



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

Trabajo Final de Graduación – Valuación de Empresa

PAMPA ENERGÍA S.A.

Autor: MARTIN GESUALDI

DNI: 29.042.935

Director: Mba. Javier EPSTEIN

Buenos Aires – Junio 2021

CONTENIDO

1	GLOSARIO	4
2	RESUMEN EJECUTIVO.....	7
3	DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	9
3.1	Historia de la empresa	9
3.2	Organigrama.....	10
3.3	Management y accionistas	11
3.3.1	El Directorio.....	11
3.3.2	Principales Ejecutivos	12
3.3.3	Accionistas	12
3.4	Unidades de negocios– Estructura Operativa.....	13
3.4.1	Generación de Energía Eléctrica	13
3.4.2	Distribución de Energía Eléctrica.....	19
3.4.3	Producción de Gas y Petróleo	22
3.4.4	Petroquímica.....	24
3.4.5	Otros Negocios.....	25
3.5	Evolución de las ventas y EBITDA	28
3.6	Evolución del precio de la acción.....	29
4	ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA Y POSICIONAMIENTO COMPETITIVO	30
4.1	Mercado Eléctrico Argentino	31
4.1.1	Reforma integral del sector eléctrico (Ley 24.065).....	33
4.1.2	Oferta de energía eléctrica en Argentina	35
4.1.3	Demanda de energía eléctrica	38
4.1.4	Utilización de Combustibles para generación de energía eléctrica.	40
4.1.5	Esquema de Remuneración de la energía eléctrica	41
4.1.6	Distribución.....	46
4.1.7	Transporte.....	47
4.2	Mercado de Gas y Petróleo	47
4.2.1	Gas Natural.....	47
4.2.2	Petróleo	51
4.2.3	Transporte de Gas Natural.....	52
4.2.4	Refinación	54
4.2.5	Petroquímica.....	55
5	ANÁLISIS FINANCIERO -RATIOS.....	55
5.1	Ratios de Rentabilidad	57
5.2	Ratios de Actividad	59
5.3	Ratios crediticios	60
5.4	Ratios propios de la industria	61
5.5	Comparación con la Industria	61
6	VALUACIÓN POR DCF.....	63
6.1	Metodología y Consideraciones preliminares	63
6.2	Supuestos.....	65

6.2.1	Variables macroeconómicas.....	65
6.2.2	Variables del mercado energético	67
6.3	Proyección de Flujos por segmentos.....	73
6.3.1	Segmento de Generación de Energía Eléctrica	73
6.3.2	Segmento de Distribución	82
6.3.3	Segmento de Producción de Gas y Petróleo.....	90
6.3.4	Segmento de Petroquímica.....	100
6.3.5	Resumen de supuestos.....	101
6.4	Cálculo del WACC.....	102
6.4.1	Estimación del Costo del Capital Propio.....	104
6.4.2	Estimación del Costo de la Deuda.....	107
6.4.3	Conformación del Costo Promedio Ponderado del Capital – WACC.....	109
6.5	Valor de la empresa.....	109
7	Sensibilidades.....	113
8	Valuación por Comparables - Múltiplos.....	116
9	ANEXOS	118
9.1	Anexo I - Organigrama	119
9.2	Anexo II – Rendimiento S&P	120
9.3	Anexo III –Regresión Betas empresas Eléctricas.....	121
9.4	Anexo IV – Regresión Betas empresas Gas y Petróleo.....	122
10	Bibliografía	123

1 GLOSARIO

ADRs/ADSs: American Depositary Receipts

Boe: Barriles de petróleo equivalente

BOPS: Poliestireno bi-orientado

BTU: British Thermal Unit

ByMA: Bolsas y Mercados Argentinos

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

CC: Ciclo Combinado

CIESA: Compañía de Inversiones de Energía S.A.

Citelec: Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica Citelec S.A.

CNV: Comisión Nacional de Valores

CPB: Central Piedra Buena S.A.

CTBSA: CT Barragán S.A.

CTEB: Central Térmica Ensenada Barragán

CTG: Central Térmica Güemes

CTGEBA: Central Térmica Genelba

CTIW: Central Térmica Ingeniero White

CTLL: Central Térmica Loma De La Lata

CTP: Central Térmica Piquirenda

CTPP: Central Térmica Parque Pilar

CVP: Costo Variable de Producción

Demanda Prioritaria: Conjunto de usuarios residenciales, hospitales, escuelas, centros asistenciales, y otros servicios esenciales.

DIGO: Compromisos de Disponibilidad Garantizada

DoP: Deliver or Pay. Obligación de entregar o pagar para el vendedor.

EcoEnergía: Central de Co-Generación EcoEnergía

ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas

Energía Plus: Programa de Energía Plus, Resolución SE N° 1.281/06

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad

FONINMEMEM: Fondo para Inversiones Necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.

GLP: Gas Licuado del Petróleo

GNC: Gas Natural Comprimido

GNL: Gas Natural Licuado

GO: Gasoil

GU: Grandes Usuarios

GUDI: Grandes Usuarios Distribuidoras

GUMA: Grandes Usuarios Mayores

GUME: Grandes Usuarios Menores

GWh: Gigawatt-hora

HIDISA: Hidroeléctrica Diamante S.A.

HINISA: Hidroeléctrica Los Nihuales S.A.

HPPL: Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú

kton: Miles de toneladas

kW: Kilowatt

kWh: Kilowatt-hora

Ley de Solidaridad: Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva.

M3: Metros Cúbicos

MAT: Mercado a Término

MATER: Mercado a Término de Energías Renovables

MMBTU: Millón de BTU

MEGSA: Mercado Electrónico de Gas S.A.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

MWh: Megawatt-hora

OCP: Oleoducto de Crudos Pesados

OED: Organismo Encargado del Despacho

OldelVal: Oleoductos del Valle S.A.

PBI: Producto Bruto Interno

PE: Parque Eólico

PEMC: Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro

PEN: Poder Ejecutivo Nacional

PEPE: Parque Eólico Pampa Energía

Petrobras Argentina: Ex Petrobras Argentina S.A.

PIST: Punto de Ingreso al Sistema de Transporte.

PPA: Power Purchase Agreement o Contratos de Abastecimiento en el Mercado Mayorista de Electricidad.

Refinor: Refinería del Norte S.A.

RTI: Revisión Tarifaria Integral

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

SE: Secretaría de Energía

SEE: Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)

SGE Ex: Secretaría de Gobierno de Energía (ex MinEn)

SHC: Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles

SME: Subsecretaría de Mercado Eléctrico

SRH: Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos (ex Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos)

SRRYME: Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico

TG: Turbina a gas

TGS: Transportadora de Gas del Sur S.A.

TJSM: Termoeléctrica José de San Martín

TMB: Termoeléctrica Manuel Belgrano

Ton: Tonelada métrica

ToP: Take or pay. Obligación de tomar o pagar para el comprador.

Transba: Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires Transba S.A.

Transec: Transec Argentina S.A. Transener Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.

TV: Turbina a vapor

TWh: Terawatt-hora

US\$: Dólares Estadounidenses

VAD: Valor Agregado de Distribución

2 RESUMEN EJECUTIVO

A partir de conceptos y procedimientos de análisis desarrollados durante la cursada de la Maestría, el presente trabajo tiene como objetivo realizar una valuación teórica de la empresa Pampa Energía S.A. (en adelante PESA) al 31 de diciembre de 2019.

PESA pertenece al sector de Energía, operando en toda la cadena de valor del sector, particularmente en la Generación de Energía Eléctrica, la Producción de Gas y Petróleo y Distribución de Energía Eléctrica como sus principales actividades. Aunque también tiene participación en los sectores de Transporte de Energía Eléctrica, Transporte de Gas Natural, Petroquímica y Refinación, entre otros de menor magnitud. Opera principalmente en el territorio de la República Argentina, con instalaciones ubicadas en distintas provincias del país. Sus acciones se encuentran listadas en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires con la especie PAMP y conforma el grupo de empresas del Panel Líder del Mercado de Valores. Asimismo, bajo el símbolo “PAM”, Pampa comenzó a cotizar en el New York Stock Exchange (“NYSE”) desde el 9 de octubre de 2009. Su capital controlante es de origen argentino al igual que los miembros de los cuerpos directivos y gerenciales.

La valuación teórica se realizó en primera instancia por la metodología de Flujo de Fondos Descontados (en adelante DCF por su sigla en inglés de Discounted Cash Flow) de la empresa. En segundo término, se aplica una Valuación por Múltiplos de Comparables con el objeto de realizar una comparación respecto a esas empresas y observar posibles desviaciones en el valor de mercado en términos relativos. Vale señalar que ambas valuaciones pueden otorgar diferentes resultados en tanto un método, el DCF, analiza el valor específico de la compañía en estudio; mientras que la Valuación por Múltiplos de Comparables es una valoración relativa a partir de empresas del mismo sector.

Para el análisis se utilizó la información pública existente proveniente de reportes, presentaciones, comunicados y los estados financieros de la compañía por los ejercicios anuales de los años 2015 a 2019. Se estudió la estructura de su Estado de Situación Financiera y Patrimonial, la conformación de su Estado de Resultados, la generación de flujo de efectivo, las inversiones en Propiedades, Plantas y Equipos y en nuevas sociedades; sus objetivos a mediano y largo plazo

junto con la estrategia prevista. Adicionalmente, se utilizó la información pública existente en la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) respecto a la evolución de la demanda y la oferta de energía eléctrica, los participantes de dichos segmentos, el aumento en la capacidad instalada de generación, los precios de remuneración de esa capacidad, el uso de los combustibles para generación de energía y las previsiones futuras respecto a la evolución del mercado eléctrico argentino. Por otro lado, también se toma la información pública del Ente Nacional de Regulación del Gas Natural (ENARGAS) referida al mercado de gas natural y de la Secretaría de Energía de la Nación referida a la producción de Gas y Petróleo en boca de pozo.

Asimismo, vale destacar que el presente documento comenzó a confeccionarse durante el año 2020, no obstante, su presentación final se ha realizado durante el año 2021, luego de publicarse los EECC de Pampa Energía correspondientes al año 2020. En tal sentido se han considerado los datos reales del año 2020 en la estimación del Flujo de Fondos Libre para la Compañía. En este sentido, es importante realizar una salvedad respecto a la situación de Edenor S.A., cuyas operaciones ha sido discontinuadas hacia fines del 2020 con la venta del capital accionario correspondiente a Pampa. No obstante, dado que la valuación se ha realizado al 31/12/2019 y en ese entonces las operaciones de Edenor formaban parte del Flujo de la Empresa, se ha considerado la misma en la valuación al 31/1/2019.

De acuerdo con la información de mercado, la cotización de la acción al 31 de diciembre de 2019 era de 16,43 US\$ por acción. Este valor resulta inferior al obtenido en la valuación por Flujo de Fondos Descontados, a través de la cual se estimó un precio de US\$ 29,47 (+79%). Mientras que, mediante la aplicación del múltiplo Valor de la Empresa (EV) / EBITDA de compañías comparables de la región, se obtuvo un valor de US\$ 34,07.

En el presente análisis, se consideró el cambio de administración, el impacto en la demanda que provocó la pandemia y las condiciones macroeconómicas previstas para los años 2020 y 2021, sin embargo, también se consideró una recuperación de la economía y una normalización del sector, en el cual se reconozca una tarifa tanto eléctrica como de gas natural que permita otorgar una buena calidad de servicio asegurando una rentabilidad razonable a las compañías conforme lo define la regulación.

3 DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

3.1 Historia de la empresa

Pampa Energía es una empresa argentina privada de energía verticalmente integrada, única en este país bajo estas características que participa en las cadenas de valor de electricidad, gas y petróleo.

Sin embargo, su origen estuvo asociado al segmento frigorífico. La Compañía fue incorporada en el año 1945 como una sociedad anónima bajo la denominación de Frigorífico la Pampa S.A.

En el año 2003, las actividades comerciales de la Compañía se limitaban a un edificio de almacén y depósito que en ese mismo año fueron suspendidas.

En 2005, la Compañía fue adquirida por directivos del fondo de inversión argentino Grupo EMES (antes Grupo Dolphin) para convertirla en vehículo de sus inversiones en la Argentina. El nombre de la sociedad fue cambiado en primer lugar a Pampa Holding S.A., y posteriormente, dado el enfoque de la Compañía, hacia el sector energético, a Pampa Energía S.A. A partir de esa fecha la Compañía fue incorporando a su patrimonio numerosos activos energéticos, que hoy conforman una de las principales empresas energética del país.

Vale señalar que durante el año 2006 adquiere el Co-control de Transener y el control de Hidroeléctrica Los Nihuiles, Hidroeléctrica Diamante y Central Térmica Güemes. Luego en 2007 adquiere Central Térmica Loma de la Lata, Central Térmica Piedra Buena y el control de Edenor. En julio 2008 incrementa en 100 MW la Capacidad en Central Térmica Güemes. Luego, en octubre de 2009 los ADSs de Pampa comienzan a cotizar en el NYSE. En noviembre 2011 realiza la puesta en marcha del Ciclo Combinado en Central Térmica Loma de la Lata.

Entre 2016 y 2019 comienza una segunda etapa de inversiones y adquisiciones en la cual, en 2016 realiza la adquisición de Petrobras Argentina; en 2017 realiza la puesta en marcha de la nueva Turbina de Gas en Central Térmica Loma de la Lata, de la Central Térmica Parque Industrial Pilar y de la Central Térmica Ingeniero White; en 2018 realiza la inauguración del Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro, y en 2019 realiza la puesta en marchas de Parques Eólicos por un total

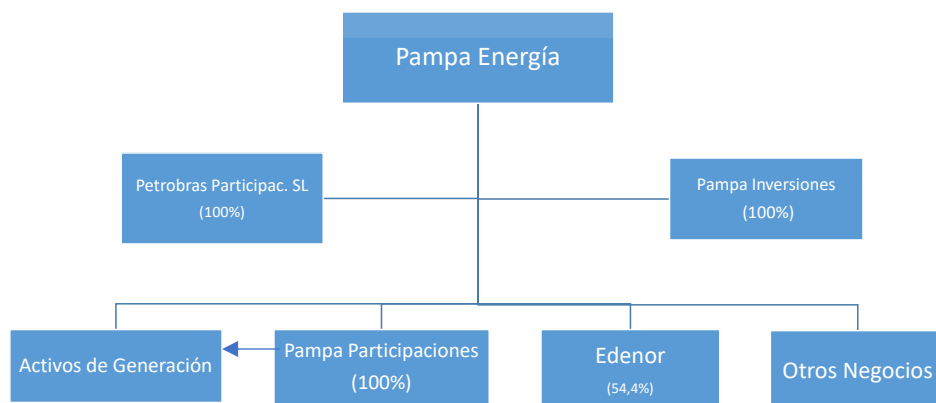
de 106,4 MW, obtiene la adjudicación conjunta de la Central Térmica Ensenada de Barragán (junto a YPF Luz) e inaugura la Turbina de Gas en Central Térmica Genelba.

En términos del financiamiento del negocio cabe señalar que Pampa se encuentra listada en Bolsas y Mercados Argentinos (“ByMA”) bajo el símbolo “PAMP”, siendo parte de los índices S&P Merval y de sustentabilidad (no comercial) y miembro del panel especial de negociación de mercado de acciones denominado Panel +GC, que selecciona las compañías cotizantes con las mejores prácticas de gobierno corporativo.

Adicionalmente Pampa cuenta con un programa de American Depositary Share (“ADS”) Nivel II, admitido para cotizar en el New York Stock Exchange (“NYSE”) bajo el símbolo “PAM” y cada ADS representa 25 acciones ordinarias. Su ADR forma parte del índice MSCI Argentina y participa en el índice bursátil (no comercial) de igualdad de género GEI organizado por Bloomberg, en el cual Pampa es la única empresa argentina y una de las 13 empresas seleccionadas del sector energético.

3.2 Organigrama

La estructura corporativa de Pampa Energía presentaba al 31 de diciembre de 2019 una conformación muy compleja con distinto grado de participación en cada una de las sociedades que la componen. El siguiente esquema muestra de manera muy sencilla la compleja estructura que se detalla en el Anexo I del presente documento.



Cuadro N°1: Resumen Organigrama. Elaboración Propia a partir de los EECC de PESA.

Con relación a la estructura vale destacar algunos activos de generación cuentan con participación accionaria tanto de Pampa Energía S.A como de Pampa Participaciones y en algunos casos, de Pampa Inversiones.

Asimismo, se destaca que Pampa Participaciones también tiene participación en otros activos ajenos al segmento de generación de energía eléctrica.

3.3 MANAGEMENT Y ACCIONISTAS

3.3.1 El Directorio

Al 31 de diciembre del 2019, el Directorio de Pampa se encontraba conformado por los siguientes miembros:

Nombre	Cargo
Marcos Marcelo Mindlin	Presidente
Gustavo Mariani	Vicepresidente
Ricardo Alejandro Torres	Director Titular
Damián Miguel Mindlin	Director Titular
Miguel Bein	Director Titular
María Sigwald	Director Titular
Gabriel Cohen	Director Titular
Carlos Correa Urquiza	Director Titular
Santiago Alberdi	Director Titular
Darío Epstein	Director Titular
Horacio Jorge Tomás Turri	Director Titular
Victoria Hitce	Director Suplente
Gerardo Carlos Paz	Director Suplente
Mauricio Penta	Director Suplente
Brian Henderson	Director Suplente
Mariano Batistella	Director Suplente
Pablo Díaz	Director Suplente
Silvana Wasersztom	Director Suplente
Nicolás Mindlin	Director Suplente

Tabla N°1: Directorio PESA. Elaboración Propia a partir de los EECC de PESA.

3.3.2 Principales Ejecutivos

Por su parte los principales cargos gerenciales y operativos se encontraban conformados de la siguiente manera:

Principales Ejecutivos al 31-12-2019

Nombre	Cargo
Marcos Marcelo Mindlin	Presidente
Gustavo Mariani	Vicepresidente ejecutivo y CEO
Ricardo Alejandro Torres	Vicepresidente Ejecutivo
Damián Mindlin	Vicepresidente Ejecutivo
Gabriel Cohen	Director Ejecutivo Financiero - CFO
Horacio Jorge Tomás Turri	Director Ejecutivo de Petróleo y Gas
María Sigwald	Directora Ejecutiva de Asuntos Legales
Mariano Batistella	Director Ejecutivo de estrategia, planeamiento, downstream y empresa vinculadas

Tabla N°2: Principales Ejecutivos PESA. Elaboración Propia a partir de los EECC de PESA

3.3.3 Accionistas

Al 31/12/19, el capital accionario de PESA estaba compuesto por un total de 1.899.870.264 acciones ordinarias, con un valor nominal de AR\$1 y un voto por acción. Sin embargo, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas del 1/10/19 aprobó la reducción del capital social mediante la cancelación de 151.997.025 acciones ordinarias en cartera, adquiridas bajo los Programas de Recompra de acciones, cuya inscripción se encontraba al 31/12/19 en proceso ante la Inspección General de Justicia. Entonces, sin incluir las acciones en proceso de cancelación y en cartera adquiridas posteriormente a la Asamblea de octubre de 2019, al cierre del ejercicio 2019 el capital accionario de Pampa Energía ascendía a 1.682.147.789 acciones ordinarias.

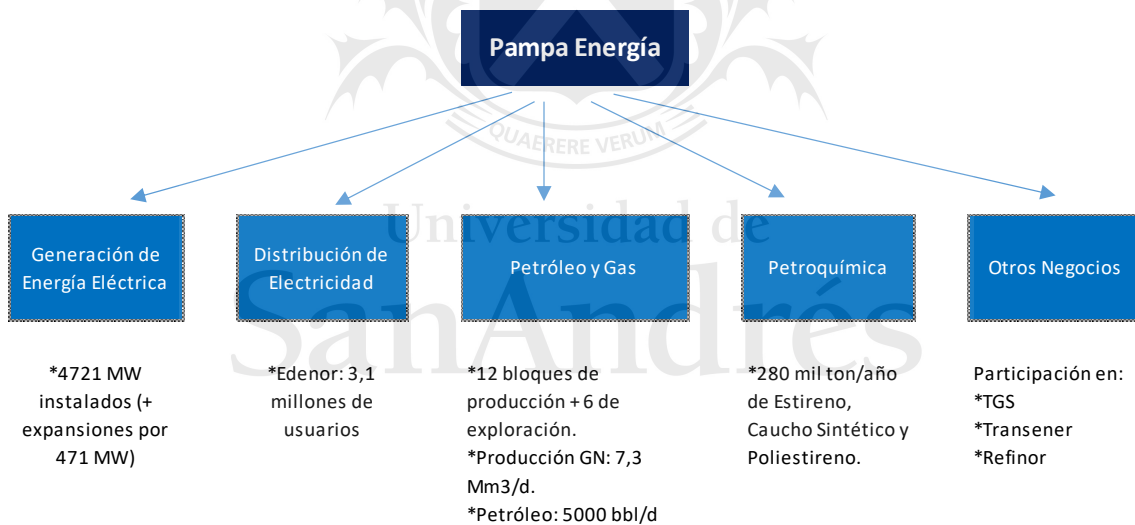
El siguiente cuadro contiene información acerca de la titularidad de las acciones ordinarias de Pampa:

Tenedores al 31/12/19	Millones de Acciones	Millones de ADRs	% Capital Emitido	% Neto de Cancelaciones y Recompras
Managment	381,3	15,3	20,1%	22,7%
Flotación NYSE y ByMA	1295,8	51,8	68,2%	77,0%
Programa de recompra de acciones	217,7	8,7	11,5%	
Pendientes de Cancelación	152	6,1	8,0%	
En cartera	65,7	2,6	3,0%	
Plan de compensación del personal en acciones	5	0,2	0,3%	0,3%
Capital emitido	1899,9	76	100,0%	100,0%
Capital neto de cancelaciones y recompras	1682,1	67,3		

Tabla N°3: Accionistas PESA. Elaboración Propia a partir de los EECC de PESA.

3.4 UNIDADES DE NEGOCIOS– ESTRUCTURA OPERATIVA

Al 31 de diciembre de 2019, Pampa Energía y sus subsidiarias participan tanto en la cadena de valor de electricidad como del gas natural. La estructura operativa (y contable) de la compañía se divide en los siguientes cinco segmentos:



Cuadro N°2: Estructura Operativa PESA. Elaboración Propia a partir de los EECC de PESA.

3.4.1 Generación de Energía Eléctrica

En generación eléctrica Pampa contaba al 31/12/2019 con una capacidad instalada de 4.751 MW, lo que equivalía al 12% de la capacidad instalada del país. Sumado a las próximas expansiones de 471 MW, la capacidad instalada total ascendería a 5.222 MW.

Los 4.751 MW instalados al 31/12/19 se componen de 3.593 MW térmicos (75,6%), 14 MW de Cogeneración (0,3%), 938 MW hidráulicos (19,8%) y 206 MW eólicos (4,3%).

Dicha capacidad instalada permitió a PESA generar 15,6 TWh durante 2019, ubicando a Pampa Energía en la primera ubicación entre los generadores privados. El siguiente gráfico permite ver la matriz de generación del 2019 por empresa generadora:

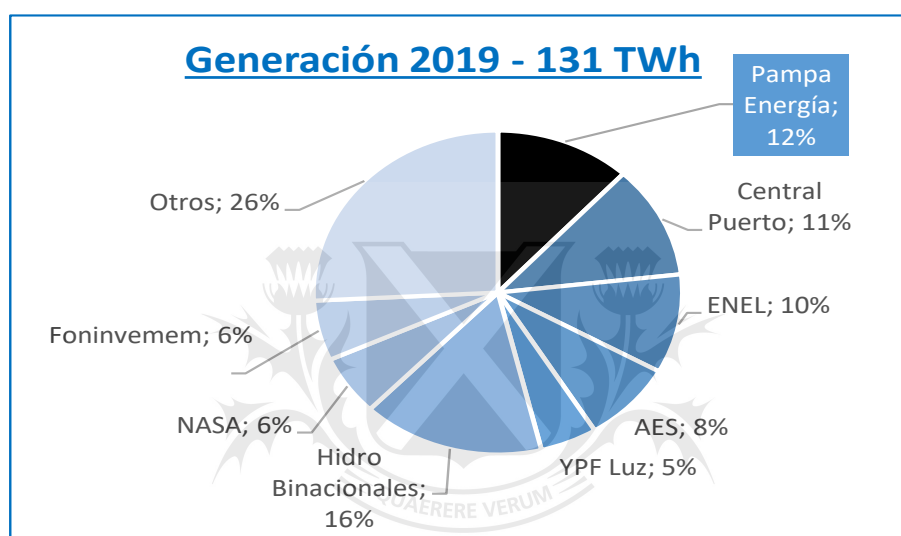


Gráfico N°1: Generación Eléctrica 2019 por empresa.
Elaboración Propia a partir de datos de CAMMESA.

En relación con el segmento de **generación eléctrica** vale destacar que el mismo contribuye al 47% del EBITDA ajustado¹. Pampa Energía cuenta una cartera de activos de generación relativamente diversificada, en cuanto a tecnología de generación y esquema de remuneración de la energía eléctrica que le permite de alguna manera mitigar algunos riesgos regulatorios.

Incluyendo los 471 MW en construcción Pampa cuenta con el 40% de sus máquinas bajo esquemas de contratos a largo plazo, PPA (power purchase agreement por sus siglas en inglés), los cuales se encuentran definidos en dólares con distintos esquemas de remuneración de potencia,

¹ Ajustado por resultados de subsidiarias y participadas.

energía y disponibilidad. Mientras que el 60% restante son máquinas heredadas que venden su energía al mercado spot y cuya remuneración es más sensible a las decisiones regulatorias.

En cuanto a la **generación térmica**, PESA cuenta con las siguientes 9 centrales térmicas (en algunas tiene un porcentaje de participación menor al 100%):

CT GENELBA (1050 MW): La central comenzó su operación en el año 1999 y consta de un CC de 674 MW de potencia instalada, compuesto por dos TGs de 219 MW cada una y una TV de 236 MW. En el mismo predio, se encuentra emplazada una TG denominada Genelba Plus de 169 MW de potencia instalada, repotenciada por 19 MW en junio de 2019, además de la incorporación en junio de 2019 de una TG de 188 MW, en el marco de la expansión hacia el CC. Actualmente, la capacidad instalada total del complejo CTGEBBA es de 1.050 MW y representa el 2,6% de la capacidad instalada total de Argentina.

