



Universidad de San Andrés

Escuela de Negocios

Magister en Finanzas

***VALUACIÓN DEL CAPITAL ACCIONARIO DE
ENEL GENERACIÓN COSTANERA S.A.***

Autor: Lucas A. Larese

DNI: 35.103.169

Director de Trabajo Final de Graduación: Javier P. Epstein

Ciudad Autónoma de Buenos Aires – Junio de 2021



Universidad de San Andrés

Escuela de Administración y Negocios

Magister en Finanzas

VALUACIÓN DEL CAPITAL ACCIONARIO DE
ENEL GENERACIÓN COSTANERA S.A.



Autor: Lucas A. Larese

DNI: 35.103.169

Director de Trabajo Final de Graduación: Javier P. Epstein

Ciudad Autónoma de Buenos Aires – Junio de 2021

ÍNDICE

1.	Glosario	3
2.	Resumen Ejecutivo.....	5
3.	Enel Generación Costanera S.A.	7
3.1	Evolución de las ventas.....	7
3.2	Breve reseña histórica y descripción del negocio	12
3.3	Estructura societaria.....	15
3.4	Estructura operativa.....	17
3.5	Medioambiente, calidad y desarrollo sostenible.	20
3.6	Escenario macroeconómico y perspectivas futuras	22
4.	Análisis de la Industria y Posicionamiento Competitivo	26
4.1	El Mercado Eléctrico Mayorista.....	26
4.2	Marco regulatorio vigente.....	28
4.3	Aspectos relevantes de la industria.....	36
	a) Demanda	38
	b) Competencia	43
5.	Análisis Financiero	51
5.1	Análisis de indicadores financieros.....	52
	a) Indicadores de liquidez	53
	b) Indicadores de actividad	54
	c) Indicadores crediticios.....	56
	d) Indicadores de márgenes.....	58
	e) Indicadores de rentabilidad	59
	f) Análisis financiero comparativo	61
5.2	Estado de Situación Financiera.....	64
5.3	Estado de Resultados Integral.....	68

6. Valuación	70
6.1 Flujo de Fondos Descontados	71
a) Estimación de ventas.....	72
b) Estimación de costos y gastos.....	76
c) Gastos de capital y variación del Capital de Trabajo	77
d) Cálculo del Costo Promedio Ponderado de Capital	81
e) Valor de la empresa	87
f) Análisis de escenarios alternativos de valuación.....	89
6.2 Valuación por Múltiplos.....	91
7. Conclusiones	94
8. Bibliografía	95
9. Anexo, cuadros y tablas	99



1. Glosario

- ADEERA: Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- AGEERA: Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- AGUEERA: Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- ANSES: Administración Nacional de la Seguridad Social.
- ARS: Pesos argentinos.
- ATEERA: Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- BCRA: Banco Central de la República Argentina.
- CABA: Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- CAGR (Compound Annual Growth Rate): Tasa de crecimiento anual compuesta.
- CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
- CAPEX (Capital Expenditures): Inversiones de capital.
- CAPM (Capital Asset Pricing Model): Modelo de valuación de activos.
- CC: Ciclo Combinado.
- DCF (Discounted Cash Flows): Modelo de valuación por flujos de fondos descontados.
- EBIT (Earnings Before Interest and Taxes): Ganancias antes de intereses e impuestos.
- EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization): Ganancias antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones.
- EDENOR: Empresa Distribuidora Norte S.A.
- EDESUR: Empresa Distribuidora Sur S.A.
- EEFF: Estados Financieros.
- ENRE: Ente Nacional Regulador de la Energía Eléctrica.
- EV (Enterprise Value): Valor de la empresa.

- FONINVEMEN: Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- GBA: Gran Buenos Aires.
- GW: Gigavatios (mil millones de vatios).
- IPC: Índices de Precios al Consumidor.
- IPIM: Índice de Precios Internos al por Mayor.
- MATER: Mercado a Término de Energías Renovables.
- MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.
- MEyM: Ministerio de Energía y Minería.
- MW: Megavatios (un millón de vatios).
- LVFVD: Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Declarar.
- SADI: Sistema Argentino de Interconexión.
- SE: Secretaría de Energía.
- SEGBA: Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires.
- TG: Ciclo convencional Turbo Gas.
- TJSM: Termoeléctrica José de San Martín S.A.
- TMB: Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.
- TV: Ciclo convencional Turbo Vapor.
- USD: Dólares estadounidenses.
- VOSA: Central Vuelta de Obligado S.A.
- WACC (Weighted Average Cost of Capital): Costo promedio ponderado de capital.
- YTM (Yield To Maturity): Tasa interna de retorno de la inversión.

2. Resumen Ejecutivo

El objeto del presente informe es el de realizar una valuación teórica del capital accionario de la empresa Enel Generación Costanera S.A. (en adelante se identificará también como Costanera) al 31 de diciembre de 2020, fecha del último Balance Anual aprobado de la compañía.

Para ello, será necesario comprender el modelo de negocios de la firma y las características inherentes a la industria en la cual se encuentra, realizar un análisis financiero de la compañía, y en base al diagnóstico y supuestos elaborados implementar modelos de valuación estudiados y desarrollados en el transcurso de la Maestría.

En particular, la compañía seleccionada como objeto de valuación pertenece al sector de Energía, más precisamente a la Generación de Energía Eléctrica, y opera en el territorio de la República Argentina con instalaciones ubicadas en Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Su capital controlante es de origen italiano, y sus cuerpos directivos y gerenciales están integrados por miembros de origen argentino, italiano y brasilero.

La compañía cotiza públicamente en nuestro mercado. Sus acciones se encuentran listadas en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires con la especie *CECO2* dentro del grupo de empresas del Panel General del Mercado de Valores.

El presente trabajo se divide básicamente en tres partes fundamentales. En primer lugar, se tiene por objeto conocer en profundidad a la compañía y entender su modelo de negocios, seguido de un análisis pormenorizado de la industria y del Mercado Eléctrico Mayorista. A continuación, se efectúa un análisis sobre los estados financieros de la firma, teniendo en cuenta ratios y variables clave de la industria que inciden en la evolución de la compañía. Y, por último, se efectúan las valuaciones necesarias según el diagnóstico y supuestos que se han elaborado previamente.

En primera instancia, la valuación de la empresa es realizada por el modelo de Flujo de Fondos Descontados, por medio del cual es posible determinar el valor que la firma tiene para los accionistas y acreedores de la misma. Se analizan, además, diferentes escenarios y la sensibilidad del valor de la compañía ante cambios en variables fundamentales para la valuación. Para ello, se utilizan estados financieros reexpresados en dólares estadounidenses y se emplea como tasa de descuento al Costo Promedio Ponderado de Capital, utilizando el modelo de CAPM, siendo necesario para ello estimar una tasa de costo de capital propio y de costo de capital de terceros o de deuda.

En segundo lugar, se aplica el modelo de Valuación por Múltiplos de compañías comparables dentro de la industria, el cual hace posible realizar una comparación respecto a las empresas que hemos identificado y observar posibles desviaciones en el valor de mercado en términos relativos.

Cabe aclarar que ambas valuaciones pueden arrojar diferentes resultados en tanto que el primero de los métodos permite analizar el valor específico de la compañía bajo estudio, mientras que el segundo indica una valuación relativa a empresas del mismo sector y con características similares a la fecha de análisis.

Para el desarrollo de este informe se utiliza información pública existente y disponible proveniente de reportes, presentaciones, comunicados y los estados financieros de la compañía de los ejercicios anuales de los años 2016 a 2020. Se estudia la estructura de su Estado de Situación Financiera y la conformación de su Estado de Resultados, la generación de flujo de efectivo, las inversiones en Propiedades, Plantas y Equipo, sus objetivos a mediano y largo plazo junto con la estrategia prevista y las fuentes de financiamiento. Adicionalmente, se incorpora la información pública existente que provee la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. 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, el uso de los combustibles para generación de energía y las previsiones futuras respecto a la evolución del MEM.

Se consultan también los estados financieros de firmas comparables pertenecientes al sector para realizar la Valuación por Múltiplos de comparables.

De acuerdo a la información de mercado, la cotización de la acción de Costanera al 31 de diciembre de 2020 fue de \$15,20, que con un tipo de cambio de 1 USD = \$84,145 equivale a un precio expresado en dólares de USD 0,1806. Como resultado de la valuación por Flujo de Fondos Descontados, el valor del capital accionario obtenido es igual a USD 140.265.389 o USD 0,1998 por acción, lo cual significa un valor 10,6% superior a su valor por mercado al 31 de diciembre de 2020. Los precios de mercado parecen reflejar expectativas futuras más pesimistas a las utilizadas en el modelo del presente trabajo.

En pesos al tipo de cambio de cierre de ejercicio, el valor de la firma equivale a \$11.802.631.121 o \$16,81 por acción.

De forma similar, mediante la aplicación del múltiplo EV/EBITDA se obtuvo un valor inferior de USD 0,2447 por acción. Observando esto, podríamos inferir que el mercado está reflejando expectativas más pesimistas en el valor de la acción de Costanera.

3. Enel Generación Costanera S.A.

3.1 Evolución de las ventas.

Las ventas totales de Costanera en el año 2020 ascienden a \$9.261.131.447 que, a un tipo de cambio de cierre de ejercicio de \$84,145, equivalen a USD 110,1 millones. El resultado bruto fue de \$1.973.013.184 o, del mismo modo, USD 23,4 millones. El EBITDA de la sociedad fue de \$5.136.596.685 o USD 61,0 millones.

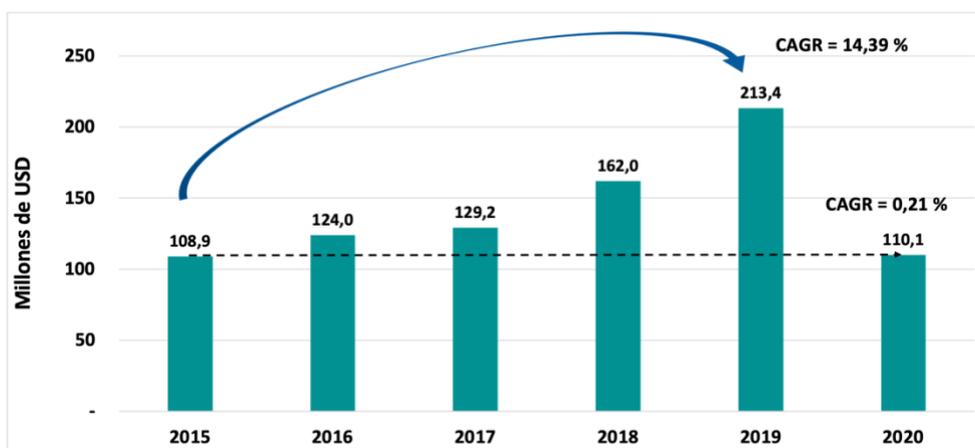


GRÁFICO 1: Evolución de las ventas en millones de dólares.

Fuente: Elaboración propia con información del Balance Anual 2020 de Costanera y BCRA.

Entre los años 2015 y 2019, el resultado bruto muestra un crecimiento sostenido en dólares a una Tasa de Crecimiento Anual Compuesto o CAGR ¹ de 18,53%. Sin embargo, este aumento en resultado no se originó en un incremento en la capacidad productiva ni en la cantidad de energía generada, sino que tiene su explicación en los reajustes de los esquemas de precios de la energía mayorista que se realizaron desde el año 2013 en adelante.

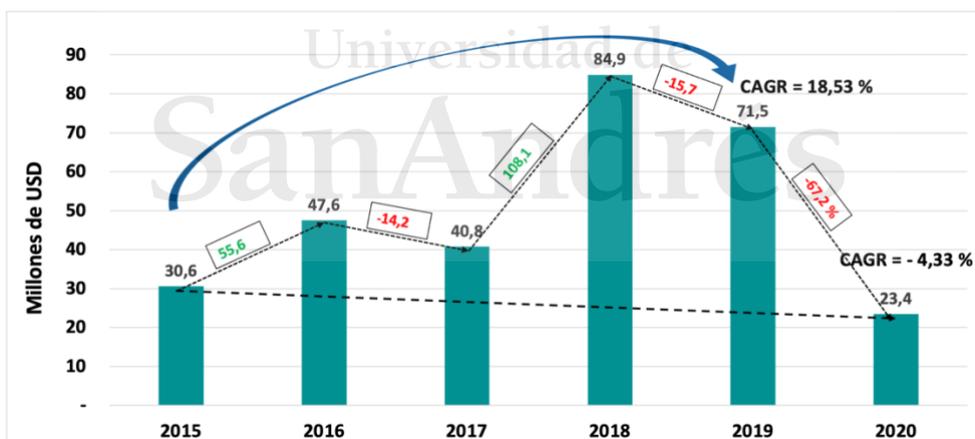


GRÁFICO 2: Evolución del resultado bruto en millones de dólares.

Fuente: Elaboración propia con información del Balance Anual 2020 de Costanera y BCRA.

Realizando el mismo análisis incluyendo el año 2020, podemos observar que el retorno anual es negativo en el período bajo estudio. Esto se debe principalmente por aplicación de

¹ $CAGR(t_0, t_n) = \left(\frac{V(t_n)}{V(t_0)} \right)^{\frac{1}{t_n - t_0}} - 1$

$V(t_0)$: valor inicial; $V(t_n)$: valor final; $t_n - t_0$: número de años.

un nuevo esquema de remuneración de la energía establecido por la Resolución SE N° 31/2020 de la Secretaría de Energía que establece los precios en pesos a un tipo de cambio fijo que comentaremos más adelante, en conjunción con un escenario de fuerte devaluación de la moneda sufrido en los años 2019 y 2020 y su impacto en costos.

Del mismo modo, si se analiza la evolución del EBITDA es posible observar un comportamiento similar al de las ventas netas. El CAGR para el período 2015 a 2019 es de 11,92% y, si se incluye el año 2020 al análisis, la tasa anual de crecimiento baja significativamente a 1,29%.

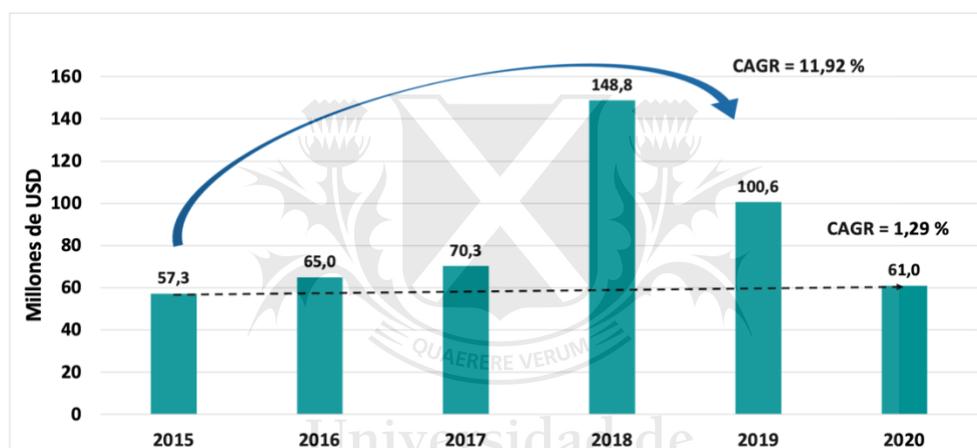


GRÁFICO 3: Evolución del EBITDA en millones de dólares.

Fuente: Elaboración propia con información del Balance Anual 2020 de Costanera y BCRA.

La producción total de Costanera durante el año 2020 fue de 6.523 GWh, constituida por 5.321 GWh del Ciclo Combinado II, 803 GWh del Ciclo Combinado I y 399 GWh de las Unidades Turbo Vapor (TV's).

En el siguiente gráfico podemos observar la evolución de la energía generada en los últimos 6 años por cada tecnología con la que cuenta la central y la contribución total al mercado eléctrico. El promedio de energía generada se ubica en torno a los 6.928 GWh anuales.

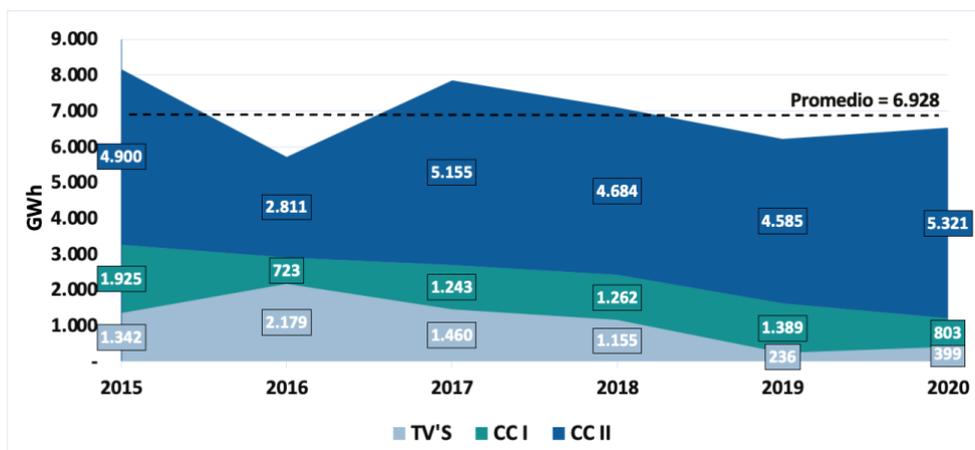


GRÁFICO 4: Total de energía generada por año (GWh).

Fuente: Elaboración propia en base a información provista por Enel y CAMMESA.

Además de la potencia con la que cuenta la central, también es importante tener en cuenta la disponibilidad de los equipos. Éste es un indicador que se mide como el porcentaje de la potencia instalada que cuenta con capacidad para ser utilizada en un período de tiempo dado en relación al total instalado, y cuanto más alto sea este valor mayor será la cantidad de energía que se obtendrá en un periodo de tiempo, dada la capacidad instalada. Es decir, mejor porcentaje de disponibilidad significará mayor posibilidad de generar energía y mayor remuneración para sus unidades.

La disponibilidad anual del parque turbo vapor muestra una reducción respecto al año anterior, ya que la misma pasó a ser el 90,7% versus 94,4% del año 2019. Esto se debió principalmente a indisponibilidades concentradas en TV06 (mantenimiento durante enero 2020), TV04 (indisponibilidad por averías en diciembre 2020), TV07 y TV02 (limitaciones por daños).

Unidad	Disponibilidad 2020	Factor de Utilización de la Energía Disponible 2020
TV01	97,3%	1,8%
TV02	92,4%	2,1%
TV03	94,6%	0,9%
TV04	88,8%	1,4%
TV06	86,0%	12,3%
TV07	91,5%	4,2%
Promedio Vapor	90,7%	5,2%
CC I - TG11	52,6%	51,1%
CC I - TV05	52,3%	56,6%
Promedio CC I	52,5%	54,9%
CC II - TG08	96,2%	80,5%
CC II - TG09	99,9%	80,1%
CC II - TV10	97,9%	64,3%
Promedio CC II	98,0%	74,2%

TABLA 1: Disponibilidad y Factor de Utilización de las unidades generadoras.

Fuente: Elaboración propia en base a información provista por Enel.

En cuanto a Ciclos Combinados, si bien hubo mantenimientos importantes en el CC I, la disponibilidad total de ambos ha sido superior a la de 2019 (85,5% versus 80,1% del año 2019). En el caso de CC I, la disponibilidad anual pasó de 79,4% en 2019 a 52,5% en 2020, mientras que el CC II tuvo una importante mejora del 80,4% del 2019 al 98% registrado en 2020, debido a la muy buena performance de la unidad y la no realización de ningún mantenimiento programado en 2020.

Podemos ver que los activos mantienen buenos niveles de disponibilidad. A través de Claudio Cunha – su CFO en Argentina –, la administración ha comunicado en el Enel Day celebrado a nivel global el pasado 2 de marzo de 2021 que el objetivo a perseguir para el año 2021 es alcanzar el 98% de disponibilidad promedio para toda la central, por lo cual de lograrse impactaría en mejores condiciones competitivas y mejores niveles de ventas futuras.

Respecto de la utilización de las unidades, el Factor de Utilización de Energía Disponible muestra un incremento en el despacho del parque vapor durante 2020 (5,24% contra 2,68% del 2019), dado principalmente por el despacho hacia finales del año de estas unidades para exportar energía a Brasil. Respecto de los Ciclos Combinados, el factor de despacho pasó de 63,28% en 2019 a 54,88% en 2020 para el CC I, y de 78,22% a 74,23% para el CC II.

Adicionalmente, Costanera tiene vigente un acuerdo con Enel Generación El Chocón S.A. para operar cuatro motores diésel de su propiedad, con una capacidad total neta de generación de 34 MW, los cuales están en poder de Costanera en las instalaciones de la central. Los mismos comenzaron a operar durante 2016.

3.2 Breve reseña histórica y descripción del negocio

En la actualidad, Enel Generación Costanera S.A. es la mayor compañía de energía eléctrica vía procesos térmicos de Argentina.

La licitación para su construcción fue realizada en octubre de 1956 y fue puesta en marcha con capital público por Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A., entrando el primer generador en servicio en 1963. La central fue inaugurada el 30 de marzo de 1966 constando de cinco grupos de ciclo convencional de 120 MW cada uno, construidos por British Thomson-Houston e International Combustion Ltd. En 1976 fue incorporada una unidad de 350 MW, con material Babcock and Wilcox e Hitachi, y en 1985 entró en servicio el Grupo 7, con 310 MW de potencia, equipada con una turbina LMZ, un generador Electrosila (ambos de fabricación rusa) y una caldera Babcock and Wilcox.

El 27 de mayo de 1992 y mediante el Decreto N° 839 ², durante el primer gobierno del expresidente Carlos Menem, y como resultado de la política de privatizaciones, la central dejó de pertenecer a la sociedad estatal SEGBA para ser adquirida por la sociedad ENDESA, de capitales privados españoles e italianos, cambiando su razón social a Endesa Costanera S.A. En ese momento estaba formada por cinco grupos térmicos que sumaban 1.138 MW de potencia, y ya suponía el 19% de la capacidad térmica instalada en Argentina.

En 1995, se finaliza la instalación de un ciclo combinado de gas natural y gasóleo denominado Central Termoeléctrica Buenos Aires, la primera instalación de este tipo en Sudamérica, configurado por un turbogenerador a gas y el turbogenerador a vapor del grupo

² <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/839-92.html>.

5 (quedando desmantelada la caldera de dicho grupo), que aporta al sistema otros 327 MW. Su fabricación corre a cargo del consorcio Siemens-Black and Veatch.

Finalmente, en 1998 se añadió el Grupo 9, otro ciclo combinado de gas natural y gasóleo, construido por Mitsubishi y configurado por dos turbogeneradores a gas y un turbogenerador a vapor, con una potencia de 859 MW.

En 2008, en base al acuerdo firmado en la Resolución SE 1193/2005 ³ con la Secretaría de Energía de la Nación denominado FONINVEMEM, creado por Resolución SE 1125/2004 ⁴, la empresa toma participación en las sociedades 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 centrales, siendo estas empresas las operadoras técnicas de los activos a través de los fideicomisos respectivos.

En 2010, bajo un nuevo esquema FONINVEMEM, se invirtió en conjunto 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., de la cual Costanera es accionista en la actualidad.

Con fecha 28 de enero de 2015 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad aprobó la reforma del artículo 1º del Estatuto Social, por el cual se modificó la denominación de la sociedad por Central Costanera S.A. En noviembre de 2016, en Comité Ejecutivo fue aprobado el cambio de nombre a Enel Generación Costanera S.A.

³ Resolución Nº 1193/2005. Secretaría de Energía de la Nación. Boletín Oficial nº 30.759, 14/10/2004, pp. 5-6.

⁴ Resolución Nº 1125/2004. Secretaría de Energía de la Nación. Boletín Oficial nº 30.531, 19/11/2004, pp. 18-19.

Vale destacar que Enel (acrónimo de Ente Nazionale per l'Energia Elettrica) es una compañía multinacional del sector de la energía y un operador integrado líder en los mercados mundiales de electricidad y gas, focalizado en los mercados de Europa y Latinoamérica. Enel S.p.A. tiene cotización pública en la bolsa de valores de Milán bajo la especie ENEL.

Enel realiza operaciones en 35 países de los 5 continentes, gestiona la generación de energía de más de 95 GW de capacidad instalada neta y distribuye electricidad y gas a través de una red que abarca alrededor de 1,9 millones de kilómetros. En Europa, Enel es la principal compañía de generación de energía por EBITDA anunciado. Con sus más de 73 millones de usuarios finales en todo el mundo, el grupo goza de la mayor base de clientes entre sus competidoras europeas.

Actualmente, Enel Generación Costanera S.A. posee y opera una planta altamente diversificada constituida por seis unidades monoblock de Ciclo Convencional a vapor, con una capacidad instalada de 1.131 MW de potencia y dos unidades de Ciclo Combinado, la primera de ellas de 321,6 MW de potencia y la segunda de 851 MW de potencia bruta ISO configurada por dos turbogeneradores a gas y un turbogenerador a vapor.

Enel Generación Costanera se encuentra estratégicamente ubicada en plena ciudad de Buenos Aires que, en forma conjunta con el Gran Buenos Aires, demandan aproximadamente el 40% del total de la electricidad producida en el país.

Desde la toma de posesión por Enel, la firma continuó y concluyó un ambicioso programa de rehabilitación de unidades y mejora de instalaciones para incrementar los niveles de disponibilidad y fortalecer la seguridad de suministro de energía eléctrica que involucró inversiones cercanas a los USD 200 millones. Este esfuerzo, sumado a otros emprendimientos del sector, permitieron al país evitar en el corto plazo los problemas causados por el desabastecimiento energético de fines de la década de 1980.

De esta manera, Enel Generación Costanera S.A. se ha constituido como una de las plantas de generación térmica más importantes de Sudamérica, destacándose en su funcionamiento

un compromiso pleno y permanente con las normas de adhesión y protección al medio ambiente.

3.3 Estructura societaria

Como indica su Estatuto, la actividad principal de la sociedad es el de producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque. A ello se le adiciona la actividad de inversión en empresas y sociedades, constituidas o a constituirse, por cuenta propia, de terceros o asociada a terceros, y de forma directa o indirecta, dedicadas a alguna de las siguientes actividades: generación, producción, transporte, distribución y/o comercialización de energía eléctrica, y a la prestación de servicios de ingeniería, consultoría, y de gestión para la operación de centrales eléctricas.

Como ya indicamos, la compañía es de origen argentino con su directorio, gerencia corporativa y operaciones establecidas dentro del país.

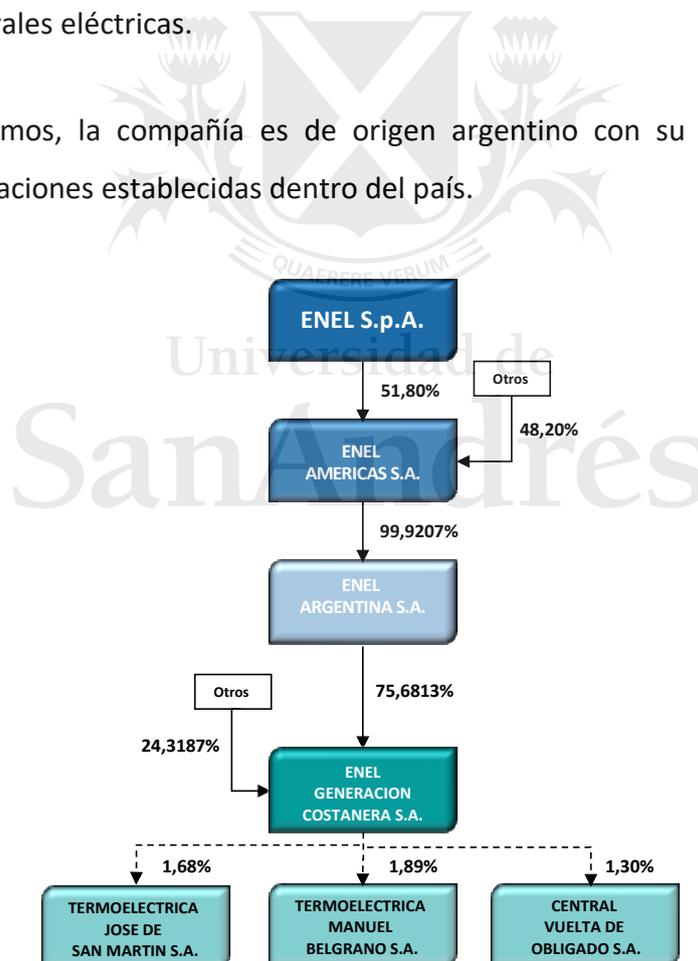


GRÁFICO 5: Mapa accionario de Enel Generación Costanera S.A.

Fuente: Elaboración propia en base a información provista por Enel.

Su capital accionario se compone de 701.988.378 acciones ordinarias escriturales, de valor nominal igual a \$1 cada una, de las cuales el grupo controlante posee directa o indirectamente el 75,68%. El 15,39% está en manos del Fondo General de Sustentabilidad de la ANSES, quedando el 8,93% restante en manos de otros accionistas minoritarios.

Accionista	Cantidad de Acciones	Participación (%)
Enel Argentina S.A.	531.273.928	75,6813%
FGS - ANSES	108.011.285	15,3865%
Otros inversores	62.703.165	8,9322%
TOTALES	701.988.378	

TABLA 2: Composición del capital accionario de Enel Generación Costanera S.A.

Fuente: Datos oficiales de Enel ⁵.

Cabe destacar que el Grupo Enel tiene una fuerte presencia en el mercado eléctrico argentino, controlando en forma directa o por intermedio de otras sociedades el Directorio de empresas que abarcan las actividades tanto de generación de energía eléctrica vía procesos térmicos, hidroeléctrico y renovable, transporte, comercialización y distribución de energía eléctrica.

En lo pertinente a la política de distribución de dividendos de Costanera, la última distribución de dividendos en efectivo tuvo lugar el 25 de abril de 2019, por un monto total de \$2.000 millones (\$2,85 por acción), que corresponden al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2018. Desde la toma de posesión por Enel, esta fue la única oportunidad que la firma realizó una distribución de dividendos.

Por otro lado, según la Nómina de Autoridades vigente, el Directorio de la firma está compuesto por integrantes de origen principalmente argentino, italiano y brasilero.

⁵ www.enel.com.ar/es/enel_generacion_costanera/a201612-estructura-accionaria.html

Apellido	Nombre	Tipo de Documento	Nro de Documento	CUIT	Cargo	Condición	Designación	Finalización
BLANCO	JUAN CARLOS	DNI	14070380	20-14070380-0	DIRECTOR	TITULAR	07/04/20	31/12/20
WEYNE DA CUNHA	CLAUDIO CÉSAR	DNI	95629893	20-95629893-9	DIRECTOR	TITULAR	07/04/20	31/12/20
GARRIDO	DANIEL	DNI	14526371	23-14526371-9	DIRECTOR	TITULAR	07/04/20	31/12/20
DISKIN	MÓNICA	DNI	24095385	23-24095385-4	DIRECTOR	TITULAR	07/04/20	31/12/20
RAMÍREZ	MARÍA VICTORIA	DNI	23103333	27-23103333-0	DIRECTOR	TITULAR	07/04/20	31/12/20
PIÑA	JORGE	DNI	12988559	23-12988559-9	DIRECTOR	TITULAR	07/04/20	31/12/20
BREA	MATÍAS MARÍA	DNI	14455983	20-14455983-6	DIRECTOR	TITULAR	07/04/20	31/12/20
CHAVEZ	JUAN PEDRO	DNI	22598409	20-22598409-4	DIRECTOR	TITULAR	07/04/20	31/12/20
MELCHIOTTI	NICOLA	DNI	95856229	20-95856229-3	DIRECTOR	SUPLENTE	07/04/20	31/12/20
BOGGINI	FERNANDO CARLOS LUIS	DNI	20213306	20-20213306-2	DIRECTOR	SUPLENTE	07/04/20	31/12/20
SICILIANO	MICHELE	PAS	YA7355801	20-60460377-4	DIRECTOR	SUPLENTE	07/04/20	31/12/20
LEMOS	JORGE ALBERTO	DNI	20185318	20-20185318-5	DIRECTOR	SUPLENTE	07/04/20	31/12/20
QUESADA	RODRIGO	DNI	21584682	20-21584682-3	DIRECTOR	SUPLENTE	07/04/20	31/12/20
PESSAGNO	MARIANO	DNI	25646849	20-25646849-3	DIRECTOR	SUPLENTE	07/04/20	31/12/20
SANCHEZ	LEONEL	DNI	24515199	20-24515199-4	DIRECTOR	SUPLENTE	07/04/20	31/12/20
ROLOTTI	PAOLA LORENA	DNI	25185071	27-25185071-8	DIRECTOR	SUPLENTE	07/04/20	31/12/20
TISCORNIA	JOSÉ ANTONIO	DNI	22598140	20-22598140-0	SINDICO	TITULAR	07/04/20	31/12/20
FALABELLA	RICARDO	DNI	10306175	20-10306175-0	SINDICO	TITULAR	07/04/20	31/12/20
BOMCHIL	MÁXIMO LUIS	DNI	8326959	20-08326959-7	SINDICO	TITULAR	07/04/20	31/12/20
ELIASCHEV	NICOLÁS	DNI	24228068	20-24228068-8	SINDICO	SUPLENTE	07/04/20	31/12/20
MARTIN	PATRICIO ALBERTO	DNI	18397004	20-18397004-7	SINDICO	SUPLENTE	07/04/20	31/12/20
POZO GOWLAND	HECTOR MARÍA	DNI	12601034	20-12601034-7	SINDICO	SUPLENTE	07/04/20	31/12/20

TABLA 3: Nómina de Autoridades vigente.

Fuente: Comisión Nacional de Valores ⁶.

3.4 Estructura operativa

La sociedad cuenta con una potencia instalada aproximada de 2.304 MW brutos, que implican una participación en el SADI de un 5,5% respecto del total de la capacidad instalada nacional al mes de diciembre de 2020.

En la siguiente tabla se detallan los ciclos generadores de los que dispone la central, contando seis Ciclos Convencionales Turbo Vapor y dos Ciclos Combinados, uno de los cuales ha sido construido mediante el desmantelamiento del Ciclo Convencional N° 5. Es observable y necesario destacar la antigüedad que tiene la planta instalada Turbo Vapor, lo cual además de ser significativo en términos medioambientales implica además mayores esfuerzos en mantenimientos por averías, existiendo una clara tendencia al menor uso de estas unidades en conjunción con los objetivos para el cuidado del medioambiente asumidos por la compañía y por el Grupo Enel en general.

⁶ <https://aif2.cnv.gov.ar/presentations/publicview/eb773809-e7dc-4a31-a847-9da7ad72324c>

Unidad	Tipo	Potencia (MW)	Año
1	TV01 - Turbo Vapor	123	1962
2	TV02 - Turbo Vapor	116	1963
3	TV03 - Turbo Vapor	112	1963
4	TV04 - Turbo Vapor	120	1963
6	TV06 - Turbo Vapor	350	1976
7	TV07 - Turbo Vapor	310	1984
CC I	TG11 - Turbo Gas	103,1	1964
	TV05 - Turbo Vapor	218,5	1995
CC II	TG08 - Turbo Gas	264,4	1998
	TG09 - Turbo Gas	264,4	1998
	TV10 - Turbo Vapor	322,2	1998
Potencia total instalada		2303,6	

TABLA 4: Potencia instalada de Enel Generación Costanera S.A.

Fuente: Elaboración propia en base a información provista por Enel.

Además, por formar parte en el FONINVEMEN Costanera tiene participación accionaria en las centrales Termoeléctrica San Martín S.A., Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. y Central Vuelta de Obligado S.A., las cuales se encuentran bajo la gestión de su principal inversor que es Central Puerto S.A. y cuya potencia total instalada se resume en la siguiente tabla:

Central	Ubicación	Capacidad Instalada (MW)	Tecnología	% de participación accionaria
Termoeléctrica José de San Martín S.A.	Timbúes, provincia de Santa Fe	865	Central a Ciclo Combinado. Inicio de operación en 2010	1,68%
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	Campana, provincia de Buenos Aires	873	Central a Ciclo Combinado. Inicio de operación en 2010	1,89%
Central Vuelta de Obligado S.A.	Timbúes, provincia de Santa Fe	816	Central a Ciclo Combinado. Inicio de operación en 2018	1,30%
Total		2554		

TABLA 5: Participación en Centrales FONINVEMEM.

Fuente: Elaboración propia en base a información provista por Enel y Central Puerto S.A.

Termoeléctrica José de San Martín está ubicada en la localidad de Timbúes, provincia de Santa Fe y consta de un Ciclo Combinado con una potencia instalada de 965 MW, compuesto por dos turbinas de gas y una turbina de vapor marca Siemens. El mismo sistema emplea también Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A., ubicada en la localidad de Campana, provincia

de Buenos Aires. Ambas centrales comenzaron su operación a ciclo abierto en 2008 y a ciclo combinado en 2010.

La última central en entrar en operación fue Central Vuelta de Obligado S.A. que, a partir del año 2015 comenzó a operar en Ciclo Simple con dos unidades Turbo Gas de 270 MW cada una. EL 20 de marzo de 2018 CAMESA habilitó la operación comercial de la totalidad de las instalaciones de la nueva central – que están conformadas por un Ciclo Combinado de 2 turbinas de gas y 1 turbina de vapor – en su funcionamiento como Ciclo Combinado, totalizando una capacidad de 845 MW de potencia.

En cuanto al mantenimiento de la planta, durante el año 2020 no había ninguna parada de mantenimiento planificada para las unidades de Ciclo Combinado. Sin embargo, el Ciclo Combinado SIEMENS (CC I) se vio afectado por un problema de vibraciones en el rotor de la turbina de gas que lo mantuvo indisponible a partir del 18 de junio del 2020 hasta el 13 de enero de 2021, momento en el cual la unidad se encontró nuevamente en despacho comercial.

En el caso del Ciclo Combinado MITSUBISHI (CC II), se realizaron intervenciones de reparación en ductos de escape. Adicionalmente, se continuó trabajando en la planificación de la parada de mantenimiento mayor prevista para septiembre de 2021 en la que deberá realizarse el reemplazo del rotor de la TG08, inspección mayor de la TG08 y mantenimiento de sus auxiliares, inspección mayor de la TV10 y mantenimiento de sus auxiliares, y fase 2 de la modernización del Sistema de Control de la central.

Por último, en caso de la unidad turbo vapor 6 (TV06), la misma sufrió una avería durante el mes de diciembre 2019 cuya reparación fue finalizada en enero 2020.

Durante el año 2020 se finalizó la implementación de un nuevo sistema de monitoreo de emisiones gaseosas en todas las unidades Turbo Vapor y Ciclos Combinados de la central. Este proyecto permitió elevar el nivel de monitoreo de emisiones muy por encima de los requisitos legales vigentes en Argentina y en línea con la mejores prácticas del Grupo Enel a nivel global.

Asimismo, se finalizó la puesta en marcha de una nueva instalación de agua que permitirá un importante ahorro en el uso de reactivos químicos para la elaboración del agua desmineralizada necesaria para los procesos productivos de la planta.

Por último, se continuó avanzando en el Proyecto “WWT” de tratamiento de aguas residuales que, por medio de la implementación de una serie de piletas y un sistema de recolección, permitirá mejorar ampliamente el tratamiento del agua de lluvia previo a sus vertido e implementar la recuperación del agua de primera lluvia. La finalización de esta obra esta prevista para el primer cuatrimestre de 2021.

Además, en el transcurso de los meses de marzo y abril, se han realizado con éxito los mantenimientos previstos de acuerdo a las horas factorizadas efectivas, programando y acordando las tareas en el marco de los protocolos COVID-19.

Durante el ejercicio 2020 el desempeño de la Costanera ha sido muy bueno, cumpliendo con todos los requerimientos de despacho usando alternativamente gas y gasoil según lo indicado por CAMMESA. Se han aprobado y sin observaciones todas las auditorías internas y externas a la compañía, con excelente performance en cuanto al cumplimiento de las normas ambientales, tanto en emisiones como de tratamiento de residuos y sin accidentes.

Para los próximos años, hasta tanto las variables macroeconómicas no alcancen cierta estabilidad y permitan realizar proyecciones en forma razonable y consistente, la firma no tiene planificado realizar nuevos proyectos de inversión significativos, más allá del correspondiente mantenimiento y mejoras del parque instalado.

3.5 Medioambiente, calidad y desarrollo sostenible.

En el balance operativo del año 2020 de la sociedad se alcanzaron hitos importantes alcanzados en todas las vertientes de la Sostenibilidad. El desempeño en materia de Sostenibilidad implica dar respuesta a las necesidades y expectativas de todos los grupos de interés con la responsabilidad de de generar energía eléctrica suministrando un servicio seguro y de calidad a la sociedad en general, la creación de valor y rentabilidad, salud,

seguridad y el desarrollo personal y profesional de las personas que trabajan en la empresa, el buen gobierno, comportamiento ético, la protección del entorno, la eficiencia y el desarrollo de la comunidad en la que opera.

Cabe recordar que, en septiembre de 2015, la Organización de las Naciones Unidas presentó los “Objetivos de Desarrollo Sostenible” ⁷, estableciendo una nueva agenda de desarrollo sostenible basada en un conjunto de objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger al planeta y asegurar la prosperidad para todos. Cada uno de ellos tiene una serie de metas específicas que deben alcanzarse para el año 2030. Esto incluye el compromiso adicional adherido por el Grupo Enel , de reducir a cero las emisiones para el año 2050.

Enel Generación Costanera S.A., al igual que las demás compañías que integran el Grupo Enel en el resto del mundo, se compromete a integrar estos objetivos a su estrategia y transformarlos en metas cuantificables para la concreción de los mismos. Este desafío es llevado a cabo mediante el actual Plan de Sostenibilidad 2020-2022 en el que se establecen actividades agrupadas siguiendo los pilares del Plan de Gobernanza Social y Ambiental del Grupo. Cada actividad, se encuentra vinculada a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas y a las dimensiones del Plan de Cultura Interna de Sostenibilidad 2019 de Enel Argentina.

De acuerdo con estos planes, se realizó del 3 al 5 de junio de 2020 una auditoría externa de recertificación de los Sistemas de Gestión Medioambiental según la Norma Internacional ISO 14001:2015, de Gestión de Calidad conforme a la Norma Internacional ISO 9001:2015 y el de Seguridad y Salud Ocupacional de acuerdo a ISO 45001:2018 a través de la auditora RINA de Italia.

Es importante destacar que la Agencia de Protección Ambiental del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires otorgó a Costanera, el 30 de junio de 2017, el Certificado de Aptitud Ambiental con una validez de cuatro años.

⁷ <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

3.6 Escenario macroeconómico y perspectivas futuras

El 2020 fue un año condicionado por la irrupción del COVID-19 cuya propagación global ha provocado la recesión económica más profunda en casi cien años, caracterizada por una caída profunda y sincronizada en la actividad económica, donde por primera vez se estima una variación negativa del PBI en todas las regiones.

Simultáneamente, la mayoría de los gobiernos implementaron programas de apoyo fiscales y crediticios para moderar el impacto de la pandemia y las restricciones inherentes a ella, protegiendo a los sectores sociales más vulnerables y asistiendo a las empresas con el objetivo de mantener los puestos de trabajo y reducir la pérdida de ingresos.

A su vez, los diversos Bancos Centrales desplegaron una serie de medidas de expansión cuantitativa y de recortes en la tasas de referencia que han derivado en un aumento significativo de la liquidez global. En ese sentido, se estiman fuertes aumentos de los déficits fiscales y del endeudamiento público durante el año 2020.

En el plano financiero, el dólar se ha debilitado a nivel global en un contexto de bajas tasas de interés lo cual ha permitido una mayor estabilidad cambiaria en los países emergentes. La debilidad de la demanda, el elevado desempleo y el aumento del ahorro preventivo posiblemente impliquen que la inflación continúe contenida en 2021, especialmente en las economías avanzadas.

Con los datos parciales disponibles a hoy, el PBI global habría disminuido un 4,2% en 2020 mientras que el volumen del comercio internacional lo habría hecho en un 10%.

En el corto plazo, las perspectivas económicas mundiales siguen siendo difusas ya que dependen de muchos factores inciertos: la evolución de los contagios, posibilidad de rebrotes y nuevas medidas de contención, el tiempo hasta que se puedan desplegar ampliamente los programas de vacunación, la persistencia de los paquetes de estímulo fiscales y monetarios, el ánimo de los mercados financieros y sus implicancias en términos de flujos de capitales, el

grado de cooperación internacional y la posibilidad de cambios estructurales en la oferta de servicios y en los hábitos de consumo.

Bajo este escenario, se espera que el PBI global recupere en 2021 la caída del año 2020, alcanzando los niveles pre-pandemia para fines de este año. No obstante, la recuperación será desigual entre países. A nivel sectorial, la recuperación será también desigual. En el marco de un cambio de paradigma en los hábitos de consumo y métodos de producción, las industrias con elevados componentes tecnológicos y de digitalización y las que permitan el trabajo remoto sin una pérdida sustancial de la productividad probablemente experimenten un repunte mucho más fuerte que aquellos rubros, como los servicios, que requieren mayor interacción social.

Respecto al ámbito local, Argentina no fue la excepción a lo mencionado anteriormente. El aislamiento social que comenzó a mediados de marzo de 2020 ha tenido un impacto muy fuerte sobre la actividad económica. En ese sentido, se estima que el PBI habría disminuido un 10,2% en 2020, lo que representaría un retroceso similar al del año 2002, con el consumo privado y la inversión cayendo al 12,6% y 18,4% respectivamente.

A su vez, dado que Argentina no tenía acceso a los mercados internacionales de crédito y el mercado local de deuda en pesos era insuficiente para cubrir las necesidades de financiamiento del Tesoro, el gobierno no tuvo otra opción que recurrir a la emisión monetaria. La asistencia del Banco Central se elevó a unos USD 2.000 millones en todo 2020.

Ante los controles de cambios vigentes, la ampliación de la brecha cambiaria entre las cotizaciones del “dólar libre” y el oficial ha generado distorsiones en el mercado oficial de cambios donde la demanda de divisas por importaciones, préstamos financieros y atesoramiento aumentó notoriamente ante la exacerbación de las expectativas de devaluación. Consecuentemente, el BCRA se posicionó como el único oferente de divisas en el Mercado Único de Cambios y las reservas brutas y netas presentaron una tendencia declinante a lo largo del año.

Las cotizaciones oficiales del dólar divisa mayorista y dólar billete minorista promediaron los \$86,2 y \$88,2 respectivamente en diciembre de 2020, con subas anuales algo por encima de la inflación (38,0% y 39,9%, respectivamente).

Con respecto a la inflación, la misma estuvo en gran medida contenida a lo largo del año por las restricciones y el confinamiento (de hecho, los registros mensuales más bajos fueron los de abril y mayo de 2020 en torno al 1,5% mensual), donde también ayudaron otros factores como el congelamiento de tarifas, la postergación de paritarias y un tipo de cambio oficial controlado. Pero posteriormente, conforme a la normalización de la actividad económica, la inflación se aceleró a casi el 3% mensual en agosto y septiembre de 2020 hasta alcanzar un 2,8% mensual en octubre de 2020.

De esta forma, el IPC nacional cerró el año en 36,1% lo que implica una desaceleración de casi 18 puntos porcentuales con respecto a diciembre de 2019.

Quizás la mejor noticia del 2020 para Argentina estuvo dada por el proceso de reestructuración de la deuda pública, que luego de siete meses de negociaciones, a finales de agosto de 2020 las autoridades nacionales lograron un 93,5% de adhesión de acreedores para la deuda bajo ley extranjera por un valor aproximado de USD 66.500 millones. Con ese porcentaje de adhesión se superó el umbral necesario para activar las Cláusulas de Acción Colectiva y reestructurar el 99% de la deuda. Adicionalmente, en septiembre, también se reestructuró deuda pública en dólares bajo ley local, con un 98,8% de aceptación por un valor aproximado de USD 41.700 millones. Así, Argentina logró conseguir un alivio financiero hasta el año 2024 en torno a los USD 25.500 millones por deuda bajo ley extranjera y de USD 54.500 millones teniendo en cuenta los títulos bajo legislación local.

Otro aspecto positivo del 2020 fueron las cuentas externas. Si bien la pandemia implicó un desplome de exportaciones e importaciones con una disminución en torno al 15% para ambas, Argentina exhibió un robusto superávit comercial de USD 13.600 millones (3,6% del PBI) e incluso un superávit de cuenta corriente en torno al 1,3% del PBI, por lo que la

restricción externa no operó durante el 2020, sino que los problemas en el mercado de cambios tuvieron origen en el expansionismo fiscal – monetario.

En cuanto a perspectivas a futuro, en el plano internacional se prevé una moderada aceleración del crecimiento global del orden del 3,4%, impulsada principalmente por los emergentes.

Con respecto a la inflación, si bien se espera una ligera aceleración de cara a 2021 con cifras en torno al 1,8% para desarrollados y 4,8% para emergentes, ésta se encuentra en niveles relativamente bajos, por lo que se estima que la política monetaria seguirá siendo flexible.

Asimismo, las tasas de interés permanecerían en niveles relativamente bajos mientras que no se estima un fortalecimiento significativo del dólar en el corto plazo.

En lo referente al ámbito local, en relación a las perspectivas macroeconómicas para 2021, en el corto plazo el principal desafío será el de concluir el primer trimestre del año sin un fuerte deterioro de la situación sanitaria y sin turbulencias cambiarias. En relación a esto último, la expectativa de obtener un flujo positivo de divisas provenientes de la cosecha gruesa y avances en las negociaciones con el FMI podrían ayudar a anclar expectativas y evitar una devaluación más fuerte del tipo de cambio oficial. Durante el año 2021, es posible que las restricciones cambiarias continúen en condiciones similares a las actuales.

Posteriormente, será fundamental la articulación de un programa económico integral avalado por el Fondo Monetario Internacional que incluya objetivos fiscales, monetarios y cambiarios consistentes que permitan conciliar la agenda de estabilización con la agenda política y social en medio de un año electoral.

Por su parte, la convergencia hacia el equilibrio de la cuenta fiscal será lenta, la emisión monetaria y la colocación y renovación de deuda en pesos en el mercado local continuarán siendo las dos principales fuentes de financiamiento para el Tesoro. Adicionalmente, puede preverse que la tasa de interés de referencia siga en niveles similares a los actuales con la posibilidad de que haya un leve aumento durante el transcurso del año en un contexto de

aceleración inflacionaria. La inflación proyectada para el año 2021 asciende a un 42,4% anual, con un promedio mensual en torno al 3,0%.

Por último, se espera que el BCRA continúe con una estrategia similar a la de 2020 con el fin de mantener la competitividad cambiaria. En este sentido, se proyecta un alza de 45,4% del tipo de cambio mayorista (a unos \$120 por dólar).

En lo referente al aspecto regulatorio específico del sector energético, las nuevas autoridades anunciaron un plan para la reducción de los costos asociados a la generación. Los Generadores esperan un cambio regulatorio para el segundo trimestre de 2021. También, el sector estima que se mantendría suspendida la posibilidad de comercializar energía directamente con Grandes Usuarios.

4. Análisis de la Industria y Posicionamiento Competitivo

4.1 El Mercado Eléctrico Mayorista

Por medio de la Ley Nº 24.065/1991⁸, se establece el Marco Regulatorio Eléctrico que, con modificaciones, se mantiene vigente hasta la actualidad. El mismo incorpora la creación del Mercado Eléctrico Mayorista a comienzos de la década de 1990, fruto de la transformación del sector eléctrico argentino en el marco general de un profundo cambio en el ámbito económico, con una participación creciente de la actividad privada, donde el Estado transfiere parte de sus funciones al sector privado, reduciendo su sobredimensionamiento, y se reserva las facultades de regulación del sector y de definición de las políticas en el área energética, a efectos de evitar prácticas monopólicas.

En ese sentido, se establece la segmentación de las actividades en forma vertical en función de las necesidades regulatorias de cada una, especificando diferentes “Agentes de Mercado” según las actividades de Generación, Transmisión y Distribución, y dividiendo a los consumidores en Grandes Usuarios y Usuarios Finales. De este modo, se diferencian los

⁸ <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/464/texact.htm>

segmentos competitivos, como la actividad de Generación, de aquellos con características monopólicas como son la Distribución y el Transporte. Estos últimos operan bajo regulaciones tarifarias y rigurosos controles sobre los servicios brindados a cargo del Ente Regulador de la Electricidad (ENRE).

Con esta reestructuración se estableció también el funcionamiento del Sistema Argentino de Interconexión, el cual es administrado por el Organismo Encargado del Despacho cuyo rol desempeña CAMMESA, quien coordina las acciones de cada actor del Mercado Mayorista Eléctrico en función de las necesidades y condiciones del sistema en cada momento. En CAMMESA participan representantes de todas las partes intervinientes en el MEM: AGEERA por los Generadores, ADEERA por los Distribuidores, ATEERA por los Transportistas, AGUEERA por los Grandes Usuarios, y la Secretaría de Energía.

Se conforma así un mercado de energía eléctrica, un sistema de precios y un organismo administrador de dicho mercado. Dentro del mismo, se establece un Mercado a Término y un Mercado Spot. En el primero se negocian contratos bilaterales o multilaterales entre un Generador y un Distribuidor o Gran Usuario, mientras que en el segundo los precios varían en forma horaria según la variación de la demanda y la disponibilidad de los equipos que haya en cada momento.

La creación de este mercado eléctrico significó un fuerte crecimiento en las inversiones, que se tradujo en una mayor disponibilidad y modernización del parque térmico. Desde el inicio, prácticamente toda la expansión del parque generador fue en base a centrales térmicas, en su mayoría del tipo Ciclo Combinado a gas natural.

A modo de resumen, podemos sintetizar las relaciones entre los diversos actores del MEM en el gráfico a continuación.

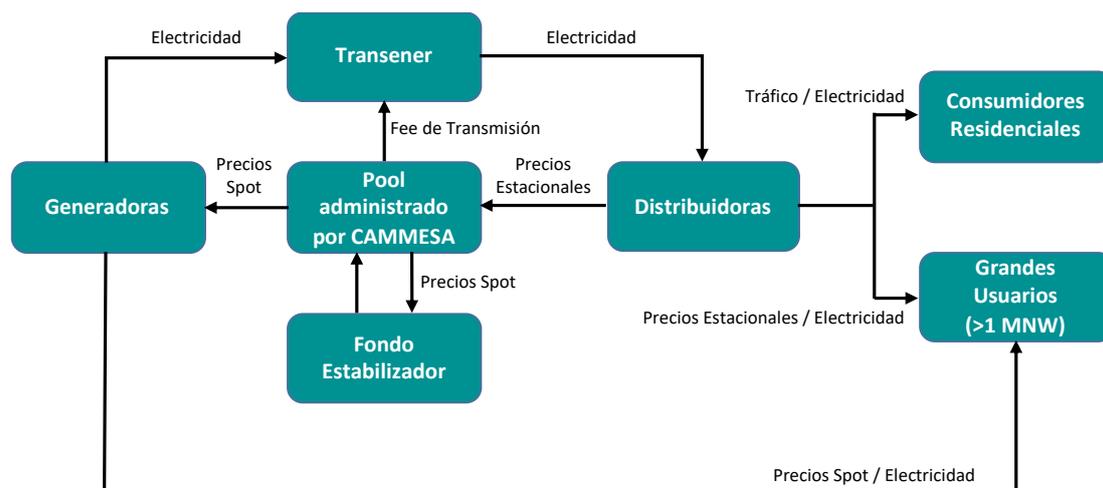


GRÁFICO 6: Relaciones entre los actores del MEM.

Fuente: Elaboración propia en base a información provista por Pampa Energía.

4.2 Marco regulatorio vigente

En febrero de 2019, por medio de la Resolución N° 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico ⁹, se reemplazó la Resolución N° 19/2019 de la Secretaría de Energía Eléctrica ¹⁰, mediante la cual se estableció los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes.

La nueva Resolución mantuvo la estructura de remuneración vigente de la resolución anterior con algunas modificaciones:

- Remuneración por Potencia para centrales térmicas:

Precio Mínimo (desde febrero 2019):

- Ciclos Grandes: 3.050 USD/MW-mes
- TV Grandes: 4.350 USD/MW-mes
- TG Grandes: 3.550 USD/MW-mes

Precio Base Remuneración con compromiso:

- Dic – Feb: 7.000 USD/MW-mes

⁹ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-1-2019-320490/actualizacion>

¹⁰ <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-1-2019-320490/actualizacion>

- Jun – Ago: 7.000 USD/MW-mes
 - Mar – May: 5.500 USD/MW-mes
 - Sept – Nov: 5.500 USD/MW-mes
- Remuneración por Energía:

Energía Generada:

- Ciclo Combinado, Turbo Vapor y Motores::
 - Gas: 4 USD/MWh
 - Líquido: 7 USD/MWh
- Hidroeléctricas: 3,5 USD/MWh

Energía Operada (asociada a la Potencia Rotante):

- Térmicos e Hidráulicos: 1,4 USD/MWh. Los valores de energía son definidos en el Nodo.

En primera medida, se realizó un ajuste hacia la baja del pago por Disponibilidad y por energía de las unidades térmicas. En el caso de la disponibilidad de potencia la baja fue del orden de 10% y para la energía de 20% con respecto a la resolución antecedente.

Asimismo, se estableció una fórmula de ajuste de los ingresos por disponibilidad en función del despacho histórico de la unidad generadora. En ese sentido, las unidades que resulten con un factor de despacho en el último año móvil menor al 30% tendrán una reducción del 30%, en caso que dicho factor fuere mayor al 70% no tienen afectación y entre el 30% y el 70% la rebaja es lineal.

Con posterioridad a la Resolución SRRyME N° 1/2019 se emitió una nota con aclaraciones. En la misma, se detallaron las consideraciones para el reconocimiento de Costos Variables de Producción. Además, se aclaró que se mantenían vigentes los criterios establecidos para la implementación y control de las potencias ofertadas. Por último, se instrumentó la penalización por falta de combustible a los largo de cada trimestre.

El 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 27.541¹¹ de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, la cual declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2020. Facultando al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de jurisdicción federal de electricidad y gas y a iniciar un proceso de renegociación de revisión tarifaria integral vigente en carácter extraordinario por un plazo máximo de hasta 180 días propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el 2020. En uso de las facultades delegadas, el gobierno anunció la suspensión de cualquier actualización de las tarifas de electricidad y gas por los 180 días previstos en dicha Ley.

Con fecha 27 de febrero de 2020 se publicó la Resolución SE N° 31/2020¹² de la Secretaría de Energía, la cual reemplaza a la Resolución SRRyME N° 1/2019 con vigencia a partir del 1 de febrero de 2020. La misma pesificó los precios de la remuneración al tipo de cambio \$60 = 1 USD y estableció la actualización de los valores en pesos argentinos.

Dicha Resolución define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala según su disponibilidad real. Adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. CAMMESA habilitará al generador térmico a declarar hasta 30 días antes del inicio de cada período trimestral el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad, pudiendo discriminar por período verano, invierno y resto (se podrán hacer ajustes en el mismo período). La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor minio calculado en base al precio mínimo. La remuneración de potencia se afectará según sea el factor de uso del equipamiento de generación térmico.

La Resolución SE N° 31/2020, por medio del Anexo VI – Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos –, estableció que los valores de remuneración expresados

¹¹ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/224184/20191228>

¹² <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/225933/20200227>

en Pesos Argentinos se actualizarán en forma mensual en función de la evolución del IPC (60%) y el IPIM (40%) publicados por el INDEC.

Adicionalmente, los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) recibirán una remuneración mensual por la potencia media efectivamente entregada en las horas de máximo requerimiento térmico (HMRT). La potencia media efectivamente entregada en las horas HMRT se remunerará al precio de la Potencia en HMRT (PrecPHMRT).

Así, el esquema de remuneración de costos de generación establecido por la mencionada Resolución queda expresado según lo siguiente:

- Remuneración por Potencia para centrales térmicas:

Precio Mínimo (desde febrero 2020):

- Ciclos Grandes: 100.650 \$/MW-mes
- TV Grandes: 143.550 \$/MW-mes
- TG Grandes: 117.150 \$/MW-mes

Precio Base Remuneración con compromiso:

- Verano - Inverno: 300.600 \$/MW-mes
- Resto: 270.000 \$/MW-mes

- Remuneración por Potencia para centrales hidroeléctricas:

Precio Mínimo (desde febrero 2020):

- HI > 300 MW: 99.000 \$/MW-mes
- 120 MW < HI < 300 MW: 132.000 \$/MW-mes

- Remuneración por Energía:

Energía Generada:

- Térmicas:
 - Gas: 240 \$/MWh

- Líquido: 420 \$/MWh
- Hidroeléctricas: 210 \$/MWh
- Motores:
 - Gas: 240 \$/MWh
 - Líquido: 420 \$/MWh

Energía Operada (asociada a la Potencia Rotante):

- Térmicos e Hidroeléctricas: 84 \$/MWh

En abril del 2020, por medio de una nota de la Secretaría de Energía en relación con el Factor de Actualización transaccional, se instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión, la aplicación del Anexo VI – Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos – de la Resolución SE N° 31/2020.

Las empresas generadoras del Grupo Enel de encuentran haciendo observaciones a los Documentos de Transacciones Económicas (DTE) desde marzo a la actualidad por falta de aplicación del ajuste por inflación prevista para toda la generación. Adicionalmente, fueron elevados reclamos formales a la Secretaria de Energía.

En cuanto a la gestión del combustible utilizado en la generación, el 7 de noviembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 2018-70-APN-SGE, mediante la cual se habilitó a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. El mismo día de publicada dicha Resolución, CAMMESA habilitó la declaración de Costos Variables de Producción (CVP).

Muchos operadores se adhirieron a la opción de compra de gas para sus centrales, entre las cuales se encontraba Costanera. Sin embargo, en diciembre de 2019 y tras el traspaso de autoridades del gobierno nacional, por medio de la Resolución 12/2019 se decidió derogar la Resolución 2018-70-APN-SGE de 2018 que permitía a las compañías manejar su propio abastecimiento de combustible quedando la misma nuevamente a cargo de CAMMESA.

En otro lugar y como fue mencionado, dado los acuerdos FONINVEMEN, Costanera mantiene participación accionaria en las centrales Termoeléctrica José de San Martín, Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. y Central Vuelta de Obligado S.A. El esquema de FONINVEMEN tiene origen por Resolución Nº 712/2004 de la Secretaría de Energía, estableciendo un sistema por el cual CAMMESA pagaría a los generadores sus costos de generación declarados según un orden de prioridad en los pagos a realizar establecido por Resolución 406/2003 de la Secretaría de Energía, y la diferencia entre el precio operado en cada momento y esos costos se acumularían en acreencias a su favor denominadas Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Declarar que devengarían una tasa de interés equivalente al que recibe CAMMESA por sus inversiones.

Este esquema tiene sentido en el marco de la disociación de precios que se produce durante la crisis económica del año 2002, en los años posteriores a la salida del sistema de Convertibilidad monetaria creado por Ley Nº 23.928 decretada el 27 de marzo de 1991 para dominar la inflación en la Argentina, entre la retribución debida a los Generadores y los recursos recaudados por CAMMESA de los Distribuidores y Grandes Usuarios. Al ser insuficientes los recursos, el ente administrador fue incapaz de afrontar los compromisos con los Generadores, lo cual significó la paralización de las inversiones en el sector.

Las LVFVD fueron acumulándose hasta alcanzar la suma de 450 millones de dólares, por lo cual la Secretaría de Energía invitó a los Generadores a aportar estas acreencias con el objetivo de conformar un fondo de inversiones necesarias, bajo la figura de fideicomisos, que permitan incrementar la capacidad instalada y la oferta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista. Este fondo fue denominado FONINVEMEM.

Estos fideicomisos serían administrados por CAMMESA y el banco BICE, bajo supervisión de la Secretaría de Energía. Durante el período de construcción y hasta el vencimiento del contrato de provisión que se establece por 10 años desde la habilitación comercial, todos los activos pertenecen al fideicomiso y van a ser transferidos a las sociedades con el vencimiento de este contrato.

En una primera instancia del FONINVEMEM que entró en vigencia en 2006 y estuvo vigente hasta 2010, afectando el 92% de las LVFVD y creando un cargo a la demanda de los grandes consumos que aportaría unos 80 millones de dólares por año, se determina la realización de dos proyectos de centrales de ciclo combinado de 800 MW cada una que aportarían un 10% de la demanda de potencia, y un 14% de la demanda de energía del sistema. Se crearon entonces las sociedades Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. y Termoeléctrica José de San Martín S.A.

Las acreencias aportadas por los generadores serían canceladas por CAMMESA durante los 10 años de operación posteriores a la habilitación comercial de las centrales mediante 120 cuotas mensuales y consecutivas, nominadas en dólares estadounidenses y que devengarían interés a una tasa $LIBOR_{30d} + 1\%$.

Una vez cumplido el plazo de 10 años del contrato y canceladas las cuotas debidas, todos los activos de las centrales creadas pasarían a ser propiedad de los Generadores y el Estado Nacional según su participación en el programa.

En una segunda instancia de FONINVEMEM, en 2010 se convocó a una nueva apertura para la creación de otras dos nuevas centrales financiadas con las LVFVD acumuladas entre los años 2008 y 2011. Las sociedades creadas en cuestión fueron Central Termoeléctrica Vuelta de Obligado S.A. y Central Termoeléctrica Guillermo Brown S.A.

El esquema de remuneración a los Generadores sería similar al primero, reintegrando lo aportado en 120 cuotas mensuales y consecutivas nominadas en dólares estadounidenses y que devengarían una tasa de interés $LIBOR_{30d} + 5\%$ a partir de su habilitación comercial para operar. Finalizados los 10 años de operación de las centrales, las mismas pasarían a ser propiedad de las sociedades inversoras y el Estado Nacional según su porcentaje de participación.

Con fecha 20 de marzo de 2018, CAMMESA habilitó la operación comercial en el MEM de las dos unidades Turbo Gas y Turbo Vapor en su funcionamiento como Ciclo Combinado de la Central Vuelta de Obligado S.A. El 7 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto

el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía.

Por su parte, el 7 de enero y 10 de febrero de 2020 se cumplieron 10 años de la entrada en operación comercial de las centrales Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. y Termoeléctrica José de San Martín S.A., finalizando la vigencia de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica celebrados entre los respectivos Fideicomisos y CAMMESA, y de los contratos de Fideicomiso y para la Operación y Gestión del Mantenimiento de ambas centrales. Por ello, ambas sociedades deben realizar los actos societarios para permitir el ingreso del Estado Nacional al capital de ambas compañías. Dicha participación es una cuestión controvertida, dado que el Estado Nacional reclama un mayor porcentaje de participación accionaria. Los días 4 y 8 de mayo se llevaron a cabo las asambleas extraordinarias en las cuales se resolvió aumentar el capital social a fines de que el Estado Nacional pueda suscribir el aumento, y de esta forma, ser titular del 65,01% y del 68,83% de las acciones de TMB y TJSJ, respectivamente. Al 31 de diciembre del 2020, el Estado Nacional aún no suscribió las acciones resultantes del aumento de capital. Luego de que ello ocurra, los Fideicomisos deberán transferir los activos fideicomitidos a TMB y TJSJ.

Al 31 de diciembre de 2020, Costanera mantiene participación en los capitales sociales con derecho a voto de TMB y TJSJ equivalentes al 1,89% y 1,68% respectivamente. Al 31 de diciembre del 2019, dichas participaciones ascendían a 5,41% y 5,39% respectivamente. En cuanto a VOSA, la participación equivale al 1,30% de su capital social.

En lo que corresponde a energías renovables, en 2015 se promulgó la Ley N° 27.191 (reglamentada por el Decreto N° 531/16), que modifica la Ley N° 26.190 de fomento de uso de fuentes renovables de energía. La misma estableció, entre otras medidas, que para el 31 de diciembre de 2025 el 20% de la demanda total de energía nacional debe estar cubierta con fuentes renovables de energía.

A partir de entonces, se iniciaron procesos de convocatoria para proyectos de generación de energía renovable. En primer orden, a través de la Resolución N° 71/2016 del ex Ministerio

de Energía y Minera, se dispuso el inicio de la convocatoria abierta RenovAr 1, continuando luego con RenovAr 1.5 (Resolución MEyM N° 252-E/16), RenovAr 2.0 (Resolución MEyM N° 275-E17) y MiniRen Ronda 3 (Resolución SGE N° 100/18).

Además, en agosto de 2017, a través de la Resolución MEyM 281-E/2017, se reglamentó el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables, el cual tiene por objeto establecer las condiciones para que los grandes usuarios del MEM y los GUDI (Grandes Usuarios Distribuidoras) cumplan con su obligación de abastecimiento de su demanda a través de fuentes renovables mediante de la contratación individual en el MATER o por autogeneración de fuentes renovables.

Finalmente, el 27 de diciembre de 2017 se publicó la Ley N° 27.424, en la cual declara de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución.

4.3 Aspectos relevantes de la industria

Según un informe elaborado por la CIA ¹³, Argentina ocupa el puesto 30 en el mundo en consumo y producción de energía, siendo el tercer mercado eléctrico más grande de América Latina, detrás de Brasil y México. Como pudimos observar, su matriz depende principalmente de fuentes convencionales de generación de energía, por medio de centrales accionadas por combustibles fósiles (un 60,46% en 2020), principalmente gas natural, y en segundo lugar de centrales hidroeléctricas (25,82% en 2020); el restante porcentaje corresponde a energías renovables (9,53% en 2020) y por último a centrales atómicas (4,18% en 2020). La matriz argentina se distingue de la matriz promedio latinoamericana por una menor proporción de energía hidroeléctrica, una mayor proporción de combustibles fósiles y la utilización de la energía nuclear sobre bases de desarrollo tecnológico propio.

¹³ Central Intelligence Agency (CIA). The World Factbook 2020.

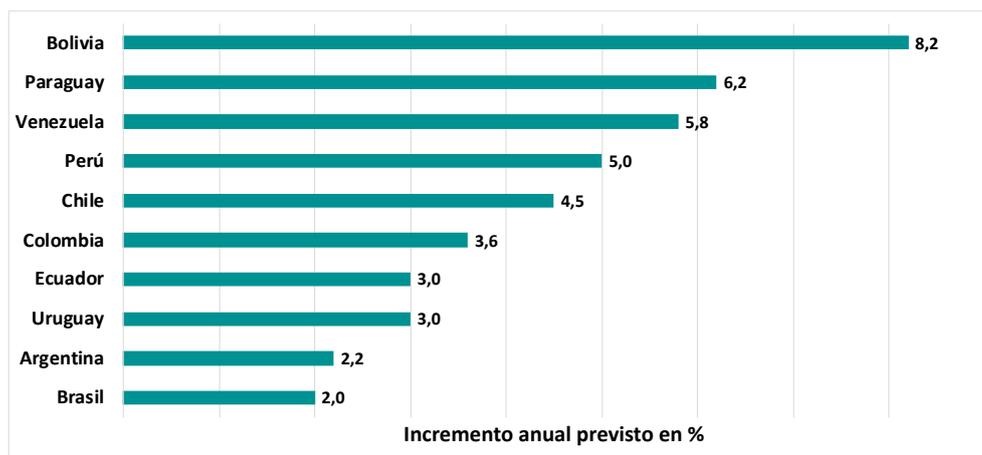


GRÁFICO 7: Incremento anual previsto de la demanda de energía eléctrica entre 2016 y 2040 en América Latina.

Fuente: Banco Interamericano de Desarrollo ¹⁴.

Hacia el futuro, según estudios del Banco Interamericano de Desarrollo ¹⁵, el incremento anual previsto de la demanda de electricidad entre 2016 y 2040 en el sector eléctrico latinoamericano será de un ritmo medio de entre el 2,7% y el 3,6% anual, y será necesario contar con una matriz energética capaz de generar entre 2.800 y 3.500 TWh adicionales. Esta necesidad provocará cambios en la composición de la matriz energética, en la cual seguirán siendo dominantes las fuentes de generación térmicas convencionales (gas natural) e hidroeléctricas, con cuotas del 45% y 23% respectivamente sobre el total, pero con mayor participación de fuentes renovables de energía.

¹⁴ <https://www.expansion.com/latinoamerica/iberoamericana-empresarial/2019/01/21/5c4481fb268e3e686c8b45eb.html>

¹⁵ The Energy Path of Latin America and the Caribbean. Yépez-García, Ariel; Ji, Yi; Carvalho Metanias Hallack, Michelle; López Soto, David Daniel. Diciembre de 2018. Banco Interamericano de Desarrollo.

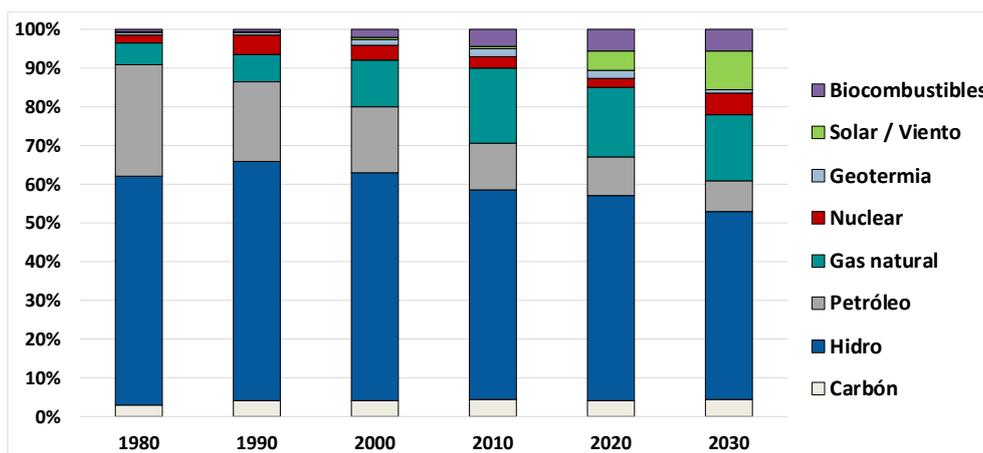


GRÁFICO 8: Matriz de la generación de electricidad en América Latina entre 1980 y 2030.

Fuente: Banco Interamericano de Desarrollo ¹⁶.

Durante el año 2020 se acrecentó el desplazamiento de la generación térmica convencional, debido a la conjunción de una mayor oferta de generación y una menor demanda a la prevista. Sin embargo, a finales de año se comenzó con la exportación de energía a Brasil, lo que generó una demanda adicional en el sistema que fue cubierta en parte con generación de las unidades de Ciclo Convencional Turbo Vapor quemando combustible líquido de acuerdo a lo indicado por CAMMESA. Cabe destacar que, de no haber sido por esta demanda adicional no prevista, las unidades Turbo Vapor hubiesen permanecido fuera de operación.

El Costo Marginal Operativo (CMO) promedio durante 2020 fue de 3.330,3 \$/MWh, un 37,3% mayor respecto del año anterior, debido principalmente a la devaluación del tipo de cambio. En dólares, el costo en 2019 fue de 52 USD/MWh y pasó a ser de 48 USD/MWh en 2020 (8,4% inferior). Por otra parte, el precio spot máximo para la sanción de los precios de mercado en el MEM se mantuvo en 720 \$/MWh durante todo el año 2020.

a) Demanda

Previo a analizar el comportamiento que ha tenido la demanda en el período bajo análisis, resulta pertinente aclarar cómo se compone la demanda del mercado eléctrico según el tipo

¹⁶ <https://www.expansion.com/latinoamerica/iberoamericana-empresarial/2019/01/21/5c4481fb268e3e686c8b45eb.html>

de usuario. Al respecto, por Resolución 06/2016 del MEyM, los cuatro segmentos de demanda contemplados son:

- Residencial menor a 10 KWh.
- No Residencial menos a 300 KWh.
- No Residencial igual o mayor a 300 KWh.
- Grandes Usuarios del MEM (no abastecidos por Distribuidoras): los mismos se clasifican en Grandes Usuarios Menores (GUMEs) y Grandes Usuarios Mayores (GUMAs).

En el año 2019, la República Argentina continuó atravesando un escenario complejo y un empeoramiento de las condiciones económicas, en el marco de incertidumbre derivada de las elecciones presidenciales, lo que impactó en su volatilidad cambiaria, aceleración inflacionaria y postergación de decisiones de consumo en un entorno de iliquidez de los mercados de capitales ya existente desde el año anterior. En este contexto durante 2019 se registró una caída de la actividad registrando en el PBI una retracción promedio en el año en el orden del 2,4%.

Dentro de este escenario, la demanda del Sistema Eléctrico Argentino registró una caída del 3,1% respecto del año 2018.

Durante el 2020, año tan singular dada la situación de pandemia por el virus COVID-19, según los informes mensuales y anuales publicados por CAMMESA, la demanda interna de energía del Sistema Eléctrico Argentino experimentó una caída acumulada del 1,3% respecto del año anterior, alcanzándose al 31 de diciembre de 2021, los 127.306 GWh netos¹⁷, siendo esta disminución visible en prácticamente en los consumos de todas las actividades (comercio e industria chica, y gran industria).

¹⁷ Informe Mensual Diciembre 2020 del MEM y MEMSP.

DEMANDA (GWH)	ENE - DIC 2019	ENE - DIC 2020	Variación %
Residencial	55.527	59.980	8,0%
Consumos Intermedios (Comercio Chico/Grande - Industria Chica)	37.023	35.057	-5,3%
Grandes Consumos	36.397	32.269	-11,3%
DEMANDA LOCAL	128.946	127.306	-1,3%
Exportación	261	3.089	1083%
DEMANDA LOCAL + EXPORTACIÓN	129.207	130.395	0,9%

TABLA 6: Composición de la demanda local.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

En forma comparativa, es visible el gran impacto que tuvo en la demanda el comienzo de la cuarentena obligatoria hacia finales del mes de marzo, con el cierre obligatorio de todas las actividades industriales y comerciales que no revistan el carácter de esencial.

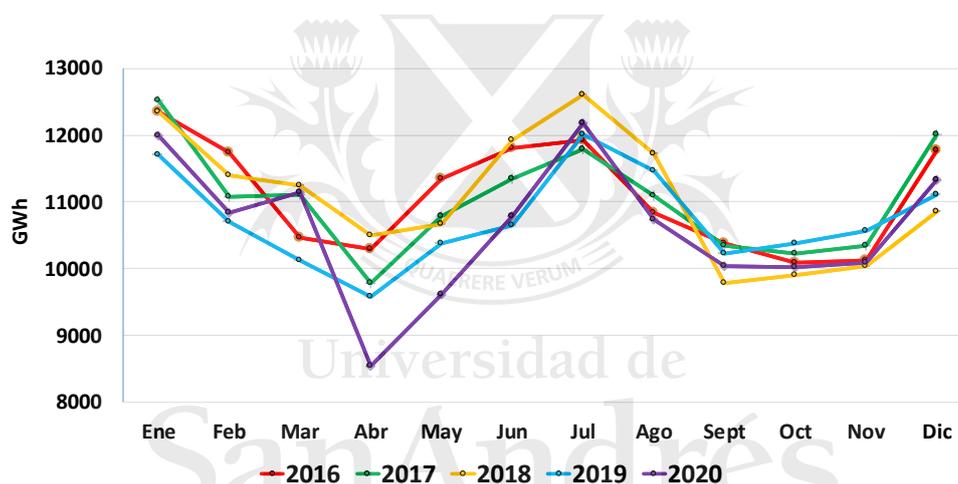


GRÁFICO 9: Demanda eléctrica mensual (GWh).

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Luego de decretarse aislamiento social preventivo y obligatorio (ASPO) desde el 20 de marzo, la gran demanda presentó una caída promedio del 24% para los meses de abril y mayo. A medida que se fueron flexibilizando actividades, y sobretodo desde el Distanciamiento Social, Preventivo y Obligatorio (DISPO) en noviembre, se observó un aumento de la gran demanda, alcanzando en Diciembre prácticamente la misma demanda que el año anterior, reflejo de la mejora del consumo que se viene observando desde el comienzo de la fase Distanciamiento Social, Preventivo y Obligatorio, donde en general muchas actividades alcanzaron la demanda previa a la cuarentena, como así también la demanda del mismo periodo del año anterior.

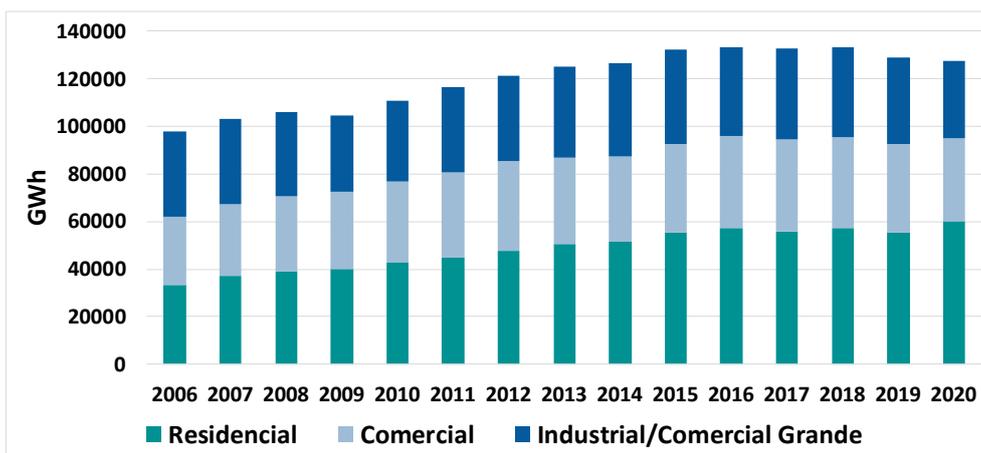


GRÁFICO 10: Composición de la demanda interna anual en GWh por tipo de cliente.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

La demanda residencial (47% de la demanda total país), por su parte, demanda ligada en menor o mayor medida a la temperatura y como resultado de las restricciones a la movilidad, presentó un crecimiento en todos los meses del año, aunque más marcado en los meses de invierno y verano.

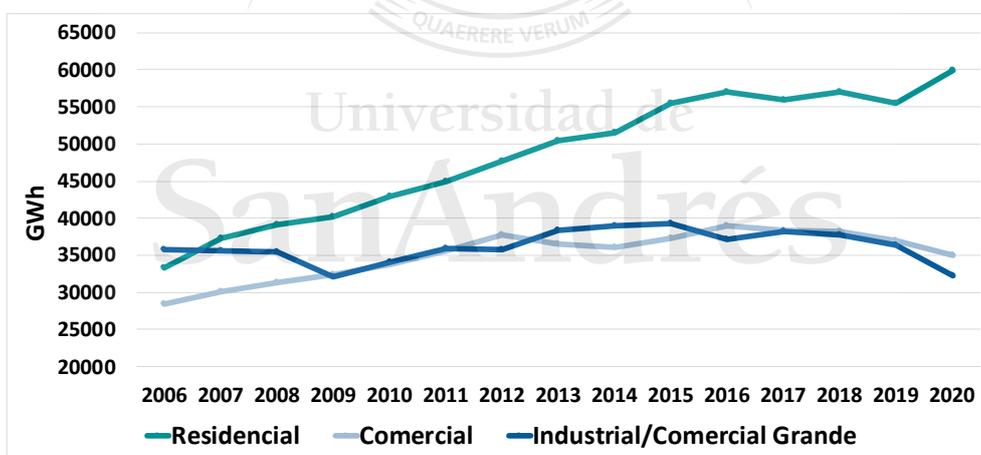


GRÁFICO 11: Evolución de la demanda interna anual en GWh por tipo de cliente.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

La demanda residencial presentó un crecimiento promedio en el orden del 8%, y en los meses de invierno el crecimiento se ubicó arriba del 14%.

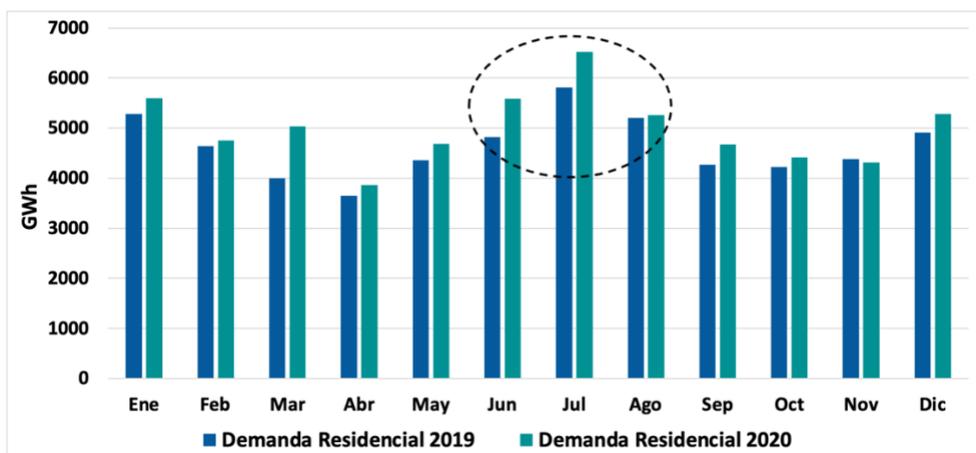


GRÁFICO 12: Demanda residencial 2019 – 2020 (GWh).

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Observando la evolución de las temperaturas medias de la región del Gran Buenos Aires, si bien el comportamiento en general fue similar comparando el mes de diciembre 2020 frente al mismo periodo del año anterior, se destaca además que las temperaturas para ambos periodos prácticamente se ubicaron arriba de los valores históricos para el mes, con temperaturas superiores a los 23 °C de media. Si bien la temperatura media anual termina siendo similar en el 2020 frente al año 2019, se observa que el verano en el año 2020 fue más “cálido”, con temperaturas mayores, como así también el año 2020 tuvo un invierno más “frío”.

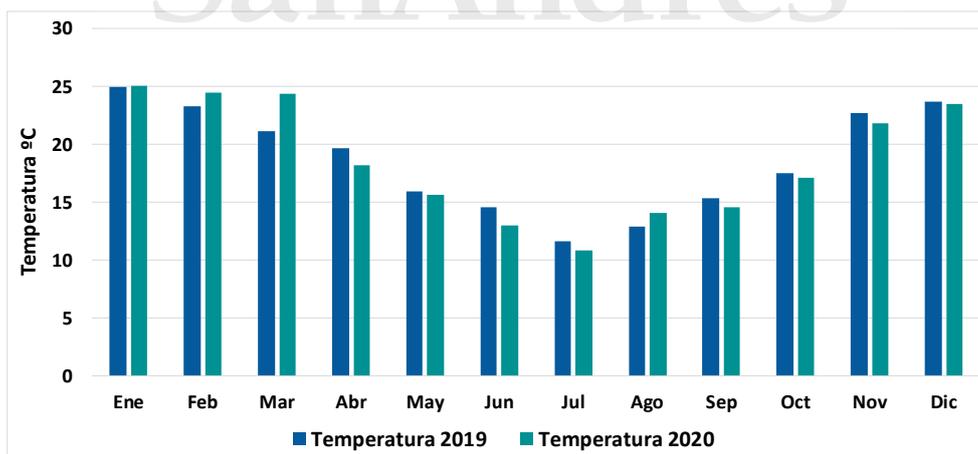


GRÁFICO 13: Temperatura media 2019 – 2020 (°C).

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

b) Competencia

La generación total del sistema durante el 2020 fue un 2,2% mayor que en 2019, esto justificado en gran medida por la exportación de energía a Brasil, de 2.617 GWh.

La potencia instalada total en el SADI a diciembre de 2020 fue de 41.951 MW, lo cual significa un incremento neto de 2.247 MW compuesto por 1.407 MW de origen renovable (ingresos en el marco del programa Renovar y contratos en el Mercado a Términos de Energías Renovables), 22 MW hidráulico y 818 MW térmico. En las áreas GBA, LIT y BAS se encuentra instalada alrededor del 48% de la potencia total del país.

A la fecha de análisis, el sistema eléctrico argentino cuenta con 396 unidades de generación de energía que incluyen, como vimos, diferentes tecnologías y capacidades, que totalizan una potencia instalada del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de 41.951 MW. En las áreas Gran Buenos Aires, Litoral y Buenos Aires se encuentra instalada alrededor del 48 % de la potencia total del país.

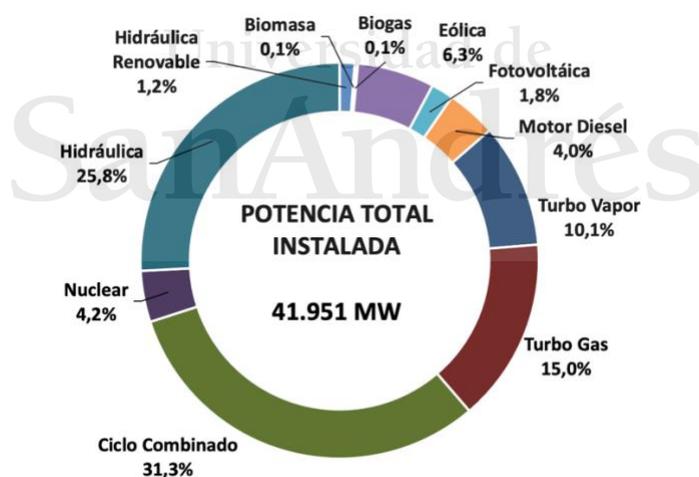


GRÁFICO 14: Total de potencia instalada por tecnología.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Esta potencia, entendida como la capacidad de generar energía eléctrica en un período de tiempo dado y medida en nuestro sistema en MWh, puede ser generada a través de diversas fuentes, teniendo en cuenta la tecnología que se implemente. Nuestro sistema, actualmente cuenta con 11 tecnologías diferentes de generación de energía eléctrica: Hidráulica,

Hidráulica Renovable, Biomasa, Biogas, Eólica, Fotovoltáica o Solar, Motores Diesel, Turbo Vapor, Turbo Gas, Ciclos Combinados y Nuclear.

OFERTA (GWH)	ENE - DIC 2019	ENE - DIC 2020	Variación %
Térmica	80.137	82.333	2,7%
Hidráulica	35.370	29.093	-17,7%
Nuclear	7.927	10.011	26,3%
Renovables	7.779	12.734	63,7%
Importación	2.746	1.204	-56,2%
TOTAL OFERTA	133.960	135.375	1,1%

TABLA 7: Principales participantes en la Generación por grupo y por potencia en el MEM.

Fuente: Memoria EEFF 2020 de Enel Generación Costanera S.A.

Como podemos observar, más del 60% del total de potencia instalada se genera mediante tecnologías convencionales de generación térmica utilizando combustibles fósiles, ya sea gas natural principalmente (85%), fuel oil, diesel o gas oil, o carbón mineral. Dentro de esta categoría, la tecnología de Ciclos Combinados es la más relevante, la cual hace un uso más eficiente del combustible que hace funcionar a las turbinas, captando luego el calor residual del proceso para generar vapor a presión y hacer funcionar a una turbina adicional.

En lo que respecta a participación sobre el cubrimiento de la demanda de energía eléctrica del año 2020, el parque de generación térmica ha contribuido con el 60,82%, mientras que la generación hidroeléctrica aportó el 21,49%. Adicionalmente, la generación nuclear cubrió el 7,39% y las fuentes renovables (eólica y solar) aportaron un 9,41% de la demanda. La demanda restante se abasteció con importación de energía eléctrica (0,89%), proveniente de los acuerdos operados por CMMESA con Uruguay y Brasil. A su vez, se exportó energía equivalente al 2,43% de la demanda interna del país.

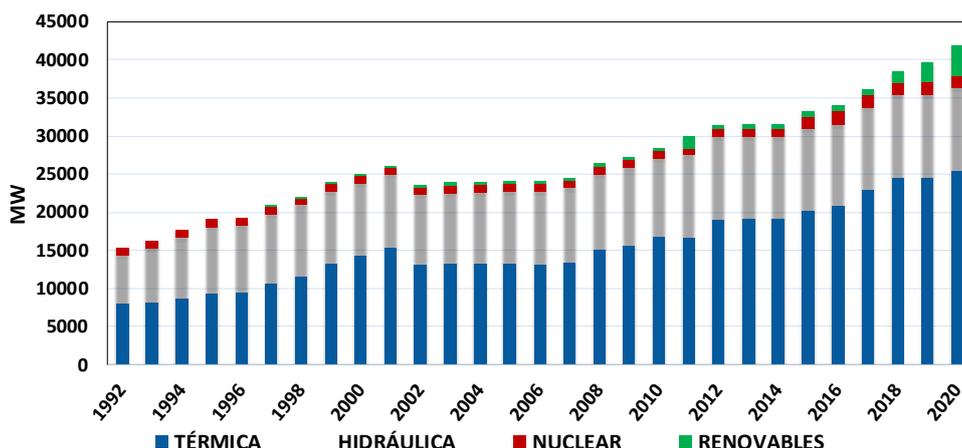


GRÁFICO 15: Evolución de la potencia instalada (MW).

Fuente: Elaboración propia con información provista por CAMMESA y Secretaría de Energía ¹⁸.

Cabe destacar, que los ingresos de origen renovable se han producido en el marco del programa Renovar y contratos en el Mercado a Términos de Energías Renovables.

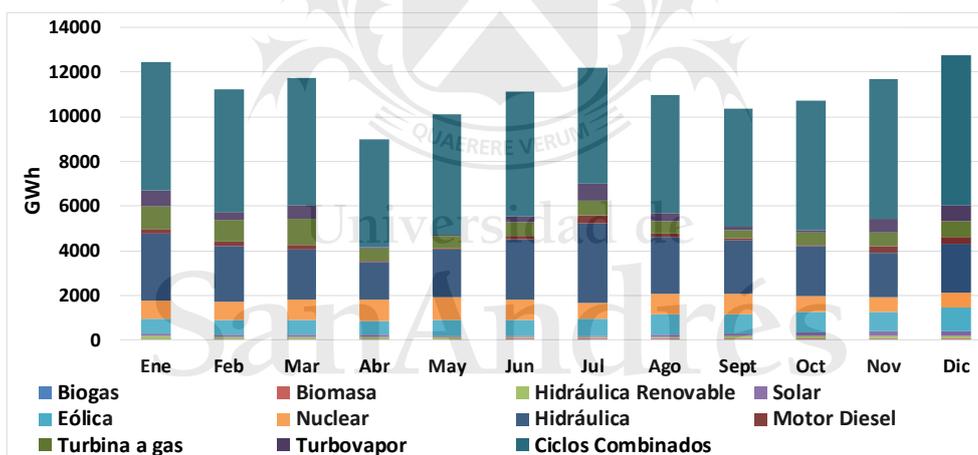


GRÁFICO 16: Evolución mensual de la generación neta por tecnología (GWh).

Fuente: Informe Mensual Diciembre 2020 elaborado por CAMMESA.

Como fue mencionado, Enel Generación Costanera S.A. es una empresa líder en el sector de generación vía procesos térmicos. Sus principales competidores se corresponden con las grandes centrales conectadas al SADI. Dentro de éstos, los grupos empresarios más relevantes que participan en la actividad de generación de energía en el MEM son: AES,

¹⁸ <http://datos.minem.gob.ar/dataset/informes-estadisticos-del-sector-electrico-quinquennales-y-decenales>

SADESA y Pampa Energía. Otras empresas que tienen participación son YPF Energía, CAPEX y Pluspetrol Energía (adquirida por YPF).

La participación por potencia y por grupo al 31 de diciembre de 2020 se resume en la siguiente gráfico:

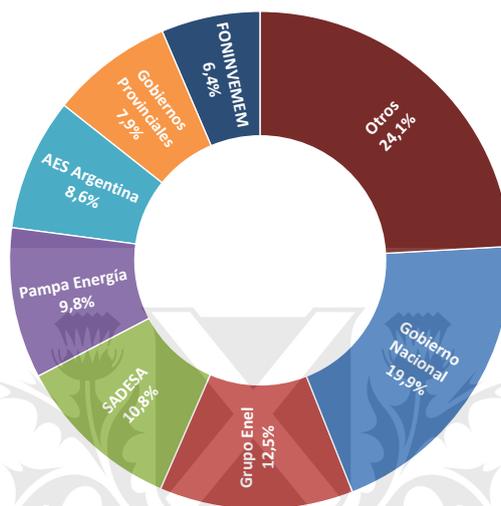


GRÁFICO 17: Principales participantes en la Generación por grupo y por potencia en el MEM.
 Fuente: Elaboración propia con datos de Memoria EEFF 2020 de Enel Generación Costanera S.A.

Para contextualizar, el Grupo Enel en Argentina posee participación mayoritaria y control en compañías de toda la cadena de valor del sector energético, yendo desde la generación térmica con Enel Generación Costanera S.A., Central Dock Sud S.A., hidráulica mediante Enel Generación el Chocón S.A., y la correspondiente participación en las centrales térmicas del FONINVEMEN); comercialización por intermedio de Enel Trading Argentina S.R.L.; y distribución a través de Edesur S.A. Además, ha participado en las licitaciones de energías renovables mediante Enel Green Power S.A. y Parque Eólico Pampa S.A. manteniendo en construcción 2 proyectos eólicos, y mediante Enel X Argentina S.A. pone el foco en el desarrollo e implementación de soluciones energéticas eficientes y de última tecnología para ciudades inteligentes.

En cuanto a SADESA (Sociedad Argentina de Energía S.A.), holding que tomó el control accionario de Central Puerto S.A. en 2006 y que luego, por un proceso de restructuración societaria en 2014 fue absorbida por ésta última, sociedad que pasó a ser la cabeza del holding

de generación, posee también participación en el mercado de energía a través de centrales térmicas como Central Puerto S.A., Centrales Térmicas Mendoza S.A., La Plata Cogeneración S.A., entre otras. Además, en generación hidráulica a través de Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A., y tiene participación y administración sobre las centrales del FONINVEMEN. Además, ha participado y desarrollado múltiples proyectos en energías renovables.

Pampa Energía, por su parte, es uno de los grupos económicos más importantes de Argentina. A la fecha de análisis mantenía el control sobre Edenor S.A. en el sector de distribución, principal distribuidora de energía eléctrica del país con más de 3 millones de usuarios y el 20% del segmento de distribución, que recientemente cedió a las compañías Energía del Cono Sur e Integra Capital del grupo empresario Vila - Manzano – Filiberti, siendo una de las principales operaciones del ámbito corporativo de los últimos años. La operación fue por el 51% del control accionario y por un total de 95 millones de dólares. Además, mantiene participación en la transmisión de energía en alta tensión con Transener S.A., operando en forma directa el 85% de las líneas de alta tensión del país; y en la generación con una potencia instalada de 4.955 MW totales (térmica, hidráulica, y eólica). Además, el grupo económico es líder en el sector de petróleo y gas, en las actividades de exploración, producción, refinado, industrialización petroquímica y comercialización.

AES Argentina, filial del grupo económico The AES Corporation, casa matriz que se encuentra en Estados Unidos, opera en Argentina en el segmento de la generación por intermedio de 8 centrales (térmicas e hidroeléctricas) ubicadas en las provincias de Neuquén, San Juan, Salta, Neuquén y Buenos Aires, y mantiene actualmente en construcción 2 nuevos proyectos eólicos. Su casa matriz, cuenta con más de 30 años de experiencia y opera en 17 países de cuatro continentes, con una capacidad instalada de 37.000 MW, y más de 19.000 trabajadores a nivel global.

Estos cuatro grupos económicos en conjunto representan más del 40% de la capacidad instalada del sistema.

Todas estas compañías que compiten en el segmento de la generación para volcar su energía generada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), lo hacen bajo un esquema de orden de prioridad para abastecer la demanda basado en la eficiencia en los costos, siendo las unidades más económicas las primeras en ser seleccionadas por CAMMESA para la comercialización.

Analizando lo acontecido en el período bajo análisis, si bien la generación térmica termina con un despacho mayor en este año 2020, prácticamente dicho aumento esta asociado a la operatoria de exportación, concentrada en noviembre y diciembre de 2020, aproximadamente 2.000 GWh.

En orden de participación sigue la tecnología Hidráulica (27% en total), que genera energía eléctrica aprovechando la energía cinética y potencial de las corrientes de agua, haciendo pasar esos caudales de agua por una turbina hidráulica la cual transmite la energía a un alternador que la convierte en energía eléctrica. Dentro de esta categoría, la Hidráulica Renovable corresponde a las centrales que cuentan con una potencia de hasta 50 MW. Cabe mencionar que el Grupo Enel en Argentina posee participación mayoritaria (67,67% del capital accionario) de unas de las centrales hidroeléctricas más importantes de la Argentina, que es Enel Generación El Chocón S.A., y que cuenta con una potencia instalada de 1.417,8 MW.

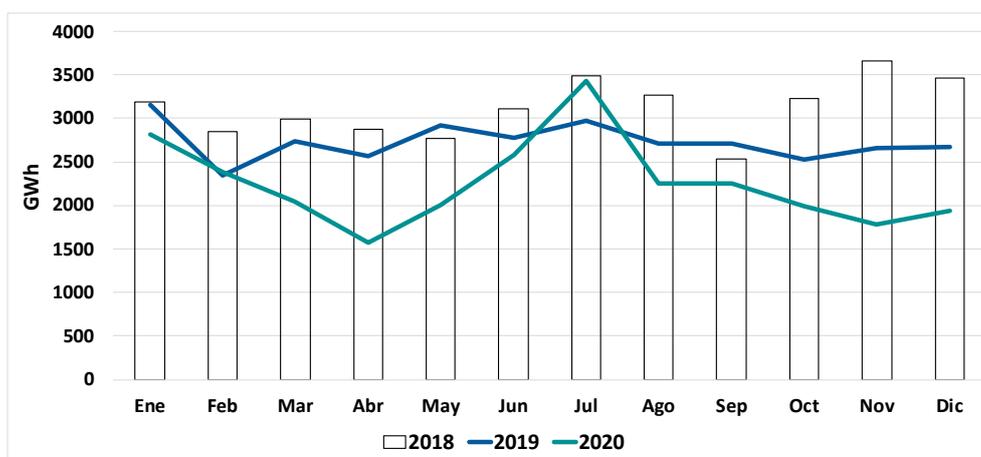


GRÁFICO 18: Evolución de la generación neta total de las principales centrales hidroeléctricas (GWh).
 Fuente: CAMMESA.

Siguiendo el comportamiento de la demanda (local + exportación), el menor despacho de esta fuente de generación en prácticamente todos los meses por la baja hidráulicidad en todas las cuencas (menores caudales de agua), ubicándose los mismos muy por debajo de los valores esperados, de aproximadamente 6.300 GWh, total fue cubierto por mayor generación nuclear (mayor disponibilidad) y mayor generación renovable (nueva potencia instalada).

En cuanto a la generación de energía Nuclear, en Argentina existen a la fecha tres centrales habilitadas que cuentan con una potencia instalada de 1.755 MW (4,2% del total de potencia instalada). Las mismas son las centrales Atucha I, Atucha II y Embalse, que obtienen energía eléctrica bajo procesos térmicos en base a reacciones nucleares que calientan agua y generan vapor que hace funcionar las turbinas.

Por último, pero no menos importante, las fuentes renovables de generación de energía han tenido un fuerte crecimiento en los últimos años llegando a representar casi el 10% del total de potencia instalada del parque energético, totalizando 3.997 MW (teniendo en cuenta Hidráulica Renovable).

FUENTE DE ENERGÍA	ENE - DIC 2019	ENE - DIC 2020	Variación %
Biomasa	299	421	40,8%
Eólica	4.963	9.408	89,6%
Hidro <= 50 MW	1.462	1.257	-14,0%
Solar	800	1.344	68,0%
Biogas	256	304	18,8%
TOTAL (GWh)	7.779	12.734	63,7%
Demanda MEM	128.946	127.306	-1,3%
Renovables MEM / Demanda MEM	6,0%	10,0%	

TABLA 8: Participación por fuente de energía.

Fuente: CAMMESA.

La tendencia de crecimiento de este tipo de tecnologías es muy clara, dentro de las cuales se destaca la Eólica como fuente de mayor participación y mayor crecimiento en el período bajo análisis, logrando una participación en el cubrimiento de la demanda del SADI del 10% en promedio este año, y llegando al máximo del 12,7% en algunos meses.

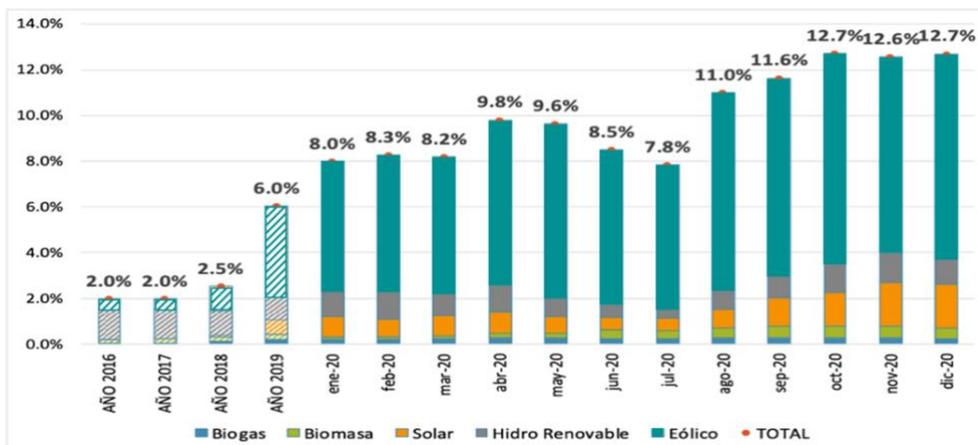


GRÁFICO 19: Participación de tecnologías renovables en el cubrimiento de la demanda.

Fuente: CAMMESA.

Durante el año 2020, se habilitaron comercialmente 39 nuevos proyectos de energías renovables en 11 provincias, que añadieron 1.524 MW a la potencia instalada del SADI, un incremento del 58% respecto al año anterior y que, según datos oficiales de CAMMESA, esta nueva potencia instalada de fuentes renovables significó el 62% del total de la nueva potencia incorporada en el año.

Lo anterior se encuentra en línea con el objetivo de cubrir el 20% de la demanda eléctrica con fuentes de origen renovable en 2025, establecido por la Ley 27.191 sancionada por el Congreso Nacional en 2015. En perspectiva, el crecimiento del sector se ha acelerado, ya que hasta julio de 2018 las fuentes renovables representaban menos del 2% del total.

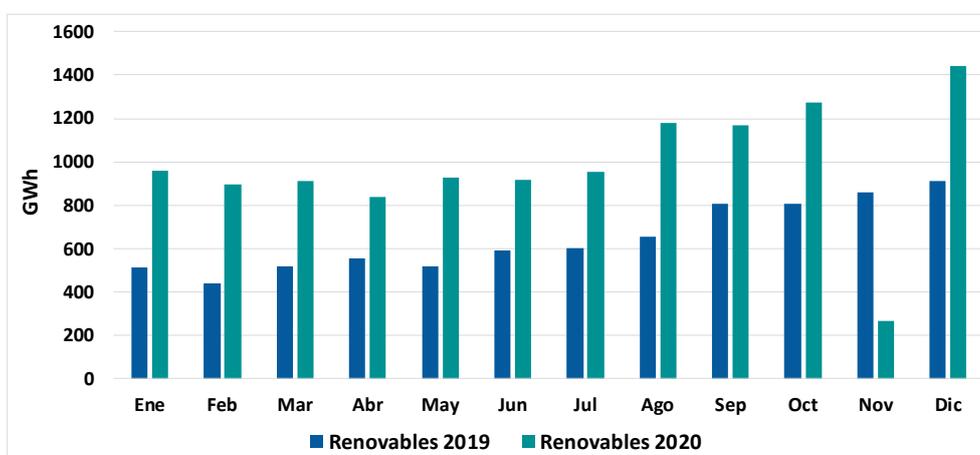


GRÁFICO 20: Generación renovable 2019 - 2020.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

A la fecha, se encuentran operativos 163 proyectos en el país que generan la energía necesaria para abastecer a más de 4,4 millones de hogares argentinos.

5. Análisis Financiero

Mediante el análisis de la composición de las cuentas patrimoniales y de resultados, análisis porcentual horizontal y vertical de los estados financieros de la compañía y de la obtención de diferentes ratios a partir de los mismos, es posible observar y analizar diferentes aspectos del desempeño histórico, identificar tendencias, analizar rentabilidad, crecimiento, ventajas competitivas, identificar riesgos y determinar cambios en el negocio, y realizar comparaciones entre la firma y el comportamiento de la industria o sector.

Para el desarrollo del presente trabajo se analizaron los últimos cinco estados financieros anuales de la compañía de los años 2016 a 2020, teniendo en cuenta la información expuesta en los Estados de Situación Financiera y Estados de Resultados Integral reportados. Los mismos se exponen en moneda local, ya que es la moneda con que la compañía realiza sus operaciones, percibe sus ingresos y efectúa sus gastos e inversiones, y que tiene embebidos los efectos de la inflación y de variación del tipo de cambio.

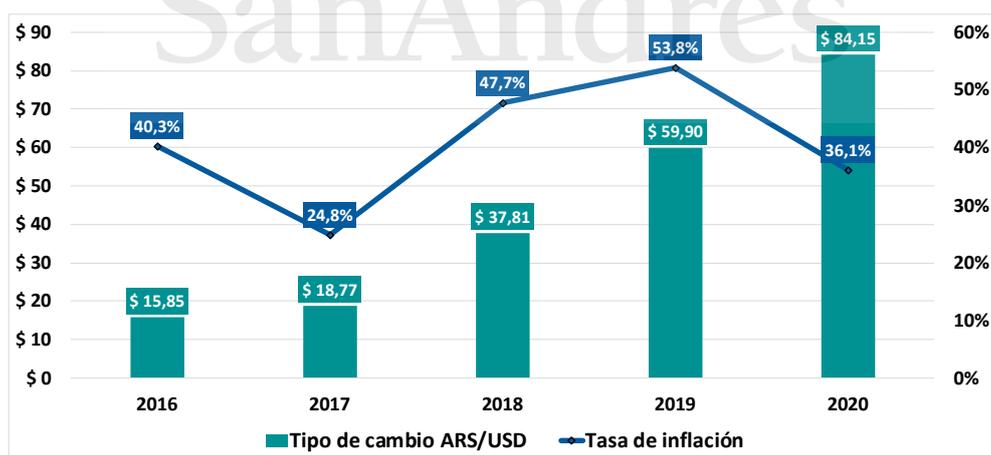


GRÁFICO 21: Evolución de Tasas de Inflación y Tipo de Cambio.

Fuente: Elaboración propia con datos de INDEC y BCRA.

Cabe destacar que el presente análisis implica un desafío en cuanto a la comparabilidad entre los diferentes estados financieros anuales, dado que la aplicación de la NIC 29

“Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias” requiere que los estados financieros de las entidades cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha del período sobre el que se informa. A los fines de concluir sobre la existencia de una economía hiperinflacionaria, la NIC 29 brinda tanto pautas cualitativas como una pauta cuantitativa que consiste en que la tasa acumulada de inflación en los últimos tres años alcance o sobrepase el 100%.

Además, debe tenerse en cuenta la habilitación del régimen optativo de revalúo fiscal impositivo y contable establecido en el Título X, Capítulos I y II de la Ley Nº 27.430 de Reforma Tributaria del 27 de diciembre de 2017 y sus modificaciones.

En el primero de los casos, el revalúo impositivo optativo tiene por objetivo permitir actualizar, excepcionalmente y por única vez, el valor residual fiscal de determinados bienes afectados a la generación de ganancia gravada de fuente argentina, según los mecanismos previstos para ello. El período establecido para poder hacer uso de esta opción se estableció a partir del primer ejercicio o año fiscal posterior al 30 de diciembre de 2017.

Para el caso de revalúo contable, la opción solo pudo ser ejercida para el primer ejercicio comercial cerrado con posterioridad al 30 de diciembre de 2017, siendo objeto del mismo los bienes que ya hayan estado incorporados en el activo de la firma.

A modo de evitar extendernos demasiado en el análisis de estos mecanismos, toda la información pertinente a los mismos se encuentra en una tabla resumida en Anexo I.

5.1 Análisis de indicadores financieros

A continuación, realizaremos un examen de la salud económico – financiera de la firma mediante ratios financieros de liquidez, actividad, crediticios, de evolución de márgenes y rentabilidad. En primer lugar, haremos una breve descripción de lo que se pretende conocer con el índice y luego realizaremos una interpretación del resultado y sus causas.

Fecha	2016	2017	2018	2019	2020
Meses	12	12	12	12	12
INDICADORES FINANCIEROS					
Indicadores de Liquidez					
Liquidez Corriente = Activo Corriente / Pasivo Corriente	0,59	0,82	1,02	1,01	1,03
Liquidez Ácida = (Activo Corriente - Inventarios) / Pasivo Corriente	0,55	0,80	0,96	0,94	0,92
Inmovilización del Activo = Activo No Corriente / Activo Total	80,95%	64,66%	66,55%	71,36%	74,14%
Indicadores de Actividad					
(1) Días Inventarios	16	14	35	19	40
(2) Días Deudores Comerciales	92	151	120	83	79
(3) Días Cuentas por Pagar	206	331	214	133	215
Duración Ciclo de Caja = (4 = 1 + 2 - 3)	(99)	(166)	(59)	(31)	(96)
Capital de Trabajo / Ventas	-28,75%	-46,63%	-21,23%	-10,17%	-28,71%
Indicadores Crediticios					
Ratio D/E = Deudas y Préstamos ex-caja / Capitalización Bursatil	10,23%	7,62%	9,49%	19,18%	8,97%
Cobertura de intereses = EBIT / Costos Financieros	2,06	1,77	3,80	2,18	1,74
Deudas y Préstamos / EBITDA	0,72	0,69	0,37	0,48	0,77
Indicadores de Márgenes					
Margen operativo = EBIT / Ventas	38,54%	33,23%	75,89%	28,21%	17,36%
Margen EBITDA = EBITDA / Ventas	58,89%	59,50%	91,83%	47,13%	55,46%
Margen Neto = Resultado Neto Integral / Ventas	5,71%	15,30%	48,09%	31,81%	19,09%
Indicadores de Rentabilidad					
ROE = Resultado Neto Integral / Patrimonio Neto	17,71%	36,93%	53,28%	41,75%	11,77%
ROA = EBIT / Activo Total	16,57%	12,52%	30,32%	16,13%	5,60%
<u>Identidad de Dupont = Margen Neto * Rotación de Activos * Multiplicador del capital</u>					
- Margen Neto = Resultado Neto Integral / Ventas	5,71%	15,30%	48,09%	31,81%	19,09%
- Rotación de Activos = Ventas / Activo Total	0,43	0,38	0,40	0,57	0,32
- Multiplicador del capital = Activo Total / Patrimonio Neto	7,22	6,41	2,77	2,29	1,91
Referencias:					
EBITDA: Resultado Operativo + Amortizaciones			ROA: Retorno sobre los Activos		
EBIT: Resultado operativo			ROE: Retorno sobre el Patrimonio Neto		
EBT: Resultado antes de impuestos			ROA: Retorno sobre los Activos		
PN: Patrimonio Neto			ROE: Retorno sobre el Patrimonio Neto		

TABLA 9: Resumen de indicadores financieros.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

a) Indicadores de liquidez

Normalmente se entiende a estos ratios como una medida de la capacidad de la firma para afrontar sus deudas de corto plazo.

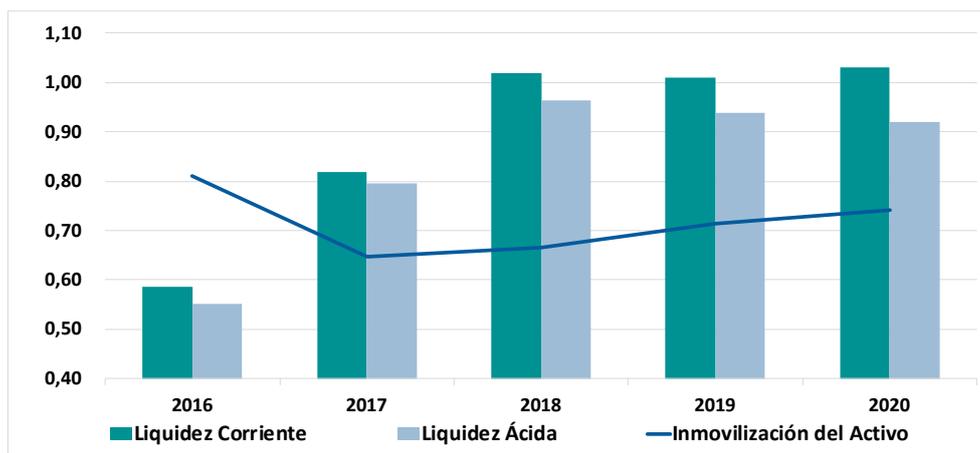


GRÁFICO 22: Evolución de indicadores de liquidez.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

La evolución de estos indicadores ha sido favorable en el período observado. En 2020, el ratio de liquidez corriente indica que hay \$1,03 realizables en el corto plazo por cada \$1 de pasivo de corto plazo, lo que en principio representaría una liquidez ajustada. Los inventarios no tienen un impacto significativo en la liquidez de corto plazo lo cual es razonable, ya que los únicos inventarios que mantiene la compañía son la existencia final de combustibles y materiales y repuestos.

Además, casi el 77% de los activos corrientes está compuesto por tenencias e inversiones transitorias con liquidez inmediata y cuentas por cobrar en un plazo que oscila entre los 45 a 90 días que cubren en su totalidad las deudas exigibles en el corto plazo.

La inmovilización del activo es razonable para el tipo de firma e industria, en el 2020 el 74,14% del activo se encuentra inmovilizado, mientras que el promedio del período bajo análisis es del 71,53%.

b) Indicadores de actividad

Los índices de actividad permiten evaluar la eficiencia con la que son utilizados los activos y pasivos de la firma. De ésta manera, analizando los días de las Deudores Comerciales, Cuentas por Pagar e Inventarios, es posible obtener un promedio de días en que la firma demora en convertir en Caja sus ventas.

	2016	2017	2018	2019	2020
Días Inventarios	16	14	35	19	40
Días Deudores Comerciales	92	151	120	83	79
Días Cuentas por Pagar	206	331	214	133	215
Duración Ciclo de Caja	(99)	(166)	(59)	(31)	(96)

TABLA 10: Duración Ciclo de Caja.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

La duración del ciclo de caja es una medida del tiempo promedio que media entre el momento en que la compañía percibe los ingresos por sus ventas y el momento en que realiza los pagos a sus proveedores, a sus empleados y al fisco. En el caso de Costanera, el ciclo de caja es favorable para la compañía ya que el ingreso por cobros a sus deudores comerciales se produce más rápido que el pago de sus cuentas por pagar.

Capital de trabajo	2016	2017	2018	2019	2020
Inventarios	\$ 52.412.441	\$ 61.637.468	\$ 282.726.884	\$ 451.534.759	\$ 795.494.140
Deudores comerciales	\$ 494.231.238	\$ 1.006.204.593	\$ 2.005.769.894	\$ 2.901.174.646	\$ 2.012.280.443
Cuentas por pagar comerciales	\$ 1.111.745.349	\$ 2.198.395.161	\$ 3.588.861.117	\$ 4.652.141.084	\$ 5.466.383.679
Capital de trabajo	-\$ 565.101.670	-\$ 1.130.553.100	-\$ 1.300.364.339	-\$ 1.299.431.679	-\$ 2.658.609.096
Variación Capital de Trabajo	-\$ 502.016.309	\$ 565.451.430	\$ 169.811.239	-\$ 932.660	\$ 1.359.177.417
Capital de Trabajo / Ventas	-28,75%	-46,63%	-21,23%	-10,17%	-28,71%

TABLA 11: Evolución del Capital de Trabajo.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

El capital de trabajo, entendido como la diferencia entre los activos operativos de corto plazo y las deudas operativas de corto plazo, es negativo. La mediana del capital de trabajo sobre las ventas es de -28,71% en el período bajo análisis.

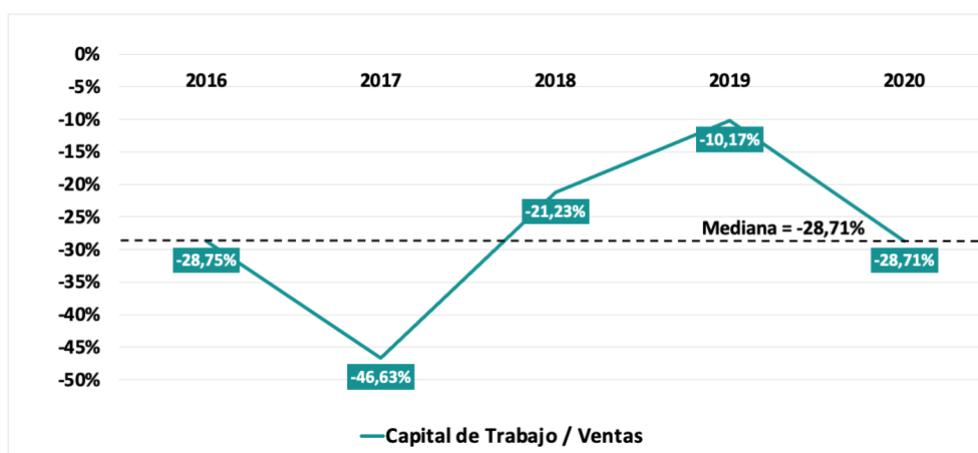


GRÁFICO 23: Evolución del Capital de Trabajo en relación a las Ventas.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

c) Indicadores crediticios

En este apartado se busca entender el grado de endeudamiento que tiene la empresa y cuál es su evolución con respecto a las demás cuentas del balance. Por sí solos, estos indicadores pueden resultar muy relativos, no hay una medida estándar que determine qué nivel de endeudamiento es considerado bueno o peligroso. Mediante los mismos podemos analizar tendencias y observar el uso que le da la firma a la deuda contraída.

	2016	2017	2018	2019	2020
Activo Total	4.573.118.585	6.437.546.499	15.328.930.740	22.343.240.434	28.700.512.012
Pasivo Total	3.939.443.570	5.432.818.230	9.800.505.488	12.605.041.904	13.675.410.271
Patrimonio Neto	633.675.015	1.004.728.269	5.528.425.252	9.738.195.530	15.025.101.741
Endeudamiento sobre Activos	0,86	0,84	0,64	0,56	0,48
Endeudamiento sobre PN	6,22	5,41	1,77	1,29	0,91

TABLA 12: Evolución del endeudamiento de la firma.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

Éstos índices permiten conocer qué porcentaje representa la deuda sobre el total de los activos de la compañía y sobre el patrimonio de los accionistas. La tendencia observable es que Costanera está disminuyendo sus índices de endeudamiento a medida que avanzan los años. En el 2020 el endeudamiento fue de \$0,48 por cada \$1 de activo, y de \$0,91 por cada \$1 de patrimonio neto.

La sociedad mantiene en la actualidad dos préstamos en dólares contraídos en 1996 con la sociedad japonesa Mitsubishi Corporation para la instalación, puesta en marcha, y mantenimiento del Ciclo Combinado II de la central; y una deuda a favor de Enel Generación el Chocón S.A. por cesión de créditos LVFVD realizada en el año 2019, que fue utilizada para compensar saldos deudores con CAMMESA.

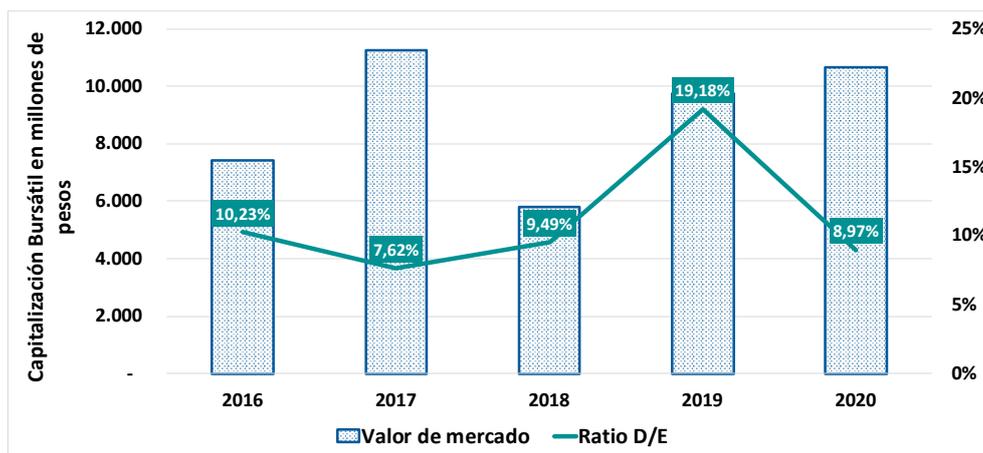


GRÁFICO 24: Evolución de la estructura de capital.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

Si observamos el endeudamiento financiero sobre el valor de mercado de Costanera al cierre de cada período anual, es posible analizar la evolución de la estructura de capital de la compañía. Con excepción del año 2019 en donde por efecto de devaluación del tipo de cambio, las deudas y préstamos nominadas en dólares sufrieron un incremento nominal en pesos y, además, la compañía distribuyó dividendos en efectivo por \$ 2.000 millones que disminuyeron la liquidez en caja, podemos ver que la proporción de financiamiento con deuda permanece en un rango de 7% - 10%, el cual se considera como la estructura de capital objetivo de la firma. Al cierre del año 2020, la estructura de Deudas y Préstamos sobre Capital Propio es de 8,97%.

Por otro lado, mediante indicadores de cobertura es posible conocer cuál es la capacidad de la firma para cumplir con los compromisos financieros asumidos. El índice de cobertura de intereses relaciona el resultado operativo con los intereses que genera la deuda e indica la cantidad de veces que la empresa gana o es capaz de cubrir esos intereses.

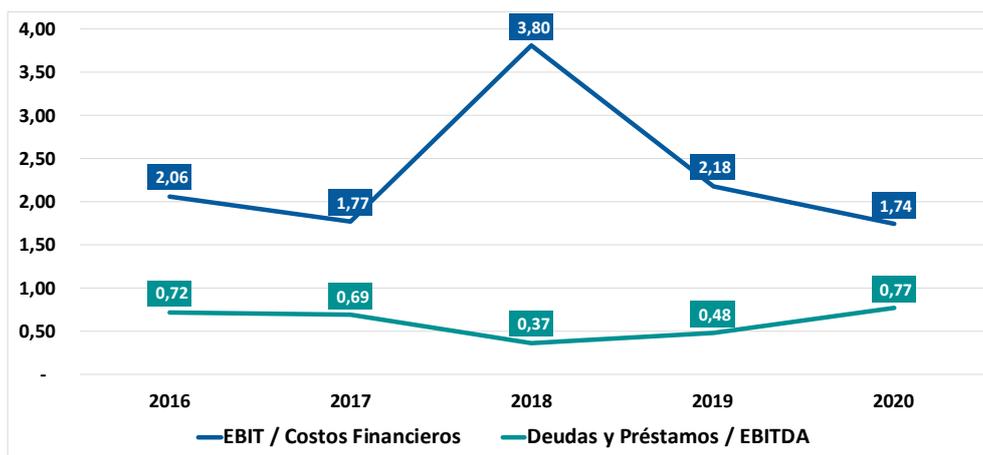


GRÁFICO 25: Evolución de indicadores crediticios.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

En el caso de Costanera, al tener sus deudas nominadas en dólares y ante el escenario de fuerte devaluación de la moneda local transitado en los últimos años, se observa un mayor peso de las Deudas y Préstamos sobre el EBITDA y menor cobertura del EBIT sobre los Costos Financieros.

d) Indicadores de márgenes

Mediante la observación de los márgenes operativo, EBITDA y neto es posible obtener medidas de la rentabilidad de la firma. El margen operativo (o margen EBIT) indica el resultado disponible antes de intereses e impuestos. El EBITDA, por su parte, es la utilidad operativa que se convierte en efectivo y queda disponible para atender los compromisos del flujo de caja de la firma, es decir, no tiene en cuenta gastos no efectivos como depreciaciones y amortizaciones. Por último, el margen neto sobre las ventas es el porcentaje de ingresos que quedan después de todos los gastos operativos, intereses e impuestos.

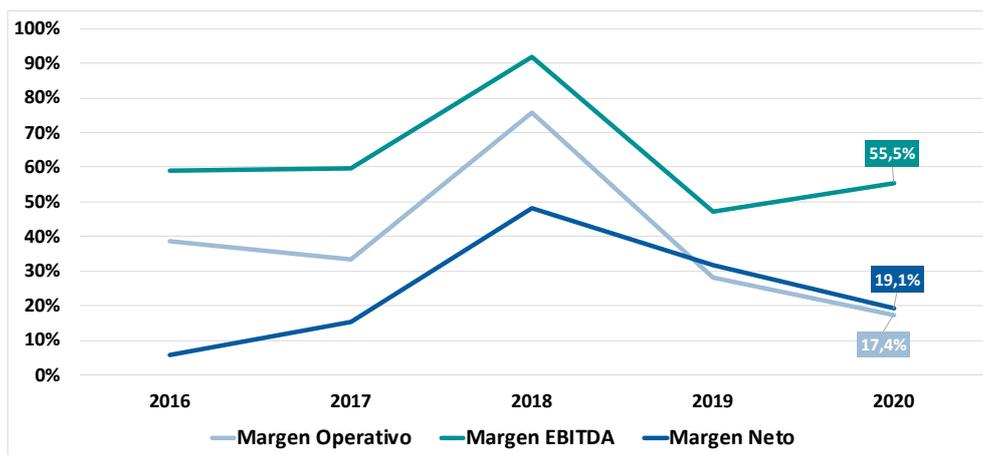


GRÁFICO 26: Evolución de márgenes.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

En los márgenes de Costanera vemos un comportamiento razonable a excepción de los años 2018 y 2019 que fueron atípicos en cuanto a que la regulación establecía el pago de las acreencias en forma dolarizada. Esto implicó que, ante la devaluación de la moneda local, los ingresos por remuneración de la energía generada crecieron mucho más rápido que los costos y gastos nominados en pesos argentinos.

De esta manera, en el año 2020 el margen EBITDA fue de 55,5%, el margen operativo fue de 17,4%, y el margen neto fue de 19,1%.

Entendemos que, observando el comportamiento histórico y dada la tecnología empleada por Costanera para la generación de energía y por la antigüedad de la planta que demanda mayores costos directos y está expuesta a mayores costos de mantenimiento, los márgenes operativos debieran mantenerse hacia el futuro sin grandes variaciones, en torno a un rango promedio de 17% al 23%.

e) Indicadores de rentabilidad

El retorno sobre el patrimonio neto (ROE) es un porcentaje que indica la capacidad de la compañía de generar ganancias a partir del capital contable de los accionistas. El ROE de Costanera en 2020 fue de 11,77%, y puede observarse una clara tendencia a la baja a partir del año 2019. Además, son claros los efectos de la implementación de los mecanismos de

revalúo contable a partir del año 2018, a partir del cual las cuentas patrimoniales sufren un crecimiento nominal importante.

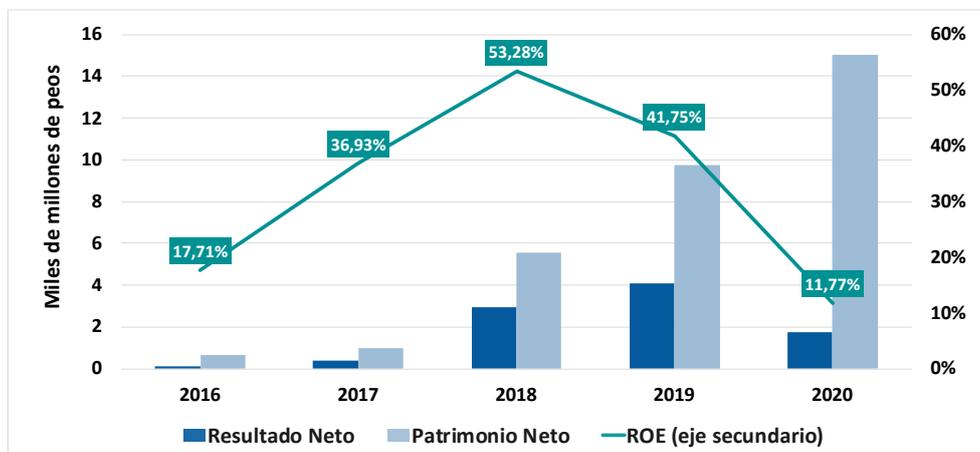


GRÁFICO 27: Evolución de ROE.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

Para complementar el análisis del ROE se realiza también un análisis de la composición del indicador durante el periodo analizado. En la tabla a continuación se muestra el análisis de la identidad de Dupont, que separa los componentes en tres ratios, de tal manera que es posible examinar cada uno por separado para entender las fuentes del rendimiento de la compañía y establecer relaciones con la competencia.

	2016	2017	2018	2019	2020
Identidad de Dupont					
Margen Neto	5,71%	15,30%	48,09%	31,81%	19,09%
Rotación de Activos	0,43	0,38	0,40	0,57	0,32
Multiplicador del capital	7,22	6,41	2,77	2,29	1,91
ROE =	17,71%	36,93%	53,28%	41,75%	11,77%

TABLA 13: Identidad de Dupont ROE.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

En el caso de Costanera, la rotación de activos es baja dado el tipo de industria y no exhibe cambios importantes, mientras que el margen neto y la contribución de los activos sobre el patrimonio contable sufren variaciones significativas en el período.

El retorno sobre los activos (ROA) es un porcentaje de rentabilidad que representa la utilidad neta sobre el activo total y busca medir el rendimiento obtenido sobre los activos de

la firma que se encuentran financiados tanto con deuda como con capital contable de los accionistas.

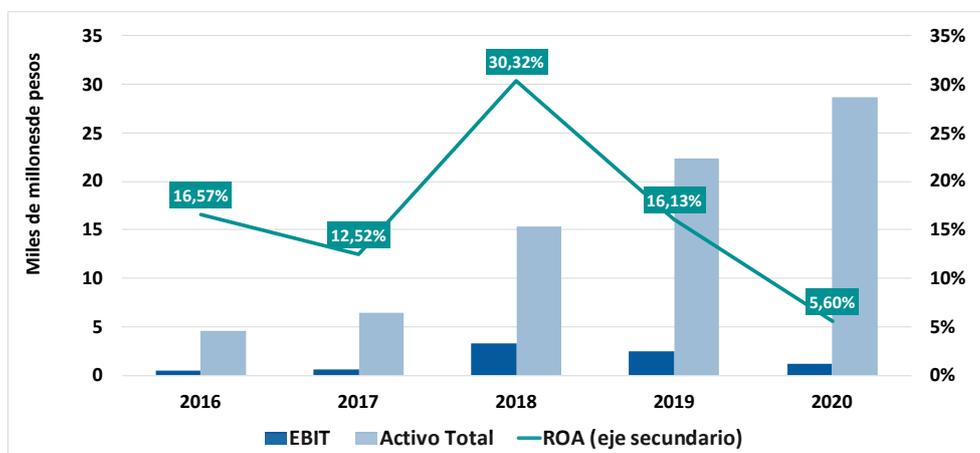


GRÁFICO 28: Evolución de ROA.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

Dados los modestos resultados de EBIT obtenidos en los últimos años es posible observar una tendencia a la baja en este indicador. El 2020 ha sido un año muy malo en términos de resultados y el ROA operativo del 2020 fue del 5,60%, lo cual es un coeficiente bajo para la industria y riesgos del país en donde se radica la inversión. La misma conclusión es aplicable para el ROE.

Si bien hablamos de una firma madura, con muchos años en el mercado y una cuota de participación estable, el sector se encuentra altamente regulado y industria tiene comportamientos cíclicos correlacionados con el nivel de actividad y el estado de la macroeconomía nacional. En principio, de no observarse un cambio en los esquemas de remuneración del mercado, la inversión en éste tipo de activos no parece tener mucha razonabilidad con éstos márgenes e indicadores de rentabilidad tan acotados.

f) Análisis financiero comparativo

Con el objetivo de realizar un análisis comparativo de los principales ratios obtenidos de Costanera, se seleccionaron cinco firmas comparables de la industria que comparten la actividad de generación de energía eléctrica en el mercado sudamericano y que tienen cotización pública de sus acciones. Dentro del grupo, se encuentra Central Puerto S.A. y

Pampa Energía S.A. (Argentina), Enel Generación Chile S.A. (Chile), Companhia Paranaense de Energía S.A. (Brasil), y Enel Generación Perú S.A. (Perú).

A continuación, se expone en una tabla comparativa los principales ratios del año 2020 de Costanera y firmas comparables.

ANÁLISIS FINANCIERO COMPARATIVO AÑO 2020		Enel Generación Costanera S.A.	Central Puerto S.A.	Pampa Energía S.A.	Enel Generación Chile S.A.	Compañía Paranaense de Energía S.A.	Enel Generación Perú S.A.A.	Mediana
País		Argentina	Argentina	Argentina	Chile	Brasil	Perú	
Ticker		CECO2	CEPU	PAMP	ENELGXCH	ELP	ENGEPEC1	
Actividad		Generación	Generación - Distribución	Generación - Distribución - Transmisión	Generación	Generación - Distribución - Transmisión	Generación	
Capacidad instalada (MW)		2304	4689	5250	6144	6400	1595	4969,5
Energía generada (GWh)		6523	14331	16563	15913	25850	7376	15122
Valor de mercado (USD)		127	646	1613	3084	3606	1570	1592
Indicadores de Liquidez	Liquidez Corriente	1,03	1,22	2,11	1,34	1,18	1,68	1,28
	Liquidez Ácida	0,92	1,20	1,86	1,31	1,16	1,58	1,25
	Inmovilización del Activo	74,14%	76,54%	50,58%	84,93%	75,62%	75,55%	75,58%
Indicadores de Actividad	Días Inventarios	40	8	47	3	3	16	12
	Días Deudores Comerciales	79	179	154	101	322	55	127
	Días Cuentas por Pagar	215	24	53	38	82	53	53
	Duración Ciclo de Caja	(96)	163	147	66	244	18	107
Indicadores Crediticios	Ratio D/E	8,97%	93,26%	91,29%	36,35%	32,46%	3,02%	34,41%
	EBIT / Costos Financieros	1,74	1,25	1,56	16,28	4,37	64,46	3,06
	Deudas y Préstamos / EBITDA	0,77	1,61	4,26	1,46	0,61	0,14	1,11
Márgenes	Margen Operativo	17,36%	73,33%	23,75%	30,95%	22,83%	43,06%	27,35%
	Margen EBITDA	55,46%	82,83%	41,61%	36,74%	28,25%	54,48%	48,05%
	Margen Neto	19,09%	18,26%	17,91%	20,91%	20,98%	31,08%	20,00%
Indicadores de Rentabilidad	ROE	11,77%	8,23%	9,22%	17,91%	19,59%	15,58%	13,67%
	ROA	5,60%	17,64%	4,42%	14,92%	9,09%	14,46%	11,78%

TABLA 14: Análisis financiero comparativo.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A., Central Puerto S.A., Pampa Energía S.A., Enel Generación Chile S.A., Companhia Paranaense de Energía S.A. y Enel Generación Perú S.A.A.

Como podemos ver, algunas de las firmas seleccionadas tienen actividades adicionales a la de generación de energía, como ser su distribución y transmisión, por lo cual son observables algunas variaciones en los resultados de los indicadores.

En primer lugar, no existen diferencias significativas en los índices de liquidez e inmovilización del activo.

A excepción de Costanera, los indicadores de actividad muestran ciclos de caja positivos para todos los comparables. Debe tenerse en cuenta que las firmas cuya actividad se encuentra en Argentina, tanto Central Puerto S.A. como Pampa Energía S.A., además de la

generación vía procesos térmicos también desarrollan generación renovable, transporte, distribución y transmisión de energía.

Observando el ratio de endeudamiento de Costanera vemos un apalancamiento financiero bajo. Enel Generación Perú S.A.A. es el caso extremo, siendo una compañía muy líquida y prácticamente sin deuda, operando en un mercado de baja complejidad. Tanto Central Puerto como Pampa Energía presentan mayor endeudamiento, es razonable teniendo en cuenta el abanico de actividades que desarrollan.

En cuanto a márgenes, es necesario comentar que los resultados de Enel Generación Chile S.A. han sido normalizados ya que en 2020 presentó resultados negativos al reconocer pérdidas en torno a USD 980 millones por desconexión de sus unidades generadoras térmicas más antiguas en conjunción con los objetivos de descarbonización de Enel a nivel global, vemos un comportamiento razonable de los márgenes de Costanera en relación a sus comparables. El margen operativo es el más alejado con respecto a sus pares, lo cual habla de una situación compleja entre los ingresos percibidos y costos y gastos de la actividad.

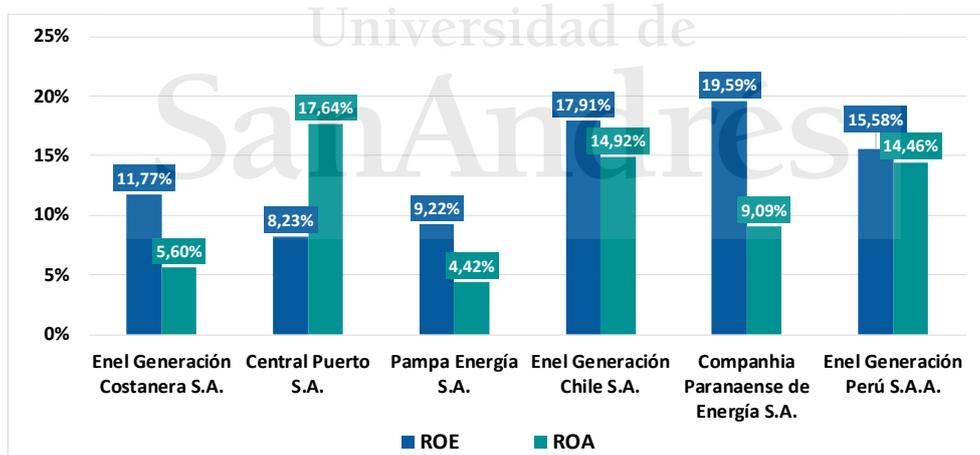


GRÁFICO 29: Evolución de ROE y ROA comparativo.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A., Central Puerto S.A., Pampa Energía S.A., Enel Generación Chile S.A., Companhia Paranaense de Energia S.A. y Enel Generación Perú S.A.A.

El ROE de Costanera se encuentra por encima de la mediana mientras que el indicador de rentabilidad ROA es inferior, dado los modestos resultados obtenidos en el año 2020.

5.2 Estado de Situación Financiera

A continuación, analizaremos los Estados de Situación Financiera de la sociedad para los años 2016 a 2020, los cuales se encuentran en el Anexo II del presente informe. Toda la información se presenta en pesos argentinos, en moneda constante del fin de cada uno de los períodos. Sobre los mismos se realizará un análisis vertical sobre su estructura patrimonial y horizontal tomando como base al año 2016.

Como podemos observar, y como es esperable en este tipo de compañía e industria, los activos fijos (Propiedades, Planta y Equipo) son un componente muy importante de los activos totales de la central. Podemos observar que los mismos se mantienen estables en el período bajo análisis, representando en promedio aproximadamente el 65% del Activo total.

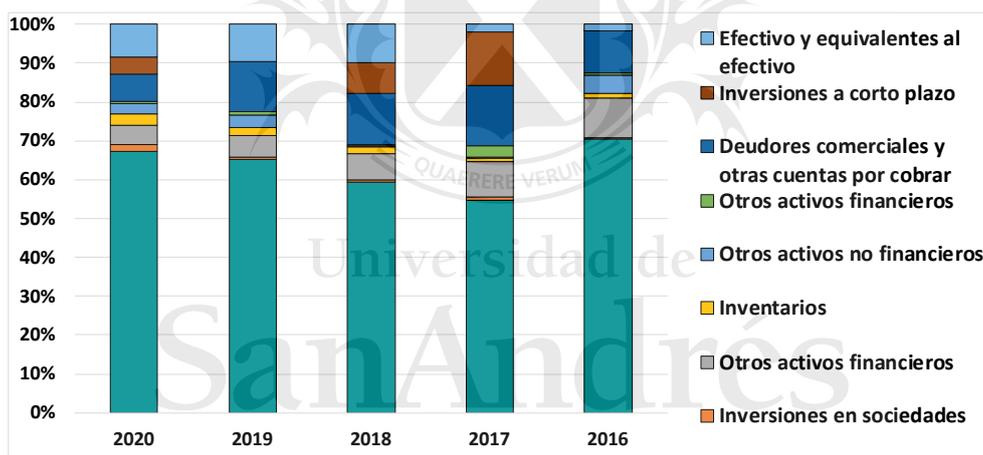


GRÁFICO 30: Composición del Activo Total en porcentajes.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

Dentro del rubro Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, el principal deudor de la firma es CAMMESA, cuya deuda devenga intereses y su plazo promedio de cobro oscila entre los 30 y 90 días. De ésta manera, el riesgo crediticio de la sociedad se concentra en su principal cliente.

El rubro Otros Activos Financieros expresa las acreencias a favor de Costanera sobre los programas de FONINVEMEM. Desde el mes de marzo de 2019, la sociedad viene percibiendo el cobro de una cuota mensual y durante el último trimestre del mencionado año, CAMMESA

compensó las 10 primeras cuotas del crédito más los intereses correspondientes con parte de la deuda que Costanera mantenía con CAMMESA por un monto de \$171.730.596. Al 31 de diciembre de 2020, el saldo del crédito asciende a \$233.343.438 dentro del Activo Corriente y por \$1.489.759.518 en el Activo No Corriente. En cuanto a las centrales TMB y TJSM, al 31 de diciembre de 2020, el monto total del crédito se encuentra cancelado.

Dentro de Efectivo y equivalentes e Inversiones a corto plazo, por políticas de control de riesgos dictaminadas por el Directorio, la compañía solo puede mantener posición en activos de bajo riesgo, de perfil puramente conservador, de baja volatilidad y de disponibilidad de la liquidez en el inmediato o corto plazo, como fondos comunes de inversión de mercado de dinero, plazos fijos, bonos del tesoro americano de corto plazo, entre otros, depositados en bancos y sociedades de bolsa de primera línea,

En cuanto a los Pasivos, cabe destacar la cancelación en 2020 de los saldos adeudados a CAMMESA por el contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía celebrado en agosto del 2016, por un monto de \$1.300 millones necesarios para financiar la operación de la central. Las sumas recibidas comenzaron a devolverse en 48 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, a partir de mayo de 2018 de 2018, devengando intereses equivalentes al rendimiento medio mensual obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras.

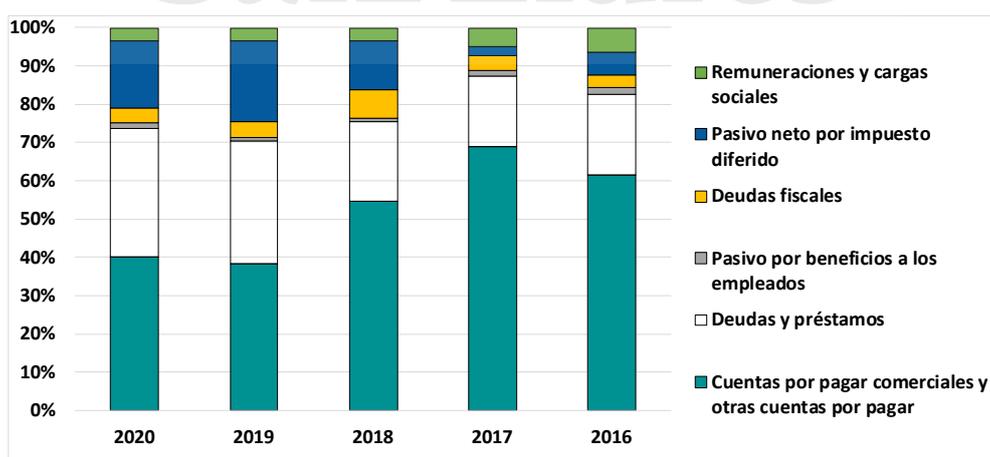


GRÁFICO 31: Composición del Pasivo Total en porcentajes.

Fuente: Elaboración propia con datos de EEFF de Enel Generación Costanera S.A.

Durante el primer trimestre de 2019, Costanera instruyó a CAMMESA a aplicar el importe de los créditos cedidos por Enel Generación el Chocón S.A. a la compañía a la precancelación parcial del mutuo por el equivalente a 19 cuotas de capital e intereses, compensación que se formalizó en el mes de abril de 2019.

En agosto de 2019, CAMMESA procedió a la precancelación parcial de la deuda por mutuo con créditos provenientes de las acreencias de FONINVEMEN por Central Vuelta de Obligado S.A. (VOSA) devengadas entre marzo y diciembre de 2018. Además, en septiembre de 2019, Costanera junto a Enel Generación el Chocón S.A. y Enel Trading Argentina S.R.L., suscribieron con CAMMESA un acuerdo de regularización y cancelación de acreencias con el MEM, mediante el cual se regularizaron las acreencias por las liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir (LVFVD) generadas por aplicación de la Resolución N° 529/2014 de la Secretaría de Energía, y al mismo tiempo tanto Enel Generación El Chocón S.A. como Enel Trading Argentina S.R.L. cedieron sus créditos con CAMMESA a favor de Costanera, en precancelación de la deuda remanente por el contrato de mutuo.

Por otro lado, las Cuentas a Pagar comerciales y Otras Cuentas por Pagar no devengan intereses y su plazo de cancelación es de 60 días para las primeras y de 6 meses en promedio para las segundas. Dentro de éste rubro, la sociedad cuenta con una deuda a favor de la sociedad japonesa Mitsubishi Corporation en concepto de LTSA (Long Term Services Agreement), reestructurada en 2017 por vencimientos de capital por USD 10 millones en 16 cuotas trimestrales durante un período de 4 años que comenzó el 15 de febrero de 2018. Las cuotas no devengan interés en la medida que Costanera cumpla con sus obligaciones.

Dentro de las Deudas y Préstamos que si devengan intereses, Costanera mantiene también una deuda garantizada con Mitsubishi Corporation, contraída el 29 de noviembre de 1996, por la instalación completa “llave en mano” del Ciclo Combinado II de la central, por un total de USD 192,5 millones, a 12 años de plazo contados a partir de la recepción provisoria del proyecto, con una tasa fija de 7,42% anual y amortización semestral de capital e intereses.

En octubre del 2014 se acordó la reestructuración de dicho pasivo, condonando intereses devengados y acumulados al 30 de septiembre de 2014 por USD 66.061.897, la reprogramación de vencimiento de capital de USD 120.605.058 por un plazo de 18 años, con un período de gracia de 12 meses, debiendo cancelarse totalmente antes del 15 de diciembre de 2032, con un pago mínimo anual de USD 3.000.000 en concepto de capital, en cuotas trimestrales, y una tasa de interés fijo del 0,25% anual; manteniéndose prenda sobre los activos y fijándose restricciones al pago de dividendos. Al 31 de diciembre de 2020, la deuda en concepto de capital asciende a USD 79.571.425 en valor nominal.

En cuanto al resto de Deudas y Préstamos, se mantiene adicionalmente una deuda a favor de Enel Generación el Chocón S.A. por la cesión de créditos LVFVD anteriormente mencionada, a restituirse en 36 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, comenzando a partir de abril de 2019, devengando intereses a una tasa equivalente al rendimiento medio obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras (31,43% a diciembre de 2020). En total, los montos cedidos originalmente fueron iguales a \$1,407,370,252.

Cabe resaltar que el peso relativo que adquiere la Reserva Facultativa especial constituida por la Asamblea para futuras inversiones en sociedades. Como sabemos, Costanera pertenece a un grupo económico integrado y es común que se establezcan contratos de prestación de servicios, préstamos o inversiones entre las sociedades integrantes.

Respecto a la estructura de financiamiento de los Activos de la compañía mediante Pasivos y Patrimonio Neto, es posible observar un nivel de apalancamiento bajo, con una clara tendencia a financiarse con capitales propios aportados y generados como resultados.

Se observa además que exigibilidad sobre los Pasivos se mantiene constante a lo largo de los años, promediando el 50% para Corrientes y No Corrientes. Del mismo modo, el ratio de liquidez corriente de la compañía mejora con el avance de los años, lo que evidencia una buena capacidad de pago de sus gastos y cobertura para afrontar imprevistos.

5.3 Estado de Resultados Integral

A continuación, analizaremos los Estados de Resultados Integral de la sociedad para los años 2016 a 2020, los cuales se encuentran en el Anexo III del presente informe. Toda la información se presenta en pesos argentinos, en moneda constante del fin de cada uno de los períodos. Toda la información se presenta en pesos argentinos, en moneda constante del fin de cada uno de los períodos. Sobre los mismos se realizará un análisis vertical sobre sus ingresos por ventas y horizontal tomando como base al año 2016.

Los ingresos por ventas netos disminuyeron un 54% a \$1.973 millones con respecto a los \$4.283 millones de 2019, lo cual tiene sentido en el marco de la nueva regulación para el 2020 de los precios del MEM fijados en pesos argentinos. Además, esta variación tiene su justificación en el año atípico en cuanto a demanda mensual y menor nivel de actividad en Argentina, la fuerte contracción económica y un escenario de presión inflacionaria y de devaluación del tipo de cambio muy importantes.

Por su parte, los costos directos sólo tuvieron una disminución del 14,20% con respecto al año anterior y representaron casi el 80% del importe total de ventas, lo cual evidencia la gravedad de mantener una regulación de precios poco acorde a la realidad económica del ejercicio.

De esta manera, la ganancia neta del ejercicio, sin tener en cuenta resultados de inversiones en las sociedades del FONINVEMEN, cayó un 63% con respecto al año 2019, pasando de \$4.085 millones a \$1.513 millones.

Los ingresos de Costanera por venta de energía provienen íntegramente a sus operaciones en el mercado spot del MEM, por remuneración de potencia y energía. Un marginal de sus ingresos operativos está dado por la prestación de servicios que realiza a empresas relacionadas del grupo.

Sus costos, por otro lado, están dados principalmente por la depreciación de las propiedades y equipos de la central, por las remuneraciones debidas al personal de planta,

las remuneraciones a CAMMESA por los servicios brindados en el MEM y por el consumo de combustible necesario para la generación.

Tanto los ingresos como costos financieros se componen principalmente de diferencias de cambio, las cuales en un contexto de depreciación acelerada la moneda local pueden tomar valores significativos. Los ingresos vienen dados por las tenencias en moneda extranjera de la sociedad y por los créditos a su favor, y los costos principalmente por las deudas nominadas en dólares que mantiene a favor de Mitsubishi Corporation.

Para el año 2020 la tasa efectiva del impuesto a las ganancias fue del 30%. Como comentamos, la Ley 27.340 introdujo modificaciones en el régimen del impuesto a las ganancias parcialmente modificados con posterioridad por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva den el marco de la Ley de Emergencia Pública, siendo los principales puntos la reducción de la tasa del impuesto del 35% al 30% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018 y al 25% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 2022, y que los dividendos distribuidos a personas humanas y beneficiarios del exterior a partir de los ejercicios indicados estarán gravados con una tasa del 7% y 13% respectivamente.

Como consecuencia de ello, la sociedad ha medido su activos y pasivos por impuesto diferido, aplicando las tasas indicadas según el ejercicio en que se estima que se revertirán las diferencias temporarias reconocidas.

Además, como fue comentado, dicha ley permitió ejercer la opción de revalúo a fines impositivos, por única vez, de ciertos bienes existentes al cierre del primer ejercicio fiscal posterior al 29 de diciembre de 2017, requiriendo el pago de un impuesto especial determinado aplicando las alícuotas establecidas para cada tipo de bien revaluado sobre la diferencia entre el valor impositivo revaluado residual y el valor impositivo de origen residual. Dicho impuesto no es deducible del impuesto a las ganancias, y la ganancia por el importe del revalúo está exenta del dicho impuesto.

Con fecha 29 de marzo de 2019, Costanera ingresó a dicho revalúo. El impuesto especial determinado ascendió a \$299.294.705, en moneda del 31 de diciembre de 2019, cancelado a través de un Plan de Facilidades de Pagos establecido según la Resolución General N° 4.249.

Adicionalmente, en virtud de lo establecido por la Ley N° 27.468, la ganancia neta imponible de los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2018 podrá determinarse deduciendo o incorporando al resultado impositivo del ejercicio que se liquida, el ajuste por inflación que se obtenga por aplicación de las normas particulares de la Ley de Impuesto a las Ganancias. El ajuste por inflación resultante ya sea positivo o negativo, se imputa en seis partes iguales, computándose la primer parte en el año al cual corresponde el cálculo y las cinco restantes en los inmediatamente posteriores.

La variación del IPC durante el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2019 fue de 53,80% y, en consecuencia, la Sociedad aplicó la metodología de ajuste por inflación impositivo a partir del ejercicio cerrado en dicha fecha.

De esta manera, se genera un Efecto revalúo impositivo y RECPAM (Resultado por Exposición al Cambio en el Poder Adquisitivo de la Moneda) positivo en los Estados de Resultados por \$1.245.182.702, lo cual a fin de cuentas produce un Beneficio por impuesto a las ganancias de \$692.827.010 sobre las ganancias del ejercicio.

El margen neto sobre las ventas del ejercicio es del 19,09% para el año 2020, mientras que fue del 31,81% para el período anterior.

6. Valuación

Para el presente apartado se utilizará la información histórica reportada por la compañía a los organismos de control y la indicada en sus estados financieros, comunicados de los directivos sobre resultados y expectativas para los próximos años, información macroeconómica y de la industria disponible.

Se realizará análisis de distintos escenarios posibles, alternando variables, con el objetivo de arribar a la estimación de la valuación más probable de la compañía al 31 de diciembre de 2020. Se utilizan dos métodos principales, siendo el primero el de Flujos de Fondos Descontados de la empresa y el segundo el de Valuación por Múltiplos de Comparables.

6.1 Flujo de Fondos Descontados

Se proyectarán los flujos de fondos de Costanera para los próximos 5 años, convirtiendo los mismos a moneda dólar estadounidense, realizando proyecciones sobre las variables clave para el negocio de la sociedad.

Para la tasa de descuento que representa el retorno requerido de una inversión, en la cual se incorpora el riesgo y el costo de oportunidad, se utilizará el Costo Promedio Ponderado de Capital de la compañía. Dicha tasa representa el costo de financiamiento de accionistas y acreedores.

Para la prima de riesgo, entendida como el retorno extra por invertir, debemos tener en cuenta que Costanera se encuentra en un mercado emergente por lo cual tomaremos la prima de riesgo histórica del mercado accionario americano adicionando una prima de riesgo país de Argentina a fecha de valuación.

Se realizarán estimaciones futuras de inversiones de capital y adquisiciones, diferenciando entre inversiones de mantenimiento e inversiones de crecimiento, así como estimaciones de capital de trabajo proyectándolo en relación a las ventas.

Para el valor terminal, se considerará un modelo de crecimiento estable a perpetuidad teniendo en cuenta el comportamiento de la demanda energética en relación con el PBI y ciclos económicos argentinos. Debe tenerse en cuenta que, si bien Costanera es una firma madura y con una cuota de participación estable en el mercado, su capacidad instalada no ha visto mejoras en los últimos 25 años. Además, si bien en Argentina la generación vía procesos térmicos es la principal fuente de energía continuará siéndolo por muchos años más, la matriz energética local y mundial está rotando hacia la descarbonización e implementación de

energías renovables, que además de ser más amigables con el medio ambiente, son más eficientes y tienen menores costos de generación.

a) Estimación de ventas

La casa matriz Enel constituye un grupo integrado que mantiene una estrategia de tomar como unidades de negocio separadas a las distintas firmas sobre las cuales tiene participación, diferenciándose por el tipo de tecnología empleada en la generación. Costanera es una central de generación vía procesos térmicos y se mantendrá su actividad como tal, es por ello que no existen proyecciones de participación en adjudicación de nuevos proyectos de por ejemplo, energías renovables. Tampoco hay proyecciones de participar en nueva generación térmica, sino de lograr la eficiencia, seguridad y modernización de las instalaciones actuales manteniendo la potencia instalada, logrando una mejora los niveles de disponibilidad de las unidades de generación, eficiencia en el consumo térmico y régimen de despacho.

Las ventas de energía al MEM constituyen el principal ingreso por las actividades de la firma en el período bajo análisis. Como fue comentado en apartados anteriores, el promedio de energía generada y comercializada entre los años 2016 y 2020 se ubica en torno a los 6.928 GWh anuales con un desvío de un 14% sobre dicho promedio. No se presentan variaciones significativas y el total promedio es representativo de la participación que Costanera tiene en el mercado.

Como fue visto anteriormente, el mercado eléctrico argentino se encuentra altamente regulado en cuanto a los esquemas de remuneración de la energía, lo cual constituye el punto más complejo de estimar ya que depende de variables macroeconómicas y de índole político cultural si se quiere. Para ello, se toma en cuenta la regulación actual que fija las tarifas en pesos argentinos equivalentes a un tipo de cambio fijo que establece la Secretaría de Energía bajo la órbita del Ministerio de Economía.

En cuanto a niveles de actividad, se tiene en cuenta que se espera un año 2021 muy similar al transcurrido en 2020 en todos los aspectos, en el marco de prolongación del contexto de

la “nueva normalidad” impuesta por el COVID-19, y se asume que las campañas de vacunación tendrán un éxito razonable permitiendo retomar las actividades y ritmo de la economía en forma progresiva hacia 2022 y 2023, lo cual implicaría una mejora de todos los indicadores financieros. A partir de 2024 se infiere que el contexto será en condiciones de normalidad pre pandemia. Además, es esperable que se replique la lógica de los esquemas de remuneración de la energía eléctrica al menos hasta finalización del presente mandato de Alberto Fernández.

Analizando la evolución el PBI de Argentina podemos observar que desde el año 1960 el mismo ha crecido en promedio 2,21% anual, y la mediana ha sido de 2,77% ¹⁹. Acotando el período de estudio a partir del año 1990 y analizando la variación porcentual del mismo en conjunto con la variación interanual de la demanda total de energía eléctrica, podemos observar que existe un comportamiento similar entre ambas variables.

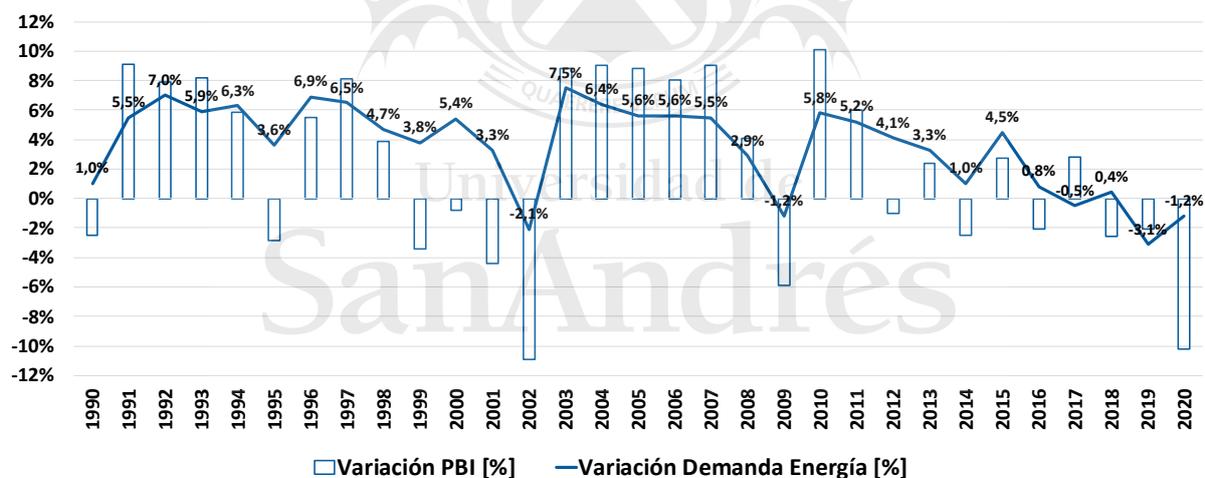


GRÁFICO 32: Variación interanual del PBI de Argentina y demanda de energía eléctrica.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA e INDEC.

En la serie de datos observada es posible afirmar que la demanda de energía es menos sensible a las variaciones negativas en el PBI por las características de inelasticidad de la demanda de energía. Podemos ver que en las crisis económicas de los años 2002, 2009 y

¹⁹ Banco Mundial. Disponible en: <https://datos.bancomundial.org/country/AR>

2020, la variación de la demanda ha sido mucho menos negativa que la variación en el PBI, con la única excepción en el año 2019 en el que el comportamiento es inverso.

Mediante regresión lineal entre la variación de la demanda de energía eléctrica como variable dependiente de la variación en el PBI, y segregando de la serie a los años 2002 y 2020 por sus características atípicas en donde la variación en el PBI ha sido negativa en más de un 10%, podemos observar los siguientes resultados:

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltipl	0,747583893
Coefficiente de determinación R ²	0,558881676
R ² ajustado	0,542543961
Error típico	0,018461683
Observaciones	29

ANÁLISIS DE VARIANZA					
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	0,011659263	0,011659263	34,20806722	3,15442E-06
Residuos	27	0,009202511	0,000340834		
Total	28	0,020861774			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>
Intercepción	0,02684029	0,004028467	6,662656579	3,76646E-07	0,018574559	0,035106021
Variable X 1	0,396809548	0,067845	5,848766299	3,15442E-06	0,257603107	0,536015989

TABLA 15: Regresión lineal entre variación de la demana de energía eléctrica y variación del PBI de Argentina.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA, INDEC y Banco Mundial.

Lo que indicamos anteriormente puede ser observado también en el siguiente gráfico de dispersión de las variaciones de la demanda en el eje vertical, en relación con la evolución del PBI en el eje horizontal.

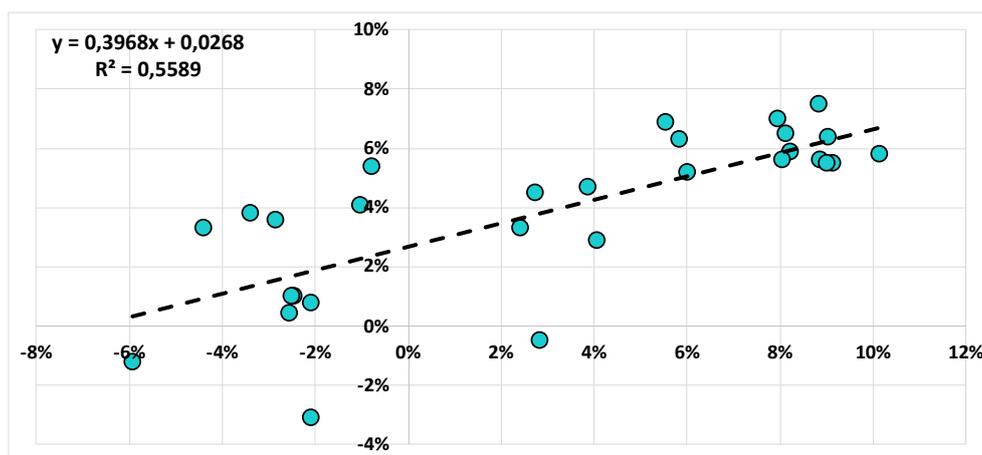


GRÁFICO 33: Relación entre Variación de la Demanda y Variación del PBI.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA e INDEC.

Podemos ver que el coeficiente R^2 igual a 0,5589 indica que la variable dependiente variación de demanda de energía es explicada en un 55,89% por la variable explicativa variación del PBI. Además, es posible interpretar el coeficiente de regresión 0,3968 como medida de ajuste para las ventas en relación a la variación del PBI, y a la ordenada al origen de 0,0268 como tasa de crecimiento a perpetuidad (2,68%), a la cual se le adicionará un 2% en base a la inflación promedio de los Estados Unidos de los últimos 15 años ²⁰, por lo cual la tasa de crecimiento a perpetuidad será igual a 4,68%.

En la siguiente tabla se resume las proyecciones del PBI argentino obtenidas de diversas fuentes. Para ello han consultado las estimaciones realizadas en el informe “*Perspectivas económicas mundiales*” de Enero 2021 elaborado por el World Bank Group ²¹, proyecciones del BCRA en su informe de Relevamiento de Expectativas de Mercado del mes de abril 2021, y estimaciones de Bloomberg en su plataforma.

Como vemos no hay estimaciones elaboradas más allá del año 2023, por lo cual se estima que el crecimiento del PBI para los años 2024 y 2025 será igual al del año 2023. A perpetuidad, se utiliza la mediana histórica de 2,8% anual.

²⁰ Disponible en: <https://www.statista.com/statistics/191077/inflation-rate-in-the-usa-since-1990/>.

²¹ Disponible en: <https://pubdocs.worldbank.org/en/411411599838740469/Global-Economic-Prospect- January-2021-Regional-Overview-LAC-SP.pdf>

Como fue mencionado, estas estimaciones serán útiles a efectos de la aplicación de la ecuación obtenida como recta de la regresión lineal para la proyección de las ventas según lo siguiente:

$$\text{Ventas proyectadas} = 0,3968 * \text{PBI proyectado} + 0,0268$$

Proyección PBI	2021	2022	2023	2024	2025	Perpetuo
Banco Mundial	4,9%	1,9%	-	-	-	-
BCRA REM	6,4%	2,5%	2,5%	-	-	-
Bloomberg	6,0%	2,5%	2,5%	-	-	-
Promedio	5,8%	2,3%	2,5%	2,5%	2,5%	-
Mediana histórica						2,8%
Δ Ventas	4,98%	3,59%	3,67%	3,67%	3,67%	3,79%

TABLA 16: Evolución de las ventas proyectadas.

Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial, BCRA y Bloomberg.

b) Estimación de costos y gastos

Para la proyección de los costos de ventas se sigue un procedimiento similar al utilizado en el punto anterior, consultando la información disponible en los balances de Costanera.

En el período bajo análisis, los costos directos representan un 66,48% de mediana sobre las ventas. Segregando el componente de amortizaciones y depreciaciones de cada ejercicio, los costos directos netos representan un 41,31% de mediana sobre las ventas.

Analizando las depreciaciones, las mismas equivalen a un 3,74% de mediana del total de Propiedades, Planta y Equipo valuados a su costo de adquisición, neto de la propiedad sobre terrenos que no sufren amortización contable. Se tiene en cuenta que la compañía invierte año a año para mantener la capacidad instalada y realizar mejoras en cuanto a eficiencia operativa, por lo que el porcentaje de depreciaciones se mantiene estable en dólares.

En cuanto a los combustibles utilizados en la generación, fue mencionado también que, bajo la regulación actual por la cual CAMMESA concentra la asignación y entrega del combustible a ser consumido, su valor no constituye un costo de venta para la empresa.

Los Gastos de Administración y Comercialización comprenden honorarios y retribuciones por servicios, sueldos y contribuciones sociales, servicios prestados entre empresas relacionadas, entre otros. De mediana, representan 4,28% sobre las ventas y se consideran que permanecen constantes en dólares, la planta de personal es la adecuada para la estructura al igual que los servicios legales y técnicos contratados.

Otros ingresos operativos está compuesto principalmente por primas de seguro cobradas por siniestros acontecidos, que de mediana representan un 0,20% del total de Propiedad, Planta y Equipo y se utiliza dicho porcentaje para la proyección. Además, se compone por otros ingresos operativos por prestación de servicios a empresas relacionadas, cobro de dividendos, etc. Estos últimos representan una mediana de 0,06% sobre Propiedades, Planta y Equipo.

En cuanto a Otros gastos operativos, los mismos están formados por el impuesto a los débitos y créditos bancarios de 1,15% de mediana sobre las ventas para el período y otros gastos operativos como pérdidas por retiros anticipados de activos que, dado la antigüedad de las instalaciones de la central, se incluyen en la proyección con una mediana de 0,09% sobre Propiedades, Planta y Equipo del período.

Es necesario recordar también, que por reformas en la Ley N° 27.430 la alícuota del impuesto a las ganancias aplicable para el año 2021 será del 30%, y se reducirá a partir del ejercicio 2022 en adelante al 25%.

c) Gastos de capital y variación del Capital de Trabajo

En referencia a las inversiones de capital, Costanera no tiene planificado realizar nuevas inversiones estructurales significativas para la ampliación de la capacidad instalada más allá de proyectos de mejora de eficiencia muy puntuales y de baja escala, sino aquellas que hacen al mantenimiento necesario de los activos de la central, por lo cual se contemplan aquellos gastos necesarios para mitigar la depreciación de los activos por su uso, considerando que hay reposición total de las amortizaciones y depreciaciones de los activos existentes.

Entonces, para proyectar estos flujos se observa la mediana histórica sobre las ventas de las erogaciones de inversión realizadas durante el período bajo estudio. El promedio obtenido es de 36,14% pero, ante la presencia de valores extremos, se utiliza la mediana de 31,01% para su aplicación sobre las proyecciones de ventas.

Adicionalmente, se tiene en cuenta el flujo proyectado de cobros por las acreencias VOSA remanentes. Para ello, se realizó una simulación teniendo en cuenta que al 31 de diciembre de 2020 restan cobrar 96 cuotas de USD 191.429 que totalizan un capital remanente de pago por USD 16.771.671. Para el ejercicio, se descontaron flujos anuales a tasa LIBOR_{30d} del mes de diciembre 2020 + 5%, que es igual a 5,14%. A efectos de la valuación, consideramos el valor actual al 2025 de las cuotas remanentes, por lo que no corresponden cobranzas a perpetuidad.

Además, se considera el valor actual al 2025 de la recepción de la participación accionaria que Costanera posee sobre la central VOSA del 1,30% sobre su capital, hecho que se producirá en el año 2028. Considerando una vida útil de 25 años para los activos de la central, se considera que se recibirá el porcentual correspondiente al 60% de vida remanente de la inversión, cuyo valor original fue de USD 900 millones.

En cuanto a la proyección del capital de trabajo, por las características del negocio y dado la regulación por la cual CAMMESA concentra las operaciones de combustibles, la compañía no trabaja con inventarios. Para estimar los flujos futuros utilizaremos la mediana histórica de -28,71% sobre las ventas anuales, según lo observado en el apartado de análisis financiero.

De esta manera, consideramos que los márgenes obtenidos a perpetuidad son consistentes con los esquemas tarifarios actuales. Los resultados obtenidos se muestran en el siguiente gráfico:

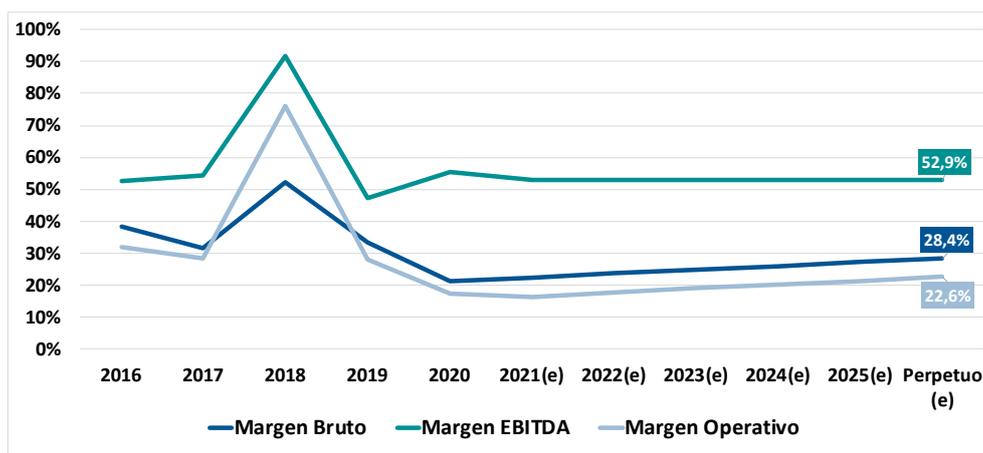


GRÁFICO 34: Proyección y evolución de márgenes.

Fuente: Elaboración propia.



ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADOS										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (e)	2022 (e)	2023 (e)	2024 (e)	2025 (e)
Ingreso de actividades ordinarias	124.012.485	129.151.231	162.000.187	213.368.153	110.061.578	115.544.229	119.695.317	124.090.529	128.647.134	133.371.056
<i>Ventas en el mercado Spot</i>	124.012.485	129.151.231	162.000.187	213.368.153	110.061.578	115.544.229	119.695.317	124.090.529	128.647.134	133.371.056
Costo por actividades ordinarias	(76.450.898)	(88.366.806)	(77.118.303)	(141.848.262)	(86.613.801)	(89.684.618)	(91.399.433)	(93.215.095)	(95.097.428)	(97.048.880)
<i>Costos de venta directos y costos indirectos de generación</i>	(51.224.242)	(54.965.364)	(51.294.208)	(101.471.094)	(44.680.648)	(47.731.321)	(49.446.136)	(51.261.798)	(53.144.131)	(55.095.583)
<i>Depreciaciones y Amortizaciones</i>	(25.226.656)	(33.401.442)	(25.824.095)	(40.377.168)	(41.933.153)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)
Resultado Bruto	47.561.586	40.784.425	84.881.884	71.519.891	23.447.777	25.859.611	28.295.885	30.875.435	33.549.706	36.322.176
<i>Margen Bruto</i>	38,4%	31,6%	52,4%	33,5%	21,3%	22,4%	23,6%	24,9%	26,1%	27,2%
Gastos de administración y comercialización	(8.373.074)	(11.048.516)	(6.469.457)	(5.030.462)	(4.710.061)	(4.945.293)	(5.122.960)	(5.311.075)	(5.506.097)	(5.708.281)
Otros ingresos operativos	2.422.475	8.698.706	53.613.309	537.670	3.083.877	1.418.007	1.418.007	1.418.007	1.418.007	1.418.007
<i>Primas de seguros cobradas por siniestros acontecidos</i>	1.697.839	7.912.783	-	-	2.404.510	827.171	827.171	827.171	827.171	827.171
<i>Otros ingresos operativos</i>	724.636	785.922	53.613.309	537.670	679.367	590.836	590.836	590.836	590.836	590.836
Otros gastos operativos	(1.822.355)	(1.544.555)	(9.090.021)	(6.845.651)	(2.710.160)	(3.302.938)	(3.349.431)	(3.398.657)	(3.449.691)	(3.502.599)
<i>Provisión para pérdidas crediticias futuras</i>	-	-	(7.589.997)	-	(41.848)	-	-	-	-	-
<i>Impuesto a los débitos y créditos bancarios</i>	(1.428.185)	(1.544.555)	(1.500.023)	(2.303.063)	(1.491.608)	(1.294.095)	(1.340.588)	(1.389.814)	(1.440.848)	(1.493.756)
<i>Otros gastos operativos</i>	(394.171)	-	-	(4.542.588)	(1.176.704)	(2.008.843)	(2.008.843)	(2.008.843)	(2.008.843)	(2.008.843)
Resultado Operativo	39.788.631	36.890.059	122.935.715	60.181.448	19.111.433	19.029.387	21.241.501	23.583.710	26.011.924	28.529.303
<i>Margen Operativo</i>	32,1%	28,6%	75,9%	28,2%	17,4%	16,5%	17,7%	19,0%	20,2%	21,4%
<i>Margen EBITDA</i>	52,4%	54,4%	91,8%	47,1%	55,5%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%

TABLA 17: Estado de resultados proyectados en dólares.

Fuente: Elaboración propia.

d) Cálculo del Costo Promedio Ponderado de Capital

d).1 Estimación del Costo de Capital Propio (R_e)

Para calcular el Costo del Capital Propio (R_e) es necesario contar con una Tasa Libre de Riesgo (r_f), a la que se le adicionará la Beta de Costanera (β_{ENEL}) multiplicada por una Prima de Riesgo ($r_m^{USA} - r_f^{USA}$) del mercado accionario americano. A ello, adicionaremos una prima de riesgo país (RP) a fecha de valuación medida por el índice EMBI+ que elabora el banco JP Morgan. Dado el contexto de tasas libres de riesgo bajas o incluso negativas, el mecanismo a emplear será el que surge de la siguiente fórmula:

$$R_e = r_f^{USA} + (r_m^{USA} - r_f^{USA}) * \beta_{ENEL} + RP$$

Entonces, el primer componente estará dado por el rendimiento del Bono a 10 años del Tesoro de Estados Unidos al 31 de diciembre de 2020 ²².

- $r_f^{USA} = 0,93\%$

A continuación, se incorpora una prima de riesgo por invertir en ese activo dentro del mercado accionario. Para ello se utiliza el rendimiento anual promedio con dividendos incluidos del índice S&P 500 de Estados Unidos (r_m^{USA}) ²³ desde 1950 a la fecha de valuación.

- $r_m^{USA} = 8,91\%$

El coeficiente Beta de Costanera (β_{ENEL}) empleado se obtiene en base al coeficiente Beta de firmas comparables del sector energético que tienen cotización en el mercado norteamericano (β_{ENERGY}). El mismo será obtenido por regresión lineal entre los retornos semanales de cada una de las compañías seleccionadas y los retornos semanales del índice S&P 500 desde el inicio del año 2010 a fin del año 2020, desapalancando cada resultado por

²² Disponible en: <https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yieldYear&year=2020>.

²³ Anexo IV: Código del cálculo en Python.

la estructura de capital de cada compañía y utilizando la tasa impositiva de 21% de la industria.

$$\beta_U = \beta_L / [1 + (1 - Tax) * (D/E)]$$

Una vez obtenido estos coeficientes Beta desapalancados, se obtendrá un promedio de los mismos y se reapalancarán nuevamente utilizando la estructura de capital de Costanera y tasa impositiva aplicable al 31 de diciembre de 2020.

$$\beta_{ENEL} = \beta_U * [1 + (1 - Tax_{ENEL}) * (D/E_{ENEL})]$$

Para el presente trabajo, se han seleccionado como comparables a las firmas Entergy Corporation (ETR), PPL Corporation (PPL), Pampa Energía S.A. (PAM) y The AES Corporation (AES), tomando sus retornos semanales desde inicio del año 2010 a cierre del año 2020.

Estadísticas de la regresión	ETR	PPL	PAM	AES
Coefficiente de correlación múltiple	0,5163	0,5282	0,3379	0,6700
Coefficiente de determinación R ²	0,2665	0,2790	0,1142	0,4490
R ² ajustado	0,2652	0,2777	0,1126	0,4480
Error típico	0,0250	0,0247	0,0654	0,0299
Observaciones	573	573	573	573
Intercepción	0,0001	-0,0004	0,0003	-0,0007
Beta Apalancado	0,6870	0,6999	1,0702	1,2303
Ratio D/E	113,12%	112,62%	91,29%	121,13%
Promedio Tasa Impositiva	21%			
Beta Desapalancado	0,3628	0,3704	0,6218	0,6287
Mediana Beta Apalancado	0,9218			
Mediana Beta Desapalancado	0,4959			

TABLA 18: Regresión lineal y Betas de comparables.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo! Finance para los códigos ^GSPC, ETR, PPL, PAM, AES, AEP y DUK.

Como observamos, los resultados obtenidos son los siguientes:

- $\beta_L = 0,9218$

- $\beta_U = 0,4959$

A continuación, se presenta en forma gráfica la dispersión observada en los retornos diarios de las empresas seleccionadas como comparables:

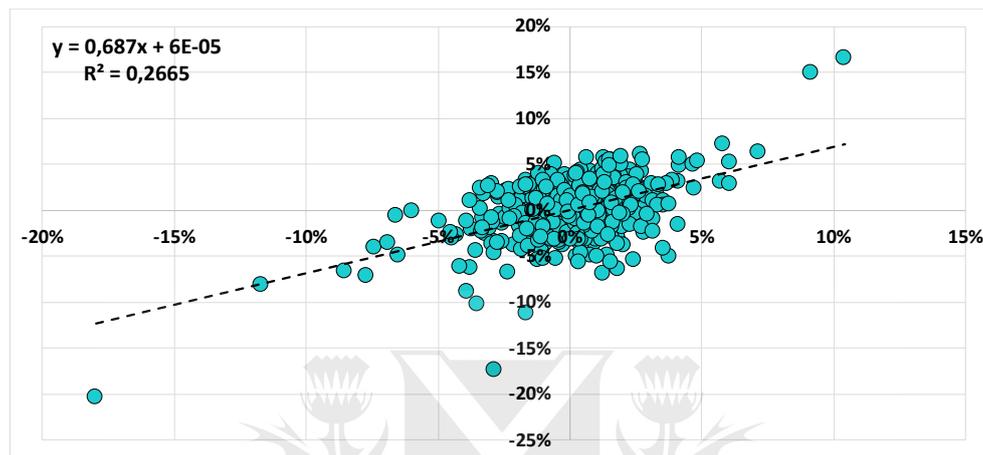


GRÁFICO 35: Gráfico de dispersión de retornos diarios de ETR con respecto al índice S&P 500.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo! Finance.

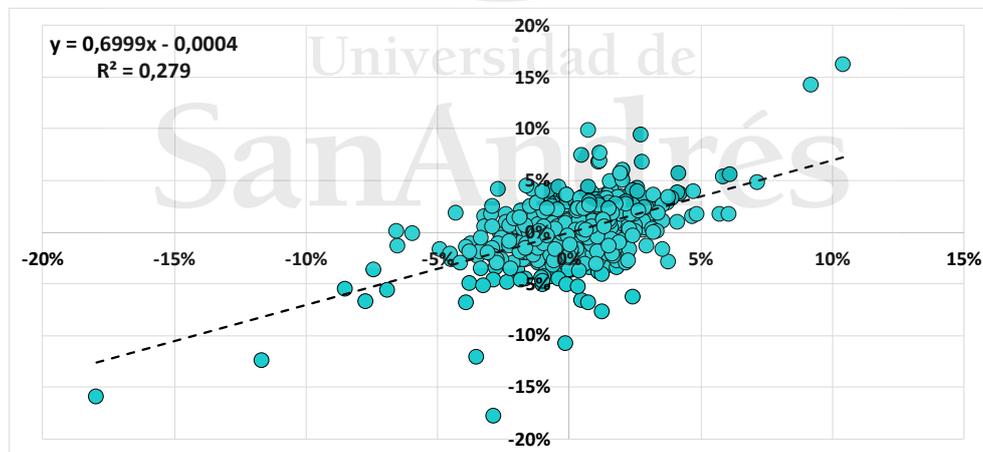


GRÁFICO 36: Gráfico de dispersión de retornos diarios de PPL con respecto al índice S&P 500.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo! Finance.

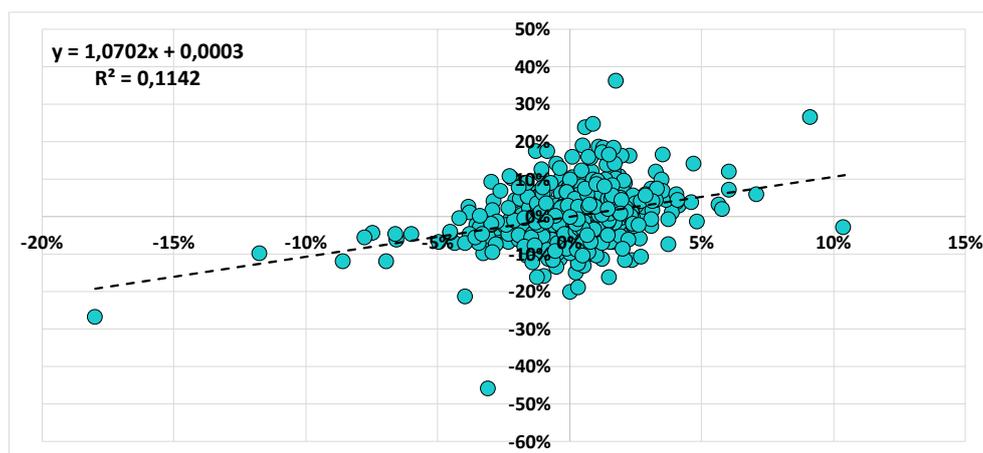


GRÁFICO 37: Gráfico de dispersión de retornos diarios de PAM con respecto al índice S&P 500.
 Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo! Finance.

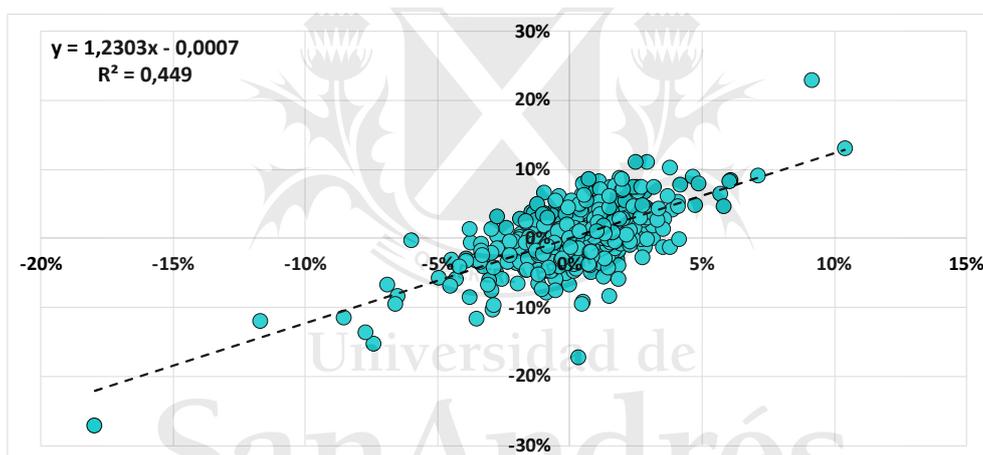


GRÁFICO 38: Gráfico de dispersión de retornos diarios de AES con respecto al índice S&P 500.
 Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo! Finance.

Como fue mencionado en el capítulo de Análisis Financiero, la estructura de capital de Costanera está dada por un ratio Deudas y Préstamos sobre Capital Propio de 8,97%, el cual coincide con su estructura de capital objetivo. Por su parte, la tasa impositiva será la efectiva de 30%. Por lo tanto:

$$\beta_{ENEL} = 0,4959 * [1 + (1 - 0,30) * (0,0897)]$$

- $\beta_{ENEL} = 0,5270$

Por último, adicionamos el riesgo país (RP) al 31 de diciembre de 2020 medido por el índice EMBI+ elaborado por el banco JP Morgan y obtenemos el Costo de Capital Propio (R_e).

- $RP = 1.372 = 13,72\%$

$$R_e = r_f^{USA} + (r_m^{USA} - r_f^{USA}) * \beta_{ENEL} + RP$$

$$R_e = 0,93\% + (8,91\% - 0,93\%) * 0,5270 + 13,72\%$$

- $R_e = 18,86\%$

En forma comparativa, observando la diferencia entre las tasas de rendimiento anual (YTM) del bono argentino en dólares bajo legislación extranjera "GD30" y el bono del tesoro americano a 10 años, ambos a fecha 31 de diciembre de 2020, la diferencia de éstas es de un 14,95%. Como este porcentaje implica el riesgo de default soberano para los bonistas, consideramos que utilizar la prima de riesgo país indicada es más representativa del riesgo asumido por los accionistas que poseen reclamos residuales sobre los activos de la compañía.

d).2 Estimación del Costo de la Deuda (R_d)

Para determinar este punto se analiza el mercado secundario de bonos corporativos del sector energético argentino nominados en dólares. Pueden observarse tasas de cupón entre 7,75% y 10%, y con rendimientos de mercado de 13,33% de mediana para el sector.

COMPAÑÍA	INSTRUMENTO (ISIN)	VENCIMIENTO	TASA DE CUPÓN	TASA DE RENDIMIENTO ANUAL (YTM)	DURATION	CALIFICACIÓN (FITCH)
AES ARGENTINA	USP1000CAA29	02/02/24	7,750%	15,776%	2,67	CCC
CAPEX	USP20058AC08	15/05/24	6,875%	11,549%	3,02	CCC+
GENNEIA	USP46756AH86	20/01/22	8,750%	17,464%	0,99	CCC
MSU ENERGY	USP8S12UAA35	01/02/25	6,875%	17,249%	3,39	CCC
PAMPA ENERGÍA	USP7873PAE62	21/07/23	7,375%	10,105%	2,29	CCC
PAMPA ENERGÍA	USP7464EAA49	24/01/27	7,500%	10,327%	4,73	CCC
PAMPA ENERGÍA	USP7464EAB22	15/04/29	9,125%	11,268%	5,72	CCC
YPF LUZ	USP9897PAB06	25/07/26	10,000%	15,100%	4,05	CCC
YTM Promedio para Costo de Deuda =		10,80%				

TABLA 19: Bonos corporativos nominados en dólares de compañías del sector energético argentino.

Fuente: Elaboración propia con base de datos de Refinitiv.

Para considerar un costo de deuda en dólares representativo tomaremos como válido un promedio de las tasas de rendimiento anual (YTM) de las emisiones de bonos corporativos en dólares que tienen mercado secundario al momento de la valuación de PAMPA ENERGÍA S.A., por los vencimientos de los años 2027 y 2029, tasa en la cual la compañía obtendría financiamiento en condiciones normales de mercado y según similar calificación de riesgo y perfil de compañía.

- $R_d = 10,80\%$

d).3 Costo Promedio Ponderado de Capital (R_c - WACC)

Por último, con la información que ya poseemos respecto de la compañía, de su estructura de capital y el costo de financiarse con capitales propios y de terceros, podemos obtener el costo promedio ponderado de capital con el cual descontar los flujos de fondos libres de la compañía.

Para ello se utiliza el modelo de CAPM:

$$R_c = R_e * (E / V_{ENEL}) + R_d * (1 - Tax_{ENEL}) * (D / V_{ENEL})$$

$$R_c = 18,86\% * (0,9177) + 10,80\% * (1 - 0,3) * (0,0823)$$

- $R_c = 17,93\%$

e) Valor de la empresa

A partir de la proyecciones realizadas sobre los flujos de fondos descontados al costo de capital calculado de la compañía, y considerando una tasa de crecimiento de 2,68% a perpetuidad, se obtuvo un valor de la empresa al 31 de diciembre de 2020 de USD 151.636.085. Si descontamos la deuda financiera neta de caja el valor del capital accionario es de USD 140.265.389 que dividido por 701.988.378 acciones en circulación equivale a un precio de USD 0,1998 por acción.

En pesos al tipo de cambio de cierre de ejercicio, equivale a \$11.802.631.121 o \$16,81 por acción.

De esta manera, el valor obtenido en la proyección resulta un 10,6% superior a la capitalización bursátil de la firma al 31 de diciembre de 2020. Los precios de mercado parecen reflejar expectativas futuras más pesimistas a las utilizadas en el modelo del presente trabajo.

FLUJO DE FONDOS	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (e)	2022 (e)	2023 (e)	2024 (e)	2025 (e)	Perpetuo
Ingreso de actividades ordinarias	124.012.485	129.151.231	162.000.187	213.368.153	110.061.578	115.544.229	119.695.317	124.090.529	128.647.134	133.371.056	138.427.206
Costo por actividades ordinarias	(76.450.898)	(88.366.806)	(77.118.303)	(141.848.262)	(86.613.801)	(89.684.618)	(91.399.433)	(93.215.095)	(95.097.428)	(97.048.880)	(99.137.576)
Resultado Bruto	47.561.586	40.784.425	84.881.884	71.519.891	23.447.777	25.859.611	28.295.885	30.875.435	33.549.706	36.322.176	39.289.630
Margen Bruto	38,4%	31,6%	52,4%	33,5%	21,3%	22,4%	23,6%	24,9%	26,1%	27,2%	28,4%
Gastos de administración y comercialización	(8.373.074)	(11.048.516)	(6.469.457)	(5.030.462)	(4.710.061)	(4.945.293)	(5.122.960)	(5.311.075)	(5.506.097)	(5.708.281)	(5.924.684)
Otros ingresos operativos	2.422.475	8.698.706	53.613.309	537.670	3.083.877	1.418.007	1.418.007	1.418.007	1.418.007	1.418.007	1.418.007
Otros gastos operativos	(1.822.355)	(1.544.555)	(9.090.021)	(6.845.651)	(2.710.160)	(3.302.938)	(3.349.431)	(3.398.657)	(3.449.691)	(3.502.599)	(3.559.228)
Resultado Operativo	39.788.631	36.890.059	122.935.715	60.181.448	19.111.433	19.029.387	21.241.501	23.583.710	26.011.924	28.529.303	31.223.725
Margen Operativo	32,1%	28,6%	75,9%	28,2%	17,4%	16,5%	17,7%	19,0%	20,2%	21,4%	22,6%
Margen EBITDA	52,4%	54,4%	91,8%	47,1%	55,5%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,9%
EBIT	41.216.816	38.434.614	132.025.735	62.484.511	20.644.889	20.323.482	22.582.089	24.973.524	27.452.772	30.023.059	32.774.110
EBIT * (1-t)	34.285.177	58.752.955	88.670.146	52.151.386	30.821.708	14.226.437	16.936.567	18.730.143	20.589.579	22.517.294	24.580.582
Depreciaciones y Amortizaciones	(25.226.656)	(33.401.442)	(25.824.095)	(40.377.168)	(41.933.153)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)
CAPEX	72.028.883	49.803.131	42.857.359	56.769.443	30.016.260	32.627.318	34.034.949	35.518.283	37.051.665	37.527.147	42.926.277
Flujo de efectivo de actividades de inversión en CAPEX	72.028.883	49.803.131	42.857.359	56.769.443	34.133.042	35.830.265	37.117.518	38.480.473	39.893.476	41.358.365	42.926.277
Ingresos acreencias LVDFF "VOSA"					(4.116.782)	(3.202.948)	(3.082.569)	(2.962.190)	(2.841.811)	(7.791.938)	
Toma de control de participación en central VOSA										(6.089.279)	
Variación del Capital de Trabajo	(31.672.554)	24.565.791	(25.824.822)	(12.698.460)	9.900.407	1.577.180	1.191.777	1.261.865	1.308.201	1.356.238	1.451.621
Capital de Trabajo	(35.652.652)	(60.218.443)	(34.393.621)	(21.695.161)	(31.595.568)	(33.172.748)	(34.364.526)	(35.626.391)	(36.934.592)	(38.290.830)	(39.742.451)
FLUJO DE FONDOS LIBRES	19.155.504	17.785.475	97.461.705	48.457.570	32.838.193	21.975.237	23.663.137	23.903.292	24.183.010	35.587.205	22.155.982
Valor actual @ 17,93%					18.634.136	17.014.678	17.014.678	14.574.203	12.502.969	15.601.717	73.308.382
<p>VALOR DE LA FIRMA = USD 151.636.085</p> <p>DEUDA FINANCIERA NETA DE CAJA = USD 11.370.696</p> <p>VALOR DEL CAPITAL ACCIONARIO = USD 140.265.389</p> <p>TOTAL DE ACCIONES EN CIRCULACIÓN = 701.988.378</p> <p>VALOR DE LA ACCIÓN EN DÓLARES = USD 0,1998</p> <p>VALOR DE LA EMPRESA EN PESOS = \$ 11.802.631.121</p> <p>VALOR DE LA ACCIÓN EN PESOS = \$ 16,81</p> <p>Crecimiento a perpetuidad: 4,68%</p>											

TABLA 20: Flujo de fondos descontados en dólares.

Fuente: Elaboración propia.

f) Análisis de escenarios alternativos de valuación

Hasta este punto se trabajó con un escenario base en cuanto a la evolución más probable de los flujos de la compañía que arroja el valor de la firma que fue visto en el punto anterior, teniendo en cuenta las condiciones actuales del mercado energético, condiciones macroeconómicas y el comportamiento histórico que han tenido las variables en el período bajo análisis.

A continuación se analizan dos escenarios alternativos de valuación en base a la evolución del PBI argentino. Cabe mencionar que los resultados obtenidos al sensibilizar esta única variable no han presentado variaciones significativas mediante el empleo del modelo de valuación construido, teniendo en cuenta que, a fecha de valuación, no se han encontrado indicadores que permitan enriquecer la metodología de valuación del presente trabajo. Como fue mencionado, el desempeño en ventas de Costanera durante el período bajo análisis está dado principalmente por el comportamiento de los ciclos económicos del mercado y por las regulaciones tarifarias del sector, y a fecha de valuación, no existen proyectos significativos que permitan obtener mejoras de competitividad en ventas o eficiencia en costos.

Los resultados se resumen en la siguiente tabla:

	Escenario Desfavorable	Escenario Base	Escenario Favorable
Variación sobre Proyecciones PBI anual	- 4 p.p.	-	+ 4 p.p.
CAGR Ventas 2020 - 2025	1,94%	3,25%	4,57%
Margen operativo a perpetuidad	20,1%	22,6%	24,8%
Valor actual Flujos de Fondos Libres	USD 78.564.592	USD 78.327.703	USD 78.057.207
Valor actual Perpetuidad	USD 70.340.197	USD 73.308.382	USD 76.463.555
Valor de la firma	USD 148.904.789	USD 151.636.085	USD 154.520.762
Deuda Financiera Neta de Caja		USD 11.370.696	
Valor del Capital Accionario	USD 137.534.093	USD 140.265.388	USD 143.150.066
Cantidad de Acciones		701.988.378	
Precio por Acción (USD)	USD 0,1959	USD 0,1998	USD 0,2039
Precio por Acción (\$)	\$ 16,49	\$ 16,81	\$ 17,16
p.p: puntos porcentuales			

TABLA 21: Análisis de escenarios de valuación.

Fuente: Elaboración propia.

f).1 Escenario favorable

En este escenario, ceteris paribus, por una mejora en la macroeconomía argentina y un contexto mundial más benévolo con los países emergentes el PBI nominal crece un 4% adicional a las estimaciones.

Además, la disponibilidad de los activos de la central para la generación de energía alcanza un nivel del 98% de disponibilidad en 2021 y se sostiene a perpetuidad. Tal supuesto implica un mejor nivel de competitividad y por lo tanto de ventas en el MEM.

Por último, por eficiencia operativa y optimización de planta la compañía logra un recupero de márgenes operativos en torno al 24,8% a perpetuidad.

Los resultados de éste escenario se resumen en el Anexo V.

f).2 Escenario desfavorable

En forma opuesta al punto anterior, suponemos que el crecimiento del PBI argentino se ve afectado por un contexto más agresivo con países emergentes. De ésta manera, el PBI decrece un 4% adicional a las estimaciones utilizadas.

En segundo lugar, dado el progresivo crecimiento de participación de las energías renovables en el MEM y por obsolescencia técnica de las instalaciones más antiguas de la central, las unidades Turbo Vapor (TV01, TV02, TV03, TV04, TV05 y TV07) son retiradas del servicio, lo cual implica una reducción de la capacidad instalada.

Lo anterior repercute en los márgenes operativos que se reducen a un 20,1% a perpetuidad.

Los resultados de éste escenario se resumen en el Anexo VI.

6.2 Valuación por Múltiplos

Con el objetivo de realizar una valuación adicional de Enel Generación Costanera S.A. en base al valor que el mercado asigna a firmas similares y utilizarla como posible prueba de razonabilidad con los resultados obtenidos a través del modelo de Flujos de Fondos Descontados, se realiza un análisis de otras firmas comparables de la industria que tienen cotización pública de sus acciones, observando sus características y múltiplos de valuación principales.

Para ello, se seleccionaron compañías que comparten la actividad de generación de energía eléctrica y que operan en los mercados latinoamericano y europeo. Sin embargo, no es sencillo encontrar comparables que se ajusten con un grado alto de semejanza a Costanera, ya que muchos de ellos tienen otro tipo de actividades adicionales a la generación térmica.

COMPAÑÍA	PAÍS DE ORIGEN	EV / EBITDA	MARGEN EBITDA	RATIO D/E	ROA
Central Puerto S.A. 	Argentina	3,3	83%	93%	18%
Pampa Energía S.A. 	Argentina	8,0	42%	91%	4%
Enel Generación Chile S.A. 	Chile	5,5	37%	36%	15%
Companhia Paranaense de Energía S.A. 	Brasil	3,8	28%	32%	9%
Enel Generación Perú S.A.A. 	Perú	7,0	54%	3%	14%
Promedio Latinoamerica		5,5	49%	51%	12%
Endesa S.A. 	España	6,8	26%	24%	6%
Électricité de France S.A. 	Francia	4,9	26%	62%	2%
Enel S.p.A. 	Italia	7,1	30%	122%	5%
Promedio Europa		6,2	28%	69%	4%
Promedio		5,8	41%	58%	9%
Enel Generación Costanera S.A. 		3x - 5x	55%	9%	6%

TABLA 22: Tabla de múltiplos de firmas comparables.

Fuente: Elaboración propia.

Dentro del primer grupo, se encuentran las cinco firmas que fueron utilizadas en el apartado de Análisis Financiero Comparativo: Central Puerto S.A. y Pampa Energía S.A. (Argentina), Enel Generación Chile S.A. (Chile), Companhia Paranaense de Energía S.A. (Brasil), y Enel Generación Perú S.A. (Perú). Dentro de este, puede observarse mayor dispersión en los valores. En el caso de las argentinas, tanto Central Puerto como Pampa Energía desarrollan, además de la actividad de generación térmica, las actividades de generación renovable, transporte, transmisión y distribución de energía eléctrica. Tal vez Enel Generación Chile y Perú sean las más semejantes por su actividad, aunque operan en mercados muy diferentes.

En segundo lugar, del mercado europeo las comparables utilizadas son Endesa S.A. (España), Électricité de France S.A. (Francia) y Enel S.p.A. (Italia).

Para el múltiplo EV/EBITDA se indica un rango razonable dentro del cual se considera que se puede valorar a Costanera, y que se expone a continuación:

MÚLTIPLO DE EBITDA (EV / EBITDA)			
	INFERIOR	MEDIO	SUPERIOR
EBITDA (USD)		USD 61.044.586	
Múltiplo de EBITDA	3,0	4,0	5,0
Valor de la empresa	USD 183.133.758	USD 244.178.344	USD 305.222.930
Deuda financiera neta de caja		USD 11.370.696	
Valor del capital propio	USD 171.763.062	USD 232.807.648	USD 293.852.234
Cantidad de acciones		701.988.378	
Valor por acción (USD)	USD 0,2447	USD 0,3316	USD 0,4186
Valor por acción (\$)	\$ 20,59	\$ 27,91	\$ 35,22

TABLA 23: Valuación por múltiplo EV/EBITDA de comparables.

Fuente: Elaboración propia.

Además, se preparó un análisis de sensibilidad del precio por acción en USD aplicando este múltiplo sobre estimaciones alternativas del EBITDA de la compañía. Para ello, se utilizó el EBITDA del año 2020 para el escenario base, y como valores extremos una variación del 10% sobre el mismo.

		MÚLTIPLOS EV / EBITDA				
EBITDA		3	3,5	4	4,5	5
-10%	USD 55.495.078	0,2210	0,2605	0,3000	0,3395	0,3791
-5%	USD 58.269.832	0,2328	0,2743	0,3158	0,3573	0,3988
Base	USD 61.044.586	0,2447	0,2882	0,3316	0,3751	0,4186
5%	USD 64.096.815	0,2577	0,3034	0,3490	0,3947	0,4403
10%	USD 67.149.045	0,2708	0,3186	0,3664	0,4143	0,4621

TABLA 24: Análisis de sensibilidad de múltiplo EV/EBITDA de Costanera.

Fuente: Elaboración propia.

7. Conclusiones

El mercado eléctrico argentino se encuentra atravesando un escenario sumamente complejo en el cual tanto las variables macroeconómicas como las decisiones gubernamentales tienen un impacto profundo en el valor de las compañías que lo integran.

La acción de Costanera cotizaba al 31/12/2020 al valor de \$15,20, que con un tipo de cambio de 1 USD = \$84,145 equivale a un precio dolarizado de USD 0,1806. Si tenemos en cuenta que el capital accionario en circulación es de 701.988.378 acciones ordinarias, dicho precio equivale a un valor de capitalización bursátil de USD 126.779.101.

Como resultado de la valuación por Flujo de Fondos Descontados, el valor de la firma obtenido bajo los supuestos de valuación utilizados es de USD 151.636.085. Como la deuda financiera neta de caja e inversiones de corto plazo es igual a USD 11.370.696, el valor del capital accionario es igual a USD 140.265.389 o USD 0,1998 por acción, lo cual significa un valor 10,6% superior a su valor por mercado al 31 de diciembre de 2020. Los precios de mercado parecen reflejar expectativas futuras más pesimistas a las utilizadas en el modelo del presente trabajo.

En pesos al tipo de cambio de cierre de ejercicio, equivale a \$11.802.631.121 o \$16,81 por acción.

En segundo lugar, la Valuación por Múltiplos de EV/EBITDA arroja un valor inferior de USD 0,2447 por acción, el cual resulta un 22,5% superior al valor obtenido por Flujo de Fondos Descontados. Observando esto, podríamos inferir que el mercado está reflejando expectativas más pesimistas en el valor de la acción de Costanera.

8. Bibliografía

Académicas

- López Dumrauf, Guillermo L. (2013). *Finanzas Corporativas: un enfoque latinoamericano*. 3ª ed. Alfaomega Grupo Editor Argentino.
- McKinsey & Co and Tim Koller (2015). *Valuation - Measuring and Managing the Value of Companies*. 6ª ed. John Wiley & Sons, Inc.
- Pérez, Jorge Orlando. (2005). *Análisis de los Estados Contables: un enfoque de gestión*. 2ª ed. Editorial Universidad Católica de Córdoba.

Artículos, Informes y Reportes Institucionales

- Argentina.gov.ar (28 de enero de 2021). *Las energías renovables lograron un crecimiento histórico en 2020*. Disponible en: <https://www.argentina.gov.ar/noticias/las-energias-renovables-lograron-un-crecimiento-historico-en-2020> (último acceso el 27 de febrero de 2021).
- Banco Central de la República Argentina (2020). Tipo de Cambio de Referencia Comunicación "A" 3500 (Mayorista) y Tipo de Cambio Nominal Promedio Mensual (TCPM). Disponible en: <http://www.bcra.gov.ar/Pdfs/PublicacionesEstadisticas/com3500.xls> (último acceso el 23 de marzo de 2021).
- Becker, Eleonora. (2020). *Análisis del Mercado Eléctrico Argentino*. Departamento de Economía. Universidad Nacional del Sur.
- CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2016). Informe Anual Mercado Eléctrico Mayorista año 2016.
- CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2017). Informe Anual Mercado Eléctrico Mayorista año 2017.
- CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2018). Informe Anual Mercado Eléctrico Mayorista año 2018.

- CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2019). Informe Anual Mercado Eléctrico Mayorista año 2019.
- CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2020). Informe Mensual Mercado Eléctrico Mayorista diciembre de año 2020.
- Damodaran, A. (2021). *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 27 de marzo de 2021).
- Damodaran, A. (2021). *Annual Returns on Stock, T.Bonds and T.Bills: 1928 – Current*. NYU- Stern School of Business. Disponible en: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/histretSPX.html (último acceso el 27 de marzo de 2021).
- Enel Americas (2019). Reporte Anual 2019 Form 20-F. Consultado en: <https://www.enelamericas.com/es/inversionistas/a201609-20-f.html> (último acceso el 10 de enero de 2021).
- Enel Generación Costanera S.A. (2016) – Estados Financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016.
- Enel Generación Costanera S.A. (2017) – Estados Financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.
- Enel Generación Costanera S.A. (2018) – Estados Financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.
- Enel Generación Costanera S.A. (2019) – Estados Financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.
- Enel Generación Costanera S.A. (2020) – Estados Financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.
- Federación Argentina de Consejo de Profesionales de Ciencias Económicas. Resoluciones Técnicas N° 6, N° 7, N° 41.
- Fonrouge, Máximo J (s.f.). *Lineamientos del régimen jurídico de la electricidad*. Disponible en:

http://www.cassagne.com.ar/publicaciones/Lineamientos_del_regimen_juridico_de_la_electricidad.pdf (último acceso el 17 de diciembre de 2020).

- Gumierato, Lucas H. (2018). *Trabajo Final de Graduación – Valuación de Empresa Central Puerto S.A.* Universidad de San Andrés.
- IAMC – Instituto Argentino de Mercado de Capitales. Resumen Mensual. Diciembre 2020. Disponible en:
https://iamcmediamanager.prod.ingeccloud.com/mediafiles/iamc/2021/1_13/0/11/72/739519.pdf (último acceso el 25 de marzo de 2021).
- Secretaría de Energía de la Nación (Argentina, 2004). Resolución 1125/2004.
- Secretaría de Energía de la Nación (Argentina, 2005). Resolución Nº 1193/2005.
- Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación (Argentina, 2017). Resolución 19/2017.
- Secretaría de Gobierno de Energía (Argentina, 2008). Resolución 70/2018.
- Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (Argentina, 2019). Resolución 1/2019.
- 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/newsroom/archivosinformes/El%20Sector%20El%C3%A9ctrico%20Argentino%20.pdf> (último acceso el 27 de diciembre de 2020).
- U.S. Department of the Treasury. Sitio web oficial. Disponible en
<https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yieldYear&year=2020> (último acceso el 26 de marzo de 2021).
- World Bank Group (2021). *Global Economics Prospects*. Disponible en:
<https://pubdocs.worldbank.org/en/411411599838740469/Global-Economic-Prospects-January-2021-Regional-Overview-LAC-SP.pdf> (último acceso el 3 de abril de 2021).

- Yahoo! Finance. Statistics, Financials & Historical Data de los códigos *GSPC, ETR, PPL, SO, AES, AEP, DUK, CECO2, CEPU.BA, PAMP.BA, ENELGXCH, ELP, ENGEPEC1*. Disponible en: <https://finance.yahoo.com/> (último acceso el 10 de abril de 2021).

Otras páginas web consultadas

- www.adeera.com.ar
- www.aesargentina.com.ar
- www.ageera.com.ar
- www.ateera.com.ar
- www.bna.com.ar
- www.boletinoficial.gob.ar
- www.cammesa.com.ar
- www.cnv.com.ar
- www.datos.gob.ar
- www.enel.com
- www.enel.com.ar
- www.energia.gob.ar
- www.enre.gov.ar
- www.facpce.org.ar
- www.indec.gob.ar
- www.infoleg.gob.ar
- www.statista.com
- www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/



9. Anexo, cuadros y tablas

ANEXO I

Concepto	Revalúo Impositivo	Revalúo Contable
Sujetos alcanzados	Personas humanas, sucesiones indivisas y personas alcanzadas por art. 49, LIG.	Sujetos que lleven registros contable que les permitan confeccionar balances comerciales
Período de opción	- El ejercicio de la opción es optativo y por única vez. - Se podrá ejercer en el primer ejercicio o año fiscal cuyo cierre se produzca con posterioridad al 30/12/2017. - La opción podrá ejercerse hasta el último día hábil del 12º mes calendario posterior al período de la opción.	- El ejercicio de la opción es optativo y por única vez. - Solo puede ejercerse en el primer ejercicio comercial cerrado con posterioridad al 30/12/2017.
Bienes objeto	Se establece una lista de los bienes objeto de revalúo.	Bienes incorporados en el activo. No se indica detalle de los mismos
Bienes exceptuados	Se indica los bienes exceptuados	No se indican bienes exceptuados.
Condiciones de los bienes a cumplir	- Bienes situados, colocados o utilizados económicamente en el país. - Bienes afectados a la generación de ganancias gravadas por el impuesto a las ganancias. - Bienes adquiridos o construidos con anterioridad al 29/12/2017 deben mantenerse en su patrimonio al momento de ejercicio de la opción. - El revalúo debe ser practicado a todos los bienes que integren la misma categoría, con excepción de aquellos expresamente excluidos por la ley.	No aplicable.
Régimen de revaluación	Se establecen dos métodos de revalúo.	Ídem.
Impuesto especial	- Genera impuesto especial de acuerdo a las alícuotas establecidas por ley. - Pago por internet o con Plan de pagos. - El mayor valor sobre el cual se tributó constituye un nuevo activo impositivo, con vida independiente a los efectos de su amortización en el impuesto a las ganancias.	- No genera impuesto especial. - La contrapartida del revalúo se imputará a una reserva especial (PN).
Beneficios impositivos y/o contables por el revalúo de los bienes	- Posibilita que: 1. el valor de origen de ciertos bienes se actualice, incrementando de esta forma las amortizaciones a futuro, o 2. el valor de costo original del bien al momento de la venta aumente, disminuyendo la utilidad sobre la cual se deberá pagar impuesto a las ganancias, que resulta de la diferencia entre el precio de venta y el costo actualizado. - Implica una baja del IG a futuro. - La DDJJ ante AFIP es más simple. - Mejora el balance impositivo.	- Permite reconocer el mayor valor de los bienes en los balances comerciales. - El revalúo se podrá realizar independientemente de su aplicación a los efectos impositivos y sin costo alguno. - Mejora los EECC en cuanto al índice de liquidez y solvencia de la compañía.
Efectos impositivos y/o contables por el revalúo de los bienes	- La ganancia generada por el importe del revalúo estará exenta del IG, será distribuíble y no será considerada a efectos del impuesto de igualación. - El importe del revalúo neto no será computable a los efectos de la liquidación del impuesto a la ganancia mínima presunta. - Los bienes revaluados serán actualizados conforme a la LIG. - El impuesto especial no es deducible del IG.	- La contrapartida del revalúo se imputará a una reserva especial (PN). - La reserva especial (PN) no será distribuíble.
Efectos judiciales por el revalúo de los bienes	La opción implica la renuncia respecto de reclamos judiciales o administrativos por la aplicación del ajuste por inflación en el período de la opción y anteriores	No aplicable.

ANEXO I: Análisis del régimen de revalúo impositivo y contable.

Fuente: Ley 27.430.

ANEXO II

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	2016	2017	2018	2019	2020
Activos					
Activos no corrientes					
Propiedades, planta y equipo	3.219.171.627	3.527.100.215	9.081.334.353	14.595.939.928	19.320.622.296
Inversiones en sociedades	23.824.087	42.282.813	122.700.639	122.700.639	469.107.234
Otros activos financieros	458.887.274	593.374.730	996.763.364	1.225.158.288	1.489.759.518
	3.701.882.988	4.162.757.758	10.200.798.356	15.943.798.855	21.279.489.048
Activos corrientes					
Inventarios	52.412.441	61.637.468	282.726.884	451.534.759	795.494.140
Otros activos no financieros	217.016.509	14.633.041	33.623.071	706.922.891	723.226.318
Otros activos financieros	34.648.394	185.906.477	82.287.194	187.150.452	239.828.308
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	494.231.238	1.006.204.593	2.005.769.894	2.901.174.646	2.012.280.443
Inversiones a corto plazo	273.294	871.210.804	1.217.704.416	33.562.493	1.265.890.227
Efectivo y equivalentes al efectivo	72.653.721	135.196.358	1.506.020.925	2.119.096.338	2.384.303.528
	871.235.597	2.274.788.741	5.128.132.384	6.399.441.579	7.421.022.964
Total de Activos	4.573.118.585	6.437.546.499	15.328.930.740	22.343.240.434	28.700.512.012
Patrimonio y pasivos					
Patrimonio					
Capital social	701.988.378	701.988.378	701.988.378	701.988.378	701.988.378
Ajuste de capital	47.347.909	47.347.909	1.416.278.793	2.552.463.344	3.728.404.158
Reserva legal	52.040.560	52.040.560	10.740.077	373.708.551	786.930.366
Reserva facultativa	12.449.836	12.449.836	204.061.382	1.909.597.081	7.867.493.372
Reserva por inversiones en sociedades	15.445.645	31.671.449	87.963.927	135.145.537	426.462.697
Resultados no asignados	(195.597.313)	159.230.137	3.107.392.695	4.065.292.639	1.513.822.770
Total de Patrimonio	633.675.015	1.004.728.269	5.528.425.252	9.738.195.530	15.025.101.741
Pasivos no corrientes					
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.310.599.738	1.548.839.873	1.754.520.535	181.709.614	-
Deudas y préstamos	762.606.302	789.894.636	1.515.360.898	3.085.220.544	3.610.673.988
Pasivo por beneficios a los empleados	66.368.799	90.226.276	98.001.465	144.843.526	193.105.996
Deudas fiscales	77.951.217	84.383.821	156.279.999	213.343.264	259.169.275
Pasivo neto por impuesto diferido	233.685.933	137.191.795	1.244.040.555	2.646.524.230	2.407.790.429
	2.451.211.989	2.650.536.401	4.768.203.452	6.271.641.178	6.470.739.688
Pasivos corrientes					
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.111.745.349	2.198.395.161	3.588.861.117	4.652.141.084	5.466.383.679
Remuneraciones y cargas sociales	250.040.125	258.755.815	322.564.667	425.403.129	456.208.603
Deudas y préstamos	67.774.659	201.512.694	539.479.504	939.273.801	996.306.996
Deudas fiscales	51.450.795	116.661.625	572.030.873	308.116.508	270.557.087
Pasivo por beneficios a los empleados	7.220.653	6.956.534	9.365.875	8.466.204	15.214.218
	1.488.231.581	2.782.281.829	5.032.302.036	6.333.400.726	7.204.670.583
Total de Pasivos	3.939.443.570	5.432.818.230	9.800.505.488	12.605.041.904	13.675.410.271
Total de Patrimonio y Pasivos	4.573.118.585	6.437.546.499	15.328.930.740	22.343.237.434	28.700.512.012

ANEXO II: Estados de Situación Financiera en pesos de Enel Generación Costanera S.A.

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros de Enel Generación Costanera S.A.

ANEXO III

	2016	2017	2018	2019	2020
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL					
Ingreso de actividades ordinarias	1.965.622.683	2.424.711.033	6.124.951.659	12.779.685.520	9.261.131.447
Costo por actividades ordinarias	(1.211.762.031)	(1.659.016.081)	(2.915.711.940)	(8.496.001.624)	(7.288.118.263)
Ganancia bruta	753.860.652	765.694.952	3.209.239.719	4.283.683.896	1.973.013.184
Gastos de administración y comercialización	(132.714.903)	(207.427.054)	(244.599.171)	(301.299.534)	(396.328.113)
Otros ingresos operativos	165.384.419	276.458.970	2.027.028.055	32.203.723	259.492.854
Otros gastos operativos	(28.884.696)	(28.997.788)	(343.678.223)	(410.020.250)	(224.525.106)
Provisión para pérdidas crediticias futuras	-	-	-	-	(3.521.290)
Ganancia operativa	757.645.472	805.729.080	4.647.990.380	3.604.567.835	1.608.131.529
Ingresos financieros	7.903.322	123.032.293	1.720.561.522	3.501.275.799	3.328.757.714
Costos financieros	(624.127.227)	(692.822.483)	(3.214.876.563)	(3.827.175.618)	(4.510.918.566)
Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda (RECPAM)	-	-	1.156.952.266	1.620.643.324	395.025.083
(Pérdida) Ganancia antes de impuesto a las ganancias	141.421.567	235.938.890	4.310.627.605	4.899.311.340	820.995.760
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta	(24.961.680)	133.842.089	(1.417.680.024)	(814.044.901)	692.827.010
(Pérdida) Ganancia neta del ejercicio	116.459.887	369.780.979	2.892.947.581	4.085.266.439	1.513.822.770
Otro resultado integral que se reclasificará a resultados en ejercicios posteriores					
Ganancia por inversiones en sociedades clasificadas como activos financieros disponibles para la venta	2.653.376	18.458.726	80.417.826	-	-
Efecto en el impuesto a las ganancias	(928.682)	(2.232.922)	(24.125.348)	-	-
	1.724.694	16.225.804	56.292.478	-	-
Otro resultado integral que no se reclasificará a resultados en ejercicios posteriores					
Ganancia (pérdidas) actuales por planes de beneficios definidos	(9.132.713)	(11.664.486)	(5.589.410)	(28.529.714)	16.947.577
Resultados por inversiones en sociedades	3.196.449	(3.289.043)	1.676.823	8.558.914	346.406.596
Efecto en el impuesto a las ganancias	(5.936.264)	(14.953.529)	(3.912.587)	(19.970.800)	(109.006.252)
Otro resultado integral neto del ejercicio	(4.211.570)	1.272.275	52.379.891	(19.970.800)	254.347.921
Resultado integral total neto del ejercicio	112.248.317	371.053.254	2.945.327.472	4.065.295.639	1.768.170.691
(Pérdida) Ganancia por acción					
- Básica y diluida	0,160	0,529	4,196	5,820	2,156

ANEXO III: Estados de Resultados Integral en pesos de Enel Generación Costanera S.A.

Fuente: Elaboración propia en base a Estados Financieros de Enel Generación Costanera S.A.

ANEXO IV

```
1
2 # RETORNO ANUAL PROMEDIO S&P 500
3
4 import pandas_datareader.data as web
5 import matplotlib.pyplot as pl
6
7 inicio = '1950-01-01'
8 fin = '2020-12-31'
9
10 DatosGSPC = web.get_data_yahoo('^GSPC', inicio, fin, interval='d')
11 Dates = DatosGSPC.index
12
13 def Retornos(ListaPrecios):
14     retorno = []
15     for j in range(1, len(ListaPrecios)):
16         retorno.append((ListaPrecios[j]/ListaPrecios[j-1])-1)
17     return retorno
18
19 RetGSPC = Retornos(DatosGSPC['Adj Close'])
20
21 Rprom_GSPC = sum(RetGSPC)/len(RetGSPC)
22
23 Ranual = Rprom_GSPC * 253
24
25
26 pl.figure(1)
27 pl.plot(Dates, RetGSPC, '-', label='Retornos diarios S&P 500')
28 pl.legend(loc='upper left corner')
29 pl.title('Retornos GSPC')
30 pl.xticks(rotation=20)
31
32 print (Ranual)
```

ANEXO IV: Código de cálculo en Python de r_m^{USA} .

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo! Finance para el código ^GSPC.

ANEXO V

FLUJO DE FONDOS PROYECTADOS	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (e)	2022 (e)	2023 (e)	2024 (e)	2025 (e)	Perpetuo
Ingreso de actividades ordinarias	124.012.485	129.151.231	162.000.187	213.368.153	110.061.578	117.291.126	123.366.619	129.854.716	136.684.036	143.872.522	149.326.787
Costo por actividades ordinarias	(76.450.898)	(88.366.806)	(77.118.303)	(141.848.262)	(86.613.801)	(90.406.261)	(92.916.047)	(95.596.280)	(98.417.472)	(101.387.036)	(103.640.193)
Resultado Bruto	47.561.586	40.784.425	84.881.884	71.519.891	23.447.777	26.884.865	30.450.572	34.258.436	38.266.564	42.485.486	45.686.594
Margen Bruto	38,4%	31,6%	52,4%	33,5%	21,3%	22,9%	24,7%	26,4%	28,0%	29,5%	30,6%
Gastos de administración y comercialización	(8.373.074)	(11.048.516)	(6.469.457)	(5.030.462)	(4.710.061)	(5.020.060)	(5.280.091)	(5.557.782)	(5.850.077)	(6.157.744)	(6.391.186)
Otros ingresos operativos	2.422.475	8.698.706	53.613.309	537.670	3.083.877	1.418.007	1.418.007	1.418.007	1.418.007	1.418.007	1.418.007
Otros gastos operativos	(1.822.355)	(1.544.555)	(9.090.021)	(6.845.651)	(2.710.160)	(3.322.504)	(3.390.549)	(3.463.216)	(3.539.704)	(3.620.215)	(3.681.303)
Resultado Operativo	39.788.631	36.890.059	122.935.715	60.181.448	19.111.433	19.960.308	23.197.938	26.655.445	30.294.789	34.125.534	37.032.112
Margen Operativo	32,1%	28,6%	75,9%	28,2%	17,4%	17,0%	18,8%	20,5%	22,2%	23,7%	24,8%
Margen EBITDA	52,4%	54,4%	91,8%	47,1%	55,5%	52,8%	52,8%	52,8%	52,9%	52,9%	52,9%
EBIT	41.216.816	38.434.614	132.025.735	62.484.511	20.644.889	21.273.969	24.579.644	28.109.818	31.825.651	35.736.906	38.704.572
EBIT * (1-t)	34.285.177	58.752.955	88.670.146	52.151.386	30.821.708	14.891.778	18.434.733	21.082.364	23.869.238	26.802.680	29.028.429
Depreciaciones y Amortizaciones	(25.226.656)	(33.401.442)	(25.824.095)	(40.377.168)	(41.933.153)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)
CAPEX	72.028.883	49.803.131	42.857.359	56.769.443	30.016.260	33.169.031	35.173.420	37.305.757	39.543.908	30.783.652	46.306.237
Flujo de efectivo de actividades de inversión en CAPEX	72.028.883	49.803.131	42.857.359	56.769.443	34.133.042	36.371.978	38.255.989	40.267.948	42.385.719	44.614.869	46.306.237
Ingresos a creencias LVDF "VOSA"					(4.116.782)	(3.202.948)	(3.082.569)	(2.962.190)	(2.841.811)	(7.791.938)	
Toma de control de participación en central VOSA										(6.039.279)	
Variación del Capital de Trabajo	(31.672.554)	24.565.791	(25.824.822)	(12.698.460)	9.900.407	2.078.714	1.744.274	1.862.733	1.960.698	2.063.815	1.565.919
Capital de Trabajo	(35.652.652)	(60.218.443)	(34.393.621)	(21.695.161)	(31.595.568)	(33.674.282)	(35.418.556)	(37.281.289)	(39.241.987)	(41.305.801)	(42.871.721)
FLUJO DE FONDOS LIBRES	19.155.504	17.785.475	97.461.705	48.457.570	32.838.193	21.597.331	23.470.337	23.867.170	24.317.929	35.908.510	23.109.570
Valor actual @ 17,93%						18.313.687	16.876.047	14.552.179	12.572.724	15.742.579	76.463.555
<p>VALOR DE LA FIRMA = USD 154.520.772</p> <p>DEUDA FINANCIERA NETA DE CAJA = USD 11.370.696</p> <p>VALOR DEL CAPITAL ACCIONARIO = USD 143.150.076</p> <p>TOTAL DE ACCIONES EN CIRCULACIÓN = 701.988.378</p> <p>VALOR DE LA ACCIÓN EN DÓLARES = USD 0,2039</p> <p>VALOR DE LA EMPRESA EN PESOS = \$ 12.045.363.119</p> <p>VALOR DE LA ACCIÓN EN PESOS = \$ 17,16</p>											
Crecimiento a perpetuidad:											4,68%

ANEXO V: Escenario favorable de valuación.

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO VI

FLUJO DE FONDOS PROYECTADOS	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (e)	2022 (e)	2023 (e)	2024 (e)	2025 (e)	Perpetuo
Ingreso de actividades ordinarias	124.012.485	129.151.231	162.000.187	213.368.153	110.061.578	113.797.332	116.079.469	118.499.494	120.969.971	123.491.953	128.173.582
Costo por actividades ordinarias	(76.450.898)	(88.366.806)	(77.118.303)	(141.848.262)	(86.613.801)	(88.962.975)	(89.905.726)	(90.905.438)	(91.925.992)	(92.967.823)	(94.901.804)
Resultado Bruto	47.561.586	40.784.425	84.881.884	71.519.891	23.447.777	24.834.357	26.173.743	27.594.056	29.043.979	30.524.130	33.271.779
Margen Bruto	38,4%	31,6%	52,4%	33,5%	21,3%	21,8%	22,5%	23,3%	24,0%	24,7%	26,0%
Gastos de administración y comercialización	(8.373.074)	(11.048.516)	(6.469.457)	(5.030.462)	(4.710.061)	(4.870.526)	(4.968.201)	(5.071.778)	(5.177.515)	(5.285.456)	(5.485.829)
Otros ingresos operativos	2.422.475	8.698.706	53.613.309	537.670	3.083.877	1.418.007	1.418.007	1.418.007	1.418.007	1.418.007	1.418.007
Otros gastos operativos	(1.822.355)	(1.544.555)	(9.090.021)	(6.845.651)	(2.710.160)	(3.283.373)	(3.308.933)	(3.336.037)	(3.363.707)	(3.391.953)	(3.444.387)
Resultado Operativo	39.788.631	36.890.059	122.935.715	60.181.448	19.111.433	18.098.465	19.314.616	20.604.247	21.920.764	23.264.729	25.759.569
Margen Operativo	32,1%	28,6%	75,9%	28,2%	17,4%	15,9%	16,6%	17,4%	18,1%	18,8%	20,1%
Margen EBITDA	52,4%	54,4%	91,8%	47,1%	55,5%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%
EBIT	41.216.816	38.434.614	132.025.735	62.484.511	20.644.889	19.372.995	20.614.706	21.931.441	23.275.628	24.647.839	27.195.113
EBIT * (1-t)	34.285.177	58.752.955	88.670.146	52.151.386	30.821.708	13.561.097	15.461.029	16.448.581	17.456.721	18.485.879	20.396.335
Depreciaciones y Amortizaciones	(25.226.656)	(33.401.442)	(25.824.095)	(40.377.168)	(41.933.153)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)	(41.953.297)
CAPEX	72.028.883	49.803.131	42.857.359	56.769.443	30.016.260	32.085.605	32.913.674	33.784.503	34.670.977	24.463.638	39.746.628
Flujo de efectivo de actividades de inversión en CAPEX	72.028.883	49.803.131	42.857.359	56.769.443	34.133.042	35.288.553	35.996.243	36.746.693	37.512.788	38.294.855	39.746.628
Ingresos acreencias LVDF "VOSA"					(4.116.782)	(3.202.948)	(3.082.569)	(2.962.190)	(2.841.811)	(7.791.938)	
Toma de control de participación en central VOSA										(6.039.279)	
Variación del Capital de Trabajo	(31.672.554)	24.565.791	(25.824.822)	(12.698.460)	9.900.407	1.075.646	655.202	694.789	709.274	724.061	1.344.096
Capital de Trabajo	(35.652.652)	(60.218.443)	(34.393.621)	(21.695.161)	(31.595.568)	(32.671.214)	(33.326.416)	(34.021.205)	(34.730.479)	(35.454.540)	(36.798.636)
FLUJO DE FONDOS LIBRES	19.155.504	17.785.475	97.461.705	48.457.570	32.838.193	22.353.143	23.845.450	23.922.586	24.029.767	35.251.477	21.258.908
Valor actual @ 17,93%						18.954.586	17.145.768	14.585.967	12.423.741	15.454.531	70.340.197
<p>VALOR DE LA FIRMA = USD 148.904.790</p> <p>DEUDA FINANCIERA NETA DE CAJA = USD 11.370.696</p> <p>VALOR DEL CAPITAL ACCIONARIO = USD 137.534.093</p> <p>TOTAL DE ACCIONES EN CIRCULACIÓN = 701.988.378</p> <p>VALOR DE LA ACCIÓN EN DÓLARES = USD 0,1959</p> <p>VALOR DE LA EMPRESA EN PESOS = \$ 11.572.806.293</p> <p>VALOR DE LA ACCIÓN EN PESOS = \$ 16,49</p>											
Crecimiento a perpetuidad:											4,68%

ANEXO VI: Escenario desfavorable de valuación.

Fuente: Elaboración propia.