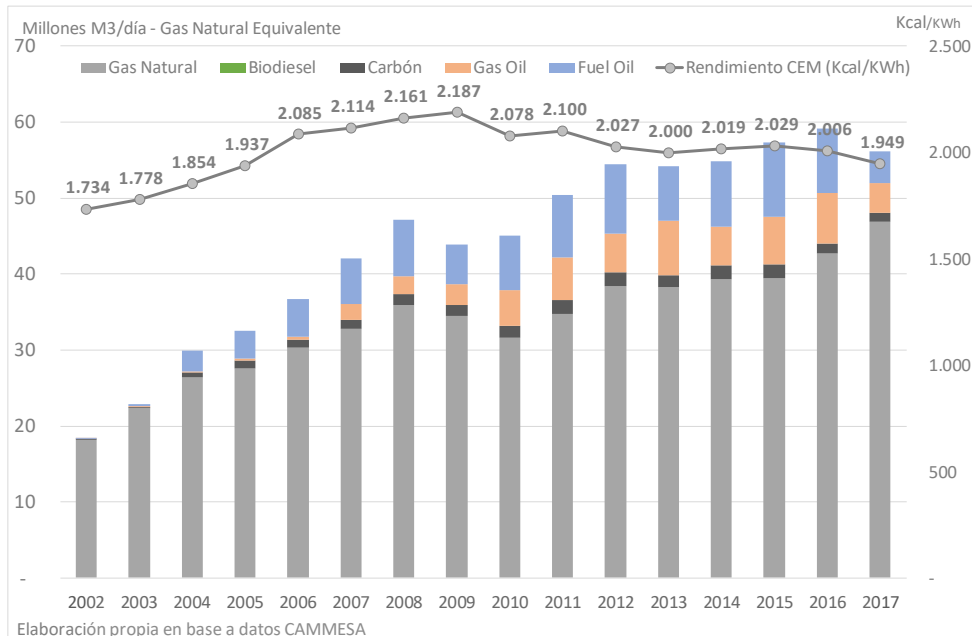
En el país se consumieron aproximadamente 122 millones de m³/día de Gas Natural durante 2017. De los cuales el 38,5% se utilizó para la generación de energía eléctrica, lo que representa un consumo diario de 47 millones de m³, que lo convierte en el principal sector consumidor de este combustible en la economía. El sector residencial consume el 21%, el comercial el 3% y el industrial el 28%. El saldo se reparte entre GNC y otros usos.

En el año 2002 el consumo diario del gas para la producción eléctrica se encontraba en 18 MMm³/día. En ese año era prácticamente el único combustible utilizado a excepción de las máquinas que funcionan exclusivamente con otro tipo de combustible como el carbón, gasoil o fueloil.

El nivel de consumo del GN para generación de energía eléctrica se incrementó en forma continua pero no así la producción del recurso, la cual tuvo años de declinación o mero mantenimiento. Por esto, en virtud que el resto de los actores de la economía también incrementaron su demanda, el sistema eléctrico comenzó a abastecerse de otros combustibles de manera creciente, adquiriendo mayores cantidades de gasoil y fueloil. A la vez que debió recurrir a un volumen más elevado de gas natural importado. Las opciones para su importación son desde Bolivia a través del Gasoducto Juana Azurduy, mediante barcos de Gas Natural Licuado (GNL) que regasifican e inyectan en las instalaciones de Escobar y Bahía Blanca o a través de buques de GNL que regasifican en Chile e inyectan a través del gasoducto internacional.

En el siguiente cuadro se muestra la evolución en el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica, medidos en equivalencia al gas natural. Ahí se observa la evolución creciente en participación de los combustibles líquidos.

Gráfico 13 - Evolución Consumo de Combustibles para Generación



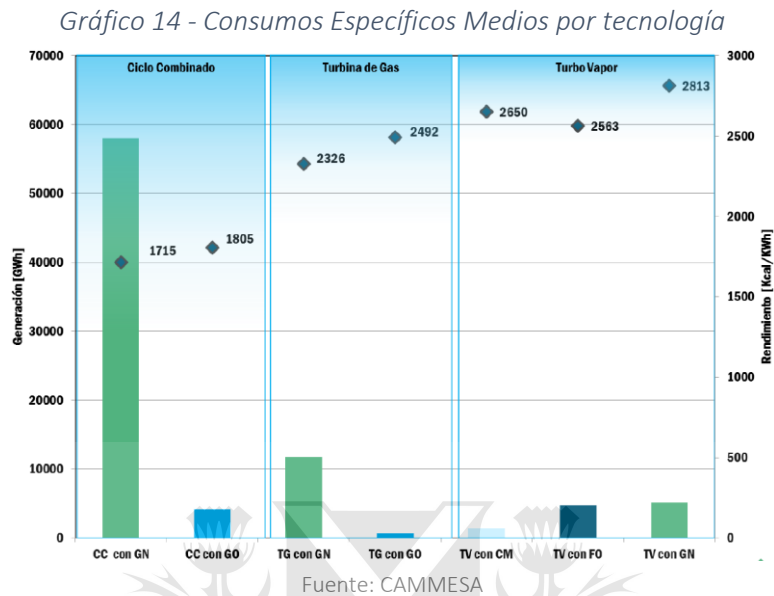
En el caso de Central Puerto S.A. sus centrales utilizan fueloil y gas natural tanto en las instalaciones del Puerto de Bs.As. como en la central de Lujan de Cuyo. En tanto que el gasoil es utilizado eventualmente en la central de la ciudad de Bs.As.

Al tener presente que la generación de energía eléctrica es en realidad un proceso de transformación de energía, resulta útil conocer el Consumo Específico Medio alcanzado. Esta medida indica la cantidad de energía (medida en kilocalorías) que es necesario aportar en forma de combustibles para generar una unidad de energía eléctrica (expresado en KWh). Este indicador refleja la eficiencia en el consumo energético que tiene un equipamiento para producir electricidad.

De esta manera es posible comparar centrales, empresas, mercados internacionales y conocer cuál resulta más eficiente en relación a la utilización del poder calórico de los combustibles para generar energía eléctrica. Mientras mayor es el número, menor es su eficiencia.

Este Consumo Específico Medio también afecta en el orden de prioridad con el que las máquinas son ordenadas para el despacho. Cabe recordar que una máquina se pondrá a entregar energía a la red antes que otra si la primera es más económica. En este caso, quien consuma menos combustible para generar la misma energía tendrá la prioridad para entrar en funcionamiento. Por lo tanto, cuanto mejor Consumo Específico tengan las unidades que integran el parque propio, mejor será el desempeño en las ventas al mercado.

A continuación, se presentan los Consumos Específicos Medios registrados en el MEM en 2017 para los distintos equipamientos térmicos. Esto permitirá comparar con el desempeño de las unidades de generación que son propiedad de Central Puerto S.A.



vii. Remuneración de la generación de energía eléctrica

El Mercado Eléctrico Mayorista tiene diversos esquemas a través de los cuales remunera a los generadores. Existen, por un lado, las Resoluciones que emite el Poder Ejecutivo para establecer remuneraciones de la potencia y energía generales para todo el sistema diferenciando por tecnología y tamaño. Por otro lado, los contratos de abastecimiento, los cuales se componen de un oferente de potencia y energía y una contraparte compradora.

En términos generales ambos mecanismos remuneran dos conceptos: la potencia disponible que el generador pone a disposición del sistema y la energía que efectivamente produce.

La remuneración de la potencia ocurre aún si la unidad no es puesta a generar, sino que se le reconoce su puesta a disposición. Este valor está, en parte, asociado a remunerar el costo hundido que significa la inversión realizada en el activo puesto a disposición y los costos fijos asociados.

En relación a la remuneración establecida por regulación general para todo el mercado, la Resolución n° 95 emitida por la Secretaría de Energía en el año 2013 definió un esquema orientado a diferenciar costos fijos, costos variables y un cargo adicional para inversiones. El primero de estos componentes remuneraba la potencia puesta a disposición del sistema en cada mes (en las horas de remuneración de potencia), que según la

disponibilidad que alcanzara ese equipamiento obtenía cierto porcentaje de la remuneración. Mientras mayor sea la disponibilidad, mayor la remuneración.

El componente variable se relacionaba con la energía generada según el tipo de combustible utilizado y la tecnología que corresponda. Aún en el caso que CAMMESA aporte el combustible a ser utilizado, es necesario diferenciar distintas remuneraciones según el combustible que se consume debido a que tienen distintos efectos sobre el equipamiento y requieren distintos grados de mantenimiento y equipos auxiliares.

El concepto de Remuneración Adicional pretendía generar la rentabilidad de los generadores luego de cubrir los costos con los otros dos cargos. Un porcentaje de este valor adicional se cobraba en efectivo, mientras que el restante se devengaba como Liquidaciones de Venta con el objeto de conformar un fondo para reinversión de esa rentabilidad.

Este mecanismo de remuneración era el que aplicaba para todas las unidades de Central Puerto S.A. con excepción de su central en La Plata que vendía bajo un contrato con YPF S.A..

Todos estos conceptos estaban determinados en pesos y se ajustaban con la emisión de nuevas resoluciones que actualizaban sus valores de acuerdo a la evolución de las variables macroeconómicas y del sector.

La actualización realizada por la Resolución n° 529/2014 de la Secretaría de Energía incorporó otro concepto de remuneración variable asociado a la energía generada destinado a afrontar los Mantenimientos No Recurrentes. El siguiente reajuste de los valores de la remuneración a los generadores se realizó en 2015 a través de la Resolución n° 482/2015 también de la Secretaría de Energía, mientras que la última actualización de este esquema se realizó en marzo 2016 con la Resolución n° 22/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica.

Con posterioridad, con la publicación de la Resolución n° 19/2017 de esa Secretaría se procedió a modificar el mecanismo de remuneración a partir del 1° de febrero de 2017, siendo la norma que se encuentra vigente en la actualidad y determina los ingresos por ventas de la compañía.

La misma establece que se remunerará la energía y la potencia disponible de los generadores, definiendo el valor de estos conceptos en dólares, por lo que se mantiene su valor a pesar de las devaluaciones de la moneda doméstica.

En el siguiente cuadro se muestra el precio establecido para la remuneración de la potencia.

Tabla 6- Remuneración Potencia – Res.SEE 19/2017

u\$s/MW-mes		Precio Mínimo Potencia	Precio Base Potencia Garantizada		Precio Adicional Potencia Garantizada	
Tecnología	Escala		May a Oct 2017	post Nov 2017	May a Oct 2017	post Nov 2017
TG	P<50	4.600	6.000	7.000	1.000	2.000
TV	P<100	5.700				
	P>100	4.350				
CC	P<150	3.400	2.000	2.000	500	1.000
	P>150	3.050				
HI	P>300					

Fuente: elaboración propia en base a Resolución SEE 19/2017.

Este mecanismo prevé un precio mínimo para la potencia disponible de las unidades que entreguen energía bajo este esquema de remuneración. Así mismo, establece la posibilidad que los generadores ofrezcan una Potencia Disponible Garantizada, la cual recibirá un precio mayor por hasta esa capacidad ofrecida, mientras que el resto de la potencia real disponible recibirá el precio mínimo previsto.

Con el objeto de otorgar un mayor incentivo para la disponibilidad de unidades en los momentos de mayor demanda, la normativa contempla un mecanismo de subasta en el cual los generadores ofrecen una Capacidad Disponible Adicional que será remunerada con el Precio Adicional de la Potencia por esa capacidad extra comprometida.

En relación a la energía, se estableció una remuneración en dólares acorde al volumen total de energía generada según el combustible que se haya utilizado. A ese valor se le adiciona un concepto de u\$s/MWh 2 para la generación térmica y de u\$s/MWh 1,4 para la hidroeléctrica denominado “energía operada” que corresponde a la acumulación de potencia utilizada teniendo en cuenta la generación de energía y la reserva asignada a esa unidad.

Tabla 7 - Remuneración Energía – Res.SEE 19/2017

u\$s/MWh	Energía Generada				Energía Operada
Tecnología	Gas Natural	Líquidos	Biodiesel	Hidroeléctrica	
TG, TV y CC	5,0	8,0	11,0		2,0
HI P>300W				3,5	1,4

Fuente: elaboración propia en base a Resolución SEE 19/2017.

Adicionalmente, se establece un incentivo asociado al incremento en la eficiencia medido por la reducción porcentual en el consumo de combustibles para la generación en comparación con valores predefinidos en la regulación. Este mejor desempeño en relación al valor testigo incrementa la remuneración de la energía generada.

Al estar definido en dólares le otorga mayor previsibilidad a las ventas proyectadas de la compañía medidas en esa moneda.

En relación a la remuneración establecida en esta norma, la empresa expone en su balance que los precios percibidos por la tecnología hidroeléctrica resultan inferiores a los correspondientes a la energía generada por tecnología térmica, mientras que el precio reconocido a la generación térmica resulta significativamente menor al que se verificó en las licitaciones de capacidad que se realizaron en el mercado en 2016 y 2017.

Siguiendo el enfoque *marginalista* que existió en la década de 1990, esto podría representar una posibilidad de incremento de la remuneración futura, al equiparar el monto que recibe la generación hidroeléctrica y la térmica; llevando ambas al nivel de las licitaciones del gobierno nacional.

Otro de los esquemas de remuneración del MEM son los Contratos de Abastecimiento, o PPA por su sigla en inglés (Power Purchase Agreement), en los cuales se establece una relación contractual y comercial entre dos partes que definen un precio, cantidades y condiciones específicas para las unidades de generación que quedan comprendidas en el contrato.

En la actualidad existen Contratos de Abastecimiento en el MEM que tuvieron origen en diversas circunstancias, por lo que, las condiciones particulares de cada uno son distintas. Algunos de éstos corresponden a centrales nucleares, otros a proyectos FONINVEMEM, tanto en su primera convocatoria como en la segunda; mientras que otros se originaron para estructurar el financiamiento de la construcción de centrales pertenecientes a generadores específicos (ENARSA, EPEC, etc.). Sin embargo, en términos generales todos los Contratos de Abastecimiento establecen un precio en dólares por la potencia disponible y por la energía generada.

Estos contratos son el mecanismo de remuneración de los proyectos que se encuentran en construcción por parte de Central Puerto S.A. como resultado de los procesos licitatorios que convocó el Estado Nacional para la contratación de nueva capacidad de generación para abastecer al Mercado Eléctrico Mayorista.

viii. Licitaciones para incremento de potencia en el MEM

En marzo de 2016 la Secretaría de Energía Eléctrica convocó mediante la Resolución SEE n° 21/2016 a un proceso licitatorio con el objeto de recibir ofertas para el aumento en la capacidad instalada de fuentes de generación térmica que pudieran entrar en funcionamiento en el verano 2016/2017, el invierno 2017 y el verano 2017/2018 para abastecer los requerimientos esenciales del sistema.

Los proyectos que resultaron adjudicados acceden a la firma de Contratos de Abastecimiento con un plazo máximo de 10 años y con precio de la potencia disponible y de la energía generada establecido en dólares de acuerdo a la oferta que el adjudicatario

haya realizado. Por su parte, el generador debía indicar y garantizar un nivel de consumo específico y una fecha de puesta en marcha de la central.

Los Contratos de Abastecimiento firmados bajo este marco regulatorio acceden a una prioridad de pago equiparable a los contratos del programa FONINMEM y de la compra de combustibles líquidos. De esta manera se busca dar mayor seguridad al cobro en caso de mora en el MEM.

A partir de esta convocatoria se presentaron ofertas por un total de 6.611 MW de potencia, de las cuales resultaron adjudicados proyectos por 2.871 MW de nueva capacidad.

Esta información resulta relevante ya que permite conocer precios de mercados no determinados por la autoridad, sino que reflejan los valores requeridos por los privados para realizar nuevos proyectos de inversión en generación de energía térmica.

Esto representa un posible horizonte objetivo de la remuneración a obtener para los proyectos que la compañía proyecta realizar en el mediano plazo.

Tabla 8 – Proyectos adjudicados Resolución SEE n°21/2016

Promedio de Fecha E/S	Ubicación	Pot (MW)	Duración Contrato [Años]	Cargo Potencia [u\$s/MW-mes]	Cons especific (kcal/Kwh)
31/1/2018	ET El Bracho 500kv TRANSENER - Tucumán	261	10	18.600	2248
1/12/2017	MATHEU	254	10	17.800	2151
10/12/2016	ET Matheu 132kv	216	5	20.930	2745
1/12/2017	LAS PALMAS (ZARATE)	202	10	17.800	2177
30/12/2017	ET Renova 132kv EPESF - Sta Fe	165	10	18.250	1850
30/1/2017	SAN NICOLAS	138	10	20.900	2247
15/11/2017	LAS PALMAS	137	10	19.900	2244
1/12/2017	ET Lujan II 132kv TRANSBA - Bs As	127	10	21.600	2151
30/11/2017	LOMA CAMPANA	105	10	20.500	2093
1/12/2017	ET San Pedro 132kv TRANSBA - Bs As	104	10	18.900	2120
1/8/2017	ET Loma de la Lata (P Banderita) 500kv TRANSENER - Neuquén	99	10	23.300	2020
31/8/2017	ET Pilar 132kv EDENOR - GBA	99	10	26.900	1920
27/1/2017	ET Zappalorto 132kv EDENOR - GBA	94	5	23.100	2643
1/7/2017	Nueva ET Cañuelas 132 kv EDESUR - GBA	93	10	21.900	2385
30/6/2017	Nueva ET Caimancito 132kv TRANSNOA - Jujuy	89	10	23.900	1950
1/2/2017	CT 9 de Julio 132kv EDEA - Mar del Plata - Bs As	88	10	25.000	2345
21/8/2017	Nueva ET Pérez 132kv EPESF - Sta Fe	76	10	19.950	1976
21/10/2017	Nueva ET Cañada de Gomez 132kv EPESF - Sta Fe	64	10	24.950	2010
28/2/2017	ET Salto 132kv TRANSBA- Bs As	60	10	26.139	2130
28/2/2017	RIO III - Córdoba	60	10	21.963	2130
1/6/2017	BRAGADO III	59	10	19.000	2500
1/2/2017	ET Bragado 132kv TRANSBA - Bs As	58	10	25.000	2500
21/8/2017	Nueva ET Villa Ocampo 132kv EPESF - Sta Fe	47	10	24.450	1978
1/2/2018	Nueva ET Cañuelas 132 kv EDESUR - GBA	47	10	20.440	2385
1/7/2017	ET Independencia 132kv TRANSNOA - Tucumán	45	10	21.900	2385
1/2/2018	ET Independencia 132kv TRANSNOA - Tucumán	45	10	20.440	2385
31/3/2017	ET Anchoris 132kv DISTROCUYO - Mendoza	40	10	27.700	2084

Elaboración propia con datos de CAMMESA

Como se observa de la tabla, el promedio de los precios de la potencia se ubicó en u\$s/MW-mes 21.897, mientras que para proyectos de más de 100 MW con contratos de 10 años se ubicó en u\$s/MW-mes 20.405. Si no se tiene en cuenta el proyecto a instalarse en la ET Pilar, que presenta un precio máximo notablemente superior al resto, el promedio se ubica en u\$s/MW-mes 19.755. Estos valores representan puntos de comparación para la producción de energía con tecnología similar en los proyectos que la compañía tiene en su programa de inversiones.

Con el objeto de incorporar mayor capacidad de generación, el gobierno nacional realizó un nuevo llamado para el aumento de la potencia de generación térmica a través de la Resolución SEE n° 287/2017. En esa oportunidad se buscó lograr una mejora en eficiencia sobre el sistema, por lo que la convocatoria estuvo destinada a avanzar en el cierre de ciclo de centrales que se encontraran operando a ciclo abierto y la construcción de proyectos de cogeneración que permitieran un mayor aprovechamiento del poder calorífico en los procesos productivos.

En esta convocatoria se recibieron 33 proyectos por un total de 4.057 MW de potencia con un costo fijo medio de u\$s/MW-mes 24.208 para los Cierre de Ciclos y u\$s/MW-mes 28.278 en el caso de Cogeneración, mientras que los cargos variables no combustibles estuvieron en u\$s/MWh 21,3 y u\$s/MWh 6,3. Sin embargo, se observó una gran dispersión en los valores ofertados correspondientes al costo fijo.

De este proceso resultaron adjudicado sólo 3 proyectos en primera instancia, de los cuales 2 corresponden a Central Puerto S.A., con un precio de la potencia de u\$s/MWmes 18.300 promedio, mientras que el cargo variable tuvo un promedio de u\$s/MWh 7,33.

Estos proyectos de cogeneración permiten que otra industria utilice el vapor producido en el proceso de generación de la energía eléctrica y de esta manera se optimice el uso del poder calorífico acumulado en los combustibles quemados. De esta forma se obtiene también una segunda fuente de ingreso en los proyectos al vender ese vapor a las industrias conectadas a la central, por lo que su rentabilidad se incrementa. Esto posibilita que los precios ofertados para entregar energía de este origen sean levemente inferiores que los esperados para la energía térmica sin cogeneración.

Dentro del contexto de llamados a licitaciones para la incorporación de nueva potencia en el MEM, se buscó también dar impulso a las energías renovables por lo que se creó un marco normativo que potenciara los beneficios de esta fuente energética.

Para ello, en septiembre 2015 el Congreso emitió la Ley 27.191 que establece los objetivos respecto a la diversificación de la matriz energética, y en particular la participación de la energía renovable. Se establecieron una serie de beneficios fiscales que contemplan la posibilidad de aplicar amortización acelerada de los bienes, la devolución

anticipada del crédito fiscal generado en el proceso de inversión, la posibilidad de mantener las pérdidas acumuladas por un período de 10 años para compensar con ejercicios fiscales con ganancias del mismo proyecto, una exención fiscal del 10% en el impuesto sobre los dividendos distribuidos por la empresa y que sean reinvertidos en proyectos productivos, la obtención de certificados fiscales de acuerdo al porcentaje del proyecto que sea de origen local utilizables para cancelar otros impuestos devengados y la reducción o eliminación de impuestos a la importación de los bienes destinados al proyecto.

A través de esta Ley se creó el FODER -*Fondo para el Desarrollo de la Energía Renovable*-, el cual servirá como un fondo administrador de recursos que motorice el sector, otorgando créditos, realizando aportes de capital y sirviendo como garantía para los proyectos que participen en el marco de esta Ley.

Se estableció la obligatoriedad que los Grandes Usuarios y toda demanda que requiera una potencia anual promedio mayor a 300 KW deberán abastecerse con porcentajes crecientes de energía producida de fuente renovable. En primera instancia, la proporción se estableció en 8% para el 31 de diciembre de 2017, hasta alcanzar un porcentaje del 20% al final de 2025.

Este abastecimiento lo podrá realizar cada demandante en forma directa con un generador, estableciendo que el precio máximo no podrá superar los 113 u\$s/MWh en 2017, pudiendo ser prorrogado este límite en el futuro. Alternativamente, la demanda podrá participar de un mecanismo de *compras conjuntas* administrado por CAMMESA.

La meta que se definió en la Ley respecto a la participación de la energía renovable en la matriz energética fue alcanzar el 12% del consumo de la electricidad sea producida por fuentes renovables para el 31 de diciembre de 2019 y el 20% para final de 2025.

Estas metas resultan exigentes teniendo en cuenta que en la actualidad la capacidad instalada de energías renovables constituye el 2% del total, por lo que el mercado previsto para la incorporación de esta tecnología es amplio.

Con una potencia total instalada a final de 2017 de 36.181 MW y un crecimiento esperado del 3,5% promedio anual, en 2025 se necesitaría una potencia de aproximadamente 9.500 MW de fuentes renovables para alcanzar una relación del 20%.

Acorde a esto, el gobierno nacional expresó que buscará incorporar 10.000 MW de energías renovables en los próximos 10 años. Con este objetivo realizó una serie de licitaciones denominadas RenovAr, con sus rondas 1, 1.5 y 2.

Este programa contempla la oferta de capacidad de generación por fuente solar, eólica, biogás, biomasa y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Los proyectos que

resultan adjudicados tienen derecho a la firma de contratos de abastecimiento con plazos máximos de 20 años.

Estos contratos se encuentran determinados en dólares con precio de la energía establecido según la oferta de cada generador adjudicado. Adicionalmente, se estableció la aplicación de factores de Ajuste Anual y de Incentivo que determinan el precio final que recibe el proyecto en cada año de vida del contrato.

En el primer año del proyecto, el factor de Ajuste Anual multiplica el precio por 1,0171, mientras que en el año diez ese factor se estableció en 1,1845 y en el vigésimo período en 1,4030. Por su parte, el factor de Incentivo se asocia al año calendario en que se entrega la energía, siendo que en el año 2017 el precio se multiplica por 1,20, en el año 2028 por 1,00 y finalmente en el año 2038 o posteriores el factor es de 0,80.

Estos factores afectan luego el precio final que recibirá Central Puerto S.A. por sus proyectos de energía renovable que tiene en desarrollo bajo estas rondas RenovAr.






Estos contratos contemplan la posibilidad de aplicar cláusulas que generan opciones del tipo *put* o *call* sobre el valor de venta del proyecto en caso que se incumplan ciertas condiciones y se produzca la terminación anticipada de los contratos. Estas opciones permiten la compra por parte del gobierno argentino o la venta por parte de la compañía de los activos que componen el proyecto a un precio que no puede exceder el valor amortizado de esos bienes.

Los contratos tienen como contraparte compradora a CAMMESA como representante de la demanda en el Mercado Eléctrico Mayorista, pudiendo ser luego transferido en caso de reestructuración del rol de los Distribuidores y Grandes Demandas en la compra de la energía en el MEM.

La primera de estas rondas, RenovAr 1, se convocó en julio 2016 para la provisión de 1.000 MW de potencia renovable, con cupos específicos para cada tipo de tecnología. Sin embargo, las ofertas recibidas superaron ampliamente este valor, con un total de 6.346 MW ofrecido y 5.209 MW con condiciones técnicas aceptadas bajo el programa.

Ese volumen de ofertas muestra el gran potencial existente en recursos energéticos para la instalación de la generación de origen renovable. A continuación se presenta un cuadro resumen de las ofertas adjudicadas.

Tabla 9 - Ofertas Adjudicadas RenovAr 1

Total de Proyectos Adjudicados: 29					
Tecnología	Proyectos	MW	GWh/año	u\$/MWh	
 Eólica	12	708	3002	59	
 Solar	4	400	959	60	
 Biogas	6	9	58	154	
 Biomasa	2	15	121	110	
 PAH (Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos)	5	11	65	105	
Totales	29	1143	4205	63	
3.1% del Consumo Eléctrico Nacional					



Fuente: CAMMESA

Las ofertas adjudicadas en esta oportunidad fueron 29 por un total de 1.143 MW de potencia adicional con un precio promedio global de u\$/MWh 63.

En este proceso Central Puerto S.A., a través de su controlada CP Renovables S.A., resultó adjudicada con el proyecto La Castellana, con una potencia de 99 MW y precio de u\$/MWh 61,50.

Con posterioridad el gobierno nacional llamó a la Ronda 1.5, a partir de la cual se licitó la contratación de 600 MW de potencia adicional de energía renovable. En este caso las ofertas recibidas alcanzaron los 2.486 MW en 47 proyectos, mientras que las finalmente adjudicadas fueron 30 por 1.281 MW y un precio promedio de u\$/MWh 53,98.

Tabla 10 - Ofertas Adjudicadas RenovAr 1.5

TECNOLOGÍA	CANTIDAD DE PROYECTOS	POTENCIA ADJUDICADA MW	PRECIO PROMEDIO USD / MWh	ENERGIA ANUAL GWh / Año
 EÓLICA	10	765,4	53,34	3.037
 SOLAR	20	516,2	54,94	1.274
Total	30	1.281,5	53,98	4.311

Fuente: CAMMESA

En esta nueva ronda, CP Renovables S.A. resultó adjudicada con el proyecto eólico Achiras con una potencia de 48 MW y un precio de u\$/MWh 59,4.

Finalmente, en agosto 2017 se llamó a la ronda 2 de RenovAr mediante la Resolución MEyM n° 275/2017 para la oferta de nueva capacidad adicional de energía de fuentes renovables.

En esta oportunidad las ofertas alcanzaron un total de 9.391 MW en 228 proyectos, de los cuales resultaron aceptados técnicamente 194 ofertas por 7.630 MW. Esto muestra nuevamente el fuerte potencial existente en recursos energéticos renovables orientados a alcanzar los objetivos planteados en la Ley 27.191.

Tabla 11 - Ofertas Adjudicadas RenovAr 2

Tecnología	POTENCIA PROYECTOS (MW)		PRECIOS (us\$/MWh)	
	OBJETIVO	CALIFICADO	ADJUDICABLE (*)	MIN / PROM
BIOMASA	100	173,2	117,2	92 / 106,7
BIOGÁS	35	56,2	35	150 / 156,8
BIOGÁS de Relleno Sanitario	15	15,1	13,1	128 / 129,2
PAH	50	29,2	20,8	89 / 98,9
EÓLICA	550	3.468,5	665,8	37,3 / 41,2
SOLAR	450	3.888	556,8	40,4 / 43,5
TOTAL	1.200	7.630,3	1.408,7	← 66 Ofertas

Fuente: CAMMESA

En este caso, CP Renovables S.A., resultó adjudicado con el proyecto La Genoveva por 86.6 MW con un precio ofertado de u\$s/MWh 40,9 y un componente nacional del 97,33%.

ix. Competencia - empresas del sector de generación de energía eléctrica

El sector de generación de energía eléctrica está conformado por empresa públicas y privadas, tanto de origen nacional como internacional que participan en forma conjunta para abastecer la demanda del sistema.

Todas las empresas compiten para entregar energía al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) administrado por CAMMESA. Tal como se mencionó en la descripción del funcionamiento del mercado, la asignación en el orden de prioridad para abastecer la demanda está dada por el costo que significa para el sistema la energía generada por esa unidad, comenzando por la más económica y luego la más cara.

Sin embargo, dado el continuo crecimiento de la demanda de energía y potencia superior al aumento de la oferta, no existió tal competencia para abastecer el mercado, ya que prácticamente toda la potencia disponible es despachada. Adicionalmente, resultó

necesario utilizar equipos ineficientes que tienen un gran costo para el sistema y recurrir a la importación de energía de países limítrofes en los picos de demanda.

La participación del estado en la generación se realiza a través del complejo hidroeléctrico del Emprendimiento Binacional Yacyretá de 2.745 MW, la central hidráulica de Salto Grande de 945 MW y las centrales nucleares Atucha I, II y Embalse con un total de 1.755 MW de potencia. A su vez, participa en forma indirecta a través de Integración Energética Argentina S.A. (ex ENARSA) y en los fideicomisos de los programas FONINVEMEM que mediante las cuatro centrales creadas aportan 3.162 MW de potencia compartidos con los generadores privados.

Adicionalmente, existen empresas provinciales que participan en el mercado de generación, como la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) con aproximadamente 2.000 MW de potencia.

Respecto a los generadores privados, las principales empresas son Central Puerto S.A., Corporación AES, Grupo ENEL y Pampa Energía que en conjunto representan el 40% de la capacidad instalada en el mercado.

La Corporación AES (The AES Corporation) tiene su casa matriz en EEUU, y opera en Argentina en los segmentos de generación hidroeléctrica con activos en la zona cordillerana y con generación térmica en San Nicolás. Administra la central Guillermo Brown del FONINVEMEM y participa como socia en las CT José de San Martín y CT Manuel Belgrano de ese programa. La corporación internacional opera en diversos mercados mundiales, con fuerte presencia en Chile. Opera activos por un total de 37.000 MW en 17 países.

El Grupo ENEL tiene su casa matriz en Italia, y constituye uno de los principales grupos del sector energético en Europa y con una fuerte presencia también en el mercado latinoamericano. Los activos que opera alcanzan un total de 88.000 MW en 34 países y posee una división de energía renovable con fuerte presencia en la región. En Argentina participa en generación hidroeléctrica con El Chocón, en generación térmica con instalaciones en la ciudad de Bs.As. y administra activos del programa FONINVEMEM.

Por su parte, Pampa Energía conforma uno de los grupos integrados más grandes de origen nacional, con participación en el sector de distribución, con la empresa Edenor; transporte, con la empresa Transener y en el sector de hidrocarburos con la reciente adquisición de Petrobras Argentina. Posee un total de 3.400 MW de potencia, con centrales hidroeléctricas y térmicas en diferentes puntos del país.

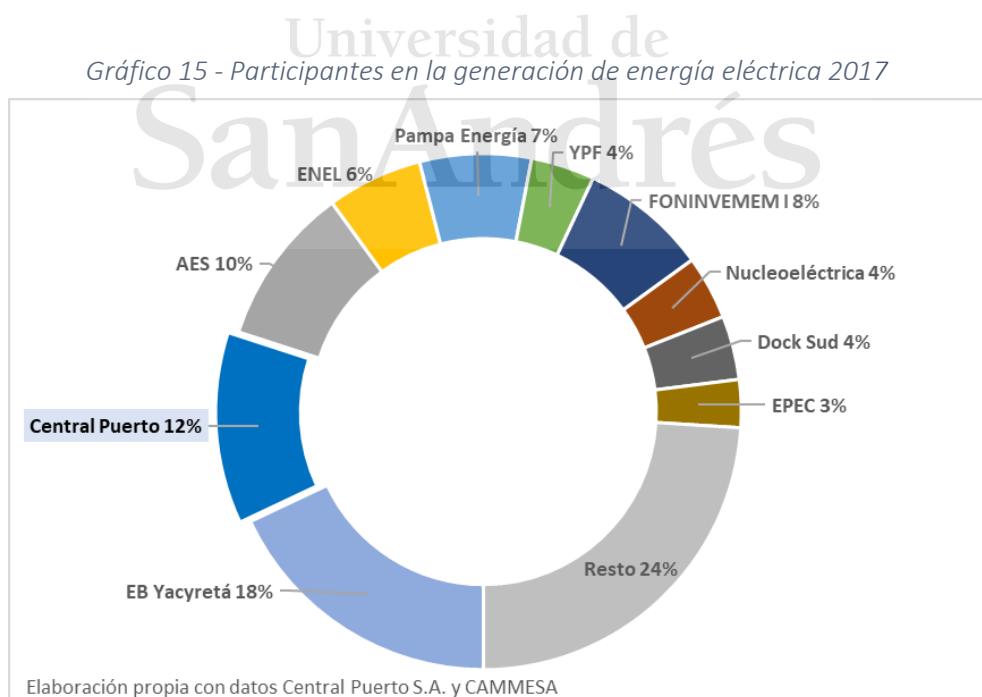
Las tres empresas mencionadas participaron en los programas RenovAr y resultaron con proyectos adjudicados al igual que Central Puerto S.A.. Esto muestra que el crecimiento de la empresa resultaría complejo bajo una estrategia de quitarle participación de mercado a sus principales competidores del mercado, sino que en la actualidad la

expansión es posible al participar con ofertas en todos los esquemas regulatorios que busquen incrementar la potencia disponible del sistema. Por el contrario, si la empresa no participa de estas licitaciones estaría perdiendo cuota de mercado.

Otra estrategia de crecimiento corporativo es la adquisición de unidades o empresas que ya funcionan en el mercado, aumentando de esa forma la proporción de la demanda abastecida por la compañía. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el mercado de venta de activos es reducido y está sujeto a la participación del resto de las empresas del sector que también buscan crecer con esta estrategia. Por ejemplo, la adquisición de Petrobras Argentina por parte de Pampa Energía le permitió acrecentar su porcentaje en 3,5% aproximadamente. Se espera que los activos existentes en el rubro que salgan a la venta generaran competencia por parte de los principales participantes para quedarse con esas unidades, reduciendo la rentabilidad adicional que aportarían a la compañía en comparación a los activos propios existentes.

La aparición de unidades en venta podría darse por la estrategia de la empresa estatal Integración Energética Argentina S.A. (ex ENARSA) de desprenderse de sus centrales de generación térmica y por la puesta en venta por parte del Estado Nacional de sus acciones en las centrales de los programas FONINVEMEM.

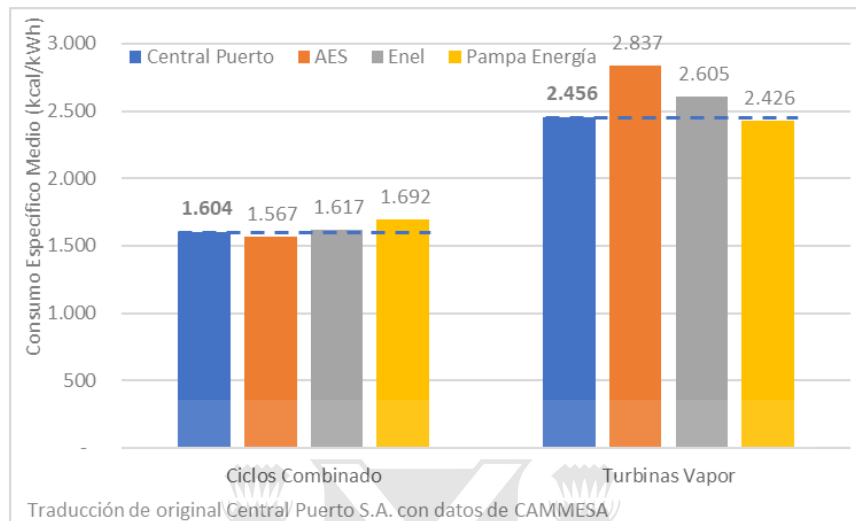
A continuación se presenta la conformación del mercado y la participación que tuvieron las principales empresas en la generación de energía eléctrica durante el año 2017.



Para avanzar en el análisis competitivo del mercado, un elemento relevante es observar los registros de eficiencia térmica de las unidades propias en comparación a la

competencia. Como se mencionó con anterioridad, la eficiencia térmica mide la cantidad de combustible (medido por el contenido de energía) que se debe consumir para generar una unidad de energía eléctrica, denominado Consumo Específico Medio (CEM).

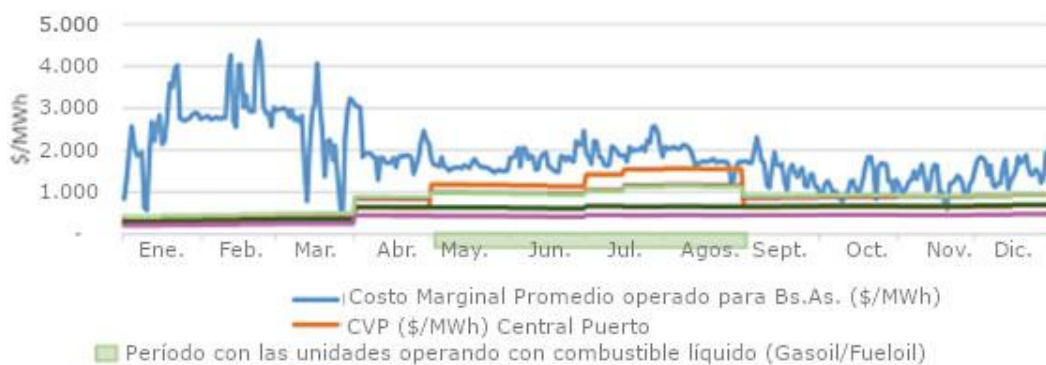
Gráfico 16 - Eficiencia Térmica CEPU vs Competidores



Cuanto menor sea el CEM, mayor es la eficiencia de las centrales ya que permite obtener energía eléctrica utilizando menos combustibles que los competidores, lo que representa una economía para el sistema y un mayor régimen de despacho.

Esta economía se observa también a continuación, al analizar el Costo Marginal Operado del sistema en comparación al Costo Variable de la energía generada por la empresa. Esta diferencia permitiría que bajo un esquema de remuneración marginal se obtenga mayor margen de rentabilidad al obtener una remuneración por esa eficiencia. Así mismo, muestra que posee ventajas competitivas ante un mercado que requiera la competencia de las unidades para abastecer la demanda existente.

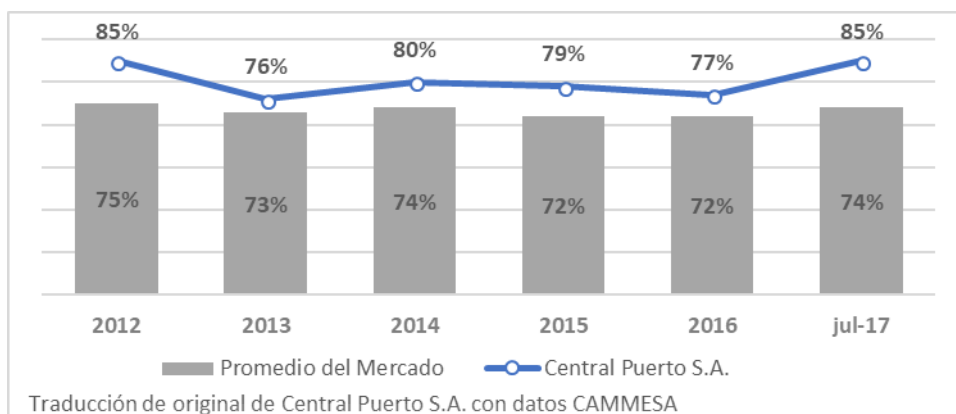
Gráfico 17 - Costo Marginal Sistema vs CVP Central Puerto S.A.



Fuente: traducción del original de Central Puerto S.A. con datos de CAMMESA

Esa buena performance en la eficiencia de las máquinas se combina con una disponibilidad de los equipos mayor a la media tal como se puede observar en el siguiente gráfico y similar a la disponibilidad de los principales competidores del mercado.

Gráfico 18 - Disponibilidad de Unidades de Generación Térmica



Esta mayor disponibilidad de sus máquinas le permite tener una mejor posición competitiva respecto a la media del mercado, ya que los momentos en que sus máquinas no reciben la remuneración por potencia disponible por indisponibilidad se ven reducidos, a la vez que le permite tener mayor porcentaje de contribución en la energía generada en el sistema.

Por todos estos factores se entiende viable la estrategia de mantener o crecer su participación de mercado, presentando ventajas competitivas que le permiten mantenerse como un líder del mercado doméstico.

IV. Evolución de los Estados Financieros de Central Puerto S.A.

i. Estado de Situación Patrimonial

A continuación se presenta el Estado de Situación Patrimonial para los años 2013 a 2017 y se incluye el reporte del primer trimestre 2018 a modo referencial. Se presenta la información convertida a dólares debido a que los ingresos se establecen en esa moneda en todos los esquemas de remuneración descriptos, las inversiones se realizan en dólares al igual que los precios de los contratos de mantenimiento de largo plazo y la adquisición de combustibles. Los Estado de Situación Patrimonial originales en pesos se exponen en el Anexo I.

Estado de Situación Patrimonial en Dólares	1Q - 2018	2017	2016	2015	2014	2013
Tipo de cambio \$ / u\$s al cierre del período	\$ 20,07	\$ 18,77	\$ 15,85	\$ 13,00	\$ 8,55	\$ 6,52
Activos	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Activos no corrientes						
Propiedades, planta y equipos	400.840	395.936	177.384	151.396	175.894	105.772
Activos intangibles	8.971	10.007	14.923	21.196	36.439	5.098
Inversión en asociadas	42.916	52.512	19.370	15.643	5.059	35.677
Inversiones en subsidiarias	-	-	-	22	33	-
Valor llave - Emp. Energía y Vapor SA	-	-	-	88	282	-
Deudores com. y otras ctas. por cobrar	519.280	138.637	224.172	213.064	262.063	32.900
Otros activos financieros	-	-	-	14.178	6.678	34.712
Otros activos no financieros	645	678	92.527	37.345	1.340	-
Inventarios	2.402	2.568	1.945	2.278	4.364	-
	975.054	600.338	530.321	455.211	492.152	214.159
Activos corrientes						
Inventarios	7.576	5.876	8.704	6.359	5.707	2.931
Otros activos no financieros	25.848	25.088	8.650	10.147	8.584	4.463
Deudores comer. y otras ctas. por cobrar	207.211	207.089	139.781	96.110	89.222	27.914
Otros activos financieros	117.553	59.176	113.360	145.677	120.287	3.358
Efectivo y colocaciones a corto plazo	59.917	4.722	1.893	21.726	20.973	7.030
	418.105	301.951	272.390	280.019	244.772	45.697
Activos disponibles para la venta	-	7.619	-	-	-	-
Total de activos	1.393.159	909.908	802.710	735.229	736.924	259.856
Patrimonio y pasivos						
Capital	75.437	80.662	95.522	15.365	23.362	13.616
Ajuste del capital	33.133	35.428	41.955	51.153	77.776	20.026
Prima por fusión	18.763	20.062	23.758	28.160	42.817	2.542
Reserva legal	14.259	15.247	12.492	10.021	13.379	6.728
Reserva especial Res. IGJ 7/05	2.782	2.974	3.522	4.295	6.530	-
Reserva especial RG CNV 609	8.828	9.440	11.179	13.629	20.723	27.259
Reserva facultativa	22.465	24.021	4.348	115.963	141.051	86.636
Resultados no asignados	549.422	186.630	110.855	104.181	79.815	24.740
Otros resultados integrales acumulados	1.337	2.306	21.120	15.767	(1.437)	1.942
Patrimonio atribuible a los propietarios de control	726.425	376.770	324.751	358.535	404.015	183.489
Participaciones no controladoras	13.824	15.399	424	-	-	-
Patrimonio total	740.249	392.168	325.175	358.535	404.015	183.489
Pasivos no corrientes						
Otros pasivos no financieros	61.242	24.970	40.073	45.861	56.284	5.710
Deudas y préstamos que devengan interés	141.701	78.782	-	24.493	48.760	-
Deudas CAMMESA	46.899	56.236	81.059	41.758	34.016	-
Pasivo por compen. y benef. a empleados	5.939	6.025	5.533	4.316	4.809	3.745
Pasivo por impuesto diferido	74.890	37.493	71.702	64.101	64.738	30.184
Provisiones	-	-	7.899	10.253	9.219	-
	330.670	203.507	206.267	190.783	217.827	39.639
Pasivos corrientes						
Ctas por pagar comer. y otras ctas.	34.837	54.199	41.363	27.740	28.601	7.101
Otros pasivos no financieros	37.228	35.145	30.081	13.660	18.715	4.762
Deudas CAMMESA	91.366	93.396	66.102	38.743	28.620	-
Deudas y préstamos que devengan interés	2.325	26.937	81.589	50.853	5.223	10.696
Pasivo por compen. y benef. a empleados	11.878	17.212	12.992	11.362	12.331	8.516
Impuesto a las ganancias a pagar	123.276	58.435	17.598	24.867	18.064	736
Provisiones	21.329	22.028	21.545	18.683	3.528	4.917
	322.240	307.351	271.269	185.906	115.082	36.728
Pasivos asociados a los activos disponibles para la venta	-	6.881	-	-	-	-
	322.240	314.233	271.269	185.906	115.082	36.728
Total de pasivos	652.910	517.739	477.536	376.689	332.909	76.367
Total de patrimonio y pasivos	1.393.159	909.908	802.710	735.224	736.924	259.856

En el siguiente cuadro se muestran los puntos de variación porcentual que cada concepto genera sobre la cuenta global teniendo en cuenta su participación relativa.

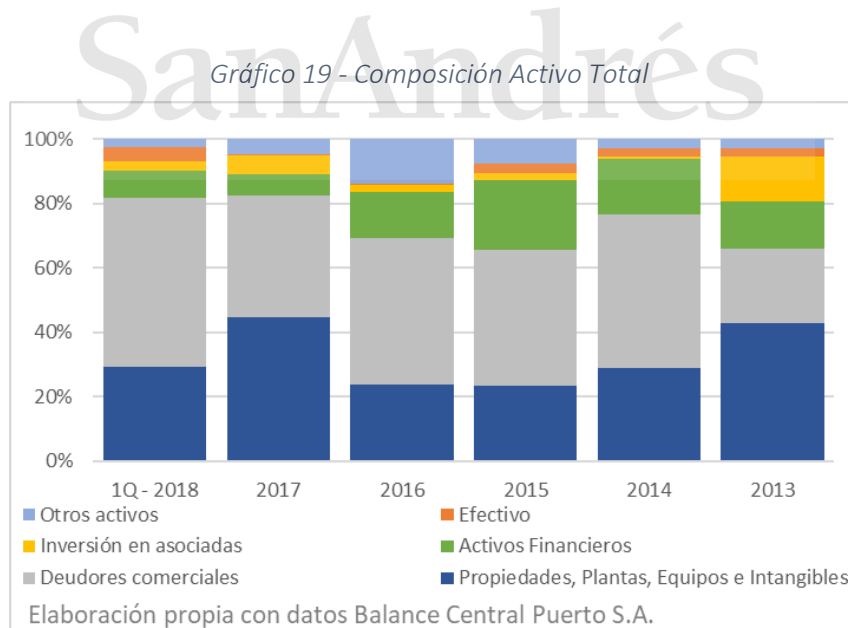
Tabla 12 - Variación del Patrimonio

Variación Patrimonial	1Q 2018		2017	2016	2015
Activos	con LVFVD	sin LVFVD			
	CVO	CVO			
Activos no corrientes					
Propiedades, planta y equipos	0,8%		41,2%	5,7%	-5,0%
Activos intangibles	-0,2%		-0,9%	-1,4%	-3,1%
Inversión en asociadas	-1,6%		6,2%	0,8%	2,2%
Inversiones en subsidiarias	0,0%		0,0%	0,0%	0,0%
Valor llave - Emp. Energía y Vapor SA	0,0%		0,0%	0,0%	0,0%
Deudores com. y otras ctas. por cobrar	63,4%	-2,9%	-16,1%	2,4%	-10,0%
Otros activos financieros	0,0%		0,0%	-3,1%	1,5%
Otros activos no financieros	0,0%		-17,3%	12,1%	7,3%
Inventarios	0,0%		0,1%	-0,1%	-0,4%
Variación Activo No Corriente	62,4%	-3,9%	13,2%	16,5%	-7,5%
Aporte a Variación Activo	41,2%	-2,5%	8,7%	10,2%	-5,0%
Activos corrientes					
Inventarios	0,6%		-1,0%	0,8%	0,3%
Otros activos no financieros	0,3%		6,0%	-0,5%	0,6%
Deudores comer. y otras ctas. por cobrar	0,0%		24,7%	15,6%	2,8%
Otros activos financieros	19,3%		-19,9%	-11,5%	10,4%
Efectivo y colocaciones a corto plazo	18,3%		1,0%	-7,1%	0,3%
Variación Activo Corriente	38,5%		10,9%	-2,7%	14,4%
Aporte a Variación Activo	12,8%		3,7%	-1,0%	4,8%
Activos disponibles para la venta			-0,8%		
Total de activos	53,1%	9,4%	13,4%	9,2%	-0,2%
Patrimonio y pasivos					
Capital	-1,4%		-4,6%	22,4%	-2,0%
Ajuste del capital	-0,6%		-2,0%	-2,6%	-6,6%
Prima por fusión	-0,3%		-1,1%	-1,2%	-3,6%
Reserva legal	-0,3%		0,8%	0,7%	-0,8%
Reserva especial Res. IGJ 7/05	-0,1%		-0,2%	-0,2%	-0,6%
Reserva especial RG CNV 609	-0,2%		-0,5%	-0,7%	-1,8%
Reserva facultativa	-0,4%		6,1%	-31,1%	-6,2%
Resultados no asignados	96,3%	-9,3%	23,3%	1,9%	6,0%
Otros resultados integrales acumulados	-0,3%		-5,8%	1,5%	4,3%
Patrimonio atribuible a los propietarios de la	89,2%	-12,3%	16,0%	-9,4%	-11,3%
Participaciones no controladoras	-0,4%		4,6%		
Variación Patrimonio total	88,8%	-12,7%		20,6%	-9,3%
Aporte a variación de Patrimonio+Pasivo	38,3%	-5,5%	8,3%	-4,5%	-6,2%
Pasivos no corrientes					
Otros pasivos no financieros	17,8%		-7,3%	-3,0%	-4,8%
Deudas y préstamos que devengan interés	30,9%		38,2%	-12,8%	-11,1%
Deudas CAMMESA	-4,6%		-12,0%	20,6%	3,6%
Pasivo por compen. y benef. a empleados	0,0%		0,2%	0,6%	-0,2%
Pasivo por impuesto diferido	18,4%		-16,6%	4,0%	-0,3%
Provisiones	0,0%		-3,8%	-1,2%	0,5%
Variación Pasivo No Corriente	62,5%		-1,3%	8,1%	-12,4%
Aporte a Variación del Pasivo	24,6%		-0,6%	4,1%	-8,1%
Pasivos corrientes					
Ctas por pagar comer. y otras ctas.	-6,3%		4,7%	7,3%	-0,7%
Otros pasivos no financieros	0,7%		1,9%	8,8%	-4,4%
Deudas CAMMESA	-0,7%		10,1%	14,7%	8,8%
Deudas y préstamos que devengan interés	-8,0%		-20,1%	16,5%	39,7%
Pasivo por compen. y benef. a empleados	-1,7%		1,6%	0,9%	-0,8%
Impuesto a las ganancias a pagar	21,1%	-11,4%	15,1%	-3,9%	5,9%
Provisiones	-0,2%		0,2%	1,5%	13,2%
	4,8%		13,3%	45,9%	61,5%
Pasivos asociados a los activos disponibles para la venta			-2,2%		
Variación Pasivo Corriente	2,5%	-29,3%	15,8%	45,9%	61,5%
Aporte a Variación del Pasivo	1,5%	-17,8%	9,0%	22,7%	21,3%
Variación del Pasivo	26,1%	6,8%	8,4%	26,8%	13,2%
Aporte a variación de Patrimonio+Pasivo	14,9%	3,9%	5,0%	13,7%	5,9%
Total de patrimonio y pasivos	53,1%	9,4%	13,4%	9,2%	-0,2%

Como sería de esperar en una compañía energética para la cual su principal fuente de ingresos es la energía generada por sus centrales, la participación del Activo No Corriente (66%) es superior al Corriente (34%). En el Activo No Corriente se encuentran las centrales de generación dentro de “Propiedades, Plantas y Equipos”, que en 2014, 2015 y 2016 significaron el 34% de los Activos No Corrientes, mientras que en 2017 esa participación se elevó a 66% por la activación de las instalaciones que la empresa adquirió para su plan de expansión; con un crecimiento de u\$s 218 millones en instalaciones.

Esto se observa también al analizar la variación porcentual de los componentes del patrimonio, en donde “Propiedades Plantas y Equipos” aportó 42% de variación al Activo No Corriente compensado con la disminución de “Otros activos no financieros” que aportó -17% ya que contenía los adelantos realizados para el desarrollo de las instalaciones que luego pasaron a conformar “Propiedades Plantas y Equipos”. Estos adelantos se observan en el aumento del 7% y 12% que tuvo la cuenta en los años 2015 y 2016.

Parte de estas adquisiciones fueron financiadas por préstamos de corto plazo y préstamos de CAMMESA como queda reflejado en la evolución de “Deudas y Préstamos que devengan intereses - Corrientes” la cual pasó de u\$s 5 millones en 2014 a u\$s 81 millones en 2016 y en “Deudas CAMMESA – Corrientes” que pasó de u\$s 28 millones en 2015 a u\$s 93 millones en 2017. Adicional a este fondeo con deuda se observa la reducción en la tenencia de “Activos Financieros – Corrientes”. Durante 2017 y el inicio de 2018, la deuda de corto plazo se reestructuró en largo plazo. Por lo observado en la hoja del balance y lo explicado por la gerencia en sus presentaciones, una parte relevante de los recursos para la incorporación de potencia proviene de nuevos pasivos.



Otro elemento que tiene gran relevancia en la estructura patrimonial es la acumulación de Acreencias por las ventas a cobrar. En el caso de Central Puerto los

“Deudores Comerciales”, tanto corrientes como no corrientes, significan el 45% del total del activo superando a los activos de producción agrupados en “Propiedades, Plantas y Equipo + Intangibles” que representan aproximadamente el 30% del total de los activos.

Respecto a la composición y evolución de los “Deudores Comerciales”, mejoró el horizonte de cobro, pasando una proporción mayor a “Deudores Comerciales – Corrientes”. Esto es porque con el paso de los años las Acreencias FONINVEMEM I pendientes de cobro se reducen y van dando mayor relevancia a los nuevos saldos de ventas a cobrar que en la actualidad tienen un horizonte temporal más cercano. Así mismo, el porcentaje de deudores comerciales en relación a las ventas también mostró mejoras a partir de 2014.

En relación al valor que toma la cuenta “Deudores Comerciales – No Corrientes” en 2018, esto corresponde al efecto en el patrimonio y en el resultado derivado de la activación de las Acreencias existentes por el acuerdo FONINVEMEM para la Central Vuelta de Obligado, la cual entró en operación a inicio de 2018. En virtud de este hito, las Acreencias que la empresa mantenía valuadas a valor de origen se actualizaron por el interés de las colocaciones de CAMMESA desde la firma del acuerdo y se dolarizaron para iniciar su devolución en 120 cuotas con tasa $LIBOR_{30d}+5\%$. Esto generó un efecto de aproximadamente u\$s 397 millones de dólares, para pasar a tener Acreencias por este acuerdo por un estimado de u\$s 454 millones. Esto se refleja también en el crecimiento de los “Resultados No Asignados” que aportan 93 puntos porcentuales del crecimiento que tiene el patrimonio en el primer trimestre de 2018. De no existir este resultado el aumento del Activo (y su contraparte Pasivo+PN) habría sido de 9,4% en comparación al 53,1% observado en el balance.

Este flujo de 120 cuotas de repago del FONINVEMEM servirá a la compañía para obtener fondos para el proceso de expansión que tiene en marcha. Tanto para la instalación de nuevos equipos como para la adquisición de los activos del FONINVEMEM o de Integración Energética Argentina S.A. (ex ENARSA).

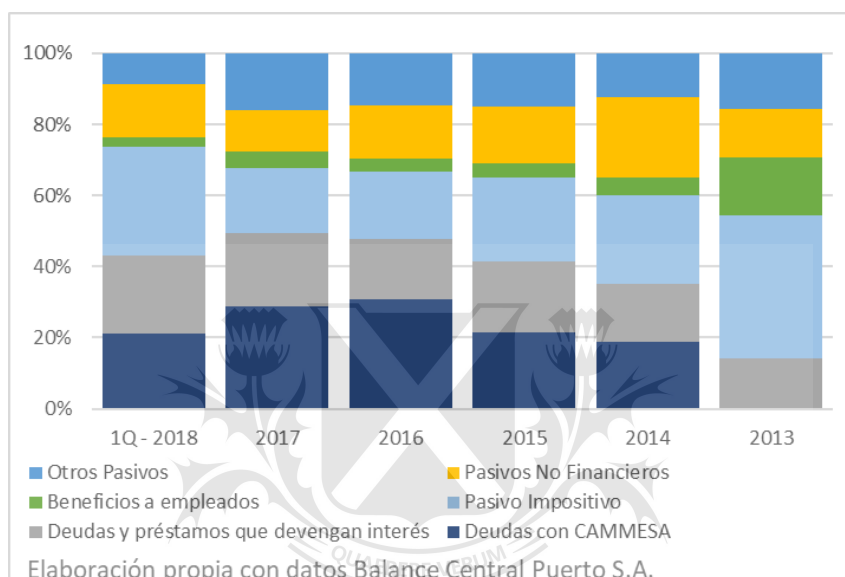
Respecto a la estructura del pasivo y el patrimonio neto, se observa un bajo nivel de apalancamiento, con una relación Pasivo Total respecto al Patrimonio Neto Total en aumento, justificado por la necesidad de recursos para enfrentar el proceso de crecimiento que tiene en marcha la empresa. La relación se encontraba en 0.41 en 2013, luego se incrementó a 0.82 en 2014, para posteriormente aumentar a 1.05 en 2015, 1.46 en 2016 y 1.32 en 2017. El efecto producido por las Acreencias de CVO sobre el patrimonio regresó esta relación a 0.88 en el primer trimestre de 2018.

Dentro del Pasivo Total las principales fuentes de financiamiento son las “Deudas con Cammesa” que junto con las “Deudas y Préstamos que devengan intereses” alcanzan

el 40% en promedio. Estas son las principales fuentes de fondeo para realizar las inversiones de capital para los nuevos equipos y el mantenimiento de los existentes.

Resulta relevante la participación de los Pasivos Fiscales por impuestos de cada período y diferidos. Como se comentó con anterioridad, el efecto de las Acreencias de CVO en 2018 explica el crecimiento de las obligaciones impositivas devengadas para ese año por la novación en las condiciones de este activo.

Gráfico 20 - Composición Pasivo Total



Al analizar la distribución del pasivo ente corriente y no corriente se observa el crecimiento del pasivo total concentrado cada vez más en el corto plazo, responsable principal del aumento porcentual de las deudas de la compañía. No obstante, al observar el balance del primer trimestre de 2018 se verifica lo planteado en párrafos anteriores respecto a que la deuda de corto plazo se reestructuró a largo plazo. Esto vuelve a poner el crecimiento del pasivo no corriente por sobre el corriente, aún con el efecto de las Acreencias de CVO que incrementan las obligaciones con el fisco devengadas y que se reflejan en el corto plazo. Esta recategorización de las Acreencias genera un impacto aproximado de u\$s 100 millones de dólares de obligación fiscal por el impuesto a las ganancias al generar una novación de la deuda. La liquidez de la compañía medida por la relación entre el Pasivo Corriente y los Activos Corrientes se fue comprimiendo desde 2014, pero comenzó a recuperarse en el primer trimestre de 2018 con el aumento de las colocaciones financieras de corto plazo a través de fondos de inversión.

	1Q - 2018	2017	2016	2015	2014	2013
Liquidéz	1,297	0,982	1,004	1,506	2,127	1,244

ii. Estado de Resultado

A continuación se presenta el Estado de Resultados para los años 2013 a 2017, junto con el reporte del primer trimestre 2018. Al igual que en el apartado anterior, se presenta la información convertida a dólares por reflejar más adecuadamente las características del sector. Los Estado originales en pesos se exponen en el Anexo II.

Estado de Situación Patrimonial en Dólares (USD 000)	1Q - 2018	2017	2016	2015	2014	2013
Tipo de cambio \$ / u\$s final del período	\$ 20,07	\$ 18,77	\$ 15,85	\$ 13,00	\$ 8,55	\$ 6,52
OPERACIONES CONTINUADAS	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000	USD 000
Ingresos de actividades ordinarias	89.893	317.347	224.777	248.195	151.986	79.582
Costo de ventas	(37.272)	(146.092)	(130.584)	(134.611)	(98.953)	(78.311)
Ganancia bruta	52.621	171.255	94.194	113.584	53.029	1.272
Gastos de administración y comercialización	(10.075)	(34.692)	(28.102)	(29.185)	(23.748)	(18.131)
Otros ingresos operativos	40.603	34.123	71.781	57.053	20.907	17.457
Otros gastos operativos	(915)	(4.928)	(5.353)	(4.151)	(18.998)	(3.604)
Actualización e Intereses Acreencias CVO	396.545	-	-	-	-	-
Ganancia operativa	478.779	165.757	132.520	137.300	31.190	(3.006)
Ingresos financieros	7.721	49.666	26.561	36.168	7.779	16.412
Costos financieros	(13.159)	(37.168)	(39.145)	(21.905)	(5.675)	(2.810)
Participación en resultados netos de asociadas	7.377	38.093	9.307	3.715	15.813	7.800
Ganancia antes del impuesto a las ganancias correspondiente a operaciones continuadas	480.718	216.348	129.243	155.279	49.107	18.396
Impuesto a las ganancias del ejercicio	(133.375)	(56.041)	(45.277)	(52.914)	(11.946)	(4.544)
Ganancia neta del ejercicio correspondiente a operaciones continuadas	347.343	160.307	83.966	102.364	37.162	13.852
OPERACIONES DISCONTINUADAS						
Ganancia después del impuesto a las ganancias c	26.432	25.841	27.632	-	-	-
Ganancia neta del ejercicio	373.775	186.148	111.598	102.364	37.162	13.852
Atribuible a:						
Propietarios de la controladora	374.880	186.883	111.599	102.364	37.162	13.852
Participaciones no controladoras	(1.105)	(735)	(0)	-	-	-
Ganancia por acción:						
Básica y diluida (ARS) Operaciones Continuas	\$ 0,23	\$ 0,11	\$ 0,06	\$ 0,51	\$ 0,32	\$ 0,16
Básica y diluida (ARS) Total	\$ 0,25	\$ 0,12	\$ 0,07	\$ 0,51	\$ 0,32	\$ 0,16

Resulta oportuno aclarar qué debido a la venta de La Plata Cogeneración a final de 2017, los Estados Contables se presentan considerando este evento para los años 2016, 2017 y el primer trimestre 2018 por separado en Ganancias Neta en Operaciones Discontinuas.

EBIT y EBITDA	1Q 2018		2017	2016	2015	2014	2013
	con Acreencias CVO	sin Acreencias CVO					
Ganancia Neta de Operaciones Continuas	347.343	60.820	160.307	83.966	102.364	37.162	13.852
+ Costos Financieros	13.159		37.168	39.145	21.905	5.675	2.810
- Ingresos Financieros	-7.721		-49.666	-26.561	-36.168	-7.779	-16.412
- Ganancia Neta de asociadas	-7.377		-38.093	-9.307	-3.715	-15.813	-7.800
+ Impuestos	133.375	23.354	56.041	45.277	52.914	11.946	4.544
EBIT	478.779	82.234	165.757	132.520	137.300	31.190	-3.006
<i>Margen EBIT</i>	533%	91%	52%	59%	55%	21%	-4%
+ Depreciaciones y Amortiz.	6.129		17.441	15.270	14.938	12.336	15.418
EBITDA	484.908	88.363	183.198	147.790	152.238	43.526	12.412
<i>Margen EBITDA</i>	539%	98%	58%	66%	61%	29%	16%

Las ventas mostraron una evolución favorable sin que se incremente la capacidad de producción ni la cantidad de energía producida. Este aumento en el valor de las ventas netas en dólares se produjo por la modificación de los esquemas de remuneración de la Res. SEE n° 95/2013, reajustada luego por resoluciones de 2014 y 2015 que mejoraron los precios en dólares que el MEM pagaba por la energía y la potencia. En 2017 se reestructuró el sistema de remuneración mediante la Resolución SEE N° 19-E/2017.

Los ingresos provenientes de estos esquemas de remuneración general para todos los generadores establecido por resoluciones (en adelante Remuneración Base) representaron entre el 86% y el 90% de los ingresos de la empresa. El resto pertenece a la entrega de energía remanente no garantizada, que se vende a un precio menor denominado Mercado Spot. Luego vienen las ventas por contratos establecidos en el pasado con clientes de la empresa que perduran hasta la actualidad y la venta de vapor de las instalaciones de Lujan de Cuyo.

Tabla 13 - Ingresos por Ventas

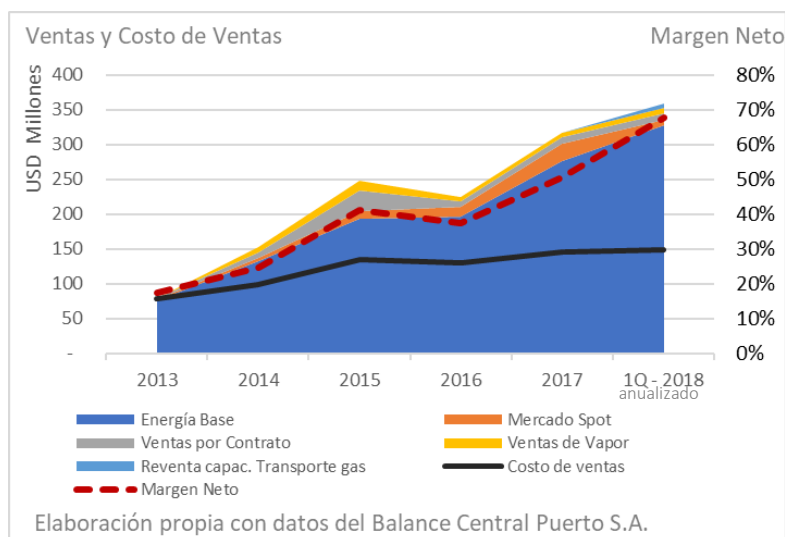
	1Q - 2018		2017	2016	2015	2014	2013
Ingresos de actividades ordinari	89.893	100,0%	317.347	224.777	248.195	151.986	79.582
Energía Base	81.755	86,9%	275.750	196.502	192.877	131.823	75.860
Mercado Spot	2.014	7,9%	25.170	14.586	11.208	4.921	1.333
Ventas por Contrato	2.546	2,8%	8.904	6.856	29.464	8.855	2.389
Ventas de Vapor	1.975	2,4%	7.523	6.833	14.646	6.382	-
Reventa capac. Transp. gas	1.603	-	-	-	-	-	-

Desde el año 2013 hasta el 2016, la Remuneración Base se establecía en pesos, con actualización anual conforme la evolución del tipo de cambio y de los costos en moneda local para mantener constante en términos reales la remuneración de la generación.

En el año 2016 se observa una baja en los ingresos medidos en dólares ya que la devaluación de ese año fue mayor que el incremento en la remuneración. Con posterioridad, a partir de 2017, la remuneración se estableció directamente en dólares y se incrementó su precio a través de la Resolución SEE N° 19/2017 que rige hasta la actualidad.

Este incremento en dólares de la remuneración a las empresas de generación de energía eléctrica en el año 2017 produjo una mejora en los márgenes de ventas ya que los costos no tuvieron esa misma dinámica, sino que se mantuvieron prácticamente constantes en dólares. Por esto, todos los márgenes mostraron incrementos en el período analizado.

Gráfico 21 - Evolución ventas Central Puerto S.A.



En el siguiente cuadro se exponen los márgenes sobre ventas de la empresa. Respecto al primer trimestre de 2018, se presenta la información como surge del balance (“con Acreencias CVO”) y ajustado por el efecto que genera la contabilidad del cambio de condición de las Acreencias CVO en las ganancias (“sin Acreencias CVO”) para poder observar mejor el desempeño del negocio sin estar afectado por la recategorización contable de esas acreencias.

	1Q 2018		2017	2016	2015	2014	2013
	con Acreencias CVO	sin Acreencias CVO					
Márgen Bruto	58,5%		54,0%	41,9%	45,8%	34,9%	1,6%
Márgen Operativo	532,6%	91,5%	52,2%	59,0%	55,3%	20,5%	-3,8%
Margen pre-tax	534,8%	93,6%	68,2%	57,5%	62,6%	32,3%	23,1%
Ratio Impositivo	-27,7%		-25,9%	-35,0%	-34,1%	-24,3%	-24,7%
Margen Neto	386,4%	67,7%	50,5%	37,4%	41,2%	24,5%	17,4%

Como se mencionó previamente, a partir de 2015, con la mejora sobre la remuneración de la Res.SEE 95/2013, todos los márgenes fueron en aumento, con una leve corrección en 2016. Posteriormente, con la dolarización en 2017 se retomó el crecimiento de todos los márgenes, tanto los operativos como previo a impuestos, potenciado por mayores ganancias por la tenencia de activos financieros.

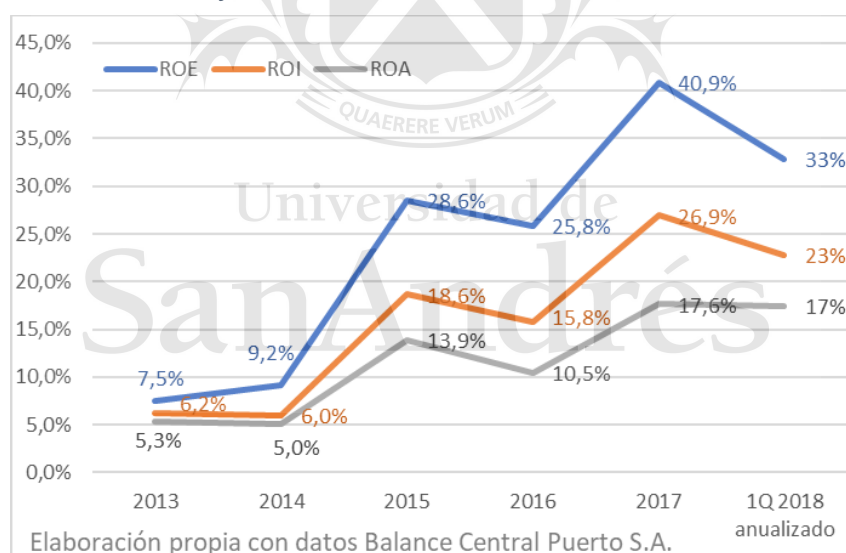
La misma dinámica se dio en los ratios de rentabilidad, con mejoras tanto en el Rendimiento del Capital (ROE), que pasó de 7,5% en 2013 a 40,9% en 2017. Por su parte, el Rendimiento sobre el Capital Invertido (que incluye la deuda de largo plazo -ROI-) creció del 6,2% al 26,9%, mientras que respecto a los activos que la empresa utiliza para su negocio el rendimiento se incrementó del 5,3% en 2013 al 17,6% en 2017.

Para comparar el primer trimestre 2018 anualizado se ajustó teniendo presente el efecto de las Acreencias de CVO sobre las ganancias netas, descontando las ganancias por Ajuste Acreencias CVO y el efecto impositivo sobre esta ganancia, el efecto sobre el Capital y el Capital Invertido por mayor acumulación de Resultados No Asignados y sobre el Activo por un mayor valor en los Deudores Comerciales.

Ratios de Rentabilidad	1Q 2018 anualizado		2017	2016	2015	2014	2013
	con Acreencias CVO	sin Acreencias CVO					
ROE	188%	33%	40,9%	25,8%	28,6%	9,2%	7,5%
ROI	130%	23%	26,9%	15,8%	18,6%	6,0%	6,2%
ROA	100%	17%	17,6%	10,5%	13,9%	5,0%	5,3%

El menor crecimiento de los ratios de rentabilidad comparados con el fuerte crecimiento de los márgenes se debe a que existen inversiones en nuevos equipos que engrosan el Capital, el Capital Invertido y el Activo pero que no están aún operativos, por lo que no aportan rentabilidad.

Gráfico 22 - Evolución ratios de rentabilidad



Otra de las fuentes de ganancia neta es la participación en la ganancia de las empresas asociadas (Distribuidora de Gas Cuyana -DGCU- y Distribuidora de Gas del Centro -DGCE-). Respecto a esta tenencia de acciones la empresa ha informado su puesta en venta y que estima recaudar aproximadamente u\$s 86 millones de dólares por su participación del 22,49% en DGCU (con capitalización de mercado de u\$s 383) y un estimado posible de u\$s 150 millones por el 39,69% de participación que tiene en DGCE (con un tamaño de operaciones similar a DGCU según lo expresado por la gerencia de la empresa).

En la tabla se presentan ratios de actividad de la empresa que permiten entender la evolución de las variables comerciales y operativas.

Ratios de Actividad	1Q 2018		2017	2016	2015	2014	2013
	Acreecias CVO	sin Acreecias CVO					
Deudores comerciales / Ventas	202%	91%	109%	162%	125%	231%	76%
Cuentas a pagar / Ventas	20%		28%	32%	17%	31%	15%
Pasivo Corriente / Ventas	90%		97%	121%	75%	76%	46%
Costos Financieros / Ventas	15%		12%	17%	9%	4%	4%
Rotación Activo Fijo	88%		78%	117%	144%	72%	72%
Rotación de Activo Total	26%	36%	35%	28%	34%	21%	31%

Se observa que existe una reducción en la acumulación de deudores comerciales por unidad de venta, que refleja la eliminación de los rubros de “acreencias a favor del generador” que existía en los esquemas de remuneración previos. Esto implica que no se producen nuevas acreencias y que se van reduciendo por el repago de las preexistentes conforme estaba previsto en los esquemas FONINVEMEM.

En relación a las Cuentas a Pagar que financian parte de la operación habitual de la empresa y permiten generar las ventas, presentan importantes variaciones entre 32% y 17% para el período 2013 a 2017. Sin embargo, existe una reducción de este ratio a partir de 2016 por el crecimiento de los ingresos debido al aumento en la remuneración en dólares mientras que la estructura productiva se mantuvo estable, lo que implica que las cuentas a pagar se mantuvieron estables, pero se reducen en relación a las ventas netas.

Otro ratio a analizar es el Pasivo Corriente en relación a las Ventas, que muestra cómo a partir de 2016 existe un incremento en el ratio por el incremento en el pasivo con el objeto de financiar el plan de expansión en curso, tal como se describió con anterioridad. Este pasivo llegó a significar el 121% del volumen anual de ventas, sin embargo, por la mejora en la remuneración en dólares de 2017 y la reestructuración del pasivo a plazos más largos se redujo esta relación por debajo del 100%.

Este incremento en el nivel de deuda para financiar los proyectos de crecimiento se ven también reflejados en el aumento de los Costos Financieros en relación a las Ventas, que pasó del 4% en 2013 al 12% en 2017 a pesar del incremento en el valor de la remuneración en dólares en ese último año. Sin embargo, se debe tener presente que en los últimos dos años se abonaron costos financieros para los nuevos proyectos pero que aún no están productivos y no generan ventas, por lo que se esperaría que este ratio disminuya en el futuro cuando comiencen a percibirse los ingresos generados por estos nuevos activos.

La capacidad de repagar la totalidad de su deuda se mantiene en buen nivel al analizar el ratio de deuda total en relación al EBITDA de la compañía. En este caso se redujo de 7.6x en 2014 a 2.8x en 2017 con perspectivas a que se reduzca más con la puesta en marcha de los activos adquiridos con esa deuda.

	1Q 2018		2017	2016	2015	2014	2013
	Acreencias CVO	sin Acreencias CVO					
Deuda Total / EBITDA	0,3	1,8	2,8	3,2	2,5	7,6	6,2
EBITDA / Intereses	36,8	6,7	4,9	3,8	6,9	7,7	4,4

De acuerdo a la información presentada por la compañía en sus balances, el financiamiento de los proyectos se realizó inicialmente a través de créditos de corto plazo del Banco de Galicia y Buenos Aires a tasas del 3,6% y 4,3% nominal anual en dólares, con horizonte temporal de un año o menos, con opción a reestructurar esa deuda a mayor plazo. Con posterioridad se estructuraron créditos con la International Finance Corporation (“IFC”) e Inter-American Investment Corporation (“IIC”) con tasas LIBOR⁵ + 3,5% para una proporción menor de los préstamos y tasa LIBOR + 5,25% para la mayor parte del crédito. Su devolución está pactada a lo largo de 13 años con 52 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas.

En empresas de infraestructura como Central Puerto S.A. resulta de interés analizar la rotación de sus Activos Fijos, es decir las ventas que se generan a partir de las centrales que dispone la compañía. Este ratio se encuentra con tendencia decreciente por la incorporación de nuevos activos que comenzaron a adquirirse desde 2014 en adelante pero que no se veían reflejados en el Activo Fijo por ser anticipos para su compra. Recién a partir de 2017 comienza una activación importante de estas compras realizadas con anterioridad, por lo que se incrementan las instalaciones en el balance de la empresa, pero que aún no generan ventas por lo que reduce la rotación de los Activos Fijos.

Este efecto sobre la contabilidad del proceso de adquisición se puede diluir al analizar la rotación del Activo Total que contiene tanto los anticipos realizados como los Activos Fijos adquiridos. En este caso el ratio oscila alrededor del 35%. El primer trimestre de 2018 anualizado se presenta ajustado por el efecto de las Acreencias de CVO para permitir la comparación.

De esta manera, se observa que los ratios muestran evolución favorable y acorde a la estrategia y a los objetivos de crecimientos planteados por la gerencia.

⁵ El Balance de Central Puerto S.A. no especifica el plazo de Tasa LIBOR que utiliza, sin embargo, por tratarse de amortizaciones trimestrales se utilizará la Tasa Interbancaria Ofrecido de Londres (LIBOR) de 3 meses.

V. Valuación de Central Puerto S.A.

En este apartado se procede a estimar el valor de la empresa al 31 de diciembre de 2017, es decir, el valor tanto para los accionistas que invirtieron capital como para los acreedores que aportan fondos para el financiamiento de la empresa. Esto permite tener en cuenta el valor de la empresa en su totalidad.

Se utilizan dos métodos. El primero es mediante Flujos de Fondos Descontados de la Empresa (expresado también como DCF por su sigla en inglés de *Discounted Cash Flow*), mientras que luego se realiza una valuación por Múltiplos de Comparables.

i. Proyección del Flujo de Fondos Descontados

Para realizar esta valuación se utiliza la información provista por la empresa en sus balances, comunicados, normas regulatorias del sector e información de empresas competidoras del mercado que fue expuesta a lo largo de la presentación.

El flujo de fondos se realiza en dólares por ser la moneda en que está establecida la remuneración, las inversiones, parte relevante de los costos, los contratos de mantenimiento de largo plazo y la deuda financiera.

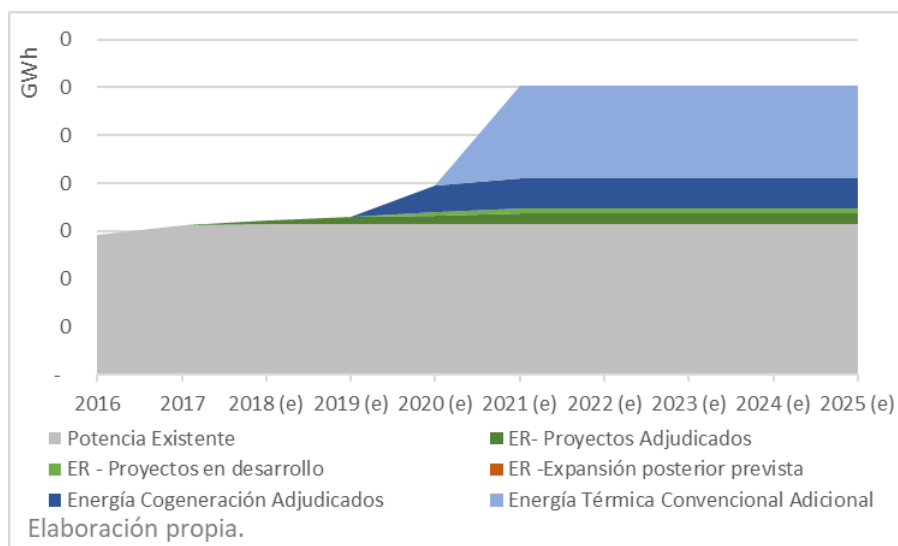
i. Estimación de Ventas

La empresa recibe la mayor parte de sus ingresos por la venta de energía (97,6%), mientras que un porcentaje menor corresponde a la venta de vapor (2,4%).

Para estimar las ventas futuras se tiene en cuenta la capacidad de generación que la empresa tiene en la actualidad, sumado a las inversiones en curso para la instalación de capacidad adicional de generación de fuentes renovables y de tecnología térmica correspondientes a los proyectos adjudicados en las licitaciones nacional. Se considera también la siguiente fase de expansión mediante las segundas etapas de los parques eólicos y la instalación de las turbinas a gas que la empresa ya tiene adquiridas pero que no cuentan aún con mercado asegurado. Finalmente, existe un tercer escalón en el crecimiento de la compañía que son otros proyectos que la empresa tiene en cartera y que permitirían alcanzar los objetivos planteados por la gerencia.

A continuación se proyectan los ingresos de acuerdo a las ventas que se originarían con cada una de estas fuentes según las estimaciones de producción teniendo en cuenta las características técnicas de cada uno y los datos de los contratos de abastecimiento firmados.

Gráfico 23 - Proyección Generación Energía



	2015	2016	2017	2018 (e)	2019 (e)	2020 (e)	2021 (e)	Perpetuo
Producción de Energía (GWh)	16.991	14.621	15.620	16.099	16.454	19.778	30.161	30.161
Potencia Existente	16.991	14.621	15.620	15.780	15.780	15.780	15.780	15.780
CPSA	8.737	9.169	8.737	8.685	8.685	8.685	8.685	8.685
HPDA	4.742	2.351	3.719	3.786	3.786	3.786	3.786	3.786
CTM	3.512	3.100	3.164	3.309	3.309	3.309	3.309	3.309
Energía Renovable a incorporar	-	-	-	319	674	1.231	1.604	1.604
ER- Proyectos Adjudicados	-	-	-	319	639	829	1.018	1.018
La Castellana	-	-	-	219	439	439	439	439
Achiras	-	-	-	100	200	200	200	200
La Genoveva	-	-	-	-	-	190	379	379
ER - Proyectos en desarrollo	-	-	-	-	35	403	586	586
La Castellana II	-	-	-	-	35	70	70	70
Achiras II	-	-	-	-	-	333	333	333
La Genoveva II	-	-	-	-	-	-	183	183
ER - Expansión posterior prevista	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía Térmica Adicional	-	-	-	-	-	2.767	12.777	12.777
Energía Cogeneración Adjudicados	-	-	-	-	-	2.767	3.108	3.108
Cogeneración Lujan de Cuyo	-	-	-	-	-	341	682	682
Cogeneración T6 San Lorenzo	-	-	-	-	-	2.427	2.427	2.427
Energía Térmica Convencional Adicional	-	-	-	-	-	-	9.669	9.669
TurboGeneradores ya adquiridos (3)	-	-	-	-	-	-	7.258	7.258
Expansión Futura Adicional Prevista Mgmt	-	-	-	-	-	-	2.411	2.411
Producción de Vapor (1.000 Tn)	1.070	1.115	1.092	1.092	1.088	4.178	4.646	4.646
Lujan de Cuyo (existente)	1.070	1.115	1.092	1.092	1.088	1.088	1.088	1.088
Lujan de Cuyo (nuevas TGx2)	-	-	-	-	-	468	936	936
Cogeneración T6	-	-	-	-	-	2.621	2.621	2.621

Esta producción se calcula tomando la fecha de ingreso en operación comercial, la potencia informada, el factor de carga de cada parque eólico, la disponibilidad y despacho de las centrales térmicas termoeléctricas. De acuerdo a lo previsto por la gerencia, a partir de 2021 se encontraría instalada la totalidad de la nueva capacidad de generación. La expansión más significativa sería la instalación de los 969 MW de potencia previsto a través de las tres turbinas ya adquiridas (una General Electric y dos Siemens).

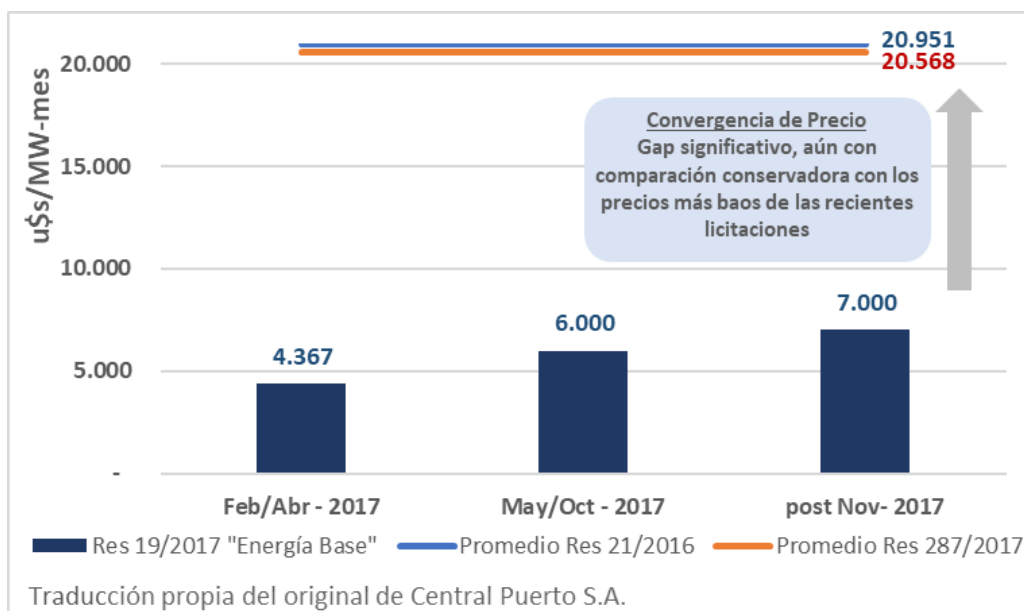
De los 1.725 MW de capacidad térmica adicional prevista, que representan el 82% del crecimiento de generación proyectado, sólo los 341 MW de “Expansión Futura Adicional Prevista Mgmt – Térmica” no están con un grado de avance importante. El resto ya cuenta con los contratos de venta de la energía o con las turbinas adquiridas, por lo que se estima que su realización tiene un alto nivel de probabilidad permitiendo ser contemplado en el escenario base.

En tanto que de los 628 MW adicionales de capacidad de generación de energía eólica (18% del total de la expansión proyectada), 234 MW ya cuentan con contrato de venta de energía y están construidos o avanzados en su construcción. Mientras que las segundas etapas de estos proyectos, con 137 MW de potencia adicional, tienen la posibilidad de ser ofertados para su venta en el Mercado a Término. Por su parte, de los 257 MW restantes planteados como objetivo por la gerencia, existen 200 MW que disponen de medición de los recursos energéticos, sin embargo, no cuentan aún con un grado de desarrollo del proyecto ni del mercado de venta con la certidumbre adecuada para ser incluida en el flujo de fondos. Por esto, se considera en el escenario base los seis primeros proyectos, que ya cuentan con contrato de energía establecidos o su grado de desarrollo es avanzado. Mientras que los 257 MW de energía finales se consideran sólo para el escenario más favorable.

En relación a la potencia ya existente, el buen desempeño observado en forma continua permite proyectar la generación de energía suponiendo la continuidad del nivel de disponibilidad, eficiencia en el consumo térmico y régimen de despacho.

Con esta proyección de producción de energía se estiman las ventas futuras utilizando los esquemas de remuneración aplicables a cada caso. Para la potencia pre-existente se aplica la remuneración Res.SEE n° 19/2017 que establece el precio en dólares de la energía y la potencia. Se considera que este precio se mantendría en el futuro ya que existe un margen de suba no aplicado al comparar esta remuneración con los precios que surgen de las licitaciones de energía térmica que se realizaron (Resoluciones 21/2016 y 287/2017). Sin embargo, esta potencial suba resulta compleja de aplicar en un contexto macroeconómico con dificultad para absorber mayores subas en el costo de la energía.

Gráfico 24 – Remuneración Térmica Res.19 vs Res.21 y 287



Existe una proporción de la generación actual que se vende a Mercado Spot (precio menor que Resolución SEE N° 19-E/2017) y otra a contratos preexistentes. El primero de estos mercados representa el 7,93% de las ventas de energía, mientras que el segundo alcanza el 2,81%. Se proyecta que los montos de estas ventas continuarán con un valor similar en el futuro ya que los contratos tienen su precio establecido y no se contempla una modificación en el precio del Mercado Spot con el esquema regulatorio actual.

Para los proyectos con contratos adjudicados en las recientes licitaciones, tanto térmicos (Cogeneración) como renovables (RenovAr), se utilizan los precios establecidos en las ofertas, corregido por aplicación del Factor de Ajuste y de Incentivo en cada año calendario y de vida de los proyectos eólicos.

Mientras que, para las segundas etapas de los parques eólicos, las cuales no cuentan con contrato adjudicado, se utiliza el precio que tienen los proyectos adjudicados que se encuentran en las mismas locaciones corregidos con un adicional del 20% por venta en el Mercado a Término. Esta energía se ofrecería en el MATER, donde la demanda mayor a 300 kW tiene la obligación por Ley de abastecerse de energía renovable hasta ciertos porcentajes. Las opciones que tiene la demanda es abastecerse a través de CAMMESA con compras conjuntas para todo el mercado o contratar en forma directa con un generador. En caso de concurrir a través de CAMMESA deberá abonar el costo promedio de abastecimiento que tiene el sistema, que se encuentra en u\$s/MWs 142 en mayo 2018. Se espera que este precio comience a descender a medida que más proyectos de RenovAr entren en operación, sin embargo, el precio resultante sería notablemente mayor al obtenido en las licitaciones.

El siguiente cuadro muestra los precios vigentes en CAMMESA para las compras conjuntas de energía renovable.

Tabla 14 - Precios Compras Conjuntas Cammesa

Contratos en Compras Conjuntas Vigentes	# Contratos Vigentes	Energía Entregada [MWh]	Costo MEM [u\$/MWh]
Contratos R202	0	0	0
Contratos Renovar 1.0	5	5372	141.7
Contratos Renovar 1.5	0	0	0
Contratos Renovar 2 - Fase 1	1	327	149
Contratos Renovar 2 - Fase 2	0	0	0
Contratos Totales	6	5699	142.1
% Compras Conjuntas En Demanda MEM		0.05%	

Fuente: Informe MATER de CAMMESA.

En tanto que para la nueva generación de energía térmica que aún no tiene contrato, se utiliza como referencia los precios de los contratos adjudicados a través de las licitaciones de energía térmica realizados por la Resolución SEE N° 21/2016. De estos proyectos se contempla sólo los que corresponden a potencias de 99 MW o más y con contratos a 10 años, para que sean comparables con los proyectos que dispone Central Puerto S.A.

Reiteración de Tabla 8 – Proyectos adjudicados Resolución SEE n°21/2016

Promedio de Fecha E/S	Ubicación	Pot (MW)	Duración Contrato [Años]	Cargo Potencia [u\$/MW-mes]	Cons especif (kcal/Kwh)
31/1/2018	ET El Bracho 500kv TRANSENER - Tucumán	261	10	18.600	2248
1/12/2017	MATHEU	254	10	17.800	2151
10/12/2016	ET Matheu 132kv	216	5	20.930	2745
1/12/2017	LAS PALMAS (ZARATE)	202	10	17.800	2177
30/12/2017	ET Renova 132kv EPESF - Sta Fe	165	10	18.250	1850
30/1/2017	SAN NICOLAS	138	10	20.900	2247
15/11/2017	LAS PALMAS	137	10	19.900	2244
1/12/2017	ET Lujan II 132kv TRANSBA - Bs As	127	10	21.600	2151
30/11/2017	LOMA CAMPANA	105	10	20.500	2093
1/12/2017	ET San Pedro 132kv TRANSBA - Bs As	104	10	18.900	2120
1/8/2017	ET Loma de la Lata (P Banderita) 500kv TRANSENER - Neuquén	99	10	23.300	2020
31/8/2017	ET Pilar 132kv EDENOR - GBA	99	10	26.900	1920

Respecto a la venta de vapor en las nuevas central de cogeneración de Luján de Cuyo se utiliza el precio que reciben las ventas de Luján de Cuyo en la central existente (u\$/Tn 6,88), mientras que para la central de Terminal 6 en San Lorenzo se utiliza u\$/Tn 10,5 informado a la prensa luego de la adjudicación del proyecto. Comparativamente, el valor de la tonelada de vapor en 2015 en La Plata fue de u\$/Tn 11,79 y se elevó por sobre u\$/Tn 16 en 2016.

El detalle de las ventas proyectadas para el total de la capacidad actual y futura se presenta en el cuadro siguiente junto con el costo de venta que se explica más adelante.

valores en miles de Dólares	2014	2015	2016	2017	2018 (e)	2019 (e)	2020 (e)	2021 (e)	2022 (e)	2023 (e)	2024 (e)	2025 (e)	2026 (e)	2027 (e)	Perpetuo
Ingresos de actividades ordinarias	151.986	248.195	224.777	317.347	340.083	366.219	533.647	848.564	944.154	944.417	946.281	944.694	944.883	946.757	944.999
Ingresos Resolución 19, 95 y modificatorias	131.823	192.877	196.502	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750
Venta al mercado Spot	4.921	11.208	14.586	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170
Ventas por contratos	8.855	29.464	6.856	8.904	31.640	57.776	194.458	506.155	601.745	602.008	603.872	602.285	602.474	604.348	602.590
Instalaciones existentes	8.855	29.464	6.856	8.904	8.904	8.904	8.904	8.904	8.904	8.904	8.904	8.904	8.904	8.904	8.904
Nuevas instalaciones					22.736	48.872	185.554	497.251	592.841	593.104	594.969	593.381	593.570	595.445	593.686
Renovables					22.736	48.872	89.327	110.494	109.008	109.271	111.135	109.548	109.737	111.612	109.853
La Castellana					15.783	31.835	32.378	32.932	32.760	32.584	33.140	32.933	32.724	33.283	33.039
Achiras					6.953	14.024	14.263	14.508	14.432	14.354	14.599	14.508	14.416	14.662	14.554
La Genoveva					-	-	9.073	18.300	18.204	18.108	18.417	18.301	18.185	18.495	18.359
La Castellana II					-	3.013	5.870	5.970	5.939	5.907	6.008	5.971	5.933	6.034	5.990
Achiras II					-	-	27.742	28.214	27.449	27.919	28.394	27.566	28.037	28.515	27.622
La Genoveva II					-	-	-	10.510	10.224	10.399	10.577	10.268	10.444	10.622	10.289
Expansión Futura Prevista Mgmt					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cogeneración					-	-	96.228	107.824	107.824	107.824	107.824	107.824	107.824	107.824	107.824
Cogeneración Lujan de Cuyo (nuevas TGx2)					-	-	11.596	23.192	23.192	23.192	23.192	23.192	23.192	23.192	23.192
Cogeneración T6					-	-	84.631	84.631	84.631	84.631	84.631	84.631	84.631	84.631	84.631
Térmicas					-	-	-	278.993	276.010	276.010	276.010	276.010	276.010	276.010	276.010
TurboGeneradores ya adquiridos (3)					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Expansión Futura Adicional Prevista Mgmt					-	-	-	-	97.017	97.017	97.017	97.017	97.017	97.017	97.017
Venta de vapor	6.382	14.646	6.833	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523
Lujan de Cuyo (existente)	1.948	4.472	6.833	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523
Cogeneración Lujan de Cuyo (nuevas TGx2)	-	-	-	-	-	-	3.221	6.441	6.441	6.441	6.441	6.441	6.441	6.441	6.441
Cogeneración T6	-	-	-	-	-	-	27.525	27.525	27.525	27.525	27.525	27.525	27.525	27.525	27.525
La Plata Cogeneración (vendida)	4.434	10.174	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Ventas	-98.953	-134.611	-130.584	-146.092	-157.408	-172.820	-247.089	-380.987	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793
Instalaciones existentes	-98.953	-134.611	-130.584	-146.092	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171
Depreciaciones y Amortizaciones	-12.336	-12.091	-12.736	-14.847	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792
Costos de Venta Directos e Indirectos	-86.616	-95.398	-117.848	-131.245	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380
Nuevas Instalaciones					-2.236	-17.649	-91.917	-225.816	-268.622	-268.622	-268.622	-268.622	-268.622	-268.622	-268.622
Depreciaciones y Amortizaciones					0	-12.932	-38.659	-53.069	-57.068	-57.068	-57.068	-57.068	-57.068	-57.068	-57.068
Costos de Venta Directos e Indirectos					-2.236	-4.717	-53.258	-172.747	-211.554	-211.554	-211.554	-211.554	-211.554	-211.554	-211.554
Renovables					-2.236	-4.717	-8.618	-11.227	-11.227	-11.227	-11.227	-11.227	-11.227	-11.227	-11.227
Cogeneración					0	0	-38.491	-43.129	-43.129	-43.129	-43.129	-43.129	-43.129	-43.129	-43.129
Térmicas					0	0	0	-111.597	-150.404	-150.404	-150.404	-150.404	-150.404	-150.404	-150.404
Venta de vapor					0	0	-6.149	-6.793	-6.793	-6.793	-6.793	-6.793	-6.793	-6.793	-6.793
Resultado Bruto	53.033	113.584	94.194	171.255	182.675	193.399	286.558	467.576	520.561	520.624	522.488	520.901	521.090	522.964	521.206
Margen Bruto	34,9%	45,8%	41,9%	54,0%	53,7%	52,8%	53,7%	55,1%	55,1%	55,1%	55,2%	55,1%	55,1%	55,2%	55,2%

ii. Estimación de Costos

Para la proyección de los costos de ventas se utiliza un procedimiento similar al utilizado en el paso anterior. Para las instalaciones existentes se recurre a la información contable de los balances. Los costos de ventas sin contar depreciaciones y amortizaciones representan un 45,75% de las ventas en promedio desde 2014 a 2017. Sin embargo, se debe considerar que el monto de las ventas se incrementó por el aumento en el valor de la remuneración determinado en dólares en la normativa y no por incremento en la cantidad producida. Esto resulta relevante al considerar la evolución de los costos en relación a las ventas, que como se mostró en el *Gráfico 21 - Evolución ventas Central Puerto S.A.* no siguen el mismo sendero.

Mientras el valor de los ingresos por operaciones ordinarias se duplicó entre 2014 y 2017, los costos por ventas se incrementaron un 50%, lo que produjo que los márgenes se incrementaran un 55% en ese período, pasando de un Margen Bruto del 35% en 2014 al 54% en 2017. Por otra parte, es posible se genere un descalce entre la remuneración en dólares y la evolución de los costos en pesos, pudiendo existir períodos en los cuales la inflación local de los costos en pesos sea mayor que la devaluación del tipo de cambio, por lo que en esas situaciones los costos tendrían mayor crecimiento que la remuneración. Por esto se utiliza el promedio de los costos en relación a las ventas con mayor ponderación al valor verificado en 2017 en que se definió el nuevo esquema de remuneraciones del sector y la devaluación se mantuvo por debajo a la evolución de los costos locales. El porcentaje calculado es del 44,55% en relación a las ventas.

La amortización y depreciación de las instalaciones existentes se mantienen estables en dólares, previendo egresos de capital para la reposición anual de este activo depreciado. Aquí, en términos contables, las amortizaciones de las instalaciones existentes podrían tener un ritmo decreciente en dólares si continúa el proceso devaluatorio de la moneda ya que la amortización se realiza en pesos sobre su valor de incorporación. Sin embargo, las erogaciones de capital para sostener la capacidad productiva de las instalaciones existentes y reponer los bienes amortizados tienen su valor en dólares, que se mantendrán estables en el flujo de fondos.

Para las nuevas instalaciones se calculan las amortizaciones contables de acuerdo al monto de las inversiones necesarias para instalar cada nueva central o parque eólico y los plazos de amortización acorde a estos activos. En el caso de los proyectos de energía renovable, la Ley 27.191 prevé una serie de beneficios fiscales entre los que se encuentra la amortización acelerada de los bienes, llevando su vida útil hasta el 60% del caso sin acelerar. Este efecto impositivo es tenido en cuenta al momento del cálculo del impuesto a las ganancias, mientras que para la determinación del costo de ventas, margen bruto y operativo se consideran las amortizaciones conforme a la vida útil normal de los activos para no afectar estos valores con efectos contables transitorios.

Mientras que el resto de los costos de ventas se calculan como porcentaje de las nuevas ventas teniendo en cuenta el margen registrado en compañías con proyectos de energía renovable ya en marcha. Para el caso de la energía eólica se utiliza un costo de venta sin amortización de u\$s 7 dólares por MWh, mientras que para las nuevas instalaciones térmicas se considera una relación del 40% respecto a las ventas. Este valor resulta inferior al 44,55% considerado para las centrales que ya dispone la empresa por ser equipos más nuevos y que tienen asociados acuerdos de mantenimiento de largo plazo que reducen las necesidades de intervenciones mayores sobre los equipos.

Adicionalmente, el costo de venta del vapor es menor ya que este vapor es un producto resultante del proceso de generación de energía, por lo que sus costos de producción se encuentran mayormente asociados al proceso principal.

Al momento de considerar el costo de venta se debe tener presente que, con el mecanismo actual de funcionamiento del sector en el cual CAMMESA entrega el combustible a ser consumido, su valor no constituye un costo de venta para la empresa. Sin embargo, debe ser tenido en cuenta en caso de querer realizar un análisis completo del costo de producción de sector eléctrico a nivel nacional.

De esta forma, el Margen Bruto calculado inicia en 52% y se estabiliza en 55,2% a perpetuidad, consistente con la evolución del margen bruto en los balances de la empresa a partir de los cambios regulatorios. Existen variables que permitirían un incremento de este margen a futuro, como ser mejoras en la remuneración del sector para equiparar con los precios verificados en las licitaciones térmicas de la Res. 21/2016 y la Res. 287/2017, o el traslado de la logística de adquisición de los combustibles, que según la visión de la gerencia les permitiría alcanzar mejoras de hasta el 10% respecto a los precios reconocidos por CAMMESA. Sin embargo, estas mejoras pueden ser de difícil implementación en el contexto macroeconómico de Argentina, en el cual se dificulta el traslado de mayores precios de remuneración a la generación.

Para obtener el Resultado Operativo se proyectan los Gastos de Administración y Comercialización. El Impuesto a los Débitos y Créditos se utiliza un porcentaje de 1,55% sobre el valor de las ventas coincidente con lo observado en los balances de la empresa y con la alícuota de 1,2% (por el débito y el crédito) aplicado al monto bruto de facturación el cual incluye impuestos (IVA) y percepciones que elevan el valor final de la alícuota en relación a las ventas netas.

Los otros Gastos de Administración y Comercialización se distinguen aquellos correspondientes a la potencia existente y los producidos por los nuevos proyectos de generación. En el primer caso se utiliza el ratio observado en el balance en relación a las ventas, utilizando un porcentaje del 9,7%; mientras que para los proyectos renovables se utiliza la información provista del sector respecto a los costos de seguros, regalías,

garantías y personal que prevén valores que se encuentran en el orden del 3% en relación a las ventas. En tanto que para los nuevos proyectos térmicos se utiliza un porcentual de 7,76% que corresponde a un 80% del verificado en los balances de la empresa para la generación existente, debido a la existencia de economías de escala en la Administración y Comercialización que es aprovechada por estos nuevos proyectos.

Por la economía de escala en la estructura preexistente aplicada también a los nuevos proyectos, los otros Gasto de Administración y Comercialización de la empresa (sin Impuesto a los Débitos y Créditos) pasarían a representar un porcentual del 7,97% en comparación con el 9,70% verificado en el balance de 2017.

En relación a los Otros Ingresos y Egresos Operativos, se dividen según el evento y la regularidad en su obtención. Por un lado, se identifican eventos esporádicos o específicos como el recupero de seguros o la recategorización por única vez del criterio contable para registrar la Remuneración Adicional por Obras de la Resolución 529/2014. Por otra parte, existen otros flujos regulares como son el cobro de intereses a clientes (principalmente CAMMESA), diferencias de cambio, descuentos habituales netos en cuentas por pagar y cobrar o el cobro de los intereses por las Acreencias por el acuerdo Foninvemem.

Los casos identificados como de única vez se consideran con un valor constante y sin relación con las ventas, acorde al valor promedio observado los últimos cuatro balances. Para los Ingresos Operativos habituales se utilizó 13,50% y para los Egresos Operativos habituales 1,63%, obtenido como la proporción promedio sobre ventas que existió en los últimos cuatro balances. Por su parte, para el cobro de los intereses de las Acreencias Foninvemem se simula el flujo de las 120 cuotas dolarizadas con tasa $LIBOR_{30d}+5\%$. Este cobro de las acreencias no se incluye en el flujo a perpetuidad luego del año 10 ya que se finaliza el cobro de las 120 cuotas.

Por aplicación de estos Gastos de Administración y Comercialización e Ingresos y Egresos Operativos se obtiene la Ganancia Operativa. En este caso, el efecto de las Acreencias de CVO genera un incremento considerable en el Margen Operativo, el cual pasa a ser del 64% de las ventas, para luego estabilizarse en 59%. Si se quita el efecto de los intereses de las Acreencias de CVO, el Margen Operativo es del 58,5%, que resulta un valor comparable con los verificados por en los balances de la empresa (ver “Estado de Resultado” pág. 59).

	2014	2015	2016	2017	2018 (e)	2019 (e)	2020 (e)	2021 (e)	2022 (e)	2023 (e)	2024 (e)	2025 (e)	2026 (e)	2027 (e)	Perpetuo
<i>valores en miles de Dólares</i>															
Ingresos de actividades ordinarias	151.986	248.195	224.777	317.347	340.083	366.219	533.647	848.564	944.154	944.417	946.281	944.694	944.883	946.757	944.999
Ingresos resolución 19, 95 y modificatorias	131.823	192.877	196.502	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750
Venta al mercado Spot	4.921	11.208	14.586	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170
Ventas por contratos	8.855	29.464	6.856	8.904	31.640	57.776	194.458	506.155	601.745	602.008	603.872	602.285	602.474	604.348	602.590
Instalaciones existentes	8.855	29.464	6.856	8.904	22.736	48.872	185.554	497.251	592.841	593.104	594.969	593.381	593.570	595.445	593.686
Nuevas Instalaciones					22.736	48.872	89.327	110.434	109.008	109.271	111.135	109.548	109.737	111.612	109.853
Renovables					15.783	31.835	32.378	32.932	32.760	32.584	33.140	32.933	32.724	33.283	33.039
La Castellana					6.953	14.024	14.263	14.508	14.432	14.354	14.599	14.508	14.416	14.662	14.554
Achiras					-	-	9.073	18.300	18.204	18.108	18.417	18.301	18.185	18.495	18.359
La Genoveva					-	-	3.013	5.970	5.939	5.907	6.008	5.971	5.933	6.034	5.990
La Castellana II					-	-	27.742	28.214	27.449	27.919	28.394	27.566	28.037	28.515	27.622
Achiras II					-	-	-	-	10.224	10.399	10.577	10.268	10.444	10.289	10.289
La Genoveva II					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Expansión Futura Prevista Mgmt					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Expansión Futura Prevista Mgmt					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cogeneración					-	-	96.228	107.824	107.824	107.824	107.824	107.824	107.824	107.824	107.824
Cogeneración Lujan de Cuyo (nuevas TGx2)					-	-	11.596	23.192	23.192	23.192	23.192	23.192	23.192	23.192	23.192
Cogeneración T6					-	-	84.631	84.631	84.631	84.631	84.631	84.631	84.631	84.631	84.631
Térmicas					-	-	-	278.993	376.010	376.010	376.010	376.010	376.010	376.010	376.010
TurboGeneradores ya adquiridos (3)					-	-	-	278.993	278.993	278.993	278.993	278.993	278.993	278.993	278.993
Expansión Futura Adicional Prevista Mgmt					-	-	-	-	97.017	97.017	97.017	97.017	97.017	97.017	97.017
Venta de vapor	6.382	14.646	6.833	7.523	7.523	7.523	38.268	41.489	41.489	41.489	41.489	41.489	41.489	41.489	41.489
Lujan de Cuyo (existente)	1.948	4.472	6.833	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523	7.523
Cogeneración Lujan de Cuyo (nuevas TGx2)	-	-	-	-	-	-	3.221	6.441	6.441	6.441	6.441	6.441	6.441	6.441	6.441
Cogeneración T6	-	-	-	-	-	-	27.525	27.525	27.525	27.525	27.525	27.525	27.525	27.525	27.525
La Plata Cogeneración (venta)	4.434	10.174	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Ventas	-98.953	-134.611	-130.584	-146.092	-157.408	-172.820	-247.089	-380.987	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793
Instalaciones existentes	-98.953	-134.611	-130.584	-146.092	-157.408	-172.820	-247.089	-380.987	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793
Depreciaciones y Amortizaciones	-12.336	-12.091	-12.736	-14.847	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792	-13.792
Costos de Venta Directos e Indirectos	-86.616	-95.398	-117.848	-131.245	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380	-141.380
Nuevas Instalaciones					-2.236	-17.649	-91.917	-225.816	-268.622	-268.622	-268.622	-268.622	-268.622	-268.622	-268.622
Depreciaciones y Amortizaciones					0	-12.932	-38.659	-53.069	-57.068	-57.068	-57.068	-57.068	-57.068	-57.068	-57.068
Costos de Venta Directos e Indirectos					-2.236	-4.717	-53.258	-172.747	-211.554	-211.554	-211.554	-211.554	-211.554	-211.554	-211.554
Renovables					-2.236	-4.717	-8.618	-11.227	-11.227	-11.227	-11.227	-11.227	-11.227	-11.227	-11.227
Cogeneración					0	0	-38.491	-43.129	-43.129	-43.129	-43.129	-43.129	-43.129	-43.129	-43.129
Térmicas					0	0	0	-111.597	-150.404	-150.404	-150.404	-150.404	-150.404	-150.404	-150.404
Venta de vapor					0	0	-6.149	-6.793	-6.793	-6.793	-6.793	-6.793	-6.793	-6.793	-6.793
Resultado Bruto	53.033	113.584	94.194	171.255	182.675	193.399	286.558	467.576	520.361	520.624	522.488	520.901	521.090	522.964	521.206
Margen Bruto	34,9%	45,8%	41,9%	54,0%	53,7%	52,8%	53,7%	55,1%	55,1%	55,1%	55,2%	55,1%	55,1%	55,2%	55,2%
Gastos de administración y comercialización	-23.748	-28.576	-28.102	-34.692	-36.736	-37.925	-51.587	-79.901	-88.868	-88.880	-88.965	-88.893	-88.902	-88.987	-88.907
Impuestos Debitos y Créditos	-2.451	-3.736	-4.736	-3.948	-5.271	-5.676	-8.272	-13.153	-14.634	-14.638	-14.667	-14.643	-14.646	-14.675	-14.647
Otros gastos de Administración y Comerc	-21.298	-24.840	-23.366	-30.744	-31.465	-32.249	-43.316	-66.748	-74.248	-74.242	-74.298	-74.250	-74.256	-74.312	-74.259
Instalaciones existentes					-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783
Renovables					-682	-1.466	-2.680	-3.313	-3.270	-3.278	-3.286	-3.292	-3.348	-3.296	-3.296
Térmicas Y Vapor					0	0	-9.853	-32.653	-40.181	-40.181	-40.181	-40.181	-40.181	-40.181	-40.181
Otros ingresos operativos	20.907	56.285	71.781	34.123	76.347	96.341	116.269	155.900	165.705	162.405	159.063	154.979	150.837	144.185	141.531
Ingresos habituales Comerciales	20.907	33.209	38.951	34.123	45.904	49.432	72.031	114.537	127.440	127.476	127.727	127.513	127.538	127.791	127.554
Ingresos LVFVD CVO					16.466	32.933	30.262	27.386	20.953	20.953	17.360	13.490	9.323	2.417	2.417
Eventos específicos		23.076	32.830		13.977	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977
Otros gastos operativos	-18.998	-3.762	-5.353	-4.928	-5.559	-5.986	-8.722	-13.870	-15.432	-15.437	-15.467	-15.441	-15.444	-15.477	-15.446
Ganancia operativa	31.194	137.531	132.520	165.758	216.727	245.828	342.518	529.706	581.766	578.712	577.119	571.546	567.582	562.688	558.384
Margen Operativo	20,5%	55,4%	59,0%	52,2%	63,7%	67,1%	64,2%	62,4%	61,6%	61,3%	61,0%	60,5%	60,1%	59,4%	59,1%

Los Ingresos y Costos Financieros se proyectan de acuerdo al porcentaje promedio que representaron estos conceptos entre 2014 y 2017 en relación a los stock promedio de Activos Financieros y Pasivos que Devengan Intereses para ese mismo período. En el caso de los Ingresos, el porcentual utilizado es del 32,7% y para los Costos Financieros del 31,0%. La proyección supone se mantengan ese stock promedio en el futuro.

Para las nuevas inversiones se calcula el flujo de pago que implica la nueva deuda adquirida para financiar este crecimiento. En el caso de los proyectos renovables se utiliza el costo de la deuda informada por la empresa en su balance, con las siguientes tasas: 3,6% para el financiamiento local de una porción pequeña de la deuda, tasa LIBOR+3,5% para aproximadamente el 5% de la deuda y LIBOR+5,25% para el saldo. Los Estados Financieros presentados por la compañía no indican el plazo de la tasa LIBOR a utilizar, sin embargo, por tratarse de amortizaciones trimestrales se considera la tasa de 90 días. La tasa promedio para el financiamiento de los proyectos de energía renovable se calcula en 6,96%, de acuerdo a la información detallada existente en los balances. Respecto a los plazos, los financiamientos realizados con tasa LIBOR tiene un período de repago de 13 años mediante 52 cuotas trimestrales.

Esta tasa de interés y plazo se utiliza para calcular el costo del financiamiento de los nuevos proyectos e incluirlo en la proyección del flujo de fondos de la empresa.

En relación a los proyectos de expansión de generación térmica se utiliza una tasa de 9,63% obtenida del costo de financiamiento informado por compañías competidoras de Central Puerto S.A. que resultaron también adjudicados en las mismas licitaciones para la instalación de Turbinas a Gas y para proyectos de Cogeneración.

Respecto a las ganancias por la participación en sociedades distribuidoras de gas se tiene en cuenta las gestiones que la gerencia ha informado para la venta de esta participación con el objetivo de centrar sus actividades en el mercado eléctrico. Para esto se calcula el valor actual de un flujo a perpetuidad generado por esta participación, utilizando el promedio ponderado de los rendimientos observados durante los últimos cuatro balances, otorgando mayor ponderación al último año, en el cual se modificó el esquema de remuneración en el mercado gasífero. La tasa de descuento utilizada es la calculada más adelante para descontar el flujo de fondos de la empresa, ya que representa el costo de oportunidad de la empresa.

Comparativamente, se considera también el valor de venta de las acciones de DGCU que cotizan en el mercado de valores de Buenos Aires, que de acuerdo a la participación de la empresa significarían aproximadamente u\$s 86 millones de dólares (con capitalización de mercado de u\$s 383) y un estimado posible de u\$s 150 millones por el 39,69% de participación que tiene en DGCE (con un tamaño de operaciones similar a DGCU

según lo reportado por Central Puerto S.A. en su presentación del balance del primer trimestre de 2018).

El primer método significa un valor de u\$s 209 millones, mientras que el segundo significaría u\$s 236 millones. Debido a que ambos métodos se basan en estimaciones indirectas se considera el valor promedio entre ambos (u\$s 222 millones).

De acuerdo a esta información, el Margen antes de impuestos sin considerar el recupero de las Acreencias de CVO se ubica en 54% promedio durante los próximos 10 años, con un porcentual inicial de 69%, comparable con el 68% obtenido en 2017. Mientras que luego se estabiliza en 54,4% a perpetuidad.

En el caso de considerar las Acreencias de CVO, el Margen antes de impuesto se eleva al 57% promedio durante los diez años que dura el repago de este concepto. Mientras que a perpetuidad no se ve afectado por este evento y se mantiene en 54,4%. Este es el caso utilizado en el flujo de fondos descontado.

Para el cálculo del Impuesto a las ganancias se utiliza la alícuota correspondiente, de 30% para los dos primeros años y 25% luego en virtud de la reducción prevista en la Ley que establece este tributo.

Adicionalmente se calcula el efecto impositivo diferencial que generan los beneficios contemplados en la Ley 26.191 de Energías Renovables, a partir de la cual se puede aplicar la Amortización Acelerada de la inversión en el proyecto, permitiendo reducir su vida útil al 60% del plazo normal.

Este beneficio produce un efecto financiero por reducir el impuesto a las ganancias que se paga inicialmente en comparación al escenario no acelerado, sin embargo, pasada la vida útil reducida se produce un incremento en el impuesto a pagar en comparación con el escenario normal por haber utilizado la totalidad del activo amortizable.

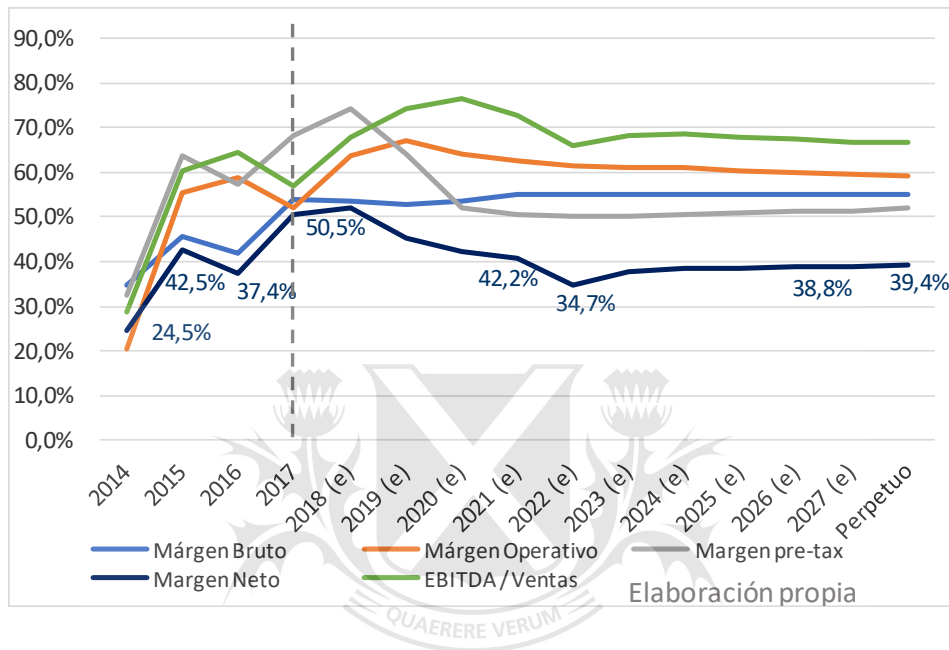
Adicionalmente se contempla también el efecto financiero de otro beneficio fiscal contemplado en la Ley que permite solicitar la devolución anticipada el IVA abonado en el proyecto. Esto genera un efecto temporal sobre el flujo que acelera el recupero del crédito fiscal generado en el proceso de inversión, pero incrementa el débito fiscal futuro a pagar por ya haber sido utilizado el saldo a favor.

De esta forma se obtiene el Resultado Neto de cada ejercicio que se presenta en el cuadro a continuación.

	2014	2015	2016	2017	2018 (e)	2019 (e)	2020 (e)	2021 (e)	2022 (e)	2023 (e)	2024 (e)	2025 (e)	2026 (e)	2027 (e)	Perpetuo
<i>valores en miles de Dólares</i>															
Ingresos de actividades ordinarias	151.986	248.195	224.777	317.347	340.083	366.219	533.647	848.564	944.154	944.417	946.281	944.694	944.883	946.757	944.999
Ingresos Resolución 19, 95 y modificatorias	131.823	192.877	196.502	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750	275.750
Venta al mercado Spot	4.921	11.208	14.586	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170	25.170
Ventas por contratos	8.855	29.464	6.856	8.904	31.640	57.776	194.458	506.155	601.745	602.008	603.872	602.285	602.474	604.348	602.590
Venta de vapor	6.382	14.646	6.833	7.523	7.523	7.523	38.268	41.489	41.489	41.489	41.489	41.489	41.489	41.489	41.489
Costo de Ventas	-98.953	-134.611	-130.584	-146.092	-157.408	-172.820	-247.089	-380.987	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793
Instalaciones existentes	-98.953	-134.611	-130.584	-146.092	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171	-155.171
Nuevas Instalaciones				-2.236	-17.649	-91.917	-225.816	-268.622	-268.622	-268.622	-268.622	-268.622	-268.622	-268.622	-268.622
Depreciaciones y Amortizaciones				0	-12.932	-38.659	-53.069	-57.068	-57.068	-57.068	-57.068	-57.068	-57.068	-57.068	-57.068
Costos de Venta Directos e Indirectos	53.033	113.584	94.194	171.255	182.675	193.399	286.558	467.576	520.361	520.624	522.488	520.901	521.090	522.964	521.206
Margen Bruto	34,9%	45,8%	41,9%	54,0%	53,7%	52,8%	53,7%	55,1%	55,1%	55,1%	55,2%	55,1%	55,1%	55,2%	55,2%
Gastos de administración y comercialización	-23.748	-28.576	-28.102	-34.692	-36.736	-37.925	-51.587	-79.901	-88.868	-88.880	-88.880	-88.893	-88.902	-88.987	-88.907
Impuestos Debitos y Créditos	-2.451	-3.736	-4.736	-3.948	-5.271	-5.676	-8.272	-13.153	-14.634	-14.638	-14.638	-14.643	-14.646	-14.675	-14.647
Otros gastos de Administración y Comerc	-21.298	-24.840	-23.366	-30.744	-31.465	-32.249	-43.316	-66.748	-74.234	-74.242	-74.242	-74.250	-74.256	-74.312	-74.259
Instalaciones existentes				-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783	-30.783
Renovables				-682	-1.466	-3.313	-2.680	-3.313	-3.270	-3.278	-3.334	-3.286	-3.292	-3.348	-3.296
Térmicas Y Vapor				0	0	0	-9.853	-32.653	-40.181	-40.181	-40.181	-40.181	-40.181	-40.181	-40.181
Otros ingresos operativos	20.907	56.285	71.781	34.123	76.347	96.341	116.269	155.900	165.705	162.405	159.063	154.979	150.837	144.185	141.531
Ingresos habituales Comerciales	20.907	33.209	38.951	34.123	49.904	49.432	72.031	114.537	127.440	127.476	127.727	127.513	127.538	127.791	127.554
Ingresos LVPVD CVD				16.466	32.933	32.933	30.262	27.386	24.289	20.953	17.360	13.490	9.323	2.417	
Eventos específicos		23.076	32.830	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977	13.977
Otros gastos operativos	-18.998	-3.762	-5.353	-4.928	-5.559	-5.986	-8.722	-13.870	-15.432	-15.432	-15.467	-15.444	-15.444	-15.477	-15.446
Ganancia operativa	31.194	137.531	132.520	165.758	216.727	245.828	342.518	529.706	581.766	578.712	577.119	571.546	567.582	562.688	558.384
Margen Operativo	20,5%	55,4%	59,0%	52,2%	63,7%	67,1%	64,2%	62,4%	61,6%	61,3%	61,0%	60,5%	60,1%	59,4%	59,1%
Ingresos financieros	7.779	27.874	26.561	49.666	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588
Costos financieros	-5.675	-10.639	-39.145	-37.168	-24.579	-48.633	-103.195	-139.739	-146.539	-140.991	-134.958	-128.397	-121.259	-113.495	-105.048
Costos Pasivos Existentes				-39.145	-24.579	-24.579	-24.579	-24.579	-24.579	-24.579	-24.579	-24.579	-24.579	-24.579	-24.579
Costos Pasivos Nuevas Instalaciones		-10.639													
Renovables					0	-24.054	-78.617	-115.161	-121.961	-116.413	-110.380	-103.818	-96.681	-88.917	-80.469
Térmicas y Cogeneración					0	-12.354	-29.209	-29.456	-27.734	-25.892	-23.922	-21.815	-19.561	-17.150	-14.571
Participación en los resultados netos de a:	15.813	3.715	9.307	38.093	23.232										
Ganancia antes de Impuestos	49.111	158.481	129.243	216.349	252.968	234.783	276.911	427.554	472.814	475.308	479.749	480.738	483.910	486.780	490.924
Margen pre-tax	32,3%	63,9%	57,5%	68,2%	74,4%	64,1%	51,9%	50,4%	50,1%	50,3%	50,7%	50,9%	51,2%	51,4%	51,9%
Impuesto a las Ganancias	-11.946	-52.914	-45.277	-56.041	-75.891	-70.435	-69.228	-106.889	-118.204	-118.827	-119.937	-120.184	-120.978	-121.695	-122.731
Beneficios Art. 9 Ley 26.190 - Energías Renovables															
Amortización Acelerada (Vida Útil al 60%)					-14.792	-35.708	-37.833	-37.833	-37.833	-37.833	-37.833	-37.833	-37.833	-37.833	-37.833
Efecto Diferencial para Impuesto a las Ganancias				0	-5.909	-14.283	-15.132	-15.132	-15.132	-15.132	-15.132	-15.132	-15.132	-15.132	-15.132
Efecto sobre Impuesto a las Ganancias	0	1.773	3.571	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783
Impuesto a las Ganancias con Beneficios In	-11.946	-52.914	-45.277	-56.041	-75.891	-68.662	-65.657	-103.105	-114.420	-115.044	-116.154	-116.401	-117.194	-117.912	-118.948
Devolución Anticipada de IVA				0	0	24.229	34.262	3.481	0	0	0	0	0	0	0
Crédito Fiscal futuro no utilizable				0	0	-10.263	-13.966	-3.481	-3.481	-3.481	-3.481	-3.481	-3.481	-3.481	-3.481
Ganancia neta de operaciones continuada	37.165	105.567	83.966	160.307	177.078	166.121	225.219	344.745	327.613	356.784	363.595	364.336	366.716	368.868	371.976
Margen Neto	24,5%	42,5%	37,4%	50,5%	52,1%	45,4%	42,2%	40,6%	34,7%	37,8%	38,4%	38,6%	38,8%	39,0%	39,4%

El Margen Neto respecto a las ventas pasa del 38,7% promedio entre 2014 y 2017 al 40,6% si no se considera el efecto del recupero de las Acreencias CVO. En tanto que al considerar este repago, el Margen Neto se ubica en 42,7%. Para el caso de perpetuidad, el porcentaje obtenido es del 41,2%, sin estar afectado por el efecto de las Acreencias ya que este flujo no existe a futuro.

Gráfico 25 - Proyección Márgenes Central Puerto S.A.



iii. Proyección del CAPEX y Variación del Capital de Trabajo

Para el cálculo del CAPEX futuro se contempla la necesidad de Gastos de Capital para Mantenimiento de la capacidad productiva afectada por la depreciación de los activos por su uso. En este caso se considera la reposición de la totalidad de las depreciaciones y amortizaciones de las instalaciones existentes, mientras que no se considera este efecto en lo referido a los nuevo proyectos durante los primeros diez años ya que se encuentra incorporado en los costos de operación y mantenimiento dentro de los costos operativos y regularmente cubiertos con contratos de mantenimientos a largo plazo. Sí es incorporado al momento de calcular la perpetuidad para reflejar la necesidad de gastos de capital para mantener esa capacidad productiva vigente en el largo plazo.

El uso de capital para crecimiento se calcula en base a los montos informados por la empresa para los nuevos proyectos renovables y térmicos. Se determina el período de desembolso de ese capital según los plazos de obra consistentes con la previsión de puesta en marcha de cada proyecto. Complementariamente, para el flujo a perpetuidad se considera la inversión necesaria para incrementar la capacidad de generación de acuerdo a la tasa de crecimiento utilizada para las ventas.

Esta incorporación de capital durante los 10 años proyectados afecta el valor de las depreciaciones utilizadas en el Costo de Venta para los nuevos activos puestos en marcha.

Se incorpora el ingreso de capital producido por la venta de La Plata Cogeneración y se considera el flujo positivo de capital que genera el repago de las Acreencias de CVO durante este período de tiempo. Ese ingreso de fondos se proyecta en base a las condiciones de devolución previstas en el Acuerdo FONINVEMEM descrito con anterioridad.

Adicional al flujo periódico, el Acuerdo establece la recepción de la participación accionara en la Central Vuelta de Obligado según el aporte de fondos realizados y ciertas condiciones específicas previstas en ese programa. Se contempla la recepción en el décimo año del 30% de participación sobre una central amortizada en un 40% con valor original de u\$s 900 millones de dólares.

La variación del Capital de Trabajo se proyecta en función del aumento previsto en los Deudores Comerciales que se produciría por el incremento en las ventas comparado con la generación de nuevos pasivos en Cuentas Comerciales a pagar y otros pasivos corrientes comerciales que se generarían por los Costos de Ventas y Egresos Comerciales y de Administración asociados al mayor volumen de producción.

Con estos datos se obtuvo el Flujo de Fondos de la Empresa proyectado que se presenta en la página siguiente y descontado con la tasa del Costo Promedio Ponderado del Capital -WACC-.

Universidad de
San Andrés

Tabla 15 - Flujo de Fondos Proyectado

	2014	2015	2016	2017	2018 (e)	2019 (e)	2020 (e)	2021 (e)	2022 (e)	2023 (e)	2024 (e)	2025 (e)	2026 (e)	2027 (e)	Perpetuo
<i>valores en miles de Dólares</i>															
Ingresos de actividades ordinarias	151.986	248.195	224.777	317.347	340.083	366.219	533.647	848.564	944.154	944.417	946.281	944.694	944.883	946.757	944.999
Costo de Ventas	-98.953	-134.611	-130.584	-146.092	-157.408	-172.820	-247.089	-380.987	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793	-423.793
Resultado Bruto	53.033	113.584	94.194	171.255	182.675	193.399	286.558	467.576	520.361	520.624	522.488	520.901	521.090	522.964	521.206
Margen Bruto	34,9%	45,8%	41,9%	54,0%	53,7%	52,8%	53,7%	55,1%	55,1%	55,1%	55,2%	55,1%	55,1%	55,2%	55,2%
Gastos de administración y comercialización	-23.748	-28.576	-28.102	-34.692	-36.736	-37.925	-51.587	-79.901	-88.868	-88.880	-88.965	-88.893	-88.902	-88.987	-88.907
Otros ingresos operativos	20.907	56.285	71.781	34.123	76.347	96.341	116.269	155.900	165.705	162.405	159.063	154.979	150.837	144.185	141.531
Otros gastos operativos	-18.998	-3.762	-5.353	-4.928	-5.559	-5.986	-8.722	-13.870	-15.432	-15.437	-15.441	-15.441	-15.444	-15.475	-15.446
Ganancia operativa	31.194	137.531	132.520	165.758	216.727	245.828	342.518	529.706	581.766	578.712	577.119	571.546	567.582	562.688	558.384
Margen Operativo	20,5%	55,4%	59,0%	52,2%	63,7%	67,1%	64,2%	62,4%	61,6%	61,3%	61,0%	60,5%	60,1%	59,4%	59,1%
Ingresos financieros	7.779	27.874	26.561	49.666	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588	37.588
Costos financieros	-5.675	-10.639	-39.145	-37.168	-24.579	-48.633	-103.195	-139.739	-146.539	-140.991	-134.958	-128.397	-121.259	-113.495	-105.048
Participación en los resultados netos de asod	15.813	3.715	9.307	38.093	23.232										
Ganancia antes de Impuestos	49.111	158.481	129.243	216.349	252.968	234.783	276.911	427.554	472.814	475.308	479.749	480.738	483.910	486.780	490.924
Margen pre-tax	32,3%	63,9%	57,5%	68,2%	74,4%	64,1%	51,9%	50,4%	50,1%	50,3%	50,7%	50,9%	51,2%	51,4%	51,9%
Beneficios Art. 9 Ley 26.190 - Energías Renovables															
Efecto sobre Impuesto a las Ganancias					0	1.773	3.571	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783
Impuesto a las Ganancias con Beneficios Impo	-11.946	-52.914	-45.277	-56.041	-75.891	-68.662	-65.657	-103.105	-114.420	-115.044	-116.154	-116.401	-117.194	-117.912	-118.948
Devolución Anticipada de IVA					0	0	24.229	34.262	3.481	0	0	0	0	0	0
Crédito Fiscal futuro no utilizable					0	0	-10.263	-13.966	-34.262	-3.481	0	0	0	0	0
Ganancia neta de operaciones continuadas	37.165	105.567	83.966	160.307	177.078	166.121	225.219	344.745	327.613	356.784	363.595	364.336	366.716	368.868	371.976
Margen Neto	24,5%	42,5%	37,4%	50,5%	52,1%	45,4%	42,2%	40,6%	34,7%	37,8%	38,4%	38,6%	38,8%	39,0%	39,4%
Ganancia de operaciones La Plata Cogeneración															
			27.632	25.841											
EBIT															
(1-t) EBIT	31.194	137.531	160.152	191.599	216.727	239.920	342.200	534.869	535.853	560.099	561.987	556.414	552.449	547.555	543.251
Amortizaciones	-23.606	91.612	104.047	141.969	151.709	167.944	256.650	401.152	401.889	420.074	421.490	417.311	414.337	410.666	407.438
Margen sobre ventas	23,6%	41,8%	52,0%	49,4%	48,7%	54,8%	60,6%	56,9%	51,7%	53,6%	53,6%	53,3%	53,0%	52,5%	52,2%
CAPEX	12.336	51.090	62.331	57.285	259.145	411.999	393.177	90.585	-32.796	-36.383	-40.247	-44.408	-48.889	-215.715	128.485
Capex de Mantenimiento	12.336	12.091	12.736	14.847	13.792	13.792	13.792	13.792	13.792	13.792	13.792	13.792	13.792	13.792	70.860
Capex de Crecimiento	0	38.998	49.595	42.438	264.000	646.500	419.550	120.050	0	0	0	0	0	0	57.625
Cobro Acreencias CVO - Capital				-18.646	-37.293	-40.164	-43.257	-46.587	-50.175	-54.038	-58.199	-62.680	-67.507		
Venta de Participación en DGCU y DGCE				-222.000											
Recepción de CVO															-162.000
Variación Capital de Trabajo	0	-35.578	-92.992	-6.521	-136	919	2.660	2.436	497	11	80	-68	8	81	186
Flujo de Caja	23.606	88.191	147.444	106.052	-93.509	-212.342	-72.454	390.124	520.180	542.438	547.649	547.778	549.210	712.293	364.759
Valor Actual @ 11,50%					-83.864	-170.799	-52.268	252.408	301.842	282.293	255.610	229.301	206.188	239.834	1.223.885
Valor de Empresa (miles de u\$s)															Crecimiento futuro 2,5%
Valor de la Acción															1,59

iv. Cálculo del Costo Promedio Ponderado del Capital -WACC-

Se determina el Costos Promedio Ponderado del Capital teniendo en cuenta la estructura del capital de la empresa.

El costo del Capital Propio se calcula con el modelo de CAPM (por su denominación en inglés *Capital Asset Pricing Model*) ampliado para inversiones en Mercados Emergentes de acuerdo al Modelo de Damodaran (2002) que prevé la utilización de una prima por el riesgo adicional que se incorpora a una cartera al invertir en un activo que participa del mercado accionario en una economía emergente.

El costo de la deuda se determina en base a la información provista en los balances de la compañía respecto a las tasas de interés de los créditos existentes.

Estimación del Costo del Capital Propio (r_E)

El modelo CAPM utiliza una combinación de rendimientos para establecer el retorno requerido para un activo de acuerdo al riesgo que este incorpora a una cartera diversificada. Adicionalmente, se incorpora una prima correspondiente al Mercado Emergente teniendo en cuenta la volatilidad relativa existente entre la deuda soberana de ese país y su mercado bursátil siguiendo el modelo de valuación desarrollado por Damodaran (2002), el cual es evaluado como sólido en sus fundamentos teóricos para ser aplicado en mercados emergentes en comparación a otros modelos alternativos como ser "CAPM Local", "CAPM Global", "Modelo Goldman Sach", "Modelo Lessard" o "Godfrey-Espinoza" (ver Fuenzalida, D. & Mongrut, S. (2010)).

La fórmula aplicada es la siguiente:

$$F. 1 \quad E(r_E^{ME}) = r_f^{USA} + \beta_{CEPU} \cdot (r_m^{USA} - r_f^{USA}) + \lambda_{CEPU} \cdot (r_b^{ME} - r_f^{USA}) \cdot \left(\frac{\sigma_m^{ME}}{\sigma_b}\right)$$

El primer componente del CAPM corresponde a la Tasa Libre de Riesgo (r_f^{USA}). Para ello se utiliza el rendimiento del Bono a 10 años de Tesoro de Estados Unidos al 31 de diciembre de 2017.

$$\cdot r_f^{USA} = 2,41\%$$

Luego, se incorpora una prima de rendimiento por invertir en ese activo dentro del mercado accionario. Para calcularlo se utiliza el rendimiento anual promedio con dividendos incluidos de los últimos 60 años del índice S&P 500⁶ de Estados Unidos (r_m^{USA}).

⁶ Ver Anexo III - Rendimiento Anual S&P 500

Respecto a la discusión existente entre el uso de la media aritmética o geométrica de los rendimientos históricos, existen variedad de posiciones que fundamentan tanto el uso de una como de otra⁷.

Existen autores que respaldan el uso de la primera sin importar el horizonte temporal analizado (Morningstar e Ibbotson Associates -Annin & Falaschetti (1998)-, Brealey & Myers (2003), Heaton (2007) y Duff & Phelps US ERP Reports), mientras que otros autores sostienen la conveniencia del uso de la media geométrica cuando el horizonte analizado es el largo plazo (Copeland, Koller & Murrin (2000), Damodaran (2017)). Complementariamente, otros estudios evalúan que la media aritmética resulta un estimador que al aplicarlo en forma compuesta para los períodos futuros genera una estimación sesgada en exceso, mientras que la media geométrica acumulada a futuro produce una estimación sesgada en defecto. Para corregir estas desviaciones se han propuesto una serie de modelos que contemplan el horizonte temporal de la estimación y proponen trabajar con un promedio ponderado de la media aritmética y geométrica (Blume (1974), Cooper (1996) e Indro & Lee (1997)). Estos autores concluyen que un promedio de la media aritmética y geométrica, ponderado por el horizonte temporal de la valuación contiene menor desviación y es un estimador más eficiente de los retornos esperados en el largo plazo.

No obstante, aún persiste la discusión en el ámbito académico respecto a los distintos enfoques, existiendo variedad de fundamentos para el uso de uno u otro estimador.

Para esta valuación se opta por utilizar un estimador ponderado de acuerdo a lo planteado por Blume (1974), Cooper (1996) e Indro & Lee (1997). La ponderación se realiza teniendo en cuenta el peso relativo que presenta el flujo a perpetuidad en el valor actual de la compañía utilizando las dos alternativas de Prima de Riesgo de Mercado.

- $r_m^a = 11,82\%$
- $r_m^g = 10,50\%$
- $r_m^{USA} = 11,16\%$

El $Beta_{CEPU}$ utilizado se calcula en base al $Beta_{POWER}$ de compañías del sector de energía eléctrica del mercado estadounidense⁸: Duke Energy Corporation (DUK), The AES Corporation (AES), DTE Energy Company (DTE), The Southern Company (SO), Dominion Energy (D) y American Electric Power Company (AEP).

⁷ Ver Fernández (2006) para una revisión amplia de las diferentes posturas en la bibliografía existente.

⁸ Ver “Anexo IV - Regresión Betas empresas EE.UU.”

Posteriormente se desapalanca el indicador con el promedio de la estructura Deuda/Capital Propio de estas empresas (63,34%) y de la Tasa Impositiva (28,77%).

El coeficiente calculado es:

$$\beta_{POWER} = \frac{\text{Apalancado}}{\text{Desapalancado}} = \frac{0,4563}{0,3144}$$

Estos valores resultan consistentes con los informados por Damodaran A. (Betas by Sector (US), 2018, NYU-Stern: Damodaran Online) con un valor de referencia de $\beta^{\text{Levered}}=0,5$; D/E = 76,36%, Tasa Impositiva = 20,31% y $\beta^{\text{Unlevered}} = 0,32$.

A partir del coeficiente promedio desapalancado de las empresas analizadas se obtiene el *Beta* apalancado por la estructura de Deuda/Capital Propio de Central Puerto S.A. y su tasa impositiva.

- $\beta_{CEPU} = 0,3383$

Adicionalmente, se considera una prima por invertir en el mercado argentino que incorpora una nueva variable de riesgo, utilizando para esto la Tasa Interna de Retorno a madurez de un bono soberano emitido por el gobierno Argentino en dólares y con una *Duration* similar al bono libre de riesgo utilizado. Para ello se utiliza el bono BONAR 2037 (AA37) que presenta una *Duration* de 10.18⁹, siendo el bono más cercano en este indicador al del Bono del Tesoro de Estados Unidos a 10 años.

- $r_b^{ME} = 6,48\%$

Este retorno adicional del bono soberano argentino respecto a la tasa libre de riesgo se pondera por el coeficiente λ_{CEPU} que refleja la participación que tiene este mercado emergente en los ingresos generados por la compañía. Dado que Central Puerto S.A. realiza todas sus actividades en Argentina, este factor es del 100%.

- $\lambda_{CEPU} = 1$

Así mismo, al invertir en un activo que participa en el mercado accionario de la economía emergente, se lo corrige por el Ratio de Volatilidad Relativa (RVR) entre el mercado de acciones de esa economía y el bono utilizado. Para ello se utiliza la volatilidad al 31 de diciembre de 2017 calculado por el Instituto Argentino de Mercado de Capitales (IAMC) para el Índice Merval (σ_m) y para el bono AA37 (σ_b).

- $\sigma_m^{ME} = 22,99$

- $\sigma_b^{ME} = 13,78$

⁹ Ver IAMC- Instituto Argentino de Mercado de Capitales - Diciembre 2017, pág. 6.

De acuerdo con el modelo CAPM ajustado con prima de mercado emergente para argentina de acuerdo al modelo de Damodaran (2002) se obtiene el siguiente Costo del Capital Propio (r_E):

- $E(r_E^{ME}) = r_f^{USA} + \beta_{CEPU} \cdot (r_m^{USA} - r_f^{USA}) + \lambda_{CEPU} \cdot (r_b^{ME} - r_f^{USA}) \cdot \left(\frac{\sigma_m^{ME}}{\sigma_b^{ME}}\right)$
- $r_E^{ME} = 2,41\% + 0,3383 \cdot (11,16\% - 2,41\%) + 1 \cdot (6,48\% - 2,41\%) \cdot (22,99 / 13,78)$
- $r_E^{ME} = 12,16\%$

Estimación del Costo de la Deuda

En los balances de Central Puerto se informa la deuda obtenida recientemente para los proyectos de energía renovables. Parte de estos recursos son financiados con el Banco de Galicia y Buenos Aires con una tasa de 3,6%, mientras que la mayor parte de la inversión se estructuró con créditos de la International Finance Corporation (“IFC”) e Inter-American Investment Corporation (“IIC”) con tasas LIBOR + 3,5% para una proporción menor de los préstamos y tasa LIBOR + 5,25% para la mayor parte del crédito. Su devolución está pactada a lo largo de 13 años con 52 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas.

Adicionalmente, la empresa reportó financiamientos de CAMMESA. De estos pasivos no se tiene la tasa aplicable, sin embargo, sus colocaciones se realizan principalmente en Fondos de Inversión administrados por el Banco de la Nación Argentina, Plazos Fijos o Títulos de Deuda soberana.

Teniendo en cuenta el rendimiento promedio de estos activos, el valor actual de la tasa LIBOR más los spread considerados en los créditos y la participación relativa de cada fuente de financiamiento, se calcula el siguiente costo de la deuda:

- $r_D = 7,79\%$

Conformación del Costo Promedio Ponderado del Capital – WACC-

A continuación se presenta la estructura de capital propio y de deuda considerada para determinar el costo del capital de la empresa.

Como se puede observar, la empresa tiene un bajo nivel de apalancamiento, el cual se encuentra en aumento para financiar el programa de expansión que tiene previsto.

Composición del Capital (miles de u\$s)	2017	2016	2015	2014	2013
Capitalización de Mercado	2.565.046	2.173.123	1.444.289	1.306.384	537.306
Deuda considerada Capital	278.588	247.275	171.525	133.759	22.957
Ratios					
Capital Propio / Capital Total	90,20%	89,78%	89,38%	90,71%	95,90%
Deuda / Capital Total	9,80%	10,22%	10,62%	9,29%	4,10%
Deuda / Capital Propio	10,86%	11,38%	11,88%	10,24%	4,27%

- **WACC:** $r_C = r_E \cdot \frac{E}{D+E} + r_D \cdot (1 - t) \cdot \frac{D}{D+E}$
- $r_C = 12,16\% \times 90,20\% + 7,79\% \times (1 - 30\%) \times 9,80\%$
- **$r_C = 11,50\%$**

Este valor del Costo Promedio Ponderado del Capital es utilizado para descontar el Flujo de Fondos de la empresa proyectado en el apartado anterior.

v. Valor de la Empresa

A partir de la estimación del Flujo de Fondos Descontados se obtuvo un valor de la empresa al 31 de diciembre de 2017 de **u\$s 2.684.429.000** con una tasa de descuento de 11,50% y un crecimiento a perpetuidad del 2,5%. Esto equivale a una cotización de **u\$s 1,59 por acción**.

La siguiente tabla muestra el Valor de la Empresa (VE) resultante de modificar el crecimiento a perpetuidad considerado. Como se observa, la variación en el parámetro no modifica sustancialmente el valor estimado.

USD 000	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%
Valor de la Empresa	2.656.768	2.684.429	2.715.346	2.750.126

Al cierre del ejercicio 2017 la cotización de las acciones era de pesos \$31,80 y el tipo de cambio \$/u\$s 18,77 (equivalente a un precio de la acción de u\$s 1,69), lo que implicó un Valor de la Empresa de u\$s 2.843.634.000 según la valoración de mercado.

De esta manera, el valor obtenido por el modelo de Flujo de Fondos Descontado al 31 de diciembre de 2017 es levemente menor al verificado en el mercado en ese momento.

Es posible que durante 2017 el mercado haya ponderado con mayor probabilidad un escenario favorable para la empresa en el futuro de acuerdo al contexto económico y a las modificaciones del marco regulatorio realizadas en ese año.

Se considera que la valuación realizada toma en cuenta la realidad actual del sector y su potencial crecimiento, pero también tiene presente las dificultades existentes en el mercado argentino para trasladar mayores mejoras en la remuneración del sector.

Por ello se concluye que el valor de mercado observado al cierre del ejercicio 2017 sobreestimó el valor de la compañía.

vi. Escenarios alternativos de valuación

El Valor de la Empresa presentado anteriormente se obtiene con un escenario considerado base, en el cual se tiene en cuenta las mejoras actuales en el mercado energético, pero también los valores históricos observados en ciertas variables durante años de menor rendimiento en el sector.

A continuación se analizan dos escenarios alternativos, uno más favorable y otro más desfavorable, con un comportamiento similar al observado en los años previos a la modificación del mercado en 2016 y 2017.

Escenario Favorable

Este escenario contempla mayor probabilidad de cumplimiento de los objetivos planteados en la Ley 26.191 respecto al porcentaje de energía de fuente renovable, por lo que se estima la realización del 100% de los proyectos renovables previstos por la gerencia, incorporando 257 MW adicionales de potencia de esta fuente correspondiente a los proyectos Cerro Cenillosa, Picún Leufú y mayor capacidad en los proyectos existentes.

El escenario base supone que no se realizará esta tercer etapa de proyectos. Es decir, este nuevo escenario prevé la incorporación de un total de 628 MW de energía renovable en comparación con los 371 MW considerados como nueva potencia en el caso original.

Se considera también una mejora en el precio de venta de energía a través del Mercado a Término (MATER) por una mayor penetración del mercado de contratos entre privados, lo que comparado al precios de las compras conjuntas de CAMMESA permitiría una mejora en los precios de venta de energía de los parque eólicos.

En tanto que para los proyectos térmicos se eleva el porcentaje de potencia que la empresa podrá instalar por los proyectos aún no desarrollados. El escenario base considera que se expandirá la capacidad con la incorporación de los proyectos Cogeneración Luján de Cuyo, Cogeneración Terminal 6 San Lorenzo (ambos con contratos adjudicados), las tres turbinas extras ya adquiridas y un 70% de la tercer etapa de crecimiento prevista por la gerencia para la tecnología térmica.

En el escenario favorable se pasa del 70% al 100% de la potencia a instalar en la etapa final de expansión.

Estas mejoras en el mercado eléctrico incrementan el Valor de la Empresa de la siguiente manera:

Variable:	<i>USD 000</i>	Incremento de Valor	Valor de la Empresa	Δ Valor Base
Mejora MATER parques Escenario Base		35.849	2.720.279	1%
100% renovables objetivo (3er expansión)		251.077	2.935.506	9%
Mejora MATER 3er expansión		22.174	2.957.680	1%
100% proyectos térmicos adicionales		42.618	2.727.047	2%
Escenario favorable completo		351.718	3.036.147	13%

De esta manera, el valor de la empresa podría tener una suba de u\$s 351,7 millones de dólares, que representa un incremento total del 13% en el caso de verificarse todos los supuestos. Esto llevaría el **valor de la acción a u\$s 1,82**.

Escenario Desfavorable

Esta proyección se basa en el supuesto de que la inestabilidad del mercado energético y las condiciones macroeconómicas argentinas, junto con la suba de tasas internacionales, dificultará la instalación de nuevos proyectos de energía renovables al encarecer sustancialmente el acceso al crédito internacional y no poder trasladar incrementos de precios al mercado local. Por ello no se podrán desarrollar las segundas etapas de los proyectos ya en marcha identificados como La Castellana II, Achiras II y La Genoveva II.

Complementariamente, en cuanto a las energías térmicas tampoco existiría un nuevo marco de licitaciones que permitan la instalación de las tres turbinas ya adquiridas, por lo que con los precios existentes en la Remuneración de la Energía Base no se avanzaría en la instalación de este equipamiento. De igual manera, tampoco sería viable avanzar con la tercer etapa de expansión de la capacidad de generación térmica al no existir mercado adecuado para la venta de esa energía.

Este desempeño del mercado eléctrico afecta el Valor de la Empresa de la siguiente manera:

Variable:	<i>USD 000</i>	Pérdida de Valor	Valor de la Empresa	Δ Valor Base
Cancelación 2das etapas renovables		(124.897)	2.559.532	-5%
Cancelación 2 Turbinas adquiridas		(226.135)	2.458.294	-8%
Cancelación Tercer etapa térmica		(99.441)	2.584.988	-4%
Escenario desfavorable completo		(450.474)	2.233.956	-17%

El valor de la acción en este escenario se reduciría a **u\$s 1,29** en el caso de verificarse estos supuestos, con un Valor de la Empresa de **u\$s 2.233.956.000** estimado mediante el modelo de Flujo de Fondos Descontados.

ii. Valuación por Múltiplos

Con el objetivo de realizar una valuación adicional de Central Puerto S.A. se utiliza el método de Múltiplo de Comparables que permite realizar una valoración relativa de la empresa utilizando el valor conocido de otras empresas que cotizan y que resultan similares para ser tomadas de referencia.

Se seleccionan compañías que pertenecen al rubro de generación de energía eléctrica y que operan en el mercado sudamericano. De Argentina se utiliza Enel Generación Costanera S.A. (CECO2) y Pampa Energía S.A. (PAMP); mientras que de países del Mercosur se compara con Enel Generación Chile S.A. (EOCC) de Chile y Companhia Paranaense de Energia (COPEL) de Brasil.

Estas cuatro empresas son generadoras de energía y participan en el mercado de capitales de sus países y de Estados Unidos, con excepción de CECO2 que sólo cotiza en la Bolsa de Buenos Aires. Son compañías de similar o mayor capacidad de generación y se considera que resultan adecuadas comparables para el método de múltiplos.

A continuación se presentan los ratios de estas empresas:

Compañía	Mercado de Operación	Margen EBITDA	ROE	EV / EBITDA
Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	59,0%	36,8%	9,8x
Pampa Energía	Argentina	35,0%	30,0%	8,8x
Enel Generación Chile	Chile	43,0%	21,3%	8,8x
Companhia Paranaense de Energia	Brasil	15,0%	6,8%	11,1x
Promedio		38,0%	23,7%	9,6x
Central Puerto	Argentina	56,9%	40,9%	8.8x a 11.1x

Los valores que se obtienen para el ratio Valor de la Empresa (EV) sobre EBITDA es similar entre las empresas de la región, con un mínimo de 8.8x en Argentina y Chile y un máximo de 11.1x en la empresa de Brasil.

En base a estos múltiplos se determina el Valor de la Empresa para Central Puerto S.A.. Se tiene en cuenta que la empresa se encuentra en etapa de expansión, con un fuerte plan de inversiones que incrementarían el EBITDA futuro estimado, por lo que el precio que se paga por la acción tiene en cuenta el crecimiento esperado del EBITDA en los próximos períodos. Por ello se utiliza el EBITDA futuro estabilizado calculado en el modelo de valuación por Flujo de Fondos.

<i>valores monetarios en miles de dólares</i>	Inferior	Medio	Superior
EBITDA futuro estabilizado	278.799		
Múltiplos EV / EBITDA	8.8x	9.8x	11.1x
Valor de la Empresa	2.453.431	2.732.230	3.094.669
Deuda financiera neta de caja	273.866		
Valor del Capital Propio	2.179.565	2.458.364	2.820.803
Cantidad de Acciones	1.514.022		
Precio por Acción en Dólares	1,44	1,62	1,86
Precio por Acción en Pesos	27,02	30,48	34,97

Se expone a continuación un cuadro de sensibilidad del Valor de la Empresa y del precio en dólares de la acción a distintos múltiplos y a diferentes valores de EBITDA.

EBITDA		Múltiplos EV/EBITDA				
		6	8	10	12	14
-20%	223.039	1.338.235 \$ 0,70	1.784.314 \$ 1,00	2.230.392 \$ 1,29	2.676.470 \$ 1,59	3.122.549 \$ 1,88
-10%	250.919	1.505.515 \$ 0,81	2.007.353 \$ 1,14	2.509.191 \$ 1,48	3.011.029 \$ 1,81	3.512.867 \$ 2,14
Base	278.799	1.672.794 \$ 0,92	2.230.392 \$ 1,29	2.787.990 \$ 1,66	3.345.588 \$ 2,03	3.903.186 \$ 2,40
-10%	306.679	1.840.073 \$ 1,03	2.453.431 \$ 1,44	3.066.789 \$ 1,84	3.680.147 \$ 2,25	4.293.505 \$ 2,65
20%	334.559	2.007.353 \$ 1,14	2.676.470 \$ 1,59	3.345.588 \$ 2,03	4.014.706 \$ 2,47	4.683.823 \$ 2,91

Como se mencionó en el modelo de Flujo de Fondos Descontados, al cierre del ejercicio 2017 la cotización de las acciones era de pesos \$31,80 y el tipo de cambio \$/u\$s 18,77 (equivalente a un precio de la acción de u\$s 1,69), lo que implica un Valor de la Empresa de u\$s 2.843.634.000 según la valoración de mercado.

En este caso, la valuación por Múltiplo de Comparables estima un Valor de la Empresa levemente menor al observado en el mercado, siendo más cercano que el calculado por el método de Flujo de Fondos Descontados.

VI. Anexos

Anexo I - Estados de Situación Patrimonial en Pesos

Estado de Situación Patrimonial en Pesos	1Q - 2018	2017	2016	2015	2014	2013
	ARS 000	ARS 000	ARS 000	ARS 000	ARS 000	ARS 000
Activos						
Activos no corrientes						
Propiedades, planta y equipos	8.044.853	7.431.728	2.811.539	1.968.148	1.503.894	687.515
Activos intangibles	180.055	187.833	236.530	275.543	311.555	33.137
Inversión en asociadas	861.328	985.646	307.012	203.364	43.251	231.900
Inversiones en subsidiarias				281	281	-
Valor llave - Empresa de Energía y Vapor SA				1.148	2.407	-
Deudores comerciales y otras cuentas	10.421.958	2.602.213	3.553.129	2.769.836	2.240.639	213.853
Otros activos financieros				184.310	57.096	225.627
Otros activos no financieros	12.937	12.721	1.466.547	485.489	11.461	-
Inventarios	48.203	48.203	30.830	29.619	37.316	-
	19.569.334	11.268.344	8.405.587	5.917.738	4.207.900	1.392.032
Activos corrientes						
Inventarios	152.041	110.290	137.965	82.672	48.792	19.051
Otros activos no financieros	518.774	470.895	137.110	131.907	73.394	29.012
Deudores comerciales y otras cuentas	4.158.720	3.887.065	2.215.535	1.249.424	762.849	181.443
Otros activos financieros	2.359.295	1.110.728	1.796.756	1.893.798	1.028.450	21.830
Efectivo y colocaciones a corto plazo	1.202.539	88.633	30.008	282.443	179.318	45.693
	8.391.369	5.667.611	4.317.374	3.640.244	2.092.803	297.029
Activos disponibles para la venta		143.014	-			
	8.391.369	5.810.625	4.317.374			
Total de activos	27.960.703	17.078.969	12.722.961	9.557.982	6.300.703	1.689.061
Patrimonio y pasivos						
Capital	1.514.022	1.514.022	1.514.022	199.742	199.742	88.506
Ajuste del capital	664.988	664.988	664.988	664.988	664.988	130.167
Prima por fusión	376.571	376.571	376.571	366.082	366.082	16.524
Reserva legal	286.178	286.178	197.996	130.278	114.391	43.734
Reserva especial Res. IGJ 7/05	55.830	55.830	55.830	55.830	55.830	-
Reserva especial RG CNV 609	177.181	177.181	177.181	177.181	177.181	177.181
Reserva facultativa	450.865	450.865	68.913	1.507.513	1.205.983	563.134
Resultados no asignados	11.026.897	3.503.046	1.757.051	1.354.359	682.417	160.812
Otros resultados integrales acumulados	26.825	43.284	334.747	204.977	(12.285)	12.620
Patrimonio atribuible a los propietarios	14.579.357	7.071.965	5.147.299	4.660.950	3.454.329	1.192.678
Participaciones no controladoras	277.447	289.035	6.717			
Patrimonio total	14.856.804	7.361.000	5.154.016	4.660.950	3.454.329	1.192.678
Pasivos no corrientes						
Otros pasivos no financieros	1.229.120	468.695	635.162	596.198	481.232	37.115
Deudas y préstamos que devengan interés	2.843.943	1.478.729	-	318.410	416.899	-
Deudas CAMMESA	941.257	1.055.558	1.284.783	542.858	290.841	-
Pasivo por compensaciones y beneficios	119.187	113.097	87.705	56.112	41.115	24.344
Pasivo por impuesto diferido	1.503.044	703.744	1.136.481	833.318	553.514	196.193
Provisiones	-	-	125.201	133.284	78.821	-
	6.636.551	3.819.823	3.269.332	2.480.180	1.862.422	257.652
Pasivos corrientes						
Cuentas por pagar comerciales y otras	699.170	1.017.306	655.598	360.615	244.537	46.154
Otros pasivos no financieros	747.165	659.668	476.785	177.585	160.016	30.950
Deudas CAMMESA	1.833.724	1.753.038	1.047.722	503.654	244.701	
Deudas y préstamos que devengan interés	46.666	505.604	1.293.178	661.086	44.653	69.524
Pasivo por compensaciones y beneficios	238.391	323.078	205.923	147.700	105.431	55.354
Impuesto a las ganancias a pagar	2.474.154	1.096.817	278.922	323.265	154.449	4.787
Provisiones	428.078	413.474	341.485	242.877	30.165	31.962
	6.467.348	5.768.985	4.299.613	2.416.852	983.952	238.731
Pasivos asociados a los activos disponibles para la venta		129.161	-	-	-	-
	6.467.348	5.898.146	4.299.613	2.416.852	983.952	238.731
Total de pasivos	13.103.899	9.717.969	7.568.945	4.897.032	2.846.374	496.383
Total de patrimonio y pasivos	27.960.703	17.078.969	12.722.961	9.557.982	6.300.703	1.689.061

Anexo II - Estado de Resultados en Pesos

	ARS 000	1Q - 2018	2017	2016	2015	2014	2013
	ARS 000	ARS 000	ARS 000	ARS 000	ARS 000	ARS 000	ARS 000
OPERACIONES CONTINUADAS							
Ingresos de actividades ordinarias		1.804.152	5.956.596	3.562.721	3.226.537	1.299.477	518.718
Costo de ventas		(748.058)	(2.742.147)	(2.069.752)	(1.749.948)	(846.045)	(510.430)
Ganancia bruta		1.056.094	3.214.449	1.492.969	1.476.589	453.402	8.288
Gastos de administración y comercialización		(202.204)	(651.168)	(445.412)	(379.409)	(203.048)	(118.178)
Otros ingresos operativos		814.911	640.480	1.137.736	741.687	178.755	113.786
Otros gastos operativos		(18.358)	(92.497)	(84.845)	(53.961)	(162.431)	(23.489)
Actualización e Intereses Acreencias CVO		7.958.658					
Ganancia operativa		9.609.101	3.111.264	2.100.448	1.784.906	266.678	(19.593)
Ingresos financieros		154.968	932.227	420.988	470.185	66.512	106.972
Costos financieros		(264.109)	(697.638)	(620.448)	(284.763)	(48.524)	(18.315)
Participación en resultados netos de asociadas		148.060	715.001	147.513	48.293	135.200	50.841
Ganancia antes del impuesto a las ganancias correspondiente a operaciones continuadas		9.648.020	4.060.854	2.048.501	2.018.621	419.866	119.905
Impuesto a las ganancias del ejercicio		(2.676.842)	(1.051.896)	(717.639)	(687.887)	(102.135)	(29.620)
Ganancia neta del ejercicio correspondiente a operaciones continuadas		6.971.178	3.008.958	1.330.862	1.330.734	317.731	90.285
OPERACIONES DISCONTINUADAS							
Ganancia después del impuesto a las ganancias c		530.489	485.041	437.974	-	-	-
Ganancia neta del ejercicio		7.501.667	3.493.999	1.768.836	1.330.734	317.731	90.285
Atribuible a:							
Propietarios de la controladora		7.523.851	3.507.795	1.768.843	1.330.734	317.731	90.285
Participaciones no controladoras		(22.184)	(13.796)	(7)	-	-	-
		7.501.667	3.493.999	1.768.836	1.330.734	317.731	90.285
Ganancia por acción:							
Básica y diluida (ARS) Operaciones Continuas	\$	4,65	\$ 2,01	\$ 0,88	\$ 6,66	\$ 2,73	\$ 1,02
Básica y diluida (ARS) Total	\$	5,00	\$ 2,33	\$ 1,17	\$ 6,66	\$ 2,73	\$ 1,02

Anexo III - Rendimiento Anual S&P 500

Año	S&P 500	Dividendos	Rendimiento	Índice Teórico
1957	39,99	1,80		999,05
1958	55,21	2,26	43,7%	1.435,84
1959	59,89	1,98	12,1%	1.608,95
1960	58,11	1,98	0,3%	1.614,37
1961	71,55	2,04	26,6%	2.044,40
1962	63,1	2,15	-8,8%	1.864,26
1963	75,02	2,35	22,6%	2.285,80
1964	84,75	2,58	16,4%	2.661,02
1965	92,43	2,83	12,4%	2.990,97
1966	80,33	2,88	-10,0%	2.692,74
1967	96,47	2,98	23,8%	3.333,69
1968	103,86	3,04	10,8%	3.694,23
1969	92,06	3,24	-8,2%	3.389,77
1970	92,15	3,19	3,6%	3.510,49
1971	102,09	3,16	14,2%	4.009,72
1972	118,05	3,19	18,8%	4.761,76
1973	97,55	3,61	-14,3%	4.080,44
1974	68,56	3,72	-25,9%	3.023,54
1975	90,19	3,73	37,0%	4.142,10
1976	107,46	4,22	23,8%	5.129,20
1977	95,1	4,86	-7,0%	4.771,20
1978	96,11	5,18	6,5%	5.081,77
1979	107,94	5,97	18,5%	6.022,89
1980	135,76	6,44	31,7%	7.934,26
1981	122,55	6,83	-4,7%	7.561,16
1982	140,64	6,93	20,4%	9.105,08
1983	164,93	7,12	22,3%	11.138,90
1984	167,24	7,83	6,1%	11.823,51
1985	211,28	8,20	31,2%	15.516,60
1986	242,17	8,19	18,5%	18.386,33
1987	247,08	9,17	5,8%	19.455,08
1988	277,72	10,22	16,5%	22.672,40
1989	353,4	11,73	31,5%	29.808,58
1990	330,22	12,35	-3,1%	28.895,11
1991	417,09	12,97	30,2%	37.631,51
1992	435,71	12,64	7,5%	40.451,51
1993	466,45	12,69	10,0%	44.483,33
1994	459,27	13,36	1,3%	45.073,14
1995	615,93	14,17	37,2%	61.838,19
1996	740,74	14,89	22,7%	75.863,69
1997	970,43	15,52	33,1%	100.977,34
1998	1229,23	16,20	28,3%	129.592,25
1999	1469,25	16,71	20,9%	156.658,05
2000	1320,28	16,27	-9,0%	142.508,98
2001	1148,09	15,74	-11,8%	125.622,01
2002	879,82	16,08	-22,0%	98.027,82
2003	1111,91	17,39	28,4%	125.824,39
2004	1211,92	19,44	10,7%	139.341,42
2005	1248,29	22,22	4,8%	146.077,85
2006	1418,3	24,88	15,6%	168.884,34
2007	1468,36	27,73	5,5%	178.147,20
2008	903,25	28,39	-36,6%	113.030,22
2009	1115,1	22,41	25,9%	142.344,87
2010	1257,64	22,73	14,8%	163.441,94
2011	1257,6	26,43	2,1%	166.871,56
2012	1426,19	31,25	15,9%	193.388,43
2013	1848,36	36,28	32,1%	255.553,31
2014	2058,9	39,44	13,5%	290.115,42
2015	2043,9	43,39	1,4%	294.115,79
2016	2238,83	45,70	11,8%	328.742,28
2017	2673,61	49,73	21,6%	399.885,98
			Aritmético	Geométrico
	Promedio 60 años		11,82%	10,50%

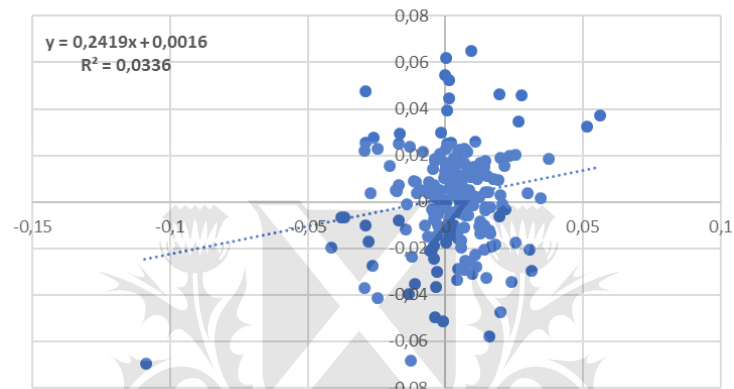
Anexo IV - Regresión Betas empresas EE.UU.

Estadísticas de la regresión	DUK	AES	DTE	SO	D	AEP
Coefficiente de correlación múltiple	0,1832	0,5891	0,2619	0,1717	0,3093	0,2684
Coefficiente de determinación R ²	0,0336	0,3470	0,0686	0,0295	0,0957	0,0721
R ² ajustado	0,0289	0,3438	0,0641	0,0248	0,0913	0,0676
Error típico	0,0214	0,0263	0,0206	0,0214	0,0204	0,0212
Observaciones	208	208	208	208	208	208

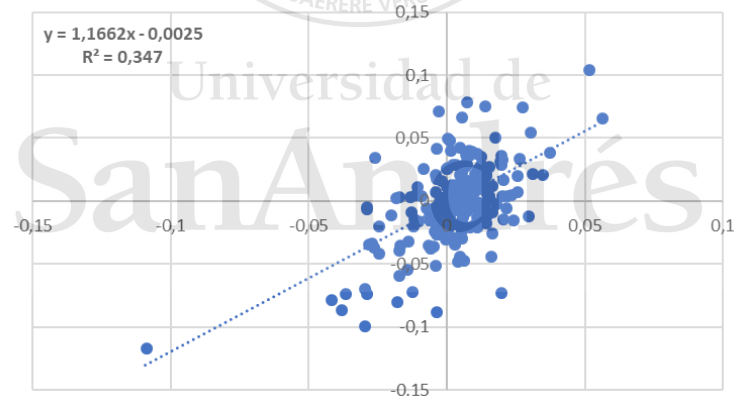
Intercepción	0,0016	(0,0025)	0,0027	0,0015	0,0012	0,0025
Variable X 1	0,2419	1,1662	0,3403	0,2268	0,4026	0,3597

Promedio Beta Apalancado	0,4563
Promedio Estructura D/E	63,34%
Tasa Impositiva promedio	28,77%
Promedio Beta Desapalancado	0,3144

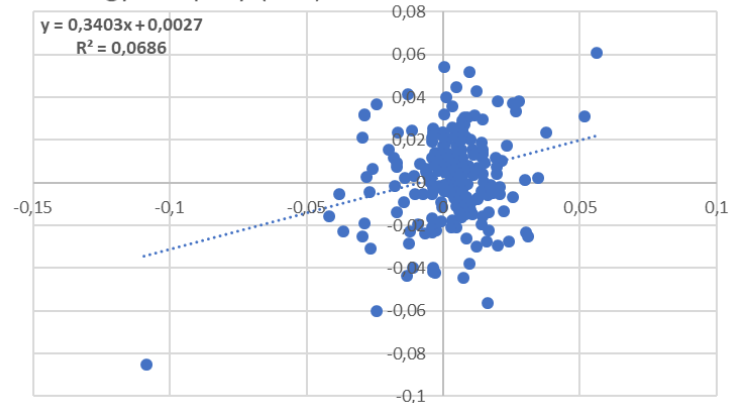
Duke Energy Corporation (DUK)



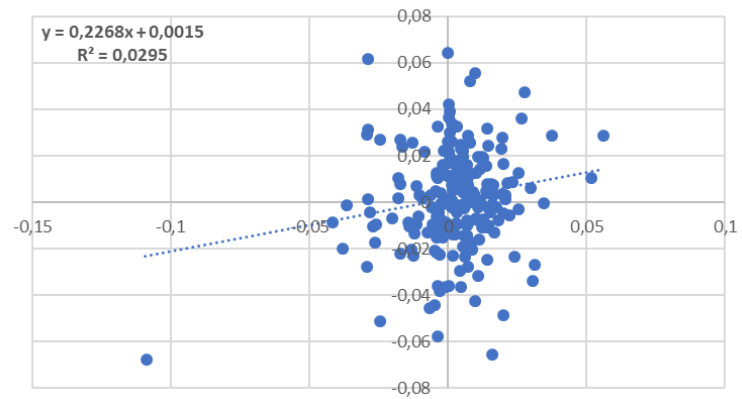
The AES Corporation (AES)



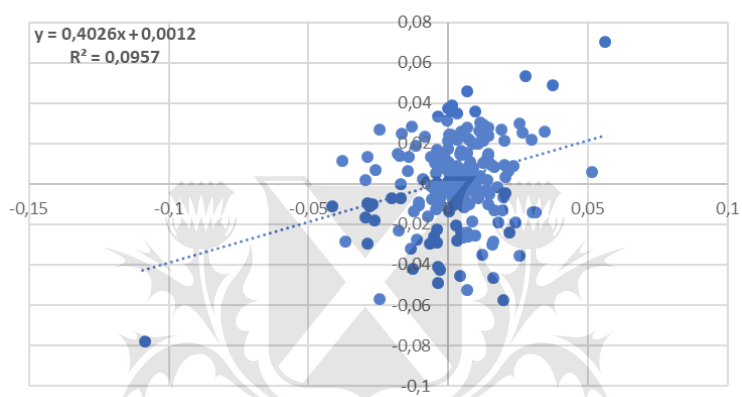
DTE Energy Company (DTE)



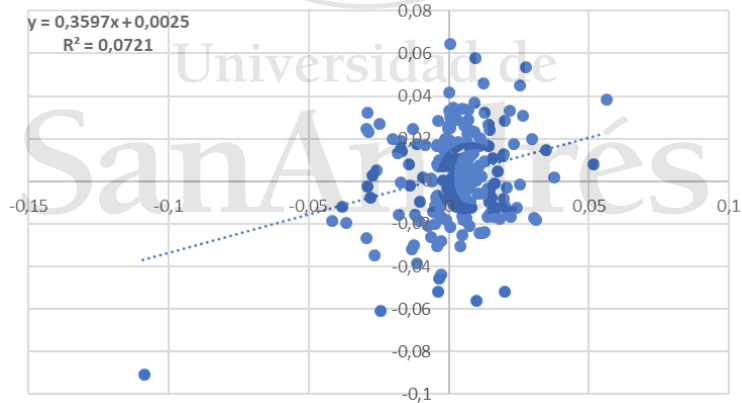
The Southern Company (SO)



Dominion Energy (D)



American Electric Power Company (AEP)



VII. Bibliografía

- AES Argentina Generación S.A., Página web Institucional, <https://www.aesargentina.com.ar> (consultado el 01 de junio de 2018).
- Albanesi S.A. (2017). Estados Financieros Consolidados año 2017.
- Albanesi S.A. (2016). Estados Financieros Consolidados año 2016.
- Annin, M., & Falaschetti, D. (1998). *Equity Risk Premium Article*. Ibbotson Associates & Morningstar.
- Banco Central de la República Argentina (2018). *Tipo de Cambio de Referencia Comunicación "A" 3500*. Disponible en: <http://www.bcra.gov.ar/Pdfs/PublicacionesEstadisticas/com3500.xls>
- Blume, M. E. (1974). *Unbiased estimators of long-run expected rates of return*. Journal of the American Statistical Association, Vol. 69, núm. 347, p.p. 634-638.
- Bolsa de Comercio de Buenos Aires. BOLSAR. <https://www.bolsar.com/>
- Brealey, R., & Myers, S. (2003). *Principles of corporate finance*. McGraw-Hill.
- Central Puerto S.A. (2014). *Estados Financieros Consolidados año 2012*.
- Central Puerto S.A. (2014). *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). *Company Presentation. 1Q 2018*.
- CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2015). *Programación Estacional Mercado Eléctrico Mayorista períodos 2015*.
- CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2016). *Programación Estacional Mercado Eléctrico Mayorista períodos 2016*.
- 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). *Programación Estacional Mercado Eléctrico Mayorista períodos 2017*.
- 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). *Datos Síntesis Mensual MEMnet, mayo de 2018*.
- Cooper, I. (1996). *Arithmetic versus geometric mean estimators: Setting discount rates for capital budgeting*. European Financial Management, Vol. 2, núm. 2, pp. 157-167.
- Copeland, T., Koller, T., & Murrin, J. (2000). *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*. McKinsey Ed.
- Corporación Interamericana de Inversiones. *Project Disclosure: Parque Eólico La Castellana*. Disponible en: <https://www.iic.org/es/proyectos/project-disclosure/12063-01/proyecto-e%C3%B3lico-la-castellana>, consultado el 1 de junio de 2018.
- CP Renovables S.A. (2016). *Parque Eólico Achiras - Estudio de Impacto Ambiental*. Publicado por Corporación Interamericana de Inversiones. Disponible en: http://cdn.iic.org/sites/default/files/disclosures/2016-05_eia_parque_eolico_achiras.pdf, consultado el 01 de junio de 2018.
- Damodaran, A. (2002). *Estimating Equity Risk Premiums*. Working Paper, NYU-Stern School of Business.
- Damodaran, A. (2017). *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications*. NYU-Stern School of Business.
- Damodaran, A. (2018). *Betas by Sector (US)*. NYU-Stern School of Business. Disponible en: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html, último acceso el 30 de julio de 2018.
- Damodaran, A. (2018). *Annual Returns on Stock, T.Bonds and T.Bills: 1928 – Current*. NYU-Stern School of Business. Disponible en: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>, último acceso el 30 de julio de 2018.
- Damodaran, A. *Discussion Issues and Derivations*. NYU-Stern School of Business: Damodaran Online. Disponible en: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/AppldCF/derivn/ch4deriv.html
- Duff & Phelps. (2017). *Duff & Phelps' U.S. Equity Risk Premium Recommendation Decreased from 5.5% to 5.0%. Effective September 5, 2017*. Disponible en: <https://www.duffandphelps.com/-/media/assets/pdfs/publications/valuation/coc/duff-and-phelps-decreases-us-erp-recommendation-to-5-percent-oct-2017.ashx>, última consulta el 30 de julio de 2018.
- Diario El Cronista. *Definen crucial licitación de generación con oferentes de peso en disputa*. Disponible en: <https://www.cronista.com/economiapolitica/Definen-crucial-licitacion-de-generacion-termica-con-oferentes-de-peso-en-disputa-20170925-0047.html>, última consulta el 01 de julio de 2018.
- Enel Group (2017). *Resultados Financieros Full Year 2017*.
- Fernández, P. (2006). *The Equity Premium in Finance and Valuation Textbooks*. IESE Business School, w.p. 657.

- Fuenzalida, D. & Mongrut, S. (2010). *Estimation of Discount Rates in Latin America: Empirical Evidence and Challenges*. Journal of Economical, Finance and Administrative Science, Vol. 15, núm. 28, p.p. 8-43.
- Genneia S.A. (2017). *Aviso de Resultados Obligaciones Negociables clase XX*.
- Genneia S.A. (2017). *Estados Financieros 2017*.
- Heaton, H. B. (2007). *On the use of Size Premiums, Arithmetic or Geometric Average Returns, and Liquidity Premiums in determining Discount Rate*. Journal of Property Tax Assessment and Administration, Vol. 4, núm. 4, p.p. 5-12.
- Indro, D., & Wayne, L. (1997). *Biases in Arithmetic and Geometric Averages as Estimates of Long-Run Expected Returns and Risk Premia*. Financial Management, Vol. 26, núm. 4, p.p. 81-90.
- 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*.
- IAMC - Instituto Argentino de Mercado de Capitales. *Resumen Mensual. Diciembre 2017, año XXXIV, núm. 7253*.
- Jastreblansky, M. en Diario La Nación (26 de septiembre de 2017). *Licitaron tres nuevas centrales térmicas para cogeneración*. Disponible en: <https://www.lanacion.com.ar/2066421-licitaron-tres-nuevas-centrales-termicas-para-cogeneracion>, último acceso el 01 de julio de 2018.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 23 de mayo de 2016). *Licitación Generación Térmica. Resolución SEE 21/2016 - Ofertas Recibidas*.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 6 de septiembre de 2016). *Plan de Energías Renovables. Renovar Ronda 1 - Resumen de Ofertas*.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 30 de septiembre de 2016). *Plan de Energías Renovables. Renovar 1 - Tabla de Precios Ofertados - Sobre B*.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 2016). *Plan de Energías Renovables. RenovAr 1 - Proyectos Adjudicados*.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 2016). *Plan de Energías Renovables. RenovAr 1.5 - Ofertas de Precios Presentados*.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, noviembre de 2016). *Plan de Energías Renovables. RenovAr 1.5 - Adjudicación de Proyectos*.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 19 de octubre de 2017). *Plan de Energías Renovables. RenovAr 2 - Recepción de Ofertas*.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 23 de noviembre de 2017). *Plan de Energías Renovables. RenovAr 2 - Apertura de Ofertas Económicas*.

- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 29 de noviembre de 2017). *Plan de Energías Renovables. RenovAr 2 - Ofertas Adjudicadas*.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. *Series Históricas de Energía Eléctrica desde 1930*. Disponible en: <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3140>
- Ministerio de Hacienda de la Nación. (Argentina, 1989). *Memoria de las Privatizaciones*. Disponible en MEPRIV: <http://mepriv.mecon.gov.ar/privatizaciones.htm>, última consulta el 01 de julio de 2018.
- NASDAQ. Income Statement, Balance Sheet, Cash Flow, Financial Ratios & Annual Report de las empresas identificadas con los códigos AES, CEPU, EOCC y ELP.
- Pampa Energía S.A. (2015). *Reporte Anual 2015*.
- Pampa Energía S.A. (2016). *Reporte Anual 2016*.
- Pampa Energía S.A. (2017). *Reporte Anual 2017*.
- Poder Ejecutivo Nacional. (Argentina, 1992). *Decreto N° 122/92. Creación Central Puerto S.A.*
- PuntoBiz.com.ar. (25 de septiembre de 2017). *Caputo se quedó con la licitación para generar energía en Santa Fe*. Disponible en: https://puntobiz.com.ar/noticias/val/113730/val_s/44/caputo-se-queda-con-licitacion-para-generar-energia-en-santa-fe.html, última consulta el 01 de julio de 2018.
- Secretaría de Energía de la Nación. (Argentina, 2005). *Resolución N° 1193/2005. Acuerdo FONINMEM*.
- Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación. (Argentina, 14 de junio de 2016). *Licitación de Generación Térmica. Res. SEE 21/2016 - Ofertas Adjudicadas*.
- Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación. (Argentina, 9 de agosto de 2017). *Cierres de Ciclo Combinado y Cogeneración - Res. SEE 287/2017. Ofertas Recibidas*.
- Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación. (Argentina, 25 de agosto de 2017). *Cierre de Ciclos Combinados y Cogeneración - Res. SEE 287/2017. Nota SEE - Ofertas Económicas y Proyectos Admisibles*.
- Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación. (Argentina, 25 de septiembre de 2017). *Cierre de Ciclos Combinados y Cogeneración - Res. SEE 287/2017. Res. SEE 820/2017 - Proyectos Adjudicados*.
- Securities and Exchange Commission. (Estados Unidos, 16 de enero de 2018). *Central Puerto S.A. - Form F-1. Registration Statement*.
- Suazo, D. (s.f.). *El proceso de reestructuración y el esquema regulatorio del sector eléctrico argentino*. Asociación Distribuidores Energía Eléctrica República Argentina & Edesur. Disponible en:

<http://www.adeera.com.ar/archivos/EI%20Sector%20EI%C3%A9ctrico%20Argentino%20.pdf>

- Yahoo! Finance. *Statistics, Financials & Historical Data* de las empresas identificadas con los códigos AEP, AES, CECO2, CEPU, D, DTE, DUK, PAMP y SO. Disponible en: <https://finance.yahoo.com/>, último acceso el 30 de julio de 2018.



Universidad de
San Andrés