CC LOMA DE LA LATA (756 MW): La central fue construida en 1994 y está compuesta por tres TGs con una capacidad instalada de 375 MW, una TV de 180 MW instalada en el 2011 para el cierre a CC y repotenciada en enero de 2018, una turbina a gas GE de 105 MW instalada en mayo de 2016, y la incorporación en agosto de 2017 de una TG de 105 MW, ascendiendo a una potencia total de 765 MW, 1,9% de la capacidad instalada de Argentina. CTLL presenta una ubicación privilegiada al encontrarse en las inmediaciones de uno de los yacimientos gasíferos más grandes de Latinoamérica, también llamado Loma de la Lata.

CENTRAL PIEDRA BUENA (620 MW): CPB, ubicada en el puerto de Ingeniero White (Bahía Blanca), está compuesta por 2 TVs de 310 MW cada una, totalizando 620 MW que representa el 1,6% de la capacidad instalada de Argentina. Las calderas están equipadas para funcionar indistintamente con fueloil o a gas natural, el cual es abastecido a través de un gasoducto propio de 22 km, operado y mantenido por CPB, que conecta con el sistema de gasoductos troncales de TGS. CPB cuenta además con dos tanques para el almacenamiento de fueloil con una capacidad combinada de 60.000 m³.

CT ENSENADA DE BARRAGAN (567 MW): CTEB está compuesta por dos TGs Siemens, habilitadas en 2012, con una potencia total de 567 MW, que representan el 1,4% de la capacidad instalada de Argentina. Esta CT tiene la posibilidad de consumir gas natural o gasoil, por lo que

cuenta con dos tanques de almacenamiento con una capacidad combinada de 45.000 m³, y tiene en construcción un puerto para descarga de gasoil con una capacidad de almacenaje en dos tanques de 20.000 m³. Asimismo, está previsto el cierre a CC, con la incorporación de una TV Siemens de 280 MW. Pampa opera CTEB hasta julio de 2023 y posee una participación indirecta del 50% sobre el capital accionario de CTBSA, sociedad cuyo único activo es CTEB.

CT PARQUE PILAR (100 MW): CTPP está constituida por 6 motogeneradores, tiene una potencia total de 100 MW y puede consumir indistintamente fueloil almacenado en tanques propios, o gas natural, abastecido a través de un gasoducto dedicado conectado al gasoducto troncal de TGN.

CT INGENIERO WHITE (100 MW): CTIW se encuentra conformada por 6 motogeneradores de combustible dual gas natural o fueloil, de 100 MW de potencia instalada que representa el 0,3% de la capacidad instalada de Argentina. Los motores son de alta eficiencia, siendo su rendimiento del 46%.

CT PIQUIRENDA (30 MW): Ubicada en Salta, dispone de 30 MW compuestos por diez motogeneradores alimentados a gas natural.

Ecoenergía (14 MW): EcoEnergía es una central de co-generación ubicada dentro del Complejo General Cerri de TGS (Bahía Blanca). La central consta de una TV de 14 MW y vende su energía en el mercado de Energía Plus.

El cuadro a continuación muestra la capacidad instalada en cada una de las centrales térmicas, su generación durante 2019 y la participación de mercado tanto en energía como en capacidad instalada. Asimismo, se detalla el precio promedio de venta de la energía generada en cada una de dichas centrales, observándose la gran disparidad que existe en la remuneración de cada una de las máquinas debido a las distintas regulaciones en la cual se encuentra encuadrada cada una:

Centrales Térmicas	CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB A	ECO	CTEB	TOTAL
Capacidad Instalada (MW)	765	361	30	620	100	100	1050	14	567	3607
Generación 2019 (GWh)	5096	755	53	1106	168	312	5550	105	128	13273
Participación del mercado (%)	3,9%	0,6%	0,0%	0,8%	0,1%	0,2%	4,2%	0,1%	0,1%	10,1%
Precio Promedio 2019 (US\$/MWh)	55	45	113	62	NA	107	46	47	NA	61

Tabla N°4: Centrales Térmicas PESA.
Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

Por su parte la **generación hidráulica** se genera en las siguientes centrales:

HINISA (265 MW): Situada sobre el río Atuel, en la provincia de Mendoza, HINISA cuenta con una capacidad instalada de 265 MW, que representa el 0,7% de la capacidad instalada de Argentina, y está conformado por tres represas y tres plantas generadoras de energía hidroeléctrica (Nihuil I, Nihuil II y Nihuil III), así como por un dique compensador. Pampa tiene una participación directa e indirecta del 52% sobre el capital accionario de HINISA.

HIDISA (388 MW): También en la provincia de Mendoza, pero situada sobre el río Diamante, HIDISA tiene una capacidad instalada de 388 MW y está conformado por tres represas y tres plantas generadoras de energía hidroeléctrica (Agua del Toro, Los Reyunos y El Tigre). Pampa tiene una participación directa e indirecta del 61% sobre el capital accionario de HIDISA.

HIDROELÉCTRICA PACHI PICÚN LEUFÚ (285 MW): La central HPPL, en la provincia del Neuquén, cuenta con una capacidad instalada de 285 MW. La concesión de HPPL es 100% propiedad de Pampa.

El cuadro a continuación resume las características de las centrales hidráulicas de PESA:

Centrales Hidroeléctricas	HINISA	HIDISA	HPPL	TOTAL
Capacidad Instalada (MW)	265	388	285	938
Generación 2019 (GWh)	498	334	823	1655
Participación del mercado (%)	0,4%	0,3%	0,6%	1,3%
Precio Promedio 2019 (US\$/MWh)	38	58	23	35

Tabla N°5: Centrales Hidroeléctricas PESA.
Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

Con relación a la generación de energía eléctrica en base a energías renovables la misma se genera en los siguientes parques eólicos donde PESA es dueño o tiene una participación:

PARQUE EÓLICO INGENIERO MARIO CEBREIRO (100 MW): PEMC está ubicado en Bahía Blanca y está constituido por 29 aerogeneradores, de 3,45 MW de potencia cada una. La capacidad instalada total de PEMC es de 100 MW. Comenzó su operación comercial el 8 de junio de 2018, vendiendo su energía a CAMMESA dentro del marco del programa RenovAr. Si bien Pampa es la operadora, la Compañía tiene una participación directa del 50% sobre el capital accionario de Greenwind, sociedad cuyo único activo es PEMC.

PARQUE EÓLICO PAMPA ENERGÍA II (53 MW): Contiguo a PEMC se encuentra PEPE II, constituido por 14 aerogeneradores, de 3,8 MW de potencia cada una. La capacidad instalada total de PEPE II es de 53 MW y comenzó su operación comercial en mayo de 2019, vendiendo su energía en el Mercado a Término de Energías Renovables.

PARQUE EÓLICO PAMPA ENERGÍA III (53 MW): PEPE III, parque gemelo a PEPE II, está ubicado en Coronel Rosales, a 45 km de la ciudad de Bahía Blanca. También fue habilitado en mayo de 2019, comercializando su energía en el Mercado a Término de Energías Renovables.

El cuadro a continuación resume las características de estos parques eólicos:

Centrales Eólicas	PEMC	PEPE2	PEPE3	TOTAL
Capacidad Instalada (MW)	100	53	53	206
Generación 2019 (GWh)	383	122	148	653
Participación del mercado (%)	0,3%	0,1%	0,1%	0,5%
Precio Promedio 2019 (US\$/MWh)	69	62	65	67

Tabla N°6: Centrales Eólicas PESA.
Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

En resumen, la tabla a continuación muestra las características de los activos de generación de PESA por tipo de generación:

Resumen Centrales PESA	Térmicas	hidráulica	Eólicas	TOTAL
Capacidad Instalada (MW)	3.607	938	206	4.751
Generación 2019 (GWh)	13.273	1.655	653	15.581
Participación del mercado (%)	10,1%	1,3%	0,5%	11,9%
Precio Promedio 2019 (US\$/MWh)	61	35	67	58

Tabla N°7: Centrales de Generación Eléctrica PESA.
Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

Por último, vale señalar que, a los efectos contables, en su segmento de generación, PESA también considera a ENECOR, compañía que actúa bajo la modalidad de transportista independiente. Pampa posee el 70% de Enecor, con una concesión por 95 años que expira en 2088. Enecor subcontrata a Transener, que opera y mantiene las instalaciones en 132 kV de 21 km de línea en doble terna, desde la estación transformadora Paso de la Patria, en la provincia de Corrientes.

3.4.2 Distribución de Energía Eléctrica

En términos de distribución de Energía Eléctrica PESA contaba al 31/12/2019 con una participación efectiva del 56,32% en Edenor considerando los efectos de las acciones propias en cartera de Edenor. La participación nominal es del 54,3664%.

Vale señalar que Edenor es la mayor distribuidora eléctrica del país, tanto en número de clientes como en términos de energía eléctrica distribuida. Cuenta con una concesión hasta el 2087 para distribuir electricidad en forma exclusiva en el noroeste del Gran Buenos Aires y en el norte de la Ciudad de Buenos Aires, lo que comprende una superficie de 4.637 km² y una población de aproximadamente 8,5 millones de habitantes.

Asimismo, vale señalar que al 31/12/2019 Edenor contaba con 40.488 km en líneas de distribución y transmisión y 3,1 millones de usuarios.

El siguiente cuadro resume las ventas de electricidad y clientes de Edenor durante el año 2019:

Ventas 2019	GWh	Part %	Clientes
Residencial	8.372	42%	2.758.162
Comercial	3.241	16%	353.113
Industrias	3.503	18%	6.830
Peaje	3.569	18%	684
Alumbrado Público	713	4%	21
Villas de Emergencia y otros	575	3%	469
TOTAL	19.974	100%	3.119.279

Tabla N°8: Ventas Edenor.
Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

Vale destacar que los 20 TWh, distribuidos en 2019 representaron el 19% de la energía distribuida en el país en el 2019, destacándose su alta participación en el mercado.

La demanda de energía alcanzada por Edenor durante el año 2019 fue de 24.960 GWh, lo cual representa una disminución del 3,7% con respecto al año 2018, en línea con la caída de la demanda total del país, el cual también disminuyó en un 3%.

El volumen de la energía distribuida durante el 2019 en el área de Edenor fue de 19.974 GWh. La compra de energía para abastecer esa demanda fue de 24.960 GWh lo cual implica un porcentaje de pérdidas del 19,9%.

La tasa anual móvil de pérdidas totales (técnicas y no técnicas) de 2019 alcanzó el valor del 19,9%, superior al registrado en 2018 (18,2%). Las pérdidas técnicas son aquellas que son consecuencia necesaria de la transmisión y distribución de la energía eléctrica, mientras que las no técnicas se deben a errores en la medición del consumo de los clientes, sea por hurto, mala instalación o falla de las mediciones. Cabe aclarar que la tasa anual móvil de pérdidas creció por un factor absoluto, las pérdidas en GWh, y por un factor relativo, causado por la fuerte disminución de la facturación de los Grandes Clientes, cuyo fraude es mínimo.

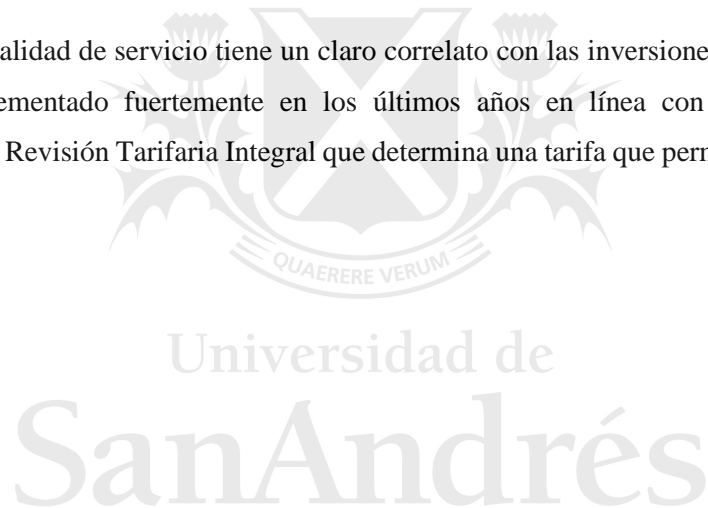
Con relación a la calidad de servicio se detalla a continuación la frecuencia media (SAIFI²) y el tiempo total de interrupciones (SAIDI³) de los últimos cinco años:

Calidad de Servicio (Interrupciones)	2015	2016	2017	2018	2019
SAIFI (frecuencia)	8,93	8,67	9,02	6,94	6,15
SAIDI (horas)	26,63	25,81	27,55	22,62	15,94

Tabla N°9: Calidad de Servicio Edenor.
Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

Si bien el efecto de las inversiones en las redes de distribución se evidencia en la disminución del indicador de frecuencia SAIFI, la maduración de dichas inversiones y el mantenimiento y operación de la red, acompañaron con una clara mejora en el indicador del tiempo total SAIDI.

La mejora en la calidad de servicio tiene un claro correlato con las inversiones. La evolución de estas se ha incrementado fuertemente en los últimos años en línea con los compromisos establecidos en el Revisión Tarifaria Integral que determina una tarifa que permita realizar dichas inversiones:



² SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico por sus siglas en inglés “System Average Interruption Frequency Index”.

³ SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico por sus siglas en inglés “System Average Interruption Duration Index”.

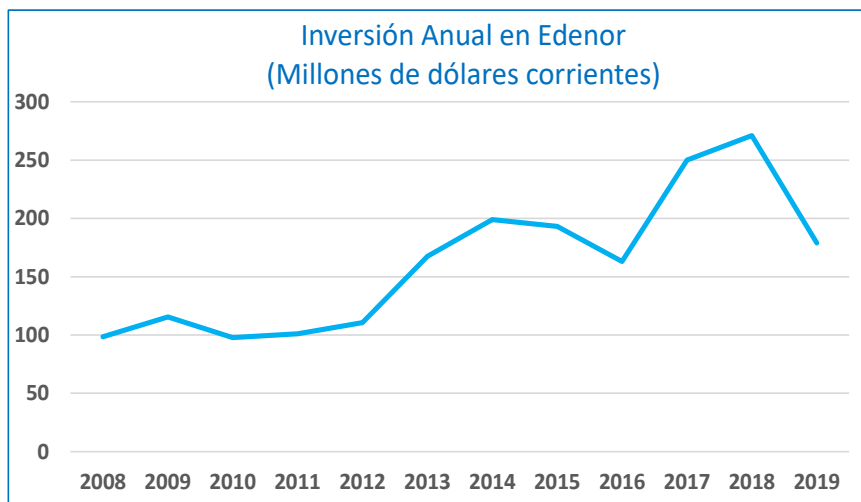


Gráfico N°2: Inversiones en Edenor.
Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

3.4.3 Producción de Gas y Petróleo

Pampa es una de las compañías líderes en exploración y producción de hidrocarburos en Argentina, con áreas productivas en las cuencas más importantes del país, de las que obtiene gas natural (Cuenca Neuquina) y petróleo (Cuenca Golfo San Jorge).

Los activos de Pampa se encuentran integrados por participaciones propias en áreas de petróleo y gas y por participaciones en las asociadas Oleoductos del Valle S.A. y Oleoducto de Crudos Pesados.

El siguiente cuadro resume los principales indicadores técnicos de exploración y producción de gas y petróleo en Argentina:

Producción GyP en Argentina	2018	2019
Cantidad de pozos productivos	892	885
Producción de gas natural (dam ³ /día)	6.753	7.344
Producción de petróleo (kb/día)	5,1	5,0
Producción promedio total (kboe/día)	44,8	48,2

Tabla N°10: Datos Producción de Gas y Petróleo PESA.
Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

Por su parte, el siguiente cuadro muestra de manera desagregada la producción por área:

Area	Producción 2019 (1)				Cuenca	Participación	Operador
	tróleo (kbbbl/d)	gas (dam3/d)	total (Kboe/d)	% Gas			
El Mangrullo	0,1	4161	24,6	100%	NQN	100%	PAMPA
Sierra Chata	0,1	562	3,4	98%	NQN	46%	PAMPA
Río Neuquén	0,6	1186	7,6	92%	NQN	aprox 32% (2)	YPF
Rincon del Mangrullo	0,1	1163	7	98%	NQN	50%	YPF
Anticlinal Campamento		9	0,1	100%	NQN	15%	Oilstone
Estación Fernandez Oro	0	12	0,1	95%	NQN	15%	YPF
Río Limay Este					NQN	85%	PAMPA
Veta Escondida - Rincón de Ar:	0		0	0%	NQN	55%	PAMPA
Gobernador Ayala	0,8		0,8	0%	NQN	23%	Pluspetrol
Aguarague	0,2	196	1,4	85%	NQN	15%	Teceptrol
La Tapera - Puesto Quiroga	0	42	0,2	100%	NQN	36%	Teceptrol
El Tordillo	2,9		2,9	0%	GSJ	36%	Teceptrol
Total Areas Productivas	4,8	7330	48,1	90%	GSJ		
Parva Negra Este		14	0,1	100%		43%	PAMPA
Las Tacanas Norte					NQN	90%	PAMPA
Río Atuel					NQN	33%	El Trébol
Chirete	0,2		0,2	0%	NQN	50%	High Luck Group
Borde del Limay					NQN	85%	PAMPA
Los Vertices					NQN	85	PAMPA
Total Areas Exploratorias	0,2	14	0,2	32%	NQN		
Total Producción Argentina	5	7344	48,2	90%			

(1) Producción en función del % de tenencia de PESA.

(2) 31,42% en Río Negro y 33,07% en NQN

Tabla N° 11: Datos Producción de Gas y Petróleo por área PESA.
Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

La producción de gas de PESA en 2019 resultó un 8% superior al alcanzado en 2018, principalmente debido al aumento interanual del 51% en el área El Mangrullo, el cual alcanzó un nivel de producción promedio de 4,2 millones de m³/día de gas.

En el área Sierra Chata, la producción de gas en 2019 de Pampa alcanzó 0,6 millones de m³/día, manteniendo el nivel de producción registrado en 2018. Por su parte, en Río Neuquén la producción alcanzó 1,2 millones de m³/día, registrando un pico máximo de 1,4 millones de m³/día en febrero. En comparación con el 2018, Río Neuquén mantuvo el nivel promedio de producción.

Con respecto a las áreas de petróleo, en el área Gobernador Ayala la producción de petróleo creció 7% respecto del 2018, con un promedio anual de 0,8 kbbbl/día, mientras que en el área El Tordillo la producción promedio de petróleo fue 3 kbbbl/día en 2019, similar a lo registrado en 2018.

Con relación a las reservas, cabe señalar que, al 31 de diciembre de 2019, las reservas probadas de Pampa ascendían a 135 millones de barriles equivalentes de petróleo, 4% superior a lo

registrado al 31 de diciembre de 2018. Teniendo en cuenta los niveles de producción y las adiciones del 2019, el índice de reposición de reservas ascendió a 1,3 y la vida promedio a 8 años aproximadamente. Asimismo, vale señalar que las reservas probadas al cierre del ejercicio 2019 eran 90% gas natural.

Adicionalmente, se destaca que PESA incluye su participación en OldelVal dentro del segmento de gas y Petróleo. Al 31 de diciembre de 2019, Pampa mantiene una participación directa de 2,1% en OldelVal. El mismo lleva a cabo tareas de explotación de oleoductos troncales en el área del Comahue, y el oleoducto Allen – Puerto Rosales, que posibilitan la evacuación del petróleo producido en la Cuenca Neuquina hasta el puerto de la Ciudad de Bahía Blanca aprovisionando asimismo a la destilería Plaza Huincul, que se encuentran en la zona de influencia de su recorrido.

Por último, cabe destacar que PESA tiene una participación accionaria del 15,91% en Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), sociedad licenciataria de un oleoducto en Ecuador que cuenta con una capacidad de transporte de 450.000 barriles por día.

3.4.4 Petroquímica

El segmento de petroquímica es parte de la integración vertical de las operaciones de gas de PESA.

La división de petroquímica dispone del complejo petroquímico integrado PGSM (Puerto General San Martín), en la provincia de Santa Fe, con una capacidad de producción anual de 50 kton de gases (gas licuado de petróleo que utiliza como materia prima y propelente), 155 kton de aromáticos, 290 kton de gasolina y refinado, 160 kton de estireno, 55 kton de caucho sintético, 180 kton de etilbenceno y 31 kton de etileno. Asimismo, el segmento cuenta con una planta de poliestireno, ubicada en Zárate, provincia de Buenos Aires, con una capacidad de producción de 65 kton. A raíz de la caída en la demanda y con el objetivo de optimizar los resultados del negocio, en abril de 2018 se discontinuó con la operación de la planta de BOPS, con capacidad de producción de 14 kton, y en enero de 2019 con la planta de etileno en San Lorenzo, de 19 kton anual.

El siguiente cuadro presenta los principales indicadores de petroquímica correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2019:

Producción Productos Petroquímicos	2018	2019
Ventas (kton)		
Estireno (incluye propileno y etileno)	64	55
Caucho Sintetico	26	27
Poliestireno (incluye BOPS)	50	44
Otros	213	217
Destino de ventas		
Argentina	70%	70%
Exterior	30%	30%

Tabla N°12: Datos Producción de Productos Petroquímicos PESA.
Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

3.4.5 Otros Negocios

El segmento de “Otros Negocios” de PESA, se encuentra integrado por operaciones de inversiones financieras, actividades holding, las participaciones en los negocios conjuntos CITELEC (Transener) y CIESA (TGS) y sus respectivas subsidiarias licenciatarias del transporte de electricidad en alta tensión a nivel nacional y de gas en el sur del país, respectivamente, y por la participación en la asociada Refinor. A continuación, se detallan las principales características de estos negocios:

Transener es la empresa líder en el servicio público de transmisión de energía eléctrica en alta tensión en la Argentina. Es concesionaria de 14.489 kilómetros de líneas de transmisión y 57 estaciones transformadoras, operando en forma directa el 85% de las líneas de alta tensión del país. A su vez, su controlada Transba tiene la concesión de 6.492 km de líneas de transmisión y 104 estaciones transformadoras, que conforman el Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la provincia de Buenos Aires. El siguiente cuadro resume los principales indicadores técnicos de Transener:

Datos Técnicos Transener	2018	2019
Líneas de Transmisión de Transener (km)	14.489	14.489
Líneas de Transmisión de Transba (km)	6.455	6.492

Tabla N°13: Datos Técnicos Transener.
Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

Con relación a la calidad de servicio asociada a la operación y mantenimiento de la compañía vale señalar que, a pesar de las altas solicitaciones que ha tenido el sistema (picos de demanda máxima de potencia superiores a los 25 GW, la calidad de servicio durante el 2019 ha sido totalmente aceptable para los valores exigibles, finalizando el año con 0,35 fallas por cada 100 kilómetros de línea (el límite máximo regulatorio asciende a 2,5). En este sentido es importante destacar las inversiones realizadas por Transener en los últimos años:

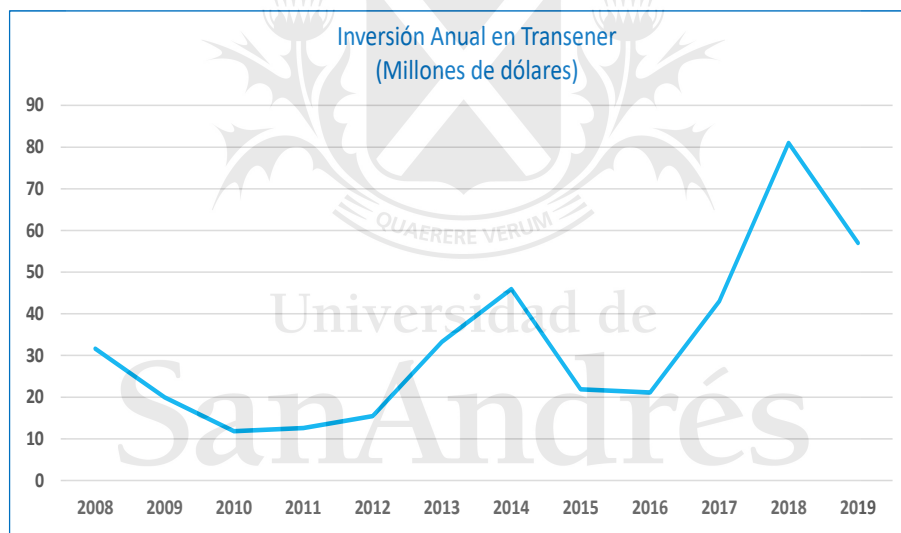


Gráfico N°3: Inversiones en Transener. Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

Por último, se destaca que Transener cuenta con un área de desarrollo de negocios que se dedica a servicios de ingeniería y obras relacionados a la transmisión de energía eléctrica y comunicaciones.

TGS es la transportadora de gas más importante del país, operando el sistema de gasoductos más extenso de América Latina. A su vez, es líder en producción y comercialización de Líquidos de Gas Natural (LGN) tanto para el mercado local como para su exportación, realizando esta actividad desde el Complejo General Cerri, ubicado en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires.

Asimismo, brinda soluciones integrales en materia de gas natural, y desde 1998 TGS incursionó en el área de las telecomunicaciones, a través de su sociedad controlada Telcosur. Al 31 de diciembre de 2019, Pampa posee una participación del 27,2% en TGS. A continuación, se detallan los datos técnicos de TGS:

Datos Técnicos TGS	2018	2019
Transporte de Gas Natural		
Capacidad en firme contratada promedio (MMm3/d)	82	83
Entregas promedio (MMm3/d)	70	66
Producción y comercialización de Líquidos de Gas Natural		
Producción total de LGN (kton)	1.063	1.023
Capacidad de Procesamiento de Gas (MMm3/d)	47	47
Capacidad de Almacenamiento (kton)	54	54

Tabla N°14: Datos Técnicos TGS.
Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

Por último, Pampa tiene una participación del 28,5% en Refinor, compañía que posee la única refinería en el norte de Argentina, ubicada en Campo Durán, provincia de Salta. La capacidad nominal de procesamiento es de 25,8 kbbl/d mientras que en las dos plantas turboexpansoras la capacidad nominal de procesamiento es de 20,3 millones de m³ de gas por día. Asimismo, Refinor opera un poliducto de 1.108 km de longitud, desde Salta hasta Montecristo, Córdoba.

Refinor recibe petróleo crudo y condensado de la Cuenca Noroeste argentina y gas natural proveniente de la Cuenca Noroeste argentina y de Bolivia. Estas operaciones se realizan a través de dos oleoductos y tres gasoductos. En 2019, el promedio diario de crudo procesado fue de 5.852 bbl. Por su parte, el procesamiento de gas alcanzó un promedio diario de 6,9 millones de m³.

Al 31 de diciembre de 2019, Refinor contaba con una red comercial de 90 estaciones de servicio en el noroeste argentino. La comercialización de naftas, gasoil, nafta virgen y otros líquidos durante el año 2019 fue de 478 dam³, lo que representa una disminución del 10% respecto al año anterior. Las ventas de gas licuado de petróleo ascendieron a aproximadamente 74 kton durante el año 2019, con una disminución del 62% respecto al año anterior.

3.5 EVOLUCIÓN DE LAS VENTAS Y EBITDA

A partir de la información de los estados de resultados consolidados de los últimos 5 años y la información del EBITDA ajustado informado por la empresa en los resultados de cada ejercicio, la tabla a continuación muestra la evolución de los ingresos por ventas, el EBITDA ajustado y su relación durante los últimos 5 años:

En millones de AR\$	2015	2016	2017	2018	2019
Ventas EECC	7.106	31.295	82.008	110.080	154.642
Ebitda ajustado	4.079	7.344	21.391	36.857	43.391
Ebitda AJ. /Ventas	57%	23%	26%	33%	28%

Tabla N°15: Evolución Margen EBITDA PESA
Elaboración Propia a partir de datos de los EECC de PESA.

A los efectos del presente análisis se utilizó el EBITDA ajustado que incluye los resultados y efectos del desempeño de subsidiarias y participadas⁴.

Respecto a las ventas se observa un fuerte incremento año a año principalmente debido a la incorporación de Petrobras Argentina al patrimonio de Pampa en agosto 2016, la incorporación de 1.400 MW de generación eléctrica en los últimos años, los ajustes en la remuneración del segmento regulado de energía eléctrica y los ajustes tarifarios en las RTI de Edenor, TGS y Transener.

⁴ Para el año 2019 los conceptos que se agregaron al EBITA para llegar al EBITDA ajustado han sido los siguientes: Eliminación resultados non-cash, EBITDA OLDEVAL ajustado por tenencia, EBITDA GreenWind ajustado por tenencia, EBITDA Barragan ajustado por tenencia, EBITDA TGS ajustado por tenencia, EBITDA Transener ajustado por tenencia, EBITDA Refinor ajustado por tenencia Eliminación efecto regularización obligaciones, Ajuste retroactivo RTI, Cargos por mora.

3.6 EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ACCIÓN

Pampa Energía se encuentra listada en ByMA, siendo parte de los índices S&P Merval y de sustentabilidad (no comercial) y miembro del panel especial de negociación de mercado de acciones denominado Panel +GC, que selecciona las compañías cotizantes con las mejores prácticas de gobierno corporativo. Asimismo, Pampa cuenta con un programa de ADS Nivel II, admitido para cotizar en el NYSE y cada ADS representa 25 acciones ordinarias.

El siguiente gráfico muestra la evolución del precio por acción en la ByMA desde enero de 2006 al 31 de diciembre de 2019:

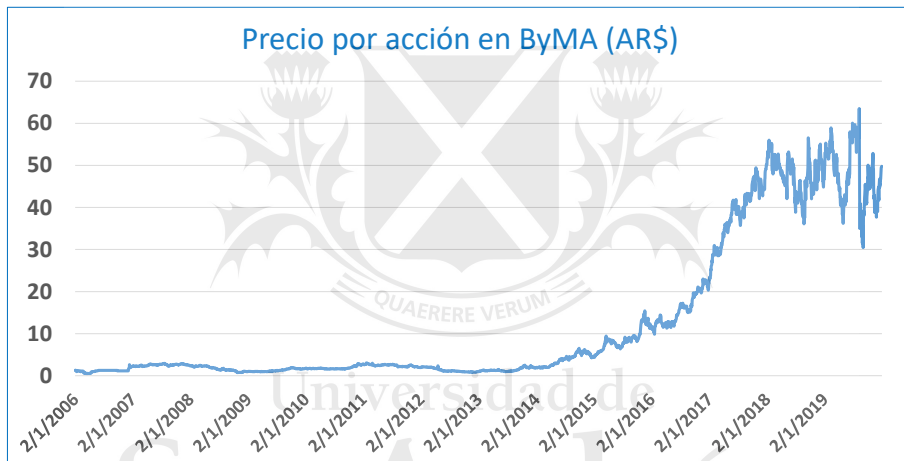


Gráfico N°4: Precio Acción PESA. Elaboración Propia en base a Datos de Yahoo Finance.

El siguiente gráfico muestra la evolución del precio por ADS y volumen operado de Pampa en el NYSE desde el 9 de octubre de 2009 al 31 de diciembre de 2019:

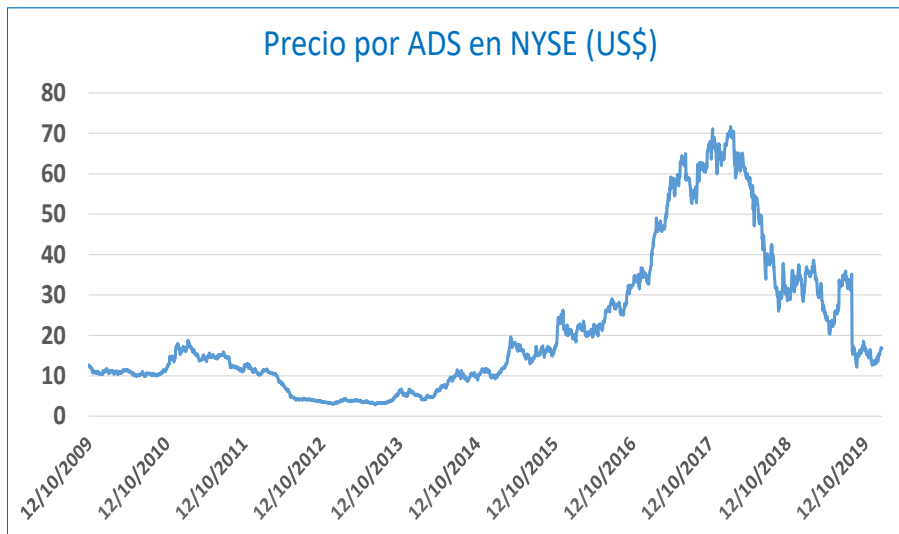


Gráfico N°5: Precio Acción PESA. Elaboración Propia en base a Datos de Yahoo Finance.

4 ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA Y POSICIONAMIENTO COMPETITIVO

Bajo su condición de empresa energética verticalmente integrada Pampa Energía desarrolla básicamente su actividad productiva en la República Argentina, por consiguiente, es necesario analizar el mercado energético argentino en términos generales, para luego analizar en detalle cada uno de los segmentos del mercado en los cuales Pampa Argentina desarrolla sus negocios.

En términos agregados vale señalar que el gas natural y el petróleo constituyen los recursos energéticos de mayor participación en la matriz energética nacional, conforme se puede apreciar en los datos que surgen del Balance Energético de la Secretaria de Energía de la Nación del año 2019:

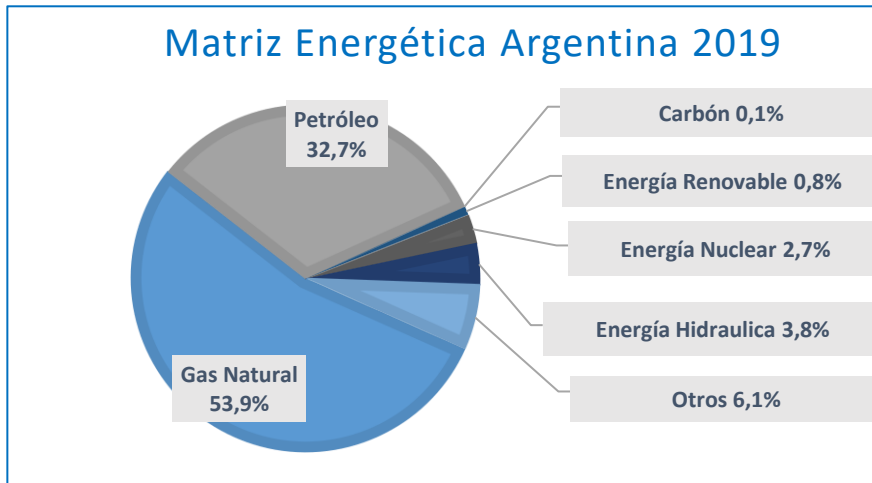


Gráfico N°6: Matrix Energética Argentina 2019.
Elaboración Propia en base a Datos de la Secretaría de Energía.

Asimismo, se destaca que la energía eléctrica representa el 20% del consumo final energético, en un país donde el consumo energético por habitantes se encuentra entre los primeros de la región y un 10% por encima de la media mundial⁵. Actualmente, de acuerdo con los últimos datos de la Secretaría de Energía, el consumo energético al año 2019 se encuentra en 1734 TEP⁶/habitante. En consecuencia, se puede observar que Pampa se encuentra muy bien posicionado en activos claves del sector.

Dado que los segmentos asociados al mercado eléctrico (generación, transmisión, distribución) representaron el 70% del EBITDA ajustado del año 2019, analizaremos a continuación en mayor detalle el Mercado Eléctrico Argentino.

4.1 MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO

El mercado eléctrico argentino es el tercer mercado en tamaño de Latinoamérica (luego de Brasil y México) con una demanda anual en el orden de los 130 TWh/año y una capacidad instalada de 40 GW. Durante el año 2019, la generación térmica representó el 61% de la generación total,

⁵ Fuente: El sector energético argentino, Roberto Kosulj, 2015.

⁶ TEP: Tonelada Equivalente de Petróleo.

básicamente a gas natural (96%), mientras que la hidráulica un 27%, la nuclear un 6% y las energías renovables no convencionales (EERR) el 6% restante. Hasta la década del 90 el sistema se estructuraba verticalmente integrado en manos del Estado. La reforma integral de 1992 (Ley 24.065) implicó la desintegración en las actividades de generación, transporte y distribución, siendo la generación de libre competencia y la distribución y el transporte actividades reguladas (monopolios naturales). Todas las actividades fueron abiertas al sector privado. Se desarrolló un mercado spot y se habilitaron los contratos entre privados, los cuales se desarrollaron hasta cierto avanzado nivel de contratación. Por su parte, el esquema de formación de precios mayoristas se estructuró en base al marginalismo, es decir, un sistema donde la última máquina térmica despachada para abastecer la demanda era la que definía el precio del mercado, determinando una renta para las máquinas más eficientes que salían despachadas a costos menores, incentivando la libre competencia y la instalación de máquinas cada vez más eficientes. Este esquema resultó exitoso hasta la década del 2000.

A partir de la crisis económica, política y social de diciembre 2001, el mercado de electricidad (y de gas) fue ampliamente intervenido. Como consecuencia de la falta de precios y tarifas, la desinversión en los mercados produjo varias consecuencias. En primer lugar, la escasez en el mercado de gas natural implicó utilizar combustibles líquidos para la generación térmica, incrementando así el costo marginal de manera significativa, y por ende aumentando el precio del mercado (y la renta de las máquinas más eficientes). Por otro lado, ante la falta de incentivos para instalar nueva oferta por parte de los privados, diferentes esquemas de generación y remuneración se establecieron para incrementar la oferta⁷ a los efectos de abastecer una demanda creciente como consecuencia del crecimiento económico (hasta el 2011) y nulos incentivos a la eficiencia energética como consecuencia de precios relativos totalmente distorsionados. Numerosas intervenciones regulatorias llevaron al sistema maduro y sofisticado, a uno que opera por costos medios.

⁷ El 40% de la generación de Pampa Energía se encuentra bajo estos nuevos esquemas de remuneración.

En los siguientes apartados se detallará con mayor precisión la historia y el funcionamiento mercado eléctrico argentino.

4.1.1 Reforma integral del sector eléctrico (Ley 24.065).

Con relación al rediseño en el funcionamiento del sector eléctrico, en 1992 se dictó la Ley 24.065, que estableció el nuevo Marco Regulatorio Eléctrico, el cual se mantiene vigente, hasta la actualidad, a pesar de las numerosas nuevas regulaciones que impactaron en su funcionamiento original. Esta nueva normativa estableció la segmentación del mercado (antes verticalmente integrado) en Generación, Transporte y Distribución de la Energía Eléctrica.

En este marco se diferenciaron los segmentos competitivos (generación) de los monopolios naturales (Transporte y Distribución). Para estos últimos se estableció la necesidad de regular las tarifas y el servicio, lo cual generó la creación de organismos de control nacionales como el ENRE (Ente Nacional Regulator de la Electricidad) para transporte federal en alta tensión, Edenor y Edesur; y Entes Provinciales para controlar a las Distribuidoras y Cooperativas provinciales.

A partir de esta reestructuración se estableció también el funcionamiento del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), el cual es administrado por el Organismo Encargado del Despacho (OED), que coordina las acciones de cada actor del Mercado Mayorista Eléctrico (MEM) en función de las necesidades y condiciones del sistema. Actualmente el rol de OED es llevado a cabo por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA). Esta compañía está conformada por Generadores, Transportistas, Distribuidores, Grandes Usuarios y la Secretaría de Energía.

Para el segmento de generación, se estableció que el mismo se desarrolle en un marco de competencia, en el cual se busca abastecer la demanda al menor costo posible. Para ello, el OED establece el orden de despacho hora a hora en función del costo de operación de cada central hasta cubrir las necesidades horarias del sistema (teniendo en cuenta las restricciones de disponibilidad de combustible, condiciones técnicas de las centrales, uso del agua y líneas de transporte de la energía). Esto significa que cada central declara los costos propios a los cuales entrega la energía y luego CAMMESA ordena las máquinas para el despacho horario desde la más económica a la más cara, teniendo en cuenta las restricciones técnicas antes mencionadas.

Este esquema marginalista en el que todas las máquinas reciben el precio resultante de la última máquina despachada, ya no opera actualmente en la práctica producto de las numerosas nuevas regulaciones que impactaron en la Ley 24.065. Adicionalmente vale señalar que la regulación también considera remuneraciones adicionales por la potencia que cada generador pone a disposición del mercado (remuneración que también fue modificada respecto a su concepción original) y, otros conceptos técnicos que posibilitan el funcionamiento del sistema con una calidad adecuada.

Con relación al transporte, este segmento del mercado opera como un monopolio, por lo que la Ley estableció su regulación y el mecanismo de determinación de su Tarifa, la cual es fijada por el ENRE, teniendo la obligación de brindar libre acceso a su capacidad de transporte. Su remuneración se basa en los costos reconocidos en la prestación del servicio, las inversiones realizadas y la energía transportada y transformada en cada una de sus instalaciones.

En tanto que la distribución de energía eléctrica opera de manera similar al transporte. Es un servicio público reconocido como monopólico para el área de concesión otorgada. Por eso su remuneración se encuentra regulada a través del Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual reconoce los costos incurridos para la prestación del servicio y el recupero de las inversiones realizadas con relación a la estructura de la demanda que abastece. En las tarifas a los usuarios finales se adiciona el costo de la energía y transporte pagados para abastecer a sus clientes (lo cual es de traslado directo a los usuarios *-pass throug-*).

Los Grandes Usuarios fueron establecido por la Ley como otro de los actores del Mercado Eléctrico Mayorista, quienes tienen la posibilidad de comprar la energía en forma directa a los Generadores, en condiciones libremente pactadas entre las partes. No obstante, actualmente, el mercado entre privados se encuentra limitado al Mercado a Término de Energía Renovables y el Mercado de Energía Plus (demandas excedentes a los consumos base del 2005). La energía que no se contractualista mediante estos mecanismos debe ser adquirida directamente a CAMMESA al costo medio del mercado.

4.1.2 Oferta de energía eléctrica en Argentina.

La reestructuración del mercado eléctrico a partir de los años 90 produjo un importante aumento en la capacidad instalada de unidades más eficiente como son los Ciclos Combinados con relación a la situación que existía hasta ese momento. La disponibilidad de gas barato por exceso de oferta y la política cambiaria, favorecieron de manera significativa la instalación de Ciclos Combinados en los años 90.

En el siguiente gráfico se observa la evolución de la capacidad instalada desde el año 1990, destacándose el ingreso de 1.300 MW de potencia en 1998, 2.500 MW de potencia en 1999, 1.060 MW de potencia en el año 2000 y en el año siguiente otros 1.040 MW adicionales en Ciclos Combinados, lo que totalizó un ingreso de más de 6.000 MW de potencia en cuatro años (1.500 MW promedio anual) frente a una potencia existente de 20.000 MW en el año 1998.

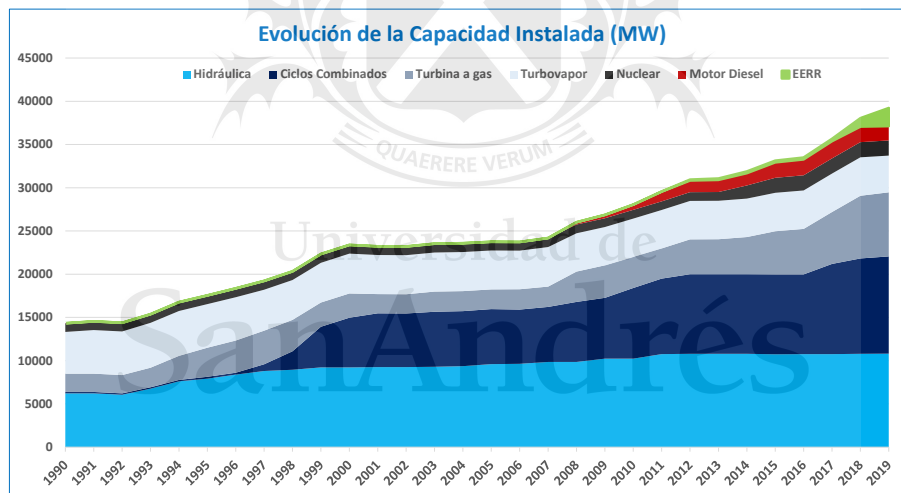


Gráfico N°7: Evolución capacidad instalada.
Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA.

Sin embargo, esta fuerte incorporación de nueva tecnología en el mercado marginalista existente hasta ese momento produjo un descenso importante en el precio que recibían los generadores e incrementó notablemente la competencia con una caída en los márgenes operativos y netos en el sector, que junto con la crisis argentina de 2001 dificultó la realización de nuevas inversiones. Esto se observa también en el gráfico anterior, que durante los seis años siguientes 2002-2007 el aumento de la capacidad instalada fue limitado.

Recién en 2007 se iniciaron nuevos proyectos de inversión en el sector, que permitieron la incorporación de aproximadamente 1.100 MW de potencia anuales los siguientes 10 años entre 2008-2016, producto de las centrales del Foninveem encomendadas por el gobierno a partir de las acreencias que este tenía con los distintos generadores, y otras centrales con regímenes exclusivos de remuneración. En dicho período la remuneración de las máquinas en el mercado no incentivaba la inversión privada por lo que el gobierno debió invertir y generar esquemas y regímenes exclusivos para lograr inversiones en nueva capacidad instalada.

Por su parte el incremento desde el año 2016 al 2019 ha sido consecuencia de la potencia asociada a la Resolución SEE 21/2016, la Resolución SEE 287/2017 y los programas Mater y Renovar (esquemas a desarrollar en los apartados siguientes).

En consecuencia, al 31/12/2019 el mercado eléctrico argentino contaba con una capacidad instalada de 39.703 MW, los cuales se componían de 359 unidades de generación. La composición de la potencia instalada era la siguiente:

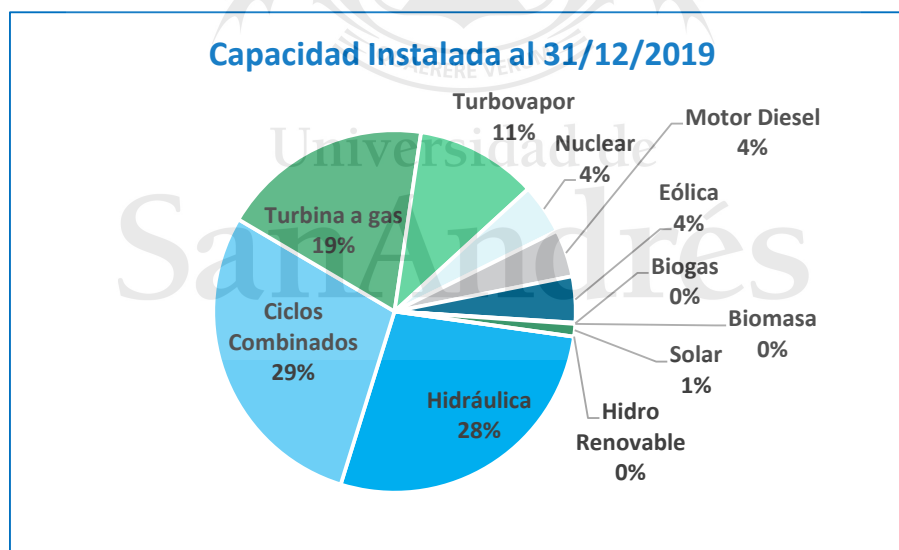


Gráfico N°8: Capacidad instalada al 31/12/2019.
Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA.

A dicho momento, las centrales **térmicas** representan el 63% de la capacidad de generación con 24.546 MW de potencia.

La tecnología correspondiente a Ciclos Combinados representa la más relevante, con una potencia instalada al 31/12/2019 de 11.034 MW equivalente al 29% del total del país. Estas centrales generan energía eléctrica a partir del consumo de combustibles fósiles con un proceso más eficiente que otras tecnologías térmicas ya que utilizan combustible para hacer funcionar una o más turbinas, para luego captar el calor residual que sale de este proceso y aprovecharlo para calentar agua y generar vapor a presión que pone en funcionamiento otra turbina adicional, logrando así un mejor aprovechamiento del calor generado. Esta tecnología es utilizada por PESA en la central Genelba.

Otra fuente de generación de energía térmica que utiliza combustibles son las Turbinas a Gas, las cuales representan el 19% de la potencia instalada al 31/12/2019 con un total de 7.237 MW instalados. PESA cuenta con esta tecnología en las centrales Genelba, Loma de La Lata, Ensenada de Barragán y Güemes.

Por su parte, las turbinas a vapor (TVs) funcionan por el paso de vapor a alta presión por sus turbinas, el cual se obtiene por el consumo de combustible que calienta agua dentro de calderas. Esta tecnología significa el 11% del total de la potencia en Argentina. PESA cuenta con estos equipos en sus instalaciones de Central Piedra Buena y Eco-Energía.

Finalmente, la otra tecnología térmica que utiliza combustibles son los motores diésel que significan el 4% de la potencia instalada. En muchos casos estas unidades suplen la insuficiencia en redes de transporte o distribución, por lo que se opta por trasladar la generación a donde se encuentra la demanda mediante estos equipos de combustión. PESA cuenta con esta tecnología en las centrales de Loma de la Lata, Parque Pilar Ingeniero White y Piquirenda.

Estas tecnologías utilizan combustibles fósiles para generar, por lo que es importante considerar su aprovisionamiento para su funcionamiento. Este es un aspecto para considerar debido que a no todo el combustible necesario para generación es de origen local y muchas veces es importado a precio que dependen del mercado internacional.

Por otro lado, la energía **hidráulica** se puede segmentar en 3 categorías: de embalse (aprovechar la acumulación de agua en represas, como en las represas del Comahue), de pasada (aprovechando el gran volumen de agua que corre por los ríos limítrofes con Paraguay y Uruguay) y de bombeo,

las cuales son centrales de embalse que permiten bombear el agua hacia el embalse superior a los efectos de poder turbinarla en horas de pico. Al 31/12/2019 energía hidráulica representaba el 27% del total de la potencia instalada, mientras que en términos de energía generada representó el 26% en 2019. HIDISA, HINISA y PPPL, centrales hidráulicas de Pampa, aportaron el 1,3% de la energía total en 2019.

Otra fuente de energía con principios térmicos pero que no utiliza combustible fósil es la energía **nuclear**, la cual aprovecha el calor generado por la reacción nuclear para calentar el agua pesada y para genera vapor y hacer funcionar las turbinas. En nuestro país se encuentran tres centrales de esta tecnología: Atucha I, Embalse y Atucha II.

Respecto a las **energías renovables**, corresponden a la captación de la energía existente en los recursos medioambientales y su transformación en energía eléctrica, destacándose en argentina las tecnologías solares y eólicas. Al 31/12/2019 una potencia instalada en base a fuentes renovables tenía instalada en Argentina de 2,5 GW, sin embargo, para los próximos años se espera que esta cifra alcance a los 6 GW. PESA contaba a esa fecha con 156 MW (ajustado por participación).

4.1.3 Demanda de energía eléctrica en Argentina

Para poder estimar el valor de PESA resulta necesario comprender la evolución de la demanda de electricidad. Durante los últimos 28 años el consumo eléctrico se incrementó en un 148%, representando una tasa de crecimiento anual promedio del 3,5%. Sin embargo, dicha tasa no ha sido constante en el tiempo.

El grafico a continuación muestra la evolución del consumo de energía eléctrica de argentina desde el año 1992 y su tasa de crecimiento anual.

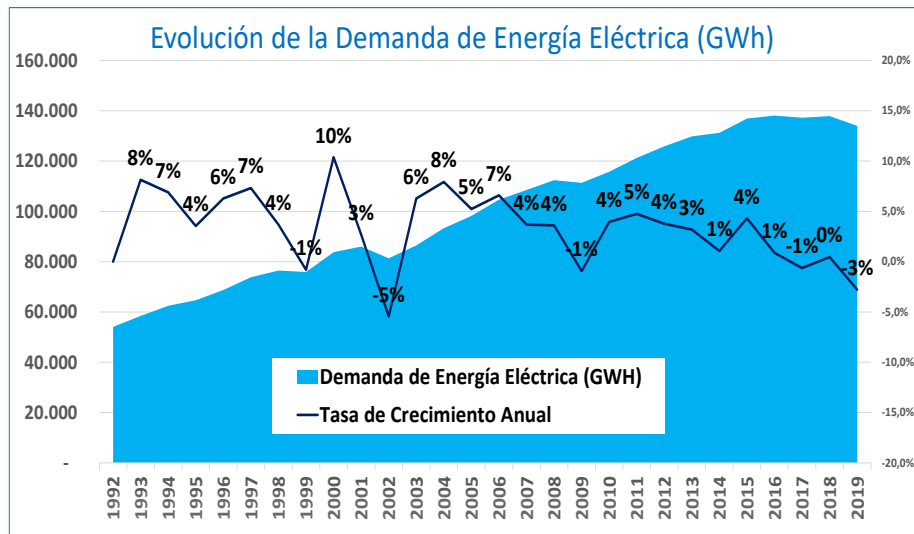


Gráfico N°9: Evolución de la demanda de energía eléctrica.
Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA.

En términos generales se pueden observar 3 períodos, uno entre 1993 y el año 2000 donde producto de la mayor oferta la demanda eléctrica creció a un ritmo del 5,7%, y luego un largo período de crecimiento entre 2001 y 2015 que, incluyendo las tasas negativas de 2002 y 2009, creció a un ritmo promedio del 3,3%. Por último, el período desde 2016 al 2019 presenta un crecimiento promedio negativo del 0,5% producto del estancamiento de la economía y los ajustes tarifarios que impidieron el derroche energético manifestado años atrás favoreciendo al uso irracional de la energía eléctrica.

En cuanto a la segmentación de la demanda vale señalar que, durante el 2019, la demanda presentó la siguiente composición:

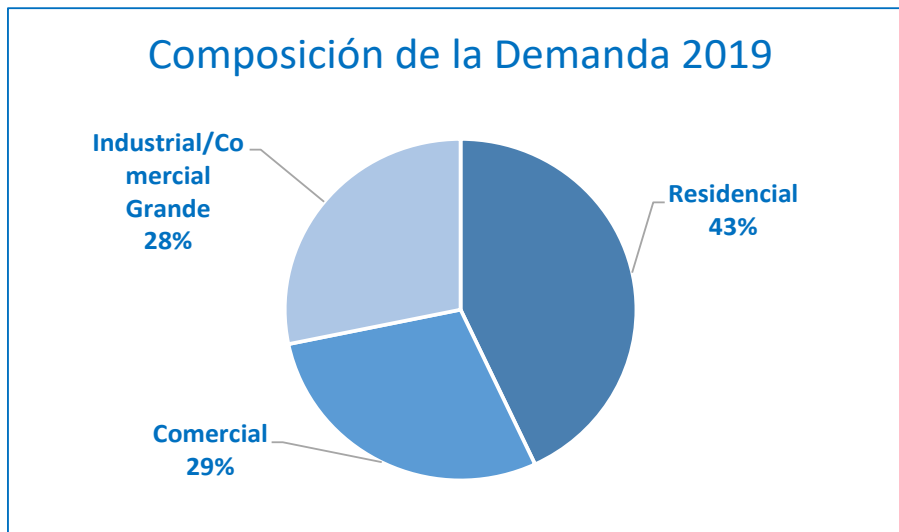


Gráfico N°10: Composición de la demanda 2019.
Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA.

4.1.4 Utilización de Combustibles para generación de energía eléctrica.

El uso de combustibles fósiles presenta una fuerte incidencia en el mercado de energía eléctrica y más precisamente en el de generación térmica. El proceso de generación de la energía eléctrica es un mecanismo de transformación de la energía, en el cual no se crea energía, sino que se transforma en electricidad. Durante 2019, el 59% de la electricidad ha sido generada a partir de combustibles fósiles, por lo que es importante comprender este aspecto del sector.

En el país se consumieron aproximadamente 118 millones de m³/día de gas natural durante 2019⁸. De los cuales el 35% se utilizó para la generación de energía eléctrica, lo que representa un consumo diario de 41 millones de m³, mientras que el sector residencial consumió el 26%, y el industrial el 32%. El saldo se reparte entre GNC y otros usos.

A comienzos de los 2000 el consumo diario del gas para generación eléctrica se encontraba en el orden de los 20 MMm³/día, siendo el gas natural prácticamente el único combustible utilizado para generación. Sin embargo, con la instalación de nueva capacidad térmica, el nivel de consumo

⁸ Fuente ENARGAS.

del GN para generación de energía eléctrica se incrementó en forma continua pero no así la producción local de gas natural. A partir del año 2004 la producción local de gas natural comenzó a declinar (ver gráfico n°13) y el sistema eléctrico comenzó a utilizar combustibles líquidos (gasoil y fueloil) de manera creciente. A su vez se debió recurrir a un volumen más elevado de gas natural importado (vía gasoducto desde Bolivia o GNL desde las terminales de Escobar y Bahía Blanca)

El siguiente cuadro muestra la evolución del uso de combustibles para generación de energía eléctrica:

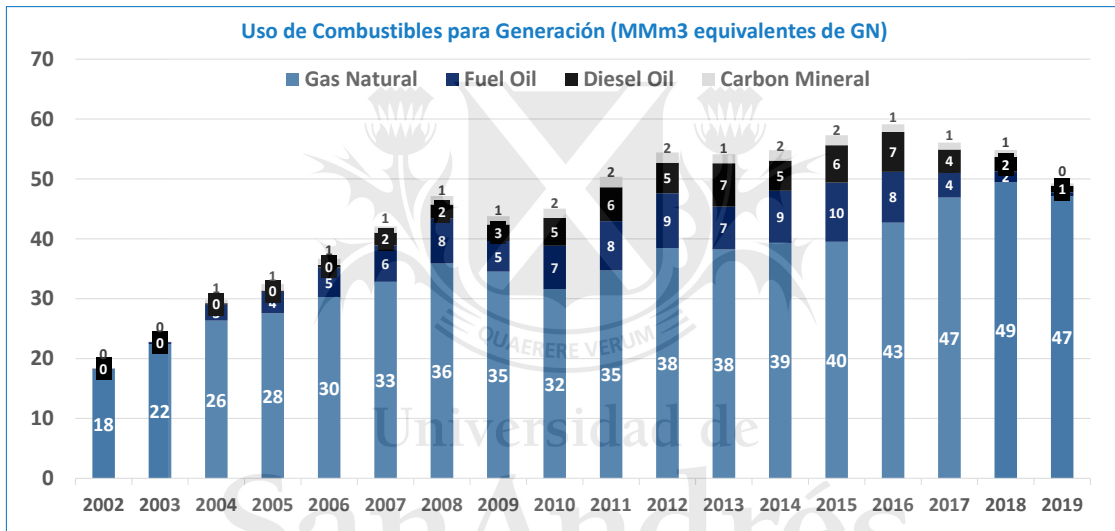


Gráfico N°11: Uso de combustibles para generación.
Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA.

4.1.5 Esquema de Remuneración de la energía eléctrica

En relación con la remuneración de las máquinas es importante identificar los regímenes bajo los cuales se encuentran encuadradas las unidades de generación. Tal como ya se ha informado anteriormente Pampa Energía cuenta con el 60% de su energía bajo el régimen “regulado”, es decir sin ningún tipo de régimen contractual. Estas se corresponden con las resoluciones que emite

el Poder Ejecutivo para establecer las remuneraciones de energía y potencia⁹ de las diferentes tecnologías diferenciando por máquinas.

Por otro lado, existe los “Contratos de Abastecimiento” entre los generadores y CAMMESA o empresas privadas. Bajo esta modalidad Pampa Energía cuenta con aproximadamente el 40% de su capacidad instalada.

Mas allá de detalles técnicos asociados a las reservas y confiabilidad del sistema, ambos mecanismos remuneran la potencia disponible que el generador ofrece al sistema y la energía que efectivamente produce.

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

En relación con la remuneración establecida por **regulación general** para todo el mercado (segmento regulado), la Resolución SE 95/2013¹⁰ definió un esquema orientado a diferenciar costos fijos, costos variables y un cargo adicional para inversiones. El primero de estos componentes remuneraba la potencia puesta a disposición del sistema en cada mes, que según la disponibilidad que alcanzara ese equipamiento obtenía cierto porcentaje de la remuneración. El componente variable se relacionaba con la energía generada según la tecnología y el tipo de combustible utilizado. Todos estos conceptos estaban determinados en pesos y se ajustaban con la emisión de nuevas resoluciones que actualizaban sus valores de acuerdo con la evolución de las variables macroeconómicas y del sector.

⁹ La potencia representa el stock de capacidad que existe en el mercado capaz de, al ponerse en funcionamiento, generar la energía. En términos de la demanda es el volumen de energía que es demandado en un instante en particular, mientras que la energía es el flujo de ese stock en un período de tiempo.

¹⁰ Previo a dicha Resolución, la remuneración de la potencia era notoriamente inferior, siendo el mercado a término entre privados el principal incentivo a obtener una renta por parte de los generadores.

Como consecuencias de que los ajustes en pesos no correspondían con su devaluación respecto al dólar, en febrero de 2017 la Subsecretaría de Energía Eléctrica sancionó la Resolución SEE 19/2017 en un contexto donde el sistema necesitaba contar con mayor disponibilidad de potencia e intentó incentivar la disponibilidad del parque térmico incrementando y dolarizando la remuneración de la disponibilidad de máquinas antiguas e ineficientes. Luego, en un contexto de mayor disponibilidad por el ingreso de nueva capacidad y una demanda estable, la Resolución SRRYME 1/2019 (de febrero de 2019) redujo las remuneraciones incentivando la disponibilidad de máquinas eficientes con un alto factor de despacho.

Vale destacar que, con posterioridad a la fecha de valuación del presente trabajo, en febrero 2020 se emitió la Resolución SE 31/2020, la cual además de pequeños ajustes pesificó todas las remuneraciones al tipo de cambio vigente a la fecha (60 AR\$/US\$). Remuneraciones que debían ajustarse de acuerdo con una fórmula que ponderaba un 60% y 40% el IPC y el IPIM respectivamente. Sin embargo, en la práctica, al momento de elaboración de este documento no se ha realizado ningún ajuste, hasta la emisión de la Resolución SE 440-21 de mayo 2021 que implementó un aumento en las remuneración del 29% pesos retroactivamente a partir del 01/02/2021.

Este mecanismo prevé un precio mínimo para la potencia disponible de las unidades que entreguen energía bajo este esquema de remuneración. Asimismo, establece la posibilidad que los generadores ofrezcan una Potencia Disponible Garantizada, la cual recibirá un precio mayor por hasta esa capacidad ofrecida, mientras que el resto de la potencia real disponible recibirá el precio mínimo previsto. El objetivo de la norma consiste en generar un mayor incentivo para la disponibilidad de unidades en los momentos de mayor demanda.

Con relación a la energía, se estableció una acorde al volumen total de energía generada según el combustible que se haya utilizado.

Otro de los esquemas de remuneración del MEM son los Contratos de Abastecimiento, o **PPA** por su sigla en inglés (Power Purchase Agreement), en los cuales se establece una relación

contractual y comercial entre dos partes que definen un precio, cantidades y condiciones específicas para las unidades de generación que quedan comprendidas en el contrato.

En la actualidad existen Contratos de Abastecimiento en el MEM que tuvieron origen en diversas circunstancias, por lo que, las condiciones particulares de cada uno son distintas. Algunos de éstos corresponden a centrales nucleares, otros se originaron para estructurar el financiamiento de la construcción de centrales pertenecientes a generadores específicos. Sin embargo, en términos generales todos los Contratos de Abastecimiento establecen un precio en dólares por la potencia disponible y por la energía generada.

Se destacan las siguientes, en los cuales se encuentran encuadradas las centrales de PESA:

- **RES SEE 21/2016**: En 2016, en un contexto de continua escasez de oferta de potencia disponible, se convocó a privados a ofrecer capacidad de generación térmica y producción de energía eléctrica con compromiso de estar disponible para satisfacer los requerimientos esenciales de la demanda para los periodos estacionales verano 16/17, invierno 17 y verano 17/18.

Mediante esta licitación las empresas privadas debían informar en sus ofertas un precio de potencia, uno variable, la potencia a ofertar y la disponibilidad esperada. En función de las ofertas recibidas se adjudicaron ofertas por casi 3 GW a un precio medio de la potencia de 19.000 US\$/MW-mes, que implicaron, para esta potencia, costos medios en el orden de los 140 US\$/MWh (sin combustible) para el año 2019. Durante el año 2019, ~3 GW de potencia térmica fueron remunerados bajo este esquema, aportando una energía anual de 6 TWh a un precio aproximado de 160 US\$/MWh). Valores muy por encima del segmento regulado.

Actualmente PESA con 3 centrales bajo este esquema: CT Loma de la Lata II, CT Pilar Bs As y CT Piedra Buena TG.

- **RES SEE 287/2017**: Mediante la Resolución SEE 287/2017, la Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar nueva generación térmica de tecnología a) cierre de ciclo combinado o b) cogeneración, con compromiso

de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM. Bajo esta modalidad, en función de los mejores precios obtenidos (entre 17.000 y 20.000 US\$/MWh-mes) y las necesidades del MEM, se adjudicaron en 1,8 GW de potencia a instalarse entre 2019 y 2021.

Bajo este esquema PESA tiene el cierre de Ciclo de la central GENELBA proyectado para el año 2020.

- **RENOVAR:** Establecido en el marco de la ley 27.191 (sancionada en el año 2015) en la cual se estableció como meta alcanzar el 20% de la matriz de generación del año 2025 con energías renovables. Este plan incluyó licitaciones públicas en las que distintas empresas presentaron sus proyectos de inversión y el precio al cual están dispuestos a vender su energía a CAMMESA mediante contratos a largo plazo (20 años) en dólares. La primera ronda licitatoria realizada en el año 2016 (RENOVAR 1, luego complementada por RENOVAR 1.5) fue un gran éxito con 59 proyectos adjudicados por más de 2.400 MW. Luego mediante la licitación Renovar 2 en el 2017 se adjudicaron 88 proyectos adicionales por una potencia total de 2.043 MW.

La remuneración de estas centrales es en función del precio adjudicado y la energía entregada al sistema. El precio adjudicado es ajustado por un factor de incentivo (aumentando la remuneración en los primeros años del proyecto y reduciéndola en los últimos) y otro de inflación en dólares predefinido (pero en línea con el PPI de Estados Unidos).

A diciembre 2019, 46 de estos proyectos (en su mayoría de la Ronda 1), ya habían entrado en operación comercial aportando el 7%¹¹ de la oferta eléctrica del país.

Durante el año 2020, 50 proyectos por una potencia total de 1,7 GW ingresarían en operación comercial bajo este régimen.

¹¹ Dato de diciembre 19. Promedio 2019: 6%.

Bajo este esquema PESA cuenta con el Parque Eólico Mario Cebrerio en el cual tiene una participación accionaria del 50%.

- **MATER:** Mercado a término entre privados exclusivo de energía renovables mediante el cual los agentes del MEM puede adquirir hasta el 100% de su demanda.

Para ello los generadores privados deben obtener la prioridad de despacho de sus proyectos en el sistema de transporte mediante licitaciones convocadas por CAMMESA, a los efectos de asegurarse la inyección del 100% de su producción y evitar restricciones de transporte.

A diciembre 2019, 48 proyectos de energía renovables por una potencia total de 1153 MW cuentan con capacidad asignada¹². Sin embargo, sólo 13 se encontraban en operación comercial, totalizando una potencia de 381 MW.

Bajo este esquema PESA cuenta con el Parque Eólico Pampa Energía.

4.1.6 Distribución

Pampa participa del segmento de distribución mediante su participación mayoritaria en Edenor, donde cuenta con el 56,32%¹³ del capital accionario siendo así su controlante. Vale señalar que Edenor es la distribuidora eléctrica más grande del país abarcando un área de concesión de 4.637 km² con una población de 9 millones de personas y 3,1 millones de clientes de los cuales 370.000 corresponden a pequeñas, medianas y grandes industrias. Con un contrato de concesión que expira en 2087, Edenor representa hoy el 19% del mercado de distribución en el país considerando ventas por 20 TWh durante el año 2019. Edenor contribuye en un 19% al EBITDA de Pampa.

¹² Para esto debieron caucionar importantes sumas de dinero.

¹³ Porcentaje de participación efectiva directa e indirecta al 31/12/2019 según los informados en los Estados Contables Consolidados de Pampa Energía del 31/12/2019.

4.1.7 Transporte

El Sistema de Transporte en Alta Tensión ha experimentado un notable crecimiento a partir del año 2005, debido fundamentalmente a la ejecución del Plan Federal de Transporte en 500 kV. La ejecución de dicho Plan Federal ha permitido conferirle al SADI una mayor estabilidad mejorando las condiciones de abastecimiento de la creciente demanda. El gráfico a continuación muestra la evolución del sistema de transporte en Alta Tensión.

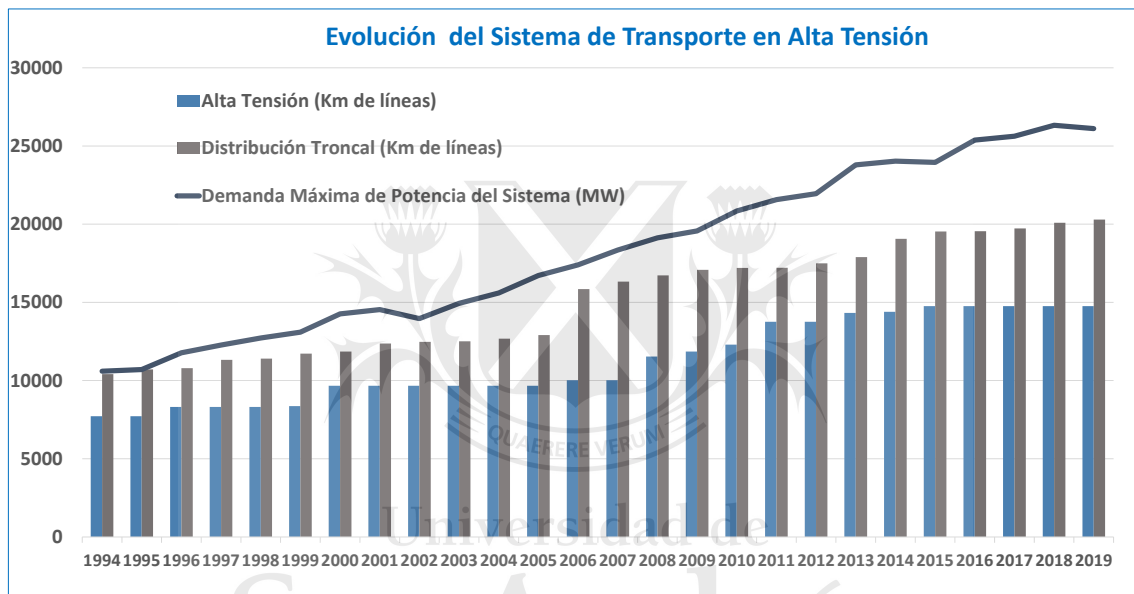


Gráfico N°12: Sistema de transporte en Alta Tensión.
Elaboración Propia en base a datos de CAMMESA.

Pampa participa del sector de transporte eléctrico mediante la participación en un 26,3% del capital accionario de Transener (única transportista federal de energía eléctrica) que a su vez posee el 100% de Transba (Transportista Troncal de la Provincia de Buenos Aires). La participación en Transener contribuye al 4% del EBITDA ajustado de Pampa Energía.

4.2 MERCADO DE GAS Y PETRÓLEO

4.2.1 Gas Natural

En 2019 la producción bruta total de gas natural fue de 135 millones de m³ por día, un 5% mayor respecto de los volúmenes producidos en 2018. Esta variación responde principalmente al

continuo crecimiento de la producción en la Cuenca Neuquina (+6 millones de m³ por día), y en menor medida en la Cuenca Austral (+1 millones de m³ por día), asociado al desarrollo de reservas de gas no convencional, parcialmente compensados por declinaciones en las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste.

Sin embargo, la **oferta** local no pudo satisfacer la demanda, tendencia dominante desde el año 2003, por lo que el Gobierno Nacional incurrió en la importación de gas natural, siendo en 2019 el suministro desde Bolivia en promedio de 14 millones de m³ por día, un 15% inferior al volumen registrado en 2018. En el mismo sentido, la importación de GNL vía marítima e inyectada en el sistema nacional de transporte de gas natural en el puerto de Escobar registró un aporte promedio de 5 millones de m³ por día en 2019, un 52% inferior al registrado en el año 2018. La menor importación se debe principalmente a la caída en la demanda doméstica producto de la recesión económica, y a la mayor producción local de gas no convencional como consecuencia del incentivo del Plan Gas a ciertos bloques. El gráfico a continuación muestra la evolución de la producción bruta de gas natural local:

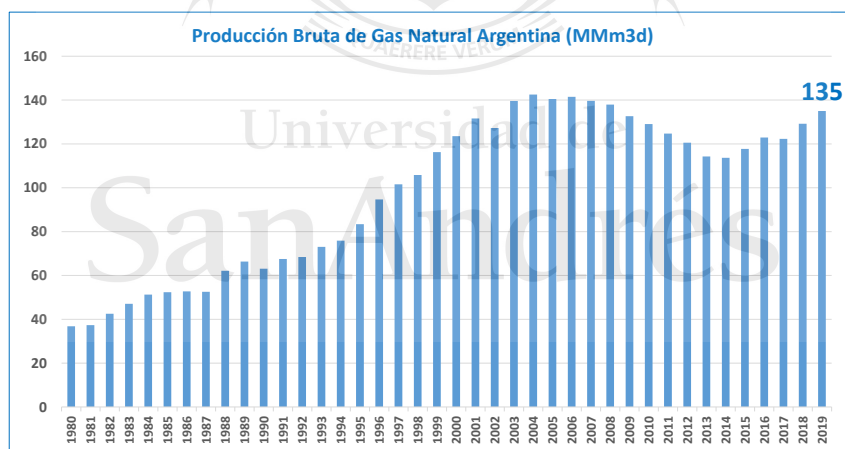


Gráfico N°13: Producción Bruta de Gas Natural.
Elaboración Propia en base a datos de SE.

El rebote en la producción observado a partir del año 2014 ha sido consecuencia del desarrollo del gas no convencional (Shale Gas y Tight Gas) el cual ha sido incentivado por políticas de precios específicos a los efectos de desarrollar el gran potencial con el que cuenta la cuenca Neuquina a través del mega yacimiento “Vaca Muerta”. A continuación, se detalla la evolución de la producción del período 2015-2019 por tipo destacándose el incremento de la participación del gas no convencional (Shale Gas y Tight Gas).

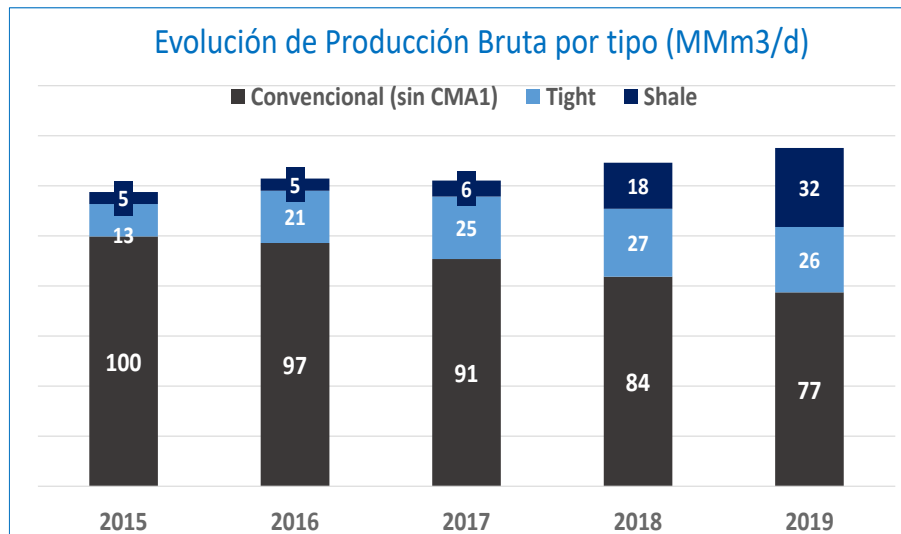


Gráfico N°14: Producción Bruta de Gas Natural por tipo de yacimiento.
Elaboración Propia en base a datos de SE.

A continuación, se resumen los programas que favorecieron y colaboraron al **desarrollo del gas no convencional**.

Plan Gas I: En febrero de 2013 se publicó la Resolución N° 1/13 de la “Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas” en la cual estableció el Plan Gas por una vigencia de cinco años, con el objetivo de compensar proyectos que contribuyan al abastecimiento nacional de gas. El Estado Nacional se comprometió a abonar mensualmente una compensación que permitiría obtener en total una remuneración de 7,5 US\$/MMBTU toda inyección excedente a partir del año 2013.

Plan Gas II y III (Res. MEyM N° 46/17): El 6 de marzo de 2017 se publicó la Resolución MEyM N° 46/17, por la cual se creó el Programa de Estímulo con objetivo de incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina, con vigencia desde su publicación hasta el 31 de diciembre de 2021. Se preveía un mecanismo de compensación por el volumen de gas no convencional -tight o shale- producido en Cuenca Neuquina, calculado a partir de un precio mínimo asegurado y el precio promedio total ponderado por volumen de ventas al mercado interno de cada empresa, incluyendo gas de origen convencional y no convencional. El precio mínimo está fijado en 7,5 US\$/MMBTU para el año

calendario 2018, disminuyéndose en 0,5 US\$/MMBTU por año hasta alcanzar 6,0 US\$/MMBTU para el año calendario 2021.

Plan Gas IV: Con posterioridad a la fecha de valuación de PESA, pero anterior a la fecha de publicación de este documento, el gobierno nacional publicó el Decreto 892/20 en el cual establecieron las bases de lo que sería el Plan Gas 2020-2024 (o plan Gas 4). El decreto declaró de interés público nacional la promoción de gas natural argentino. El objetivo de este plan consiste en la contractualización de un volumen aproximado del 70% de la inyección nacional por 4 años entre productores y distribuidoras para abastecer a su demanda prioritaria y a CAMMESA para abastecer a los generadores eléctricos, estableciendo un precio máximo en el orden de los 3,6 US\$/MMBTU.

Independientemente de que la sanción de este Decreto se haya publicado en diciembre 2020, las primeras negociaciones para este plan comenzaron hacia fines del 2019, luego de observarse una caída de la producción hacia fines del 2019 y dificultades por parte del gobierno para hacer frente a las obligaciones de los planes anteriores. En este contexto las condiciones generales del plan gas permiten proyectar un escenario con cierta certidumbre respecto a precios y volúmenes de mercado para el periodo 2020-2024.

Por su parte respecto a los **precios** que paga la demanda se destaca lo siguiente:

Demanda Residencial: Luego de años de tarifas congelada en 2016 comenzó el proceso de normalización del sector gas natural, con aumentos en el precio del gas boca de pozo y la sanción de cuadros tarifarios de transición para licenciatarias de transporte y distribución. En consecuencia, en las Audiencias Públicas celebradas en septiembre de 2016, el MEyM presentó un sendero de recuperación de precios de gas en boca de pozo (eliminando gradualmente los subsidios) que apuntaba a alcanzar al precio de paridad de importación, 6,8 US\$/MMBTU, en octubre de 2019. Este sendero de precios permitió nuevamente la celebración de contratos privados entre Productores y Distribuidoras. Para su traslado a tarifas estos precios han sido pesificados semestralmente a un tipo de cambio definido por el ENARGAS. En este contexto y debido a la fuerte devaluación de mediados de 2018, a partir de octubre 2018 el ENARGAS decidió *finalizar con el sendero de precios*, permitiendo y validando precios de gas boca de pozo para los usuarios finales de las Distribuidoras en el orden de los 4 US\$/MMBTU (un 24% inferior

a los 5,26 US\$/MMBTU definidos en el sendero). Finalizado dicho semestre y a partir del 1/4/19 el ENARGAS validó precios promedios ponderados en el orden de los 4,5 US\$/MMBTU, los cuales surgen de los precios negociados en la subasta MEGSA de febrero 2019, contratos bilaterales entre las partes y volumen asociado al precio spot. Estos precios han sido pesificados a 41 AR\$/US\$, y no han sido actualizados en oct-2019. Por lo que al 31/12/2019 se encontraban en el orden de los 3 US\$/MMBTu.

Generación Eléctrica: En este segmento los precios se encuentran definidos por la autoridad de aplicación. A partir de abril 2016 el gobierno decidió incrementar el precio para generación de 2,6 a 5,2 US\$/MMBTU en línea con el aumento del sendero. No obstante, luego en Agosto 2018 se definió un precio de 4,2 US\$/MMBTU. Para septiembre 2018, CAMMESA, mediante una subasta obtuvo precios promedios en el orden de los 3,6 US\$/MMBTU para el período sep-18/dic-18. Luego, para el año 2019 mediante otra subasta obtuvo precios promedio de 2,7 US\$/MMBTU para el verano extendido (Ene-May/Sep-Dic) y 3,7 US\$/MMBTU para el invierno corto (Jun-Ago).

Industrias: Por su parte el precio del segmento industrial se define de manera libre entre productores y comercializadores y grandes usuarios industriales. En este caso el precio de mercado es consecuencia de la oferta y demanda de gas natural y las condiciones que defina el gobierno para el resto de los segmentos (Residencial, GNC, Generadores Eléctricos). Durante el año 2019 el precio promedio anual oscilaba entre los 2,5 y 3 US\$/MMBTU.

4.2.2 Petróleo

En el 2019, la producción total de petróleo fue de 81.000 m³ por día (~ 510 kbb/d), un 4% mayor respecto de los volúmenes producidos en 2018, revirtiendo desde 2018 la tendencia negativa en la producción de petróleo en Argentina.

La exportación de petróleo durante 2019 ascendió a 10,4 mil m³ por día, un 6% superior respecto del 2018. Asimismo, dicho volumen representó el 13% del total de la producción local del 2019. El aumento en la producción local y la balanza comercial favorable de petróleo responde principalmente a la mayor producción no convencional.

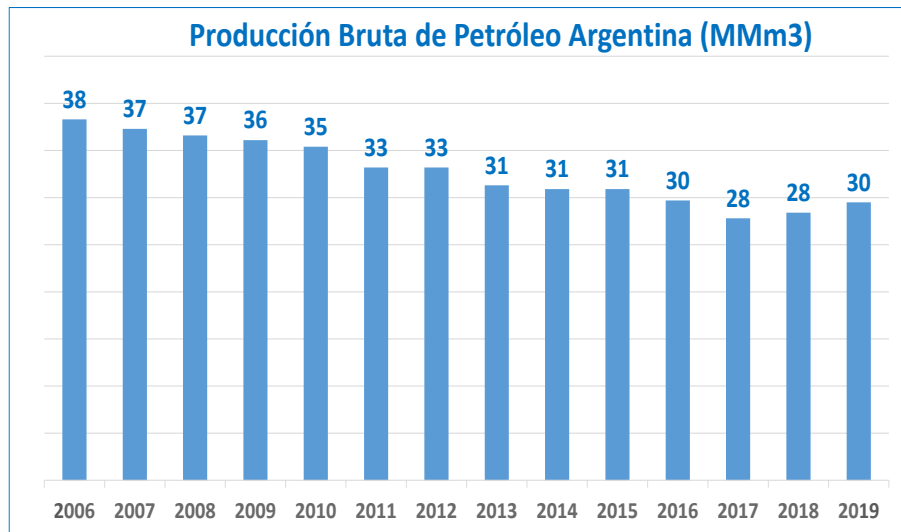


Gráfico N° 15: Producción Bruta de Petróleo.
Elaboración Propia en base a datos de SE.

Con relación al mercado de petróleo vale señalar que en enero de 2017 el Estado Nacional firmó con los productores y refinadores de petróleo crudo de Argentina el Acuerdo para la Transición a Precio Internacional de la Industria Hidrocarburífera Argentina, con el objetivo de generar convergencia gradual del precio del barril del crudo comercializado en Argentina al precio internacional. Dicho acuerdo fue suspendido en octubre de 2017, dado que la cotización para el petróleo crudo Brent superó durante 10 días consecutivos el valor de 55 US\$/bbl, y desde entonces el precio interno del barril de crudo como materia prima de refinación y los precios del surtidor estuvieron determinados en función de la oferta y demanda doméstica. Sin embargo, tras la volatilidad del tipo de cambio experimentada en agosto de 2019, el 16 de agosto de 2019 se emitió el DNU N° 566/19, fijando el precio del barril convenido entre productor y refinador en el mercado local al día 9 de agosto de 2019, válido hasta el 13 de noviembre de 2019, considerando un precio de referencia Brent de 59 US\$/bbl y un tipo de cambio de 45,19 AR\$/US\$, que fue actualizándose hasta 51,77AR\$/US\$.

4.2.3 Transporte de Gas Natural

El sistema de transporte de gas natural en Argentina muestra una gran robustez considerando la larga historia del desarrollo del gas en el país contando con más de 15.000 km de gasoductos

troncales. El mapa a continuación muestra la red de gasoductos troncales incluyendo en verde el proyecto del Nuevo Gasoducto Neuquén-Saliqueló-Rosario (momentáneamente suspendido):



Gráfico N°16: Mapa de transporte de gas en alta presión.
Fuente: Secretaría de Energía

En 2019 la capacidad nominal de inyección de gas natural de los gasoductos troncales y regionales operados por las transportistas (TGS y TGN) alcanzó, a fines de 2019, un volumen aproximado por día de 150 MMm³/d (154,5 MMm³/d si se consideran los gasoductos regionales de distribución). Desde el año 1993 hasta el 31 de diciembre de 2019, la capacidad total de transporte se ha visto incrementada en un 113%.

Capacidad Nominal de Inyección (MMm3/d)							
	1.993	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019
TGN	24,6	60,6	62,6	62,6	62,6	62,6	62,6
TGS	44,9	87,0	87,2	87,2	87,2	87,2	87,3
Gasoductos de Distribución	3,0	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
	72,5	152,2	154,4	154,4	154,4	154,4	154,5

Tabla N°16: Capacidad Nominal de Inyección por Transportista
Elaboración Propia a partir de datos del ENARGAS.

En lo que respecta al mercado de Transporte de Gas Natural, PESA cuenta con una participación del 25,7% del capital accionario de TGS, la más grandes de las 2 transportistas de gas del país. TGS transporta el 60% del gas producido en el país bajo su área de concesión. Considerando sus 4 principales gasoductos (General San Martín, Neuba I, Neuba II y Cordillerano), cuenta con 9.231 km de gasoductos con una capacidad de transporte de 85 Mm³/d y un factor de carga del 85%. Por último, se destaca que su planta de procesamiento de gas de General Cerri recupera Etano, Propano, Butano y Gasolina Natural, productos que se venden al mercado local e internacional (~35%). Por último, se aclara que el negocio de transporte es regulado mientras que el negocio de la planta de procesamiento de gas no lo es. TGS contribuye al 12% del EBITDA ajustado de Pampa Energía.

4.2.4 Refinación

La industria de refinación nacional cuenta con una capacidad de refinación de 455.000 barriles diarios de petróleo. El mapa a continuación muestra el mapa de refinерías del país con su respectiva capacidad de procesamiento:



Gráfico N°17: Mapa de Refinerías.

Fuente: CACME | Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía

Pampa Energía cuenta con una participación del 28,5% en Refinor (Campo Duran), la única refinería del norte argentino, donde produce gas y petróleo de la cuenca norte y Bolivia y comercializa GLP y naftas, gasoil y otros líquidos a través de sus 90 estaciones de servicio que tiene en el norte del país.

4.2.5 Petroquímica

Pampa participa del sector Petroquímico a través de sus plantas en la provincia de Santa Fe y Buenos Aires, donde sus principales productos destinados al sector local (70%) y externo (30%) son Estireno, Caucho Sintético y Poliestireno. El segmento de Petroquímica aporta apenas el 1% del EBITDA ajustado de PESA.

5 ANÁLISIS FINANCIERO -RATIOS

Respecto al análisis financiero de la compañía se presentará en primer lugar el estado de resultados del año 2019 desagregado por segmento a los efectos de entender la participación de cada negocio en el resultado agregado de la compañía.

Se resumen a continuación el estado de resultados en dólares del año 2019 agregado y por segmento, incluyendo el EBIT, el EBITDA y el EBITDA ajustado.

PAMPA ENERGÍA S.A. (MUSD)	Generación	Distribución de Energía	Petróleo y Gas	Petroquímica	Holding y Otros	TOTAL 2019
Resultado Bruto	353	277	131	23	20	804
Resultado Operativo	273	342	71	5	60	751
Resultado antes de Impuestos	328	375	79	16	50	848
Ganancia del Ejercicio	248	197	63	11	281	800
Ebitda	344	421	183	6	60	1.014
EBITDA AJUSTADO	434	157	173	6	145	915

Tabla N°17: EERR PESA 2019. Elaboración Propia a partir de los EECC de PESA.

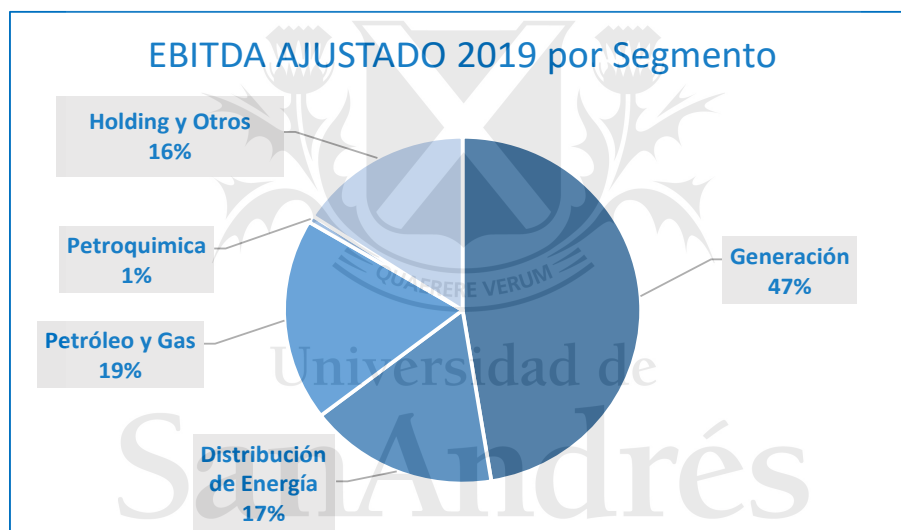


Gráfico N°18: EBITDA Ajustado por Segmento.
Elaboración Propia a partir de los EECC de PESA.

Teniendo presente el estado de resultados se desarrollan a continuación los ratios de rentabilidad, actividad y crediticios de la compañía en términos agregados.

5.1 RATIOS DE RENTABILIDAD

Ratios de Rentabilidad	2015	2016	2017	2018	2019	Tendencia
Margen operativo (EBIT/Ventas)	51%	7%	17%	23%	26%	Alza
Margen EBITDA (EBITDA/Ventas)	61%	17%	26%	31%	35%	Alza
Margen Neto (Res Neto/Ventas)	54%	0%	17%	10%	55%	Alza
ROA (EBIT/Activos)	12%	3%	13%	12%	12%	Estable
ROE (Resultado Neto/P. Neto)	46%	0%	69%	16%	59%	Alza
Análisis Dupont ROE.	46%	0%	69%	16%	59%	
A-Res Neto/Ventas	54%	0%	17%	10%	55%	
B-Ventas /Activos (Rotación de activos)	24%	40%	79%	51%	45%	
C-Apalancamiento Financiero	3,5	5,5	5,2	3,2	2,4	

Tabla N°18: Ratios de Rentabilidad. Elaboración Propia a partir de los EECC de PESA.

En términos de rentabilidad las ratios de margen operativo (Ebit/Ventas), margen EBITDA (EBITDA/Ventas) y Margen Neto (Resultado Operativo sobre ventas), han evidenciado una clara tendencia al alza en los últimos años.

Asimismo, respecto a los datos de los años 2015 y 2016, se destaca que el margen operativo consideraba mayores ingresos en el margen operativo por el “Reconocimiento de ingresos por medidas cautelares”, “Reconocimiento de ingresos a cuenta de la RTI” y “Reconocimiento por mayores costos Res. SE 250/13”. Todos estos conceptos estuvieron asociados a ingresos percibidos por Edenor para compensar la no actualización tarifaria de años anteriores.

En caso de no considerar estos “conceptos”, asociados a recuperación de márgenes e ingresos de años anteriores, los ratios de rentabilidad presentan una tendencia al alza más clara.

Ratios de Rentabilidad	2015	2016	2017	2018	2019	Tendencia
Margen operativo (EBIT/Ventas)	-27%	2%	17%	23%	26%	Alza
Margen EBITDA (EBITDA/Ventas)	-17%	12%	26%	31%	35%	Alza

(*) Resultado operativo antes de ingresos por cautelares, mayores costos y Res SE N° 32/15

Tabla N°19: Ratios de Rentabilidad sin reconocimiento ingresos previos. Elaboración propia a partir de los EECC de PESA.

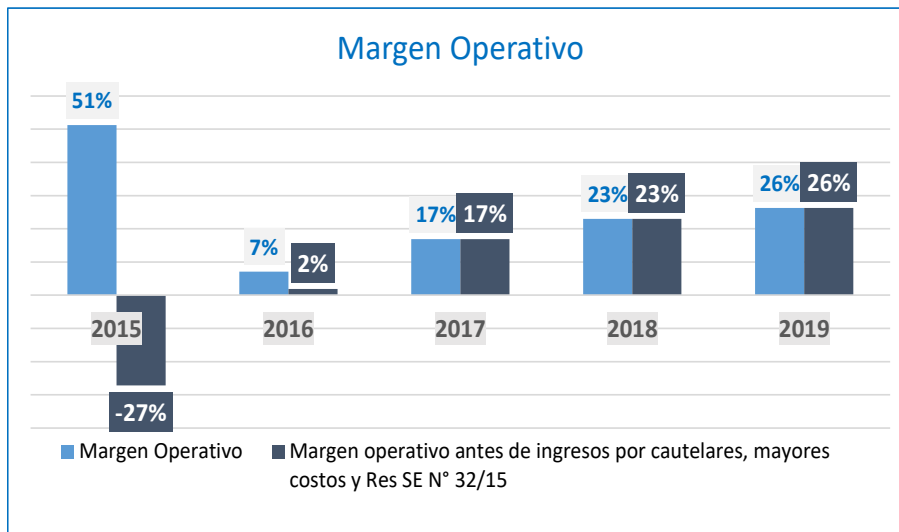


Gráfico N°19: Evolución Margen Operativo
Elaboración Propia a partir de los EECC de PESA.

Por su parte, el ROA (“return on asset” por sus siglas en inglés) es un ratio que permite tener una medida de cuán eficiente es la compañía a la hora de generar ganancias con los recursos o bienes disponibles representados en el activo. El ROA se expresa como una relación entre el EBIT y el activo de la compañía. En el caso de PESA, se observa que el ROA permanece prácticamente constante en el período 2015-2019, el incremento en el activo es acompañado por el incremento del EBITDA, no mostrando mayores variaciones entre períodos, menos en el año 2016 donde el margen operativo fue relativamente bajo debido a los malos resultados de Edenor producto de la política tarifaria.

Por otro lado, el ROE es una medida de la rentabilidad de la compañía que revela cuánta ganancia genera la empresa con la plata invertida por los accionistas representada en el patrimonio neto. El ROE se expresa como un porcentaje entre la Ganancia Neta y el Patrimonio Neto de la compañía. En el caso de PESA, se puede notar un rendimiento oscilante de este indicador, con fuertes caídas en 2016 y 2018, las cuales se explican por un resultado neto fuertemente afectado por el resultado operativo producto de la política tarifaria en 2016 y en 2018 por diferencias de cambio observadas en “Otros resultados Financieros”.

Asimismo, el ROE también puede obtenerse mediante la fórmula de Dupont la cual desagrega el análisis mediante la combinación de otras 3 ratios que permiten obtener el mismo resultado. Para

ello se ha realizado el cálculo mediante la multiplicación de los siguientes 3 ratios, Margen Neto, Rotación de activos y Apalancamiento financiero, obteniendo el mismo resultado

5.2 RATIOS DE ACTIVIDAD

Ratios de Actividad	2015	2016	2017	2018	2019	Tendencia
Ventas/activo	24%	40%	79%	51%	45%	Estable
Días de inventario		3	21	11	17	Estable
Días de cuentas a cobrar	250	165	85	88	79	Baja
Días de proveedores	341	150	80	82	64	Baja

Tabla N°20: Ratios de actividad. Elaboración Propia a partir de los EECC de PESA.

En cuanto a ratios de actividad se observa una rotación de activos que ha tendido a estabilizarse en los últimos años.

Respecto a los días de inventario, el mismo presenta también una tendencia estable en los últimos años. Asimismo, vale destacar la baja cantidad de días respecto a otras industrias por cuestiones propias de la industria. La energía eléctrica es un bien que no se puede almacenar¹⁴ y por ende no pueden existir días de inventario. Por su parte la posibilidad de almacenar gas natural es muy limitada en nuestro país, existiendo muy pocos lugares de almacenamiento subterráneo, los días de inventario se encuentran más asociados a pequeños almacenamientos que se puede realizar en el line-pack. Por su parte la industria de los combustibles líquidos sí permite hacer stock de una manera más convencional. Es por eso por lo que los días de inventario se incrementaron con la adquisición de Petrobras en 2016.

A los efectos de observar el ciclo de conversión a caja de la compañía se observa que tanto días de cuentas a cobrar como los días de proveedores presentan una tendencia a la baja. Esto podría parcialmente explicarse por la reducción de la participación de la generación eléctrica en la matriz de PESA. Vale destacar que los pagos de la generación eléctrica son realizados por CAMMESA, Compañía Administradora del Mercado Eléctrica, que muchas veces no cuenta con la caja suficiente para hacer frente a los pagos en tiempo y forma. Esto se debe a los retrasos de los pagos

¹⁴ Hoy sólo en baterías, pero no es una práctica que se utilice a gran escala hoy en el país.

de las compañías distribuidoras de energía eléctrica y los aportes del tesoro nacional asociados a los subsidios al precio estacional. En ese sentido se observa claramente que, a partir del 2016, una vez incorporado Petrobras se redujeron significativamente los días de cuentas cobrar.

Por último, la diferencia entre días cobrar y días proveedores muestra la necesidad de capital de trabajo por parte de la compañía.

5.3 RATIOS CREDITICIOS

Ratios Crediticios	2015	2016	2017	2018	2019	Tendencia
Activos Corrientes/Pasivos Corrientes	1,0 x	0,8 x	1,2 x	1,3 x	1,6 x	Alza
Estructura de capital (D/E),	2,5 x	4,5 x	4,2 x	2,2 x	1,4 x	Baja
Cobertura de intereses (EBIT/intereses)	2,9 x	0,5 x	1,6 x	2,1 x	2,6 x	Alza

Tabla N°21: Ratios Crediticios. Elaboración Propia a partir de los EECC de PESA.

En lo que respecta a la situación crediticia de la compañía, se observa una mejora en todos los ratios crediticios.

El ratio de liquidez (Activo Corriente/Pasivo Corriente) presenta una clara tendencia al alza en los últimos años evidenciando suficientes recursos de corto plazo para hacer frente a obligaciones corrientes en caso de ser necesario

Por su parte la estructura de capital presenta una clara tendencia a la baja mejorando los niveles de endeudamiento.

Asimismo, el ratio de Cobertura de Intereses muestra que el EBIT de la compañía ha sido suficiente para afrontar las obligaciones de intereses, puesto que en promedio en los últimos años fue al menos 2 veces mayor que dichas obligaciones.

5.4 RATIOS PROPIOS DE LA INDUSTRIA

Ratios propios de la industria	2015	2016	2017	2018	2019	Tendencia
Precio Promedio de Venta (usd/MWh)	22	26	36	44	58	Alza
Margen Bruto (usd/MWh)	15	13	20	29	33	Alza

(*)Notas: Margen Bruto antes de cargo por amortización y depreciación. Tipo de cambio AR\$/US\$: 2017 – 16,57; 2016 – 14,78.

(**) En pesos pasado al tipo de cambio del 31/12/2015

Tabla N°22: Ratios propios de la industria. Elaboración Propia a partir de los EECC de PESA.

Tal como se ha explicado a lo largo del documento, PESA es una empresa de energía verticalmente integrada en la cual el peso relativo de cada uno de los segmentos que conforman la compañía ha variado en el tiempo. En el 2019 el segmento de generación eléctrica ha contribuido al 47% del EBITDA ajustado de la compañía por lo cual se han observado ratios propios de esta industria, entendiendo como relevante el margen bruto (antes de amortizaciones y depreciaciones) que aporta cada MWh generado y vendido.

La tabla anterior muestra la clara tendencia al alza de este indicador debido a los ajustes realizados en los últimos años sobre el segmento regulado y la nueva capacidad instalada encuadrada en nuevas regulaciones con remuneraciones en dólares y superiores a las del segmento regulado.

5.5 COMPARACIÓN CON LA INDUSTRIA

Los ratios antes descriptos corresponden a la compañía consolidada. No obstante, vale destacar que los mismo puedan variar de manera significativa si se analiza cada área de negocio por separado, lo cual no es posible a partir de la información pública. En ese sentido, es importante reiterar que PESA es una empresa única en el país la cual no cuenta con una empresa comparable que reúna las mismas áreas de negocios y cuenta con EECC públicos.

Quizás la empresa más parecida sea YPF la cual también es una empresa verticalmente integrada, pero con una matriz de negocios distintas, un tamaño distinto y una importante participación del estado en la toma de decisiones las cuales pueden no coincidir con las de una empresa privada.

Por otro lado, si nos limitamos a la generación de energía eléctrica (principal segmento de PESA), en esa área si contamos con una empresa comparable la cual puede ser Central Puerto S.A. una

empresa de generación de energía eléctrica que cotiza en bolsa con EECC públicos y una capacidad instalada de generación similar a la de PESA.

En tal sentido, la tabla a continuación muestra la diferencia la comparación de los ratios con estas dos empresas:

Comparación con Comparables	YPF	Central Puerto	Pampa
Ratios de Rentabilidad			
Margen EBIT (EBIT/Ventas),	-3,1%	78%	35%
ROA (EBIT/Activos),	-1,3%	24%	12%
ROE (Resultado Neto/Patrimonio Neto)	3,4%	15%	59%
Ratios de Actividad			
Días de cuentas a cobrar	64	159	79
Días de proveedores	80	60	64
Ratios Crediticios			
Activos Corrientes/Pasivos Corrientes	1,0 x	1,5 x	1,6 x
Estructura de capital (D/E),	1,9 x	1,0 x	1,4 x

Tabla N°23: Comparación con Comparables. Elaboración Propia a partir de los EECC de PESA, YPF y Central Puerto.

En términos de rentabilidad se observa que el resultado operativo negativo de YPF en el 2019 genera ratios inferiores a los observados en Central Puerto y Pampa. Por su parte en términos de margen EBIT y ROA los resultados de Central Puerto se presentan mejores que en PAMPA debido a lo excelentes resultados que mostro el sector generación en el año 2019. No obstante PAMPA presenta un mejor ROE, observándose un mejor resultado sobre el capital aportado por los accionistas.

En relación con el ciclo de caja de la compañía se observa que los valores de Pampa se encuentran en línea con la industria, destacándose el alto valor de días de cuentas a cobrar de Central Puerto el cual depende casi en su totalidad de los pagos de CAMMESA.

En lo que hace a ratios crediticos se observa un mejor ratio de liquidez que sus competidores y una estructura de capital en el promedio de estos.

6 VALUACIÓN POR DCF

6.1 METODOLOGÍA Y CONSIDERACIONES PRELIMINARES

Para realizar la valuación se procederá a estimar el valor de la empresa al 31/12/2019. Para ello se utilizarán dos métodos, el Modelo de Flujo de Fondos Descontados (DCF, por sus siglas en inglés) y la valuación de múltiplos comparables.

Vale destacar que los flujos se proyectarán y descontarán en dólares¹⁵, debido a que la Compañía ha definido esa moneda como moneda funcional a partir del año 2019 y adicionalmente gran parte de las transacciones de sus principales negocios (Generación de Energía Eléctrica y Producción de Gas y Petróleo) se encuentran definidos en dólares.

En lo que respecta al modelo de flujo descontado se proyectará 4 flujos libres de fondos (FCF, Free Cash Flow por sus siglas en inglés) por separado: Generación Eléctrica, Petróleo y Gas, Distribución Eléctrica y Petroquímica. En consecuencia, se proyectará el margen operativo, las variaciones del capital de trabajo (Opex) y las variaciones de las inversiones (Capex) de cada segmento, con el objetivo de obtener el flujo libre de fondos (Free Cash Flow) agregado que será descontado a la tasa de descuento calculada para Pampa. A este valor se le adicionará el valor de mercado (ponderado por su participación accionaria) del resto de los segmentos que forman parte del negocio de Pampa Energía.

Si bien los segmentos son distintos entre sí, estos operan en el mercado energético argentino, por lo que muchos de los supuestos considerados en la proyección serán transversales en los distintos flujos proyectados. Por ejemplo, la proyección de la demanda de energía eléctrica impactará en el negocio de generación y distribución eléctrica, así como también en la demanda de gas ya que el gas natural es el principal insumo de las centrales generadoras. Asimismo, será parte del análisis la demanda agregada de gas natural, así como demás variables energéticas y macroeconómicas que influyan en la oferta y demanda de productos energéticos locales.

¹⁵ A partir de enero 2019 PESA estableció el dólar como moneda funcional.

Vale destacar que, dado que el presente trabajo comenzó a realizarse en 2020 y finalizó en junio del 2021, para la estimación de los flujo al año 2020 se tomaron los datos reales de los Estados contables de Pampa del 2020.

Para el caso de la Generación Eléctrica se proyectarán las ventas de energía de cada una de sus 15 centrales (en función de su participación accionaria), considerando las proyecciones de la demanda, la disponibilidad y el factor de despacho esperado. Estas ventas serán valorizadas de acuerdo con cada uno de los esquemas vigentes de remuneración. Respecto a los costos se proyectarán los costos de los combustibles y los costos operación y mantenimiento (O&M) de acuerdo los estándares de la industria.

Para el caso de la Distribución Eléctrica, se proyectarán las ventas estimadas de Edenor hasta el año 2025 para luego sumarle un valor terminal que implícitamente considerará una renovación a perpetuidad del contrato de concesión. Respecto al precio de venta se presentará un escenario en el cual, mediante RTI (Revisión Tarifaria Integral) se determina un valor que remunere su normal funcionamiento, las expansiones de redes y la retribución al capital de acuerdo con lo establecido regulatoriamente. Este escenario se considerará a partir del año 2022, entendiendo que para los años 2020 y 2021 el impacto de la pandemia del Covid-19 afectaría el normal desarrollo de la economía. Para los costos se consideran los estándares habituales para estas compañías. En este caso se considerará el 56% del valor de Edenor de acuerdo con la participación accionaria actual de Pampa Energía.

Para el negocio de Gas y Petróleo, se analizará la producción actual por pozo productivo y sus reservas probadas. Sin embargo, a los efectos del presente análisis se considerará un reemplazo infinito de reservas que permite otorgarle un valor terminal (terminal value, por sus siglas en inglés) a la valuación. Asimismo, se realizará un análisis más profundo del mercado de gas natural ya que el 90% de la producción de hidrocarburos corresponde a gas natural. La proyección de ventas se desagregará por segmento (residencial, generación eléctrica, industria, exportación) proyectando los precios de ventas para cada caso. En los costos se considerarán los habituales en función del tipo de yacimiento: convencional, tight gas y shale gas.

Para el sector Petroquímica se realizará una valuación simplificada.

En relación con el resto de los negocios se utilizará el valor de Mercado de TGS, Transener y Refinor de acuerdo con lo informado en los EECC de PESA.

6.2 SUPUESTOS

6.2.1 Variables macroeconómicas

Adicionalmente a las condiciones de competitividad del mercado, al valorar un negocio o sus activos, es importante considerar las condiciones económicas del país y de la región geográfica en la que opera una compañía. La performance de un negocio puede ser afectada en cierto grado por las tendencias del ambiente económico en el que se desarrolla la empresa. A continuación, se presenta una breve descripción de la evolución de los últimos años y proyección de las principales variables económicas que podrían afectar el valor del negocio o de sus activos: crecimiento del PBI, inflación y tipo de cambio.

En cuanto a la **evolución del PBI** se destaca que durante los últimos años su evolución ha sido variable intercambiando periodos positivos con negativos. A pesar de que durante el primer semestre de 2016 se observó una contracción de la actividad económica argentina, se presentó una ligera reactivación de la economía durante la segunda mitad del año. Sin embargo, esta recuperación no logró contrarrestar la caída observada en la primera mitad del año, mostrando una caída del 2,1% del PBI real durante 2016. El 2017 para la economía argentina fue el año en el que los indicadores empezaron a mostrar signos de crecimiento luego de las medidas políticas llevadas adelante por el gobierno de turno. Tanto el consumo como la inversión se vieron incrementadas, en 4,0% y 12,2% respectivamente. Por otro lado, el déficit fiscal y el nivel de desempleo no se modificaron en forma significativa. Este año dio como resultado un aumento del 2,8% del PBI real. Al año siguiente, 2018, la tendencia se revirtió, con importantes caídas del consumo y la inversión, explicadas por factores como la devaluación del peso, tasas de interés en niveles elevados para controlar el tipo de cambio, e incluso como resultado de la vulnerabilidad del país frente al contexto internacional. El 2018 resultó en una caída del 2,6% del PBI real. Luego de una nueva devaluación en la segunda mitad del 2019, tanto el consumo como la inversión se vieron golpeados nuevamente. Además, Argentina experimentó una caída de las importaciones como consecuencia de la depreciación de la moneda y la caída de la demanda interna. A partir de un crédito con el Fondo Monetario Internacional se buscó contar con los fondos necesarios para

enfrentar los desafíos de los meses restantes del gobierno anterior, y al mismo tiempo, se logró reducir progresivamente el déficit fiscal por medio de la reducción del gasto público. El 2019 resultó en una caída del 2,1% del PBI real con respecto al año anterior.

Con relación a la **inflación** vale señalar que, a partir de mayo de 2016, el gobierno introdujo un nuevo índice de precios al consumidor con el objetivo de mejorar la estimación de la inflación oficial. De acuerdo con los informes del BCRA, en base al índice de precios al consumidor de Buenos Aires, la inflación durante 2016 se estimó en 41,4%. A pesar de que el nuevo índice de precios oficial introducido en mayo de 2016 reflejó una desaceleración del aumento de los precios durante la segunda mitad del año, no logró contrarrestar los significativos incrementos del primer semestre. En 2017, se dio una desaceleración en la tasa de inflación, con un 24,8% para el año. Sin embargo, la inflación durante 2018 volvió a niveles similares a los del 2016, e incluso superiores, con un nivel de 47,6%. El 2019 terminó con una tasa de inflación de 53,8%.

En relación con el **tipo de cambio**, a partir del año 2005 y hasta finales del 2015, el BCRA intervino el mercado cambiario comprando dólares, con el propósito de fijar el tipo de cambio y acumular reservas. El 16 de diciembre de 2015 un nuevo Gobierno liberalizó el mercado cambiario, suprimiendo aranceles a las importaciones y a las exportaciones. El tipo de cambio pasó de 9,8 AR\$/US\$ hasta 13,1 AR\$/US\$, representando una devaluación del 34%. Finalmente, el tipo de cambio cerró el año en 15,90 AR\$/US\$. Durante el año 2017, el tipo de cambio presentó una relativa estabilidad durante la mayor parte del año presentando leves devaluaciones, sin embargo, hacia el último trimestre se presentó una leve aceleración ubicando el tipo de cambio en 18,60 AR\$/US\$ al final de 2017. Contrario a lo ocurrido en el año anterior, durante 2018 luego de una gran sequía, y a partir de la intensificación de la guerra comercial entre EE. UU y China (la cual generó presiones devaluatorias respecto al dólar sobre la mayoría de las monedas a nivel mundial), el tipo de cambio alcanzó los 37,80 AR\$/US\$ para el mes de diciembre. En 2019, se decidieron implementar algunas políticas de intervención en base a la fluctuación del tipo de cambio, las cuales incluyeron la fijación de bandas de flotación. Sin embargo, luego de los resultados obtenidos en las elecciones presidenciales primarias, el peso argentino volvió a devaluarse y rompió la banda superior. A pesar de las medidas tomadas para contrarrestar este movimiento, a principios de diciembre de 2019 se llegó a un tipo de cambio de 59,7 AR\$/US\$.

En lo que respecta al 2020 (período posterior a la valuación de PESA, pero transcurrido al realizarse el presente documento), el 11 de marzo de 2020 la Organización Mundial de la Salud declaró una pandemia (Covid-19) a nivel mundial. Para contrarrestar la misma la mayoría de los gobiernos mundiales implementaron un confinamiento en las principales ciudades del mundo de hasta 100 días afectando el normal desenvolvimiento de las economías. Entre las principales consecuencias de esta pandemia, se pueden mencionar el marcado aumento del desempleo y la caída en el consumo.

A la fecha de elaboración del presente análisis, los datos reales del PBI de Argentina en 2020 mostraron una caída del 9,9%. Mientras que para 2021, se espera un crecimiento del PBI real de 5,6%. A partir el año 2022 se asumió un crecimiento gradual y sostenido del 2,5%. A partir del año 2021 se asume un decrecimiento gradual de la inflación conforme la normalización de la economía y un gradual crecimiento del PBI.

En consecuencia, en base a las proyecciones macroeconómicas del REM¹⁶ y la Fundación Capital¹⁷, en la tabla a continuación se presenta a continuación los supuestos macroeconómicos utilizados en el Análisis de Valor, utilizando para el año 2020 los datos reales:

Proyecciones Macroeconómicas	2020 (*)	2021	2022	2023	2024	2025
Variación PBI (%)	-9,9%	5,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Inflación Argentina (%)	36,1%	48,5%	36,1%	29,7%	23,2%	15,0%
Tipo de Cambio al final del período (AR\$/US\$)	88	124	148	182	216	243
Tipo de Cambio Promedio (AR\$/US\$)	74	107	132	165	199	229

(*) Datos Reales

Tabla N°24: Proyecciones Macroeconómicas.
Elaboración Propia en base a datos del REM del BCRA y la Fundación Capital.

6.2.2 Variables del mercado energético

Conforme se ha mencionado anteriormente PESA es una empresa que participa prácticamente en todos los segmentos del mercado energético Argentina. En tal sentido se debe tener en cuenta

¹⁶ Relevamiento de Expectativas de Mercado del BCRA.

¹⁷ Fuente: Fundación Capital: Claves Económicas del Mes – Mayo 2021.

que, si bien se encuentran desagregados como segmentos separados, el grado de relación entre los mercados es muy alto y las políticas energéticas que se apliquen en un segmento podría afectar significativamente la evolución de otros segmentos.

Asimismo, en este apartado se presentará el escenario energético propuesto sobre el cual se van a sentar las premisas de la valuación a realizar. Esto es relevante ya que, por ejemplo, los supuestos de generación térmica deben ser consistentes con la disponibilidad de gas local o importaciones previstas para el período en cuestión.

Básicamente, las tablas y gráficos a continuación mostrarán las proyecciones al 2025 de la capacidad instalada, la generación por fuente y la demanda de energía eléctrica. Y, en función de la demanda térmica prevista y la eficiencia del parque, se estimará la demanda de gas natural para generación. Esta demanda se agregará a la estimación de demanda de gas residencial, industrial y de GNC. Asimismo, se realizará una proyección de la disponibilidad de gas en el mercado argentino a partir de la producción de gas local (ya sea convencional o no convencional), disponibilidad de gas importado de Bolivia o vía GNL. El escenario planteado permitirá verificar la posibilidad de realizar exportaciones durante el período estival.

En Argentina existe implícitamente una competencia entre el desarrollo del gas no convencional y el desarrollo de proyectos de generación energía renovables, desde el punto de vista de los subsidios destinados a cada actividad. A los efectos de este ejercicio se presentará un escenario base que refleje una combinación entre el desarrollo de renovables y el gas no convencional de “Vaca Muerta”. A diciembre 2019, fecha de valuación, Argentina ya contaba con 2,5 GW, de capacidad instalada renovable como consecuencia de los exitosos programas Renovar 1, Renovar 2 y Mater (Mercado a Término de Energías Renovables). Para los años 2020 y 2021 se esperan que ingresen otros tantos 2,1 GW de nuevo proyectos ya adjudicados, lo cual llevará la capacidad instalada de renovables a casi 5 GW en 2022.

Si, bien esta capacidad instalada debería ir creciendo de manera gradual a los efectos de cumplir con los requisitos de la Ley 27.191, se asume que a partir del año 2022 el ingreso de EERR ira reduciéndose paulatinamente.

A los efectos de las proyecciones, vale destacar que a fines del año 2020 (fecha posterior a la valuación), el gobierno argentino lanzó el “*Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024*” (Plan GasAr) con el objetivo de desarrollar la producción de gas local que se encontraba en una fuerte declinación desde mediados de 2019. Este programa garantiza a los productores locales (considerando importantes subsidios del Estado Nacional) un precio tal que garantizará una producción tal que supere la producción del año 2019. En tal sentido se asume que gran parte de los subsidios energético sean destinado a la producción local de gas natural, dejando parcialmente de lado al sector renovable.

No obstante, aún queda vigente la posibilidad de que se desarrollen proyectos de energía renovable mediante contratos entre privados mediante la modalidad Mater. A los efectos de este trabajo se asume aún hay que espacio para que se desarrollen proyectos de energía renovable, pero en mucho menor medida que en el periodo 2016-2020.

En relación con la demanda, conforme las consecuencias de la pandemia, se asume una caída para el año 2020 con una parcial recuperación para el año 2021 y una normalización hacia un escenario tendencial a partir del año 2022.

Las proyecciones realizadas reflejaron lo siguientes resultados:

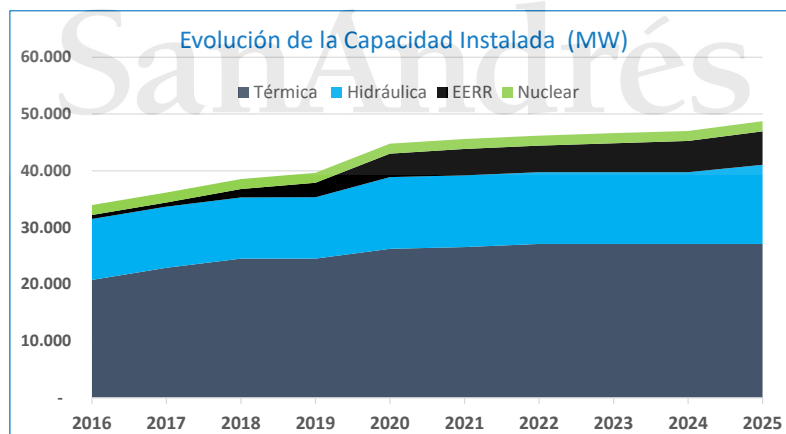


Gráfico N°20: Capacidad instalada. Proyección propia en base a datos de CAMMESA.

Partiendo de la capacidad instalada informada por CAMMESA al 31/12/2019, se le agregaron los proyectos incluidos en su “Base de Generadores”¹⁸, la cual incluye todos los proyectos ya adjudicados y previstos para ingresar hasta el año 2025. A esta proyección se le adicionaron 400 MW adicionales de proyectos renovables MATER a partir del año 2023. En resumen, la proyección considera el ingreso de 9 GW adicionales al 31/12/2025 con una participación 28% térmica, 35% hidráulica y 37 % renovables.

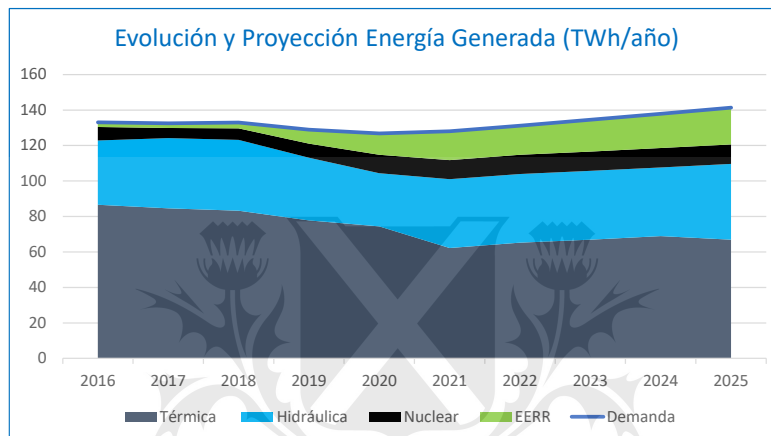


Gráfico N°21: Evolución y proyección de energía generada.
Fuente CAMMESA y proyección propia.

En función de la demanda prevista, la capacidad instalada prevista y los factores de generación históricos de cada tecnología (ajustado de ser necesario en caso de mejoras tecnológicas), se ha proyectado la generación por fuente. El gráfico precedente muestra la generación bruta suficiente para satisfacer la demanda esperada (caída en el 2020, recuperación en 2021 y crecimiento tendencial a partir del 2022). A los efectos de simplificación del despacho se ha considerado el siguiente orden de prioridad: (i) renovable, (ii) nuclear e (iii) hidráulica, siendo la generación térmica la variable de ajuste.

A partir de la generación térmica antes calculada se ha estimado la necesidad de combustibles necesario para dicha generación considerando el rendimiento térmico del parque (creciente

¹⁸ https://portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/estacional/base_gen.html

conforme su esperada modernización). El gráfico a continuación muestra las necesidades de combustible para generación medidos en millones de m³ equivalentes de gas natural (se asume una porción muy baja de combustibles líquidos para los años 2020 y 2021). Los costos de estos combustibles se han proyectado tomando como referencia los valores reales del 2020 y lo estimado para el plan GasAr, ponderando también en caso de que sea necesario el costo de combustibles líquidos y/o el sobre costo de gas importado (vía Bolivia o LNG) en caso de que sea necesario. A partir de los volúmenes previstos de combustibles y los costos de estos se ha calculado el costo variable de combustible promedio del parque térmico (valor a considerar en el precio de la energía a largo plazo).

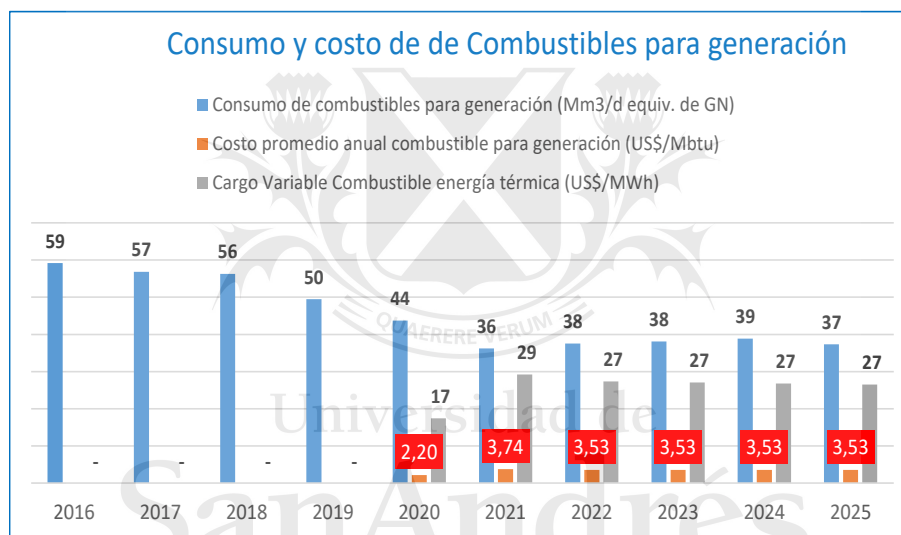


Gráfico N°22: Consumos de combustibles para generación.
Fuente: CAMMESA y proyección propia.

En relación con la oferta de gas natural se espera que la producción local modifique, como consecuencia del plan GasAr, su tendencia declinante observada en el segundo semestre del 2019. A los efectos del presente trabajo se asume que recién en el año 2022 la producción local va a alcanzar los valores del 2019, y a partir de allí crecerá de manera muy gradual pero sostenida. Por otro lado, se asumió una renegociación del contrato de importación de Bolivia con compromisos de entrega y toma un 20% inferiores a los vigentes al 31/12/19, considerando las necesidades locales y las expectativas de producción del país vecino. Asimismo, se asume que se mantiene la terminal del GNL de Escobar a los efectos de poder satisfacer los picos de demanda invernal.

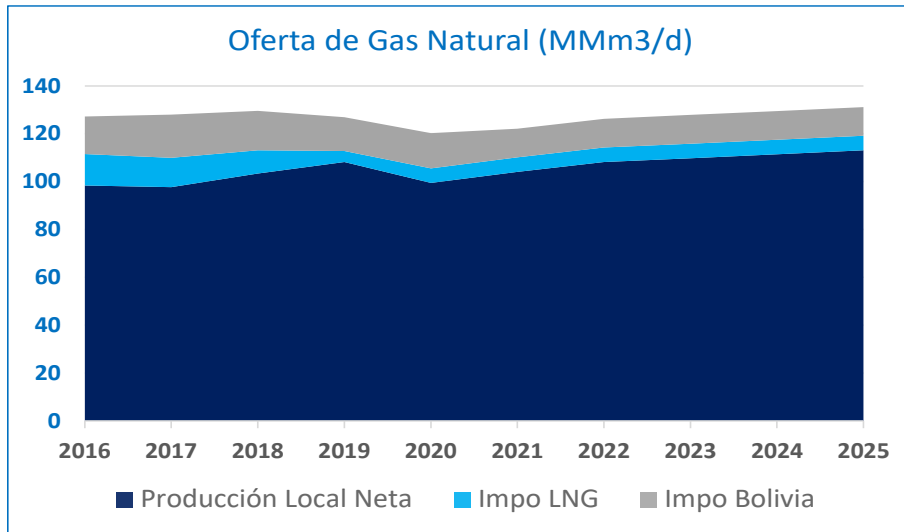


Gráfico N°23: Oferta anual de gas natural.
Fuente: ENARGAS, Secretaría de Energía y Proyección propia.

Respecto a la demanda de gas natural se asume que a partir de 2022 la demanda recupera los valores previos a la pandemia. Con relación a la demanda de gas para generación la misma es consistente con los valores previstos en el gráfico n°22. Para el largo plazo se asume un escenario tendencial, tal que permita mantener un considerable porcentaje de EERR en la matriz.

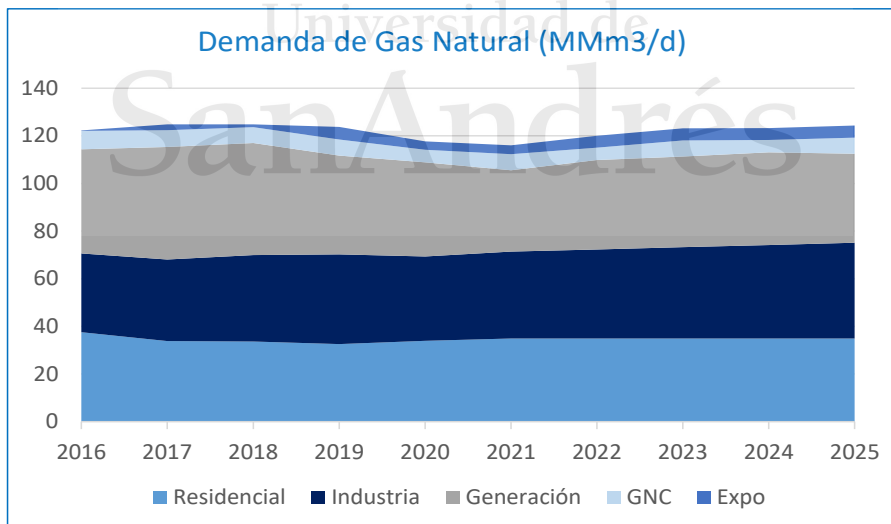


Gráfico N°24: Demanda gas natural.
Fuente: ENARGAS, Secretaría de Energía y proyección propia.

6.3 PROYECCIÓN DE FLUJOS POR SEGMENTOS

6.3.1 Segmento de Generación de Energía Eléctrica

Para la presente valuación se utilizará la información provista por la empresa en sus balances y comunicados, normas regulatorias del sector vigentes y previstas para el sector. Al 31/12/2019, Pampa Energía contaba con 15 activos de generación de energía eléctrica con diferentes esquemas de remuneración y factores de despacho. A los efectos de proyectar sus ventas se proyectarán las condiciones de remuneración de cada una de las máquinas y su correspondiente factor de despacho estimado.

Se asume que se mantendrá la capacidad instalada actual, incluyendo las inversiones ya programadas y las necesarias para mantener el factor de crecimiento a perpetuidad previsto. Se asume la reposición de la totalidad de las depreciaciones y amortizaciones de las instalaciones existentes, con el objetivo de mantener la capacidad productiva en el largo plazo.

A los efectos de proyectar las **ventas**, en primer lugar, se proyectó la capacidad instalada de la compañía, la cual limitará la energía generada y potencialmente vendida. La tabla a continuación muestra el detalle de las centrales del Pampa Energía, desagregadas por tecnología, régimen de remuneración y potencia proyectada en MW:

Potencia Instalada (MW)								
Central	Tecnología	Régimen	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CT Genelba	CC	1	674	674	674	674	674	674
	TG 03	Plus	188	188	188	188	188	188
	TG 04+CC	287	276	364	364	364	364	364
CT Loma de la Lata	TG 01	1<50	125	125	125	125	125	125
	TG 02	1<50	125	125	125	125	125	125
	TG 03	1<50	125	125	125	125	125	125
	TG 04	75%220/25%1	105	105	105	105	105	105
	TG 05	21	105	105	105	105	105	105
	TV01	220	180	180	180	180	180	180
	MG	1	7,5	15	15	15	15	15
CT Piedra Buena	TV	1	620	620	620	620	621	622
CT Ensenada de Barragan	TG	220	283,5	283,5	283,5	383,5	383,5	383,5
CT Guemes	TG	Plus	100	100	100	100	100	100
	TV<100	1	140	140	140	140	140	140
	TV>100	1	121	121	121	121	121	121
CT Parque Pilar	MG	21	100	100	100	100	100	100
CT Ing. White	MG	21	100	100	100	100	100	100
CT Piquirenda	MG	220	30	30	30	30	30	30
EcoEnergía	TV	Plus	14	14	14	14	14	14
HIDISA	Hidráulica	1 HI Media	150	150	150	150	150	150
	Hidráulica	1 HI Ren	14	14	14	14	14	14
	Hidráulica	1 HB Media	224	224	224	224	224	224
HINISA	Hidráulica	1 HI Chica	265	265	265	265	265	265
PPL	Hidráulica	1 HI Media	100	100	100	100	100	100
PE Mario Cebreiro	Eólica	Renovar	50	50	50	50	50	50
PE Pampa Energía II	Eólica	Mater	53	53	53	53	53	53
PE Pampa Energía III	Eólica	Mater	53	53	53	53	53	53

Tabla N°25: Potencia instalada proyectada. Elaboración propia.

La desagregación no sólo se ha realizado por tecnología sino también por máquina. Esto es debido a que existen diferentes esquemas de remuneración para máquinas que pertenecen al mismo grupo o central. Cabe aclarar que en el caso de la CT Ensenada de Barragán y el Parque Eólico Mario Cebreiro, la potencia de las máquinas ya se encuentra ajustada por la participación de PESA (50% en ambos casos).

Con relación a los diferentes esquemas de remuneración y a los efectos de la valuación se han considerado los precios vigentes de cada uno de los contratos de abastecimiento. Por su parte, respecto a los contratos “regulados”, se ha tomado como referencia los precios de la Resolución SE 31/20 dolarizados a 60 AR\$/MWh considerando que dichos valores permitían remunerar de manera adecuada a las máquinas, permitiendo el repago de su potencia y a su vez permitiendo

una disponibilidad acorde a las necesidades del sistema. Si bien las Res SE 31/20 establecía que la remuneración en pesos debía actualizarse mes a mes en función de una fórmula que ponderaba IPIM e IPC, la realidad en los primeros meses del año 2020 fue que las mismas nunca fueron ajustadas. En tal sentido, considerando la crisis macroeconómica del país durante el año 2020 profundizada por la pandemia y las expectativas para el año 2021, se ha asumido que la remuneración en dólares durante el año 2020 se vea fuertemente afectada por la devaluación del peso y remuneraciones que no se ajustan en su correcta incidencia. En tal sentido se ha asumido para cada máquina (afectada por su factor de despacho y disponibilidad), una remuneración creciente en dólares asumiendo ajustes en pesos que permitan al 2025 llegar a los valores definidos en la Res 31/20.

Los precios medios en US\$/MWh se han tomado de los DTE (Documentos de Transacciones económicas de CAMMESA) del año 2019 de cada una de las máquinas, dividiendo el valor total remunerado por la energía mensual. Como referencia se ha tomado el DTE del mes de diciembre 2019 y en algunos casos el promedio anual. Tanto en las máquinas con remuneración “regulada” como en las máquinas con contrato de abastecimiento el precio unitario (o monómico) depende de numerosos factores como la tecnología de esta, el combustible utilizado, el factor de generación, el factor de disponibilidad y la relación entre la disponibilidad real y la ofrecida, entre otros. En tal sentido, a los efectos de simplificar el análisis se han tomado, los valores unitarios del DTE y en caso de que los mismos definan un valor muy extremo, por bajo factor de generación, se han considerado valores promedio asumiendo despacho y disponibilidad acorde al activo de referencia.

En consecuencia, considerado lo antes mencionado las remuneraciones unitarias para los próximos 5 años serían las siguientes:

Remuneración Media Anual (US\$)								
Central	Tecnología	Régimen	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CT Genelba	CC	1	8	11	15	15	16	16
	TG 03	Plus	30	30	30	30	30	30
	TG 04+CC	287	20	20	25	25	27	27
CT Loma de la Lata	TG 01	1<50	23	30	33	33	33	33
	TG 02	1<50	23	30	33	33	33	33
	TG 03	1<50	23	30	33	33	33	33
	TG 04	75%220/25%1	47	48	49	49	49	49
	TG 05	21	90	90	90	90	90	90
	TV01	220	60	60	60	60	60	60
	MG	1	46	61	81	81	81	81
CT Piedra Buena	TV	1	29	38	51	57	63	63
CT Ensenada de Barragan	TG	220	145	145	145	145	145	145
CT Guemes	TG	Plus	30	30	30	30	30	30
	TV<100	1	30	40	45	45	50	50
	TV>100	1	30	40	45	45	50	50
CT Parque Pilar	MG	21	90	90	90	90	90	90
CT Ing. White	MG	21	90	90	90	90	90	90
CT Piquirenda	MG	220	78	78	78	78	78	78
EcoEnergía	TV	Plus	30	30	30	30	30	30
HIDISA	Hidráulica	1 HI Media	9	12	16	16	16	16
	Hidráulica	1 HI Ren	24	32	42	42	42	42
	Hidráulica	1 HB Media	9	12	16	16	16	16
HINISA	Hidráulica	1 HI Chica	17	22	30	33	33	33
PPL	Hidráulica	1 HI Media	19	26	34	38	38	38
PE Mario Cebreiro	Eólica	Renovar	68	68	68	68	68	68
PE Pampa Energía II	Eólica	Mater	68	68	68	68	68	68
PE Pampa Energía III	Eólica	Mater	68	68	68	68	68	68

Tabla N°26: Remuneración media anual estimada. Elaboración propia.

Como se puede observar todas las máquinas de remuneradas bajo la Resolución SEE 1/19 (ahora Resolución SE 31/20) consideran una reducción en los años 2020-2021. Asimismo, para las remuneraciones bajos los esquemas Resolución SEE 21/16 o Resolución SE 220/07 se ha asume un impacto menor.

Definidos los precios y la capacidad instalada futura es necesario considerar el factor de despacho de las máquinas. Este factor se definido de manera anual mediante la siguiente fórmula:

$$FD = (Horas\ de\ Generación\ Anual) / (8760\ horas)$$

Implícitamente en dicho factor, se consideran los mantenimiento programados y no programados, la disponibilidad y el despacho anual. El factor de despacho estimado para cada una de las unidades generadoras de Pampa Energía es el siguiente:

Factor de Despacho Previsto								
Central	Tecnología	Régimen	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CT Genelba	CC	1	75%	83%	83%	83%	83%	83%
	TG 03	Plus	43%	50%	50%	50%	50%	50%
	TG 04+CC	287	72%	85%	85%	85%	85%	85%
CT Loma de la Lata	TG 01	1<50	43%	50%	48%	45%	43%	41%
	TG 02	1<50	43%	50%	48%	45%	43%	41%
	TG 03	1<50	43%	50%	48%	45%	43%	41%
	TG 04	75%220/25%1	43%	50%	48%	45%	43%	41%
	TG 05	21	60%	70%	67%	63%	60%	57%
	TV01	220	60%	70%	67%	63%	60%	57%
	MG	1	63%	70%	67%	63%	60%	57%
CT Piedra Buena	TV	1	23%	25%	26%	26%	26%	26%
CT Ensenada de Barragan	TG	220	32%	35%	42%	42%	42%	43%
CT Guemes	TG	Plus	27%	30%	30%	30%	30%	30%
	TV<100	1	23%	25%	25%	25%	25%	25%
	TV>100	1	23%	25%	25%	25%	25%	25%
CT Parque Pilar	MG	21	36%	40%	40%	40%	40%	40%
CT Ing. White	MG	21	45%	50%	50%	50%	50%	50%
CT Piquirenda	MG	220	27%	30%	30%	30%	30%	30%
EcoEnergía	TV	Plus	27%	30%	30%	30%	30%	30%
HIDISA	Hidráulica	1 HI Media	9%	10%	10%	10%	10%	10%
	Hidráulica	1 HI Ren	9%	10%	10%	10%	10%	10%
	Hidráulica	1 HB Media	9%	10%	10%	10%	10%	10%
HINISA	Hidráulica	1 HI Chica	18%	20%	20%	20%	20%	20%
PPL	Hidráulica	1 HI Media	27%	30%	30%	30%	30%	30%
PE Mario Cebreiro	Eólica	Renovar	50%	50%	50%	50%	50%	50%
PE Pampa Energía II	Eólica	Mater	50%	50%	50%	50%	50%	50%
PE Pampa Energía III	Eólica	Mater	50%	50%	50%	50%	50%	50%

Tabla N°27: Factor de Despacho Promedio anual estimado. Elaboración propia.

Los factores de despacho esperados se encuentran en línea con los supuestos energéticos antes mencionados. Esto implica una reducción de la demanda durante el año 2020 que se recupera durante el año 2021, encauzando una normalización del mercado y de las variables macroeconómicas a partir del año 2022. En ese sentido se consideró el despacho del 100% de la energía renovable generada en los parques encuadrada en los esquemas Renovar y Mater, conforme su prioridad de despacho definida regulatoriamente. Para estos parques se consideró un factor de generación del 50%, un valor que se encuentra en línea con el promedio del parque eólico vigente. En relación con el despacho térmico se tuvo en consideración la retracción de la demanda esperada para los años 2020 y 2021, para luego, a partir del 2022 asumir que será necesario abastecer una demanda creciente, que, si bien va a ser parcialmente abastecida por el ingreso de nueva capacidad renovable, necesitará de una potencia térmica base para garantizar la confiabilidad del sistema.

En consecuencia, se consideró un factor de despacho que tuvo en cuenta la disponibilidad histórica de cada máquina y a su vez su rendimiento térmico, suponiendo que se mantiene el concepto de despacho por costo marginal. De esta manera se asumió un mayor factor de despacho a las máquinas más eficientes. En ese sentido se consideró un alto factor de despacho para los Ciclos Combinados (GENELBA y cuando se cierre el Ciclo Combinado de CTB y la TG04 de Genelba). Un factor de despacho más moderado los Motores de Generación y las TG. Y para las máquinas turbo vapor un factor de despacho bajo. Asimismo, considerando el crecimiento vegetativo de la demanda a partir de 2022, el ingreso de EERR conforme los proyectos ya previstos y una mejora en el rendimiento térmico del parque se ha asumido una reducción paulatina del despacho de las máquinas menos eficientes.

A partir de la capacidad instalada y el factor de despacho de cada máquina se ha calculado la Energía Generada por máquina para el periodo 2020-2025. En función de esta energía y el precio promedio de venta por año para cada máquina se han proyectados las ventas conforme se puede apreciar en la tabla a continuación:

Central	Tecnología	Energía Generada (GWh)						Ventas (MUSD)					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CT Genelba	CC	4.410	4.901	4.901	4.901	4.901	4.901	113	197	208	206	210	209
	TG 03	700	823	823	823	823	823	33	49	47	47	47	47
	TG 04+CC	1.747	2.710	2.710	2.710	2.710	2.710	64	133	142	141	146	145
CT Loma de la Lata	TG 01	465	548	520	494	469	446	19	32	32	30	28	27
	TG 02	465	548	520	494	469	446	19	32	32	30	28	27
	TG 03	465	548	520	494	469	446	19	32	32	30	28	27
	TG 04	391	460	437	415	394	375	25	36	33	32	30	28
	TG 05	547	644	612	581	552	524	59	77	72	68	64	61
	TV01	938	1.104	1.049	996	946	899	73	99	92	87	82	78
	MG	41	92	87	83	79	75	3	8	9	9	9	8
CT Piedra Buena	TV	1.222	1.358	1.412	1.412	1.414	1.417	56	92	111	118	127	127
CT Ensenada de Barragan	TG	782	869	1.031	1.394	1.411	1.445	127	151	178	240	242	248
CT Guemes	TG	237	263	263	263	263	263	11	16	15	15	15	15
	TV<100	276	307	307	307	307	307	13	21	22	22	24	23
	TV>100	238	265	265	265	265	265	11	18	19	19	20	20
CT Parque Pilar	MG	315	350	350	350	350	350	34	42	41	41	41	41
CT Ing. White	MG	394	438	438	438	438	438	42	52	51	51	51	51
CT Piquirenda	MG	71	79	79	79	79	79	7	8	8	8	8	8
EcoEnergía	TV	33	37	37	37	37	37	2	2	2	2	2	2
HIDISA	Hidráulica	118	131	131	131	131	131	1	2	2	2	2	2
	Hidráulica	11	12	12	12	12	12	0	0	1	1	1	1
	Hidráulica	177	196	196	196	196	196	2	2	3	3	3	3
HINISA	Hidráulica	418	464	464	464	464	464	7	10	14	15	15	15
PPL	Hidráulica	237	263	263	263	263	263	5	7	9	10	10	10
PE Mario Cebreiro	Eólica	219	219	219	219	219	219	15	15	15	15	15	15
PE Pampa Energía II	Eólica	232	232	232	232	232	232	16	16	16	16	16	16
PE Pampa Energía III	Eólica	232	232	232	232	232	232	16	16	16	16	16	16

Tabla N°28: Ventas anuales estimadas. Elaboración propia.

La sumatoria de las ventas por máquina, ya ponderada por su respectiva participación en aquellas centrales en las cuales Pampa es Co-Controlante, se muestra a continuación:

Millones de US\$	2019 (Real)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ventas proyectadas	819	790	1167	1220	1274	1281	1269

Tabla N°29: Ventas anuales estimadas (millones de US\$). Elaboración propia.

En la tabla precedente se puede observar como las ventas caen durante el año 2020 conforme una baja en la demanda y de los precios medidos en dólares y que, a partir del 2021, comienzan a recuperarse conforme una recuperación de la demanda, el ingreso de nueva oferta (cierre de ciclo combinado de Genelba y CTB) y fundamentalmente una normalización del mercado que implique una remuneración tal que permita el normal funcionamiento del sistema.

Con relación a los **costos** operativos los mismos han sido desagregados en 3 grandes centros de costos: Combustibles, Depreciaciones y Costos Variables no Combustibles.

Respecto al costo de combustible se ha tomado el supuesto que la gestión de combustibles se mantiene en manos de CAMMESA, impidiendo cualquier renta extra que puedan obtener los generadores por gestionar su propio combustible. En tal sentido los costos de combustibles se adicionan a las remuneraciones que recibe cada una de las máquinas por el costo variable no combustible de la energía generada y la potencia puesta a disposición (según sea el régimen), conformando así el precio total de la energía.

Durante el año 2019 el costo promedio de combustible de las máquinas térmicas de Pampa Energía ascendió a 22,5 US\$/MWh. Vale destacar que gran parte de dicho combustible fue adquirido directamente por Pampa Energía a su propio segmento de Producción de Gas y Petróleo, teniendo en cuenta la Resolución SEE 70/2018 que permitió a los generadores volver a gestionar su propio combustible. Esto permitió tener una renta extraordinaria a los generadores en caso de obtener el combustible puesto en la central a un valor inferior al reconocido por CAMMESA. Asimismo, el sector Producción de Gas y Petróleo ha podido ubicar gran parte de su producción hacia su propio sector de generación generando importantes sinergias entre los segmentos. Independientemente de esto, la Resolución MDP 12/2019, del 31/12/19, impidió la gestión del combustible a partir de dicha fecha, retornando la figura de gestor de combustible a CAMMESA. En tal sentido, se ha asumido que para el 2020 y el resto del horizonte de análisis, la gestión de combustibles continuará a cargo de CAMMESA. Consecuentemente, se ha calculado el costo promedio de combustible por MWh para cada uno de los años proyectados. Para ello se asumió

que la estructura del parque térmico de Pampa Energía se asemeja a la del país. A partir de ello, se asumió un costo de combustible medio del parque por año, en función de los volúmenes y precios estimados de gas natural y combustibles líquidos. Estos valores presentan una baja durante el año 2020 producto de una baja en el precio del gas natural, conforme lo menores precios en el mercado local y del valor de los combustibles líquidos en línea con la caída de los precios del petróleo al principio del año 2020.

Asimismo, para el mercado de gas natural se va a asumir la puesta en vigencia del “Plan GasAr” que se asume permitirá incrementar la producción de gas natural evitando la importación de importantes volúmenes de GNL. En consecuencia, se va a asumir un mercado de gas local que, junto a los compromisos de importación de gas de Bolivia va a permitir un despacho térmico a gas natural durante todo el año con la excepción de algunos inviernos donde será necesario la utilización de combustibles líquidos. En consecuencia, los costos de variables de generación correspondiente al combustible son los siguientes:

US\$/MWh	2019 (Real)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Costo Variable Combustible	22,3	17,4	29,2	27,4	27,1	26,8	26,5

Tabla N°30: Costo Variable de combustible estimado. Elaboración propia.

Conforme se ha mencionado anteriormente estos valores se corresponderán con los incluidos en el precio de venta, no obteniendo ningún margen adicional.

Otro costo operativo que se observa en el estado de resultado es el asociado a depreciaciones. El mismo ascendió a 4,5 US\$/MWh durante el año 2019 y se proyectó una tendencia a la baja para los próximos años asumiendo que se mantiene el parque en las mismas condiciones y que un mayor factor de despacho, reduce la depreciación por MWh generado.

Por último, se agregaron el resto de los costos operativos bajo el concepto de cargos variables no combustible (CVNC), los cuales se corresponden con el normal funcionamiento de las centrales y varían en función de la tecnología y antigüedad de estas. Durante el año 2019 el CVNC de las máquinas de Pampa Energía ascendió a 7,1 US\$/MWh, valor que se corresponden con los estándares de la industria asociada a la matriz de generación de Pampa Energía. En consecuencia, se estimó este valor para el período proyectado.

Definido el margen operativo (Ventas menos Costo de producción) y a los efectos de obtener el **flujo libre de fondos** del segmento será necesario restarle los costos, sumarle las depreciaciones (restada previamente en los costos) y agregarle la variación en activos fijos (Capex) y capital de trabajo (Opex).

En este caso se ha tomado como referencia los gastos por MWh generado del año 2019, asociados a gastos de comercialización, gastos de administración, otros gastos operativos y desvalorizaciones. Los mismos ascendieron a 7,1 US\$/MWh y se ha asumido ese valor en la proyección.

Para el cálculo de la depreciación se ha tomado como referencia la depreciación de activos fijos del segmento durante los años 2018 y 2019, la cual se correspondió con una tasa de depreciación del 6%. En tal sentido en función de las proyecciones en “Propiedad Planta y Equipo”, conforme las inversiones en Capex ya anunciadas y comprometidas por la empresa, y las tasas de depreciación del 6% se ha calculado, la depreciación estimada.

Para el cálculo del CAPEX futuro se contempla la necesidad de gastos de capital para mantenimiento de la capacidad productiva afectada por la depreciación de los activos por su uso. En este caso se considera la reposición de la totalidad de las depreciaciones y amortizaciones de las instalaciones existentes.

El uso de capital para crecimiento se calcula en base a los montos informados por la empresa para los nuevos proyectos. Se determina el período de desembolso de ese capital según los plazos de obra consistentes con la previsión de puesta en marcha de cada proyecto.

Complementariamente, para el flujo a perpetuidad se considera la inversión necesaria para incrementar la capacidad de generación de acuerdo con la tasa de crecimiento utilizada para las ventas.

En relación con los OPEX, debido a que los EECC de Pampa Energía no muestran los estados de Evolución del Patrimonio Neto de manera desagregada por segmento, no se ha podido obtener la variación de trabajo histórica del segmento de generación conforme la metodología que define el capital de trabajo como la diferencia entre Activos Corrientes (ex – Caja) y Pasivos Corrientes

(ex – Deuda de Corto Plazo). En consecuencia, se ha calculado la variación de capital de trabajo histórica para el agregado de la compañía, la cual ascendía a un 3% sobre ventas.

La tabla a continuación muestra el flujo de fondo proyectados del sector generación hasta el año 2025. Vale aclarar que para el año 2020 se consideraron los datos reales de los EECC, independientemente de las proyecciones realizadas para dicho año.

Generación (Valores en MUS\$)	Real	Proyectado	Proyectado	Proyectado	Proyectado	Proyectado
	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Ventas	559	1.167	1.220	1.274	1.281	1.269
(-) Costo de ventas	-254	-685	-652	-651	-638	-626
Resultado Bruto	305	482	568	623	643	643
(-)GS Administracion	-30	-47	-47	-48	-47	-47
(-)GS Comercializacion	-2	-4	-4	-4	-4	-4
(-)Otros Gastos	-32	-78	-78	-78	-78	-77
EBIT	241	353	439	492	514	515
(-)(EBIT* IIGG)	-60	-88	-110	-123	-128	-129
(+)Depreciacion	71	70	69	67	63	59
(-)CAPEX	-61	-170	-119	-117	-63	-59
Capex Mantenimiento	-20	-70	-69	-67	-63	-59
Capex Crecimiento	-41	-100	-50	-50	0	0
(-)Variación de capital de trabajo	31	-33	-35	-36	-36	-36
FCFF	221	131	245	283	349	350

Tabla n°31: Flujo Libre de Fondos. Segmento de Generación

6.3.2 Segmento de Distribución

Pampa Energía es el principal accionista de Edenor contando, al 31/12/2019, con una participación (directa e indirecta) del 56,32%. Y conforme las normas contables, refleja en sus EECC los resultados totales de Edenor (sin ajustar por su % de participación).

Asimismo, vale hacer la salvedad que, a diferencia de los segmentos de Generación y Producción de Gas y Petróleo, en los cuales gran parte de las transacciones (precios de venta y costos) están determinadas en dólares, en este caso, en su carácter de compañía regulada y dadas sus características, todas sus transacciones están definidas en pesos. No obstante, dado que Pampa Energía, definió el dólar como su moneda funcional, se han tomado como referencia los resultados en dólares considerados los EECC 2019.

El Estado de Resultados del segmento de distribución refleja los siguientes resultados en dólares:

Estado de Resultados (millones de US\$) Segmento Distribución 2019	
Estado de Resultados 2019	
Ingresos por Ventas	1502
Ventas Intersegmentos	
Costo de ventas	-1225
Resultado Bruto	277
Gastos Comercialización	-122
Gastos Administración	-65
Gastos de exploración	
Otros ingresos operativos	10
Otros egresos operativos	-43
Acuerdo regularización de obligaciones	285
Resultado Operativo	342
Recpam	187
Ingreso Financieros	20
Gastos Financieros	-112
Otros resultados financieros	-62
Resultados financieros Netos	33
Resultado antes de Impuestos	375
Impuesto a las ganancias	-178
Ganancia del Ejercicio	197
Propietarios	98
Participación no controlada	99

Tabla N°32: Estados de Resultados 2019, segmento distribución.

Considerando la energía distribuida se aprecia que durante el año 2019 el precio de venta promedio de la energía ha sido de 75 US\$/MWh (ventas en millones de US\$/Energía Distribuida), mientras que el costo ha ascendido a 61 US\$/MWh.

El monto de ventas ha sido el promedio ponderado de las ventas para cada uno de sus segmentos: Residencial, Comercial, Industrial, Peaje Alumbrado Público y Villas de Emergencia. Cada uno de estos segmentos con su correspondiente cuadro tarifario de energía por banda horaria y potencia o reserva de capacidad cuando corresponda.

Vale destacar que la tarifa final de cada uno de estos usuarios se compone de 4 principales conceptos: el precio estacional de la Energía, el transporte de alta tensión, la tarifa de distribución y los impuestos.

El precio estacional de la energía es el precio al cual adquiere la energía Edenor en el mercado mayorista. Este precio se encuentra regulado y lo define la autoridad de aplicación (la ahora Secretaría de Energía). Este precio varía según el tipo de usuario: >300 kW; <300 kw no residencial y <300 kW residencial, en función del nivel de subsidio que se defina. El valor del precio estacional, que debe ser trasladado en su exacta incidencia a los usuarios, ha sido históricamente y lo es actualmente inferior al costo de generación del mercado. La diferencia entre ambos es absorbida por el Estado Nacional mediante subsidios los cuales son mayores para los usuarios residenciales y menores para los grandes usuarios industriales. A continuación, se presentan la evolución de los precios estacionales promedio y el precio spot (o precio medio de mercado), siendo la brecha entre ambos absorbida por el Estado Nacional mediante subsidios:

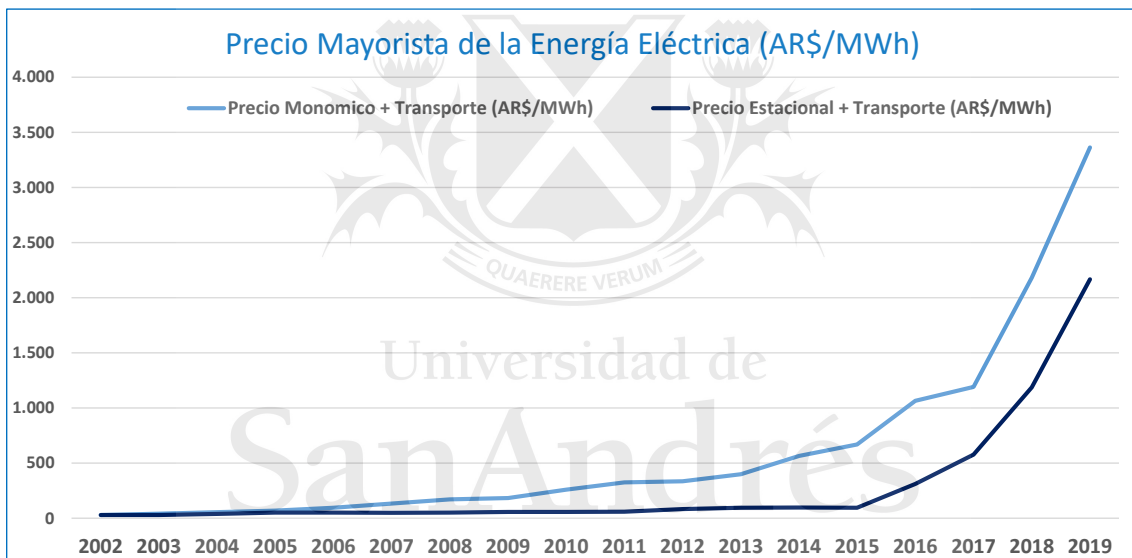


Gráfico N°25: Precios energía eléctrica.
Elaboración Propia en base a Informe Mensual de CAMMESA.

Dado que el precio estacional debe ser considerado como un “pass through”, el mismo no debería tener incidencia en el margen operativo de Edenor, pero si en su nivel de ventas.

En relación con el costo de transporte en alta tensión el mismo también es definido regulatoriamente y también es un “pass through”. Actualmente se encuentra asociado al pago de la energía mayorista. En términos relativos el costo del transporte representa, a diciembre 2019, el 5% del precio estacional promedio del sistema.

Respecto a los impuestos que se encuentran en la tarifa, los mismos también son un “pass through” y no afectan el margen de Edenor.

Por último, la tarifa de distribución o VAD (Valor agregado de distribución) si corresponde al negocio propio de la compañía. Esta tarifa ha sido definida regulatoriamente a partir de la RTI del 2017, definida como una tarifa tal que permita una correcta provisión del servicio incluyendo su correspondiente plan de inversiones. Regulatoriamente esta tarifa debía ser ajustada semestralmente por un índice (similar a la inflación); sin embargo, desde febrero 2019, este ajuste no se realiza.

En consecuencia, los resultados del 2019 presentan un margen operativo en dólares de 14 US\$/MWh. Este valor surge de dividir el margen operativo medido en dólares dividido la cantidad de energía distribuida. Se recuerda que los resultados se determinan en pesos corrientes ajustados por inflación al 31/12/19 y luego convertidos a US\$ al tipo de cambio del 31/12/19 (59,89 AR\$/US\$).

En función de las ventas de los años 2018 y 2019 se han estimado las ventas por segmento conforme la siguiente proyección:

GWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Residencial	8.948	8.372	8.623	8.882	9.104	9.331	9.565	9.804
Comercial	3.478	3.241	2.917	3.150	3.229	3.310	3.392	3.477
Industrias	3.646	3.503	3.153	3.405	3.490	3.577	3.667	3.758
Peaje	3.823	3.569	3.212	3.469	3.556	3.645	3.736	3.830
Alumbrado Público	724	713	713	713	731	750	768	787
Villas de Emergencia	553	575	592	575	589	604	619	635
Total	21.172	19.974	19.211	20.195	20.700	21.217	21.748	22.291
Residencial	42%	42%	45%	44%	44%	44%	44%	44%
Comercial	16%	16%	15%	16%	16%	16%	16%	16%
Industrias	17%	18%	16%	17%	17%	17%	17%	17%
Peaje	18%	18%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
Alumbrado Público	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Villas de Emergencia	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%

Tabla N°33: Proyección energía distribuida por Edenor.

Considerando el aislamiento social obligatorio impuesto por el Covid-19 y lo evidenciado en los primeros meses del año 2020, se ha estimado para el año 2020 un incremento del 3% en la demanda promedio residencial (incluyendo villa de emergencias) y una caída del 10% en la demanda industrial (incluyendo servicio de peaje) y comercial. Por su parte, para el alumbrado

público se asumió un consumo similar al del año 2019 considerando las importantes inversiones en tecnología led implementadas en los últimos años.

Para el año 2021 se asume una recuperación gradual de la demanda. Mientras que a partir del año 2022 se asume un crecimiento vegetativo y sostenido del 2,5% anual en todos los segmentos, valor inferior a la tasa histórica de crecimiento asumiendo un mayor uso racional de la energía eléctrica en los hogares y la gradual incorporación de generación distribuida.

Para la proyección de las ventas se han proyectado por un lado todos los costos que representan un “pass through” para la operación de Edenor y por otro lado el margen bruto correspondiente al servicio de distribución.

Con relación a los costos se ha considerado básicamente el precio estacional de la energía el cual representa el 78% de los costos. De los 61 US\$/MWh de costo, el 78% correspondió a compras de energía (y transporte de energía) mientras que el 22% restante correspondió a otros costos tales como costos laborales, depreciaciones, honorarios, materiales, sanciones y entre otros. El valor de estos costos ascendió a 13 US\$/MWh.

Por otro parte, respecto al componente compras de energía se ha descontado los cargos de transporte estimados en 2 US\$/MWh¹⁹, obteniéndose un precio de estacional de la energía de 46 US\$/MWh. Este valor es el promedio ponderado de los precios estacionales por categoría de usuario de Edenor: Residencial, Industria/Comercial menor a 300 kW e Industrial mayor a 300 kW. Naturalmente, este valor puede variar respecto al informado por CAMMESA u otras distribuidoras conforme la conformación de su demanda.

Tomando, entonces como referencia los valores del año 2019 se consideraron constantes los valores correspondientes al transporte y a “otros costos”.

Por su parte, en relación con el precio estacional de la energía se recuerda que el mismo se determina regulatoriamente en pesos por la autoridad de aplicación, y de esta manera en función

¹⁹ De acuerdo con datos del Informe mensual de CAMMESA.

de su diferencia respecto al precio medio del mercado, se determina, implícitamente, el nivel de subsidios.

El precio medio de mercado publicado mensualmente por CAMMESA también está publicado en pesos, no obstante, sus principales componentes como el costo del combustible o la retribución de la potencia puesta a disposición del sistema están (o deberían estar) definidos en dólares.

De esta manera el precio real de la energía se encuentra definido en dólares, es decir que la variación de su precio en pesos no solo depende de la variación de los costos del mercado, sino también de la variación de la cotización del dólar.

En ese sentido se asumió que el Precio Estacional se mantendría para el año 2020 en el mismo valor en pesos que en el año 2019, lo cual de acuerdo con la devaluación esperada implicaría una reducción en dólares del 28%. No obstante, se destaca que, como consecuencia de una reducción del precio de gas en boca de pozo para generación, el ingreso de proyectos de EERR y un estancamiento de la demanda por la pandemia (lo cual genera un despacho más eficiente), se espera para el 2020 un precio promedio del sistema en dólares un 14% inferior al del año anterior. Esto provoca que el aumento del nivel de subsidios por el congelamiento tarifario sea parcialmente compensado por la baja del precio de mercado en dólares.

Luego para el año 2021 se asume un incremento del precio estacional tal que compense al menos un 50% de la caída en dólares sufrida en el año 2020. Mientras que a partir del año 2022 se asume una normalización del mercado que permite mantener el valor en dólares del año 2021 incluyendo incrementos del 2% anual en dólares que permite al menos de alguna manera ir reduciendo de manera gradual los subsidios que aporta el Tesoro Nacional.

Subsidios que, de mantenerse el supuesto arriba mencionado, irían reduciéndose conforme la baja en el precio real de la energía. En este caso, se asume un escenario de mercado con precio de gas en línea con lo definido en el “Plan GasAr”, el ingreso de EERR en línea con lo definido en la Ley 27.191, un alto despacho nuclear y la modernización del parque térmico. Todo esto conlleva a una tendencia del precio a la baja.

El escenario alcanzado en el año 2025 considera un subsidio del estado nacional de 7 US\$/MWh, lo cual representa apenas un 30% del subsidio por MWh registrado en el año 2019. Si bien no es menester de este trabajo discutir la política de subsidios, se considera razonable considerar al menos un volumen de energía subsidiada dada la características político-económicas del mercado argentino, incluso en un escenario de normalización del mercado.

La tabla a continuación muestra los costos proyectados:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Costo Energía	61 usd/MWh	48 usd/MWh	52 usd/MWh	53 usd/MWh	54 usd/MWh	55 usd/MWh	56 usd/MWh
Otros	13 usd/MWh	13 usd/MWh	13 usd/MWh	13 usd/MWh	13 usd/MWh	13 usd/MWh	13 usd/MWh
TTE	2 usd/MWh	2 usd/MWh	2 usd/MWh	2 usd/MWh	2 usd/MWh	2 usd/MWh	2 usd/MWh
P Estacional	46 usd/MWh	33 usd/MWh	37 usd/MWh	38 usd/MWh	38 usd/MWh	39 usd/MWh	40 usd/MWh
Precio Real	70 usd/MWh	60 usd/MWh	58 usd/MWh	55 usd/MWh	53 usd/MWh	50 usd/MWh	47 usd/MWh
Subsidio	24 usd/MWh	27 usd/MWh	21 usd/MWh	18 usd/MWh	14 usd/MWh	11 usd/MWh	7 usd/MWh
% Subsidio EENN	35%	45%	36%	32%	27%	21%	16%

Tabla N°34: Precios proyectados de energía eléctrica.

En relación con el margen de distribución el mismo ha ascendido a 14 US\$/MWh durante el año 2019. Este valor implicó una tarifa congelada desde febrero 2019, por lo cual, en caso de haberse otorgado los ajustes semestrales de febrero y agosto, este valor hubiese ascendido a 19 US\$/MWh.

En este sentido es importante destacar que la RTI de Edenor realizada en el año 2017 determinaba que el margen operativo de la compañía o valor agregado de distribución debería estar en el orden de los 37 US\$/MWh²⁰. Vale señalar que al determinar esta tarifa se consideraba un plan de inversión que no sólo consideraba inversiones en mantenimiento y crecimiento, sino también aquella suficiente para compensar casi 15 años sin una tarifa que permita realizar las inversiones necesarias para brindar una adecuada calidad de servicio.

Los 14 US\$/MWh, se encuentra lejos de las tarifas prevista en la RTI, esto ha sido producto de una devaluación superior a los ajustes por inflación realizados, los cuales además no se realizaron conforme lo definido en la RTI. Si bien la RTI definía la tarifa en pesos y ajustes por inflación en

²⁰ Este valor se obtuvo de realizar el promedio ponderado de ventas por segmentos al valor actual de la tarifa y tipo de cambio a febrero 2017

pesos, en esta oportunidad el análisis se realiza en dólares conforme la moneda funcional de Pampa y la moneda a la cual se va a realizar la valuación.

Asumiendo que no se van a realizar ajustes por inflación en los años 2020 y 2021 se asume una caída del margen en dólares en línea con devaluación proyectada. Luego, a partir del año 2022, se asumieron ajustes tarifarios que permitan ir recuperando el margen calculado en la RTI. Estos incrementos en pesos permitirían aumentos graduales en dólares hasta llegar al 2025 a una tarifa de distribución promedio de 17 US\$/MWh. Este valor se encuentra lejos de los definidos en la RTI no obstante se asume que dicha tarifa ya incluye menores inversiones considerando las realizadas en los primeros años de la RTI y por otro lado una inflación inferior a la devaluación.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Precio	75 usd/MWh	58 usd/MWh	61 usd/MWh	65 usd/MWh	67 usd/MWh	71 usd/MWh	73 usd/MWh
Costo	61 usd/MWh	48 usd/MWh	52 usd/MWh	53 usd/MWh	54 usd/MWh	55 usd/MWh	56 usd/MWh
Margen	14 usd/MWh	10 usd/MWh	9 usd/MWh	12 usd/MWh	13 usd/MWh	16 usd/MWh	17 usd/MWh

Tabla N°35: Precios, costos y márgenes proyectados de energía para Edenor.

A los efectos del armado del Flujo Libre de Fondos de Edenor, para los gastos se han considerado solo los **gastos** comercialización y administración del año 2019: 9,4 US\$/MWh. A los efectos de proyectar estos valores se asumió una reducción promedio en dólares del 10% asumiendo ajustes de estos gastos por MWh por debajo de la devaluación.

A partir de restar los gastos al resultado bruto se ha obtenido el EBIT del segmento, al cual se le restará los impuestos, se le sumarán las depreciaciones y variación en Activos Fijos y Capital del Trabajo con el objetivo de obtener su respectivo flujo de fondos libre. En relación con los impuestos se ha considerado una tasa del 25% de impuesto a las ganancias para todo el horizonte del período.

Por su parte, para las depreciaciones y amortizaciones se tomó como referencia la tasa de depreciación de los últimos 3 ejercicios, la cual promedió el 4%. Para la proyección se ha considerado la misma tasa sobre los activos fijos del segmento, los cuales incluyen las inversiones en Capex.

Para lo que es la variación en el Capex se ha considerado un Capex de mantenimiento a los efectos de mantener la productividad de las instalaciones productivas. Este Capex se ha calculado como

un porcentaje de la depreciación. Adicionalmente se ha considerado un Capex de crecimiento a los efectos de que se pueda sostener el crecimiento considerado en el factor de crecimiento a perpetuidad tenido en consideración para calcular el valor terminal.

Por último, con relación a Capital de Trabajo (Opex) se ha considerado la necesidad de capital de trabajo promedio de la compañía. Esto es un 3% sobre ventas²¹.

La tabla a continuación muestra el flujo de fondo proyectados del sector distribución. Vale aclarar que para el año 2020 se consideraron los datos reales de los EECC, independientemente de las proyecciones realizadas para dicho año.

Distribución (Valores en MUS\$)	Real	Proyectado	Proyectado	Proyectado	Proyectado	Proyectado
	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Ventas		1.242	1.350	1.420	1.539	1.617
(-) Costo de ventas		-1.060	-1.102	-1.145	-1.191	-1.238
Resultado Bruto		182	248	275	348	379
(-)GS Administracion		-110	-110	-110	-110	-110
(-)GS Comercializacion		-59	-59	-59	-59	-59
(-)Otros Gastos		-33	-33	-33	-33	-33
EBIT		-20	47	74	147	178
(-)(EBIT* IIGG)		5	-12	-18	-37	-44
(+)Depreciacion	79	67	64	64	63	63
(-)CAPEX	-135	-40	-51	-114	-113	-113
Capex Mantenimiento	-100	-40	-51	-64	-63	-63
Capex Crecimiento	-35	0	0	-50	-50	-50
(-)Variación de capital de trabajo		-35	-38	-40	-44	-46
FCFF	-56	-23	10	-35	16	37

Tabla N°36: FCFF Segmento de Distribución.

6.3.3 Segmento de Producción de Gas y Petróleo

Conforme se ha mencionado anteriormente, PESA cuenta con participación en 12 áreas productivas en las cuencas Neuquinas, Noroeste y Golfo San Jorge. Ponderando su participación accionaria en los 885 pozos productivos de las 12 áreas, durante el año 2019, la producción bruta

²¹ Se recuerda que debido a como esta mostrada la información en los EECC de Pampa Energía no es posible determinar mediante la metodología tradicional la variación de capital de trabajo inter segmento.

ascendió a los 48,2 miles de barriles equivalentes de petróleo por día (kboe/d), de los cuales el 90% correspondió a producción de gas natural. A los efectos del análisis la producción de gas natural se va a medir en millones de metros cubico día (Mm3d) mientras que las de petróleo en miles barriles por día (kbbbl). La medida de kboe/d se mencionó solamente para mostrar la ponderación del gas natural en la producción en términos de energía. Asimismo, tal como es habitual en la industria, el precio de gas natural se definirá en dólares por millón de BTU, US\$/MMBTU.

A los efectos de la proyección de la producción de hidrocarburos en el horizonte considerado, el análisis se va a limitar a las áreas productivas descartando producción en las áreas exploratorias. Asimismo, el análisis se centrará en la producción de gas y en menor medida en la producción de petróleo.

Para la proyección de **ventas** de gas natural se ha proyectado la producción de cada una de las áreas a partir de una proyección propia que consideraba las reservas, los costos de producción y proyecciones de mercado²².

El escenario planteado implicaría un crecimiento leve pero sostenido de la oferta y la demanda de gas natural.

Actualmente, el 96% de la producción de gas natural de Pampa Energía es gas no convencional que se produce en 5 áreas, de las cuales 2 son operadas por Pampa y 3 por YPF. Estas son: El Mangrullo, Sierra Chata, Río Neuquén, Estación Fernández Oro y Rincón del Mangrullo.

El grafico a continuación muestra la producción histórica mensual por área ponderada por participación desde el año 2015 y la proyección hasta el año 2025.

²² Se ha tomado en consideración una proyección de producción bruta por área a largo plazo realizada por la consultora Wood-Mackenzie.

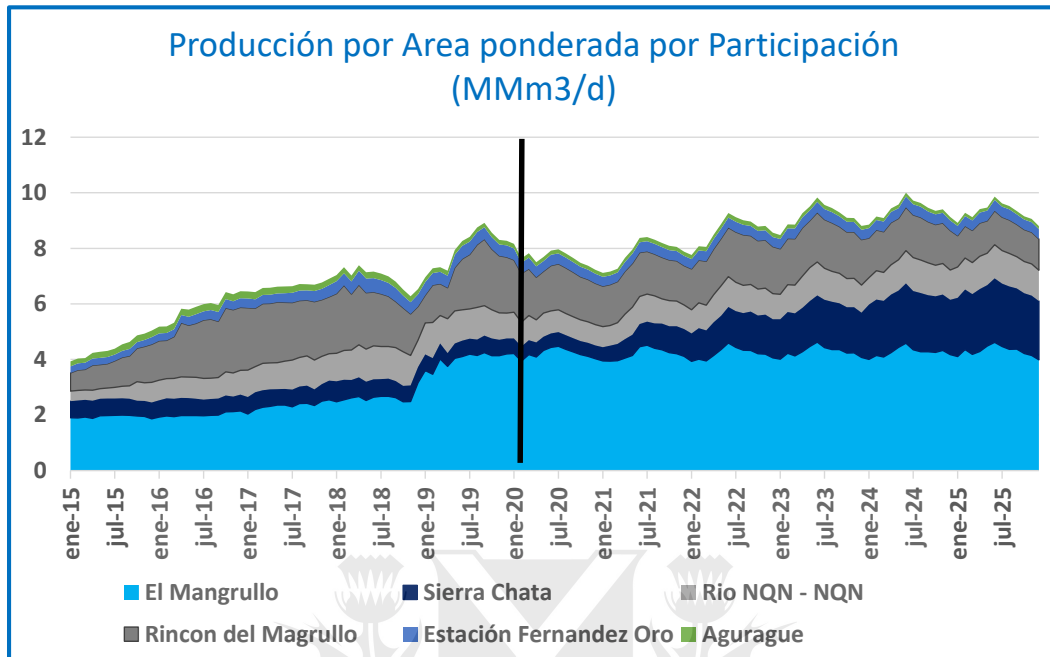


Gráfico N°26: Producción por área histórica y proyectada. Elaboración propia a partir de datos e investigación de mercado.

A los efectos de la presente valuación se considerará la producción proyectada para los próximos 6 años, para luego, considerar una reposición de reservas que permite mantener la producción e incrementar la misma conforme el crecimiento a perpetuidad, considerado para calcular el valor terminal del segmento.

Vale destacar que, si bien existe otra modalidad de valorar empresas de Recursos Naturales, la misma presentaba ciertas dificultades metodológicas para obtener el valor de la firma considerando la información pública obtenida. Esta metodología alternativa consideraba: i) el valor agregado de las reservas (que podría ser calculable en función de los precios y producción estimada), ii) el valor de otros activos tangibles y capital de trabajo (también calculable, pero con cierto nivel de subjetividad), iii) menos el valor contable de sus pasivos y iv) la habilidad del management para reemplazar reservas, lo cual es totalmente subjetivo y difícil de calcular.

En consecuencia, a los efectos de esta valuación se proyectarán las ventas mediante la metodología tradicional, no sólo a los efectos de simplificar el análisis sino también considerando las características de los recursos naturales de Pampa Energía, de los cuales el 90% de la producción corresponde a gas natural, y el 96% de dicha producción corresponde a gas no

convencional. Adicionalmente se destaca que la producción de Pampa Energía sólo representa el 12% de la producción. El punto es que el potencial de reposición de reservas de PESA es muy grande, principalmente basándose en los estudios que detallan que Vaca Muerta cuenta con reservas de Shale Gas por 800 TCF²³ de recursos con los que cuenta Vaca Muerta, lo cual resulta lógico que, mediante un nivel de inversión razonable, PESA pueda realizar una reposición de reservas tal que permita sostener el nivel esperado de las ventas.

Por último, en relación con los volúmenes comercializados vale destacar que existe una diferencia entre la producción bruta y la producción neta efectivamente comercializada, producto de consumos en yacimiento, venteo, etc. Esta diferencia es mayor en la producción de gas convencional. A los efectos del presente trabajo se asumió que se comercializa el 96% de la producción bruta.

Entonces la producción Bruta proyectada por área para los próximos 6 años es la siguiente:

Producción Estimada de GN (MMm3/d)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
El Mangrullo	4,16	4,21	4,19	4,23	4,27	4,30	4,23
Rio NQN - NQN	1,19	0,81	0,90	0,98	1,08	1,14	1,09
Rincon del Magrullo	1,16	1,62	1,50	1,71	1,64	1,38	1,11
Sierra Chata	0,56	0,51	0,84	1,33	1,74	2,10	2,24
Aguaragüe	0,20	0,15	0,15	0,16	0,14	0,13	0,11
Otros	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Producción Bruta	7,33	7,37	7,64	8,48	8,94	9,11	8,85

Tabla N°37: Producción bruta de gas natural proyectada.

En relación con la producción de Petróleo, se recuerda que la misma representa apenas el 10% de la producción de hidrocarburos de Pampa Energía, no obstante, en términos de margen operativo representa el 20%²⁴ del margen operativo total del segmento “Gas y Petróleo”.

²³ Trillones de pies cúbicos por sus siglas en inglés.

²⁴ Estimación propia a partir de información de EECC y precio de mercado.

La producción de petróleo del 2019 de Pampa Energía se centró en 4 áreas productivas de las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Noroeste, en las cuales PESA cuenta con una participación minoritaria. Estas áreas son Gobernador Ayala, Aguaragüe, La Tapera y El Tordillo.

Considerando la participación minoritaria en estas áreas, el bajo margen de decisión y la dinámica del sector petrolero, se asumió que para los próximos 6 años se mantendrá el nivel actual de producción. Sin embargo, considerando el nivel de crecimiento de ventas proyectado de acuerdo con el factor de crecimiento a perpetuidad, el modelo implícitamente asumirá un crecimiento de la producción a partir del año 6 que conlleva implícitamente su correspondiente reemplazo de reservas. A continuación, se detalla la producción bruta por área.

Producción de Petróleo (kbb/d)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
El Tordillo	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
G. Ayala	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Río NQN	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Aguarague	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Otros	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Producción Bruta	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80

Tabla N°38: Producción bruta de petróleo proyectada.

A los efectos del presente análisis se supone que se comercializa el 98% de la producción Bruta.

Durante el año 2019, PESA destinó el 82% de sus ventas de gas natural en boca de pozo al sector generación, de los cuales el 93% correspondió a ventas a sus propias centrales y sólo el 7% restante correspondió a ventas a CAMMESA. Por otro lado, el 12% correspondió a ventas al sector industrial y solo el 5% correspondió al segmento Residencial.

Esta diferenciación es necesaria debido a los diferentes precios de venta para cada segmento.

Lo proyección realizada considera mantener de cierta manera las mismas proporciones, asignándole:

- el 76% del volumen al sector generación (a través del “Plan GasAr” a partir del 2021), en línea con los datos históricos y los volúmenes operados durante el año 2020 hasta la realización del presente documento.

- el 12% al sector industrial, el cual, si bien su precio se pacta libremente y podría ser inferior al de los otros segmentos, cuenta con una mejor calidad crediticia y mejores plazos de pago. Las contrapartes y las condiciones de pago son elegidas por PESA.
- el 7% a la exportación debido a que esta operación debería permitir un mayor margen operativo debido principalmente a que el valor del gas compite con energéticos más caros en los países limítrofes. Este porcentaje se limita al 7% debido a que el volumen exportable a nivel país se limitará solamente al periodo estival.
- y el 5% al sector minorista (a través del “Plan GasAr” a partir del 2021).

La proyección quedaría de la siguiente manera:

Participación Demanda	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Residencial	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Generación	76%	76%	76%	76%	76%	76%
Industria	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Exportación	7%	7%	7%	7%	7%	7%

Tabla N°39: Segmentación demanda de gas natural proyectada.

Con respecto al petróleo crudo no se ha proyectado la segmentación debido a que se han considerado todas las ventas al mismo precio. El precio del barril criollo para el 2020 y el precio internacional esperado del Brent para los siguientes años.

Con respecto a los precios gas natural se va a considerar la implementación del “*Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024*” (Plan GasAr). El mismo corresponde un nuevo programa de incentivo a la producción de gas natural que tiene como objetivo incrementar la producción evitando así la importación de considerables volúmenes de GNL que afecten de manera negativa las cuentas públicas.

Este nuevo plan de incentivos que comenzó a idearse a partir tras la asunción del nuevo Gobierno del Alberto Fernández tomó forma y terminó de consolidarse y ejecutarse a fines del año 2020. Mas allá de que la valuación se lleve se realizó al 31/12/2019, van a considerarse las condiciones del "Plan GasAr" para el largo plazo. El "Plan GasAr" establece el marco del programa, destinado

a incentivar la inversión y compensar la caída de la producción de gas natural, mediante la fijación de precios por subastas y la compensación de parte del costo con cambios en las tarifas.

Sus puntos más relevantes son:

- **Plazo:** 4 años, a partir del 1/01/21 (ampliable a 8 años para proyectos Off Shore).
- **Volumen base:** 70 Mm³/d.
- **Volumen adicional Invierno:** volumen adicional para cada uno de los 4 inviernos contemplados.
- **Precio:** Determinado mediante subasta. Ponderado por los volúmenes correspondientes y ajustado en función del gas retenido descontado a una tasa del 10% ajustado no podrá superar 3,21 US\$/MMBTU.
- **Compromisos:** Los productores deberán comprometerse a lograr una curva de producción que mantenga o aumente los niveles del trimestre may-20/jul-20. A su vez, se establece un compromiso de inversión progresivo (que no podrá ser inferior a los montos del subsidio recibido).
- **Demanda:** Corresponde a la demanda de CAMMESA y prioritaria de las distribuidoras del trienio 2017-2019
- **Tarifas y Subsidios:** La Secretaría de Energía definirá la tarifa a trasladar a la demanda prioritaria (la diferencia respecto al precio de la subasta será absorbida por el Estado Nacional).
- **Exportaciones:** Otorga permisos de exportación firme en verano.

En relación con el precio, los 3,21 US\$/MMBTU definidos anteriormente se corresponden con un precio de 3,68 US\$/MMBTU a dic-20. En tal sentido, entendiéndose competitividad en la subasta

se asume un precio promedio para el periodo ene-21/dic-24 de 3,5 US\$/MMBTU²⁵. Asimismo, se asume que dicho valor en términos reales se mantendrá constante en el tiempo para el año 2025. Se asume que las exigencias de precio para dichos años serán menores en términos reales (manteniendo las mismas tasas de descuento del 10%).

Conforme se detalló anteriormente los precios de gas residencial y de generación se determinan respecto a lo definido en el Plan GasAr, mientras que para la demanda industrial se asumió un precio que gradualmente converja a los precios del Plan GasAr, partiendo de un precio 2,5 US\$/MMBTU para el año 2020.

Por su parte para el volumen exportable se consideró un precio de 4 US\$/MMBTU para los años 2020 y 2021 y un incremento a 5 US\$/MMBTU suponiendo un aumento del precio del LNG al cual importa Chile a partir del año 2022 haciendo aún más competitivo el gas argentino. Eventualmente también se podrían realizar exportaciones a Brasil, con precios competitivos aún más altos, a través del gasoducto a Uruguayana.

Por su parte para el año 2020 se estimó un precio de mercado en línea con lo observado en el mercado los primeros meses del año. Los precios de venta estimados entonces son los siguientes:

Precio de Venta (US\$/MMbtu)	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Residencial	2,5	3,6	3,5	3,5	3,4	3,7
Generación	2,5	3,6	3,5	3,5	3,4	3,7
Industria	2,5	3,0	3,5	3,6	3,6	3,7
Exportación	4,0	4,0	5,0	5,0	5,0	5,0

Tabla N°40: Precio gas natural proyectado por segmento.

Con relación al precio del petróleo, se ha considerado el valor del barril criollo definido por DNU n°488/2020 hasta el 31/12/2020 y a partir del año 2021 una liberación del mercado que permite

²⁵ Valor que coincide con la oferta presentada por PESA en la subasta de productores del Plan GasAr del 4/12/20.

vender la producción al precio internacional del barril el cual supone una gradual tendencia al alza conforme los siguientes valores:

Petróleo	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Precio de Venta (US\$/bbl)	45	60	62	62	65	67

Tabla N°41: Precio de petróleo proyectado.

Considerando la producción proyectada y los precios antes definidos, las ventas proyectadas serían las siguientes:

Petróleo	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ventas (millones de US\$)	326	454	502	525	528	550

Tabla N°42: Ingresos por ventas.

A partir de los datos de los EECC de Pampa Energía del año 2019, se ha obtenido el **costo** de producción medio del año el cual ascendió a 2,01 US\$/MMBTU, valor que se corresponde con los estándares de la industria.

Los EECC no muestran de manera desagregada los negocios de Gas y Petróleo, dadas sus sinergias y a que pertenecen al mismo segmento contable. En tal sentido, fue necesario desagregar ambos segmentos a los efectos de proyectar sus ventas por separado. En consecuencia, a partir del nivel de ventas medido en dólares, la producción comercializable y los precios de ventas, se obtuvieron los costos promedio de la producción de gas y petróleo que permitan obtener el margen operativo de 131 millones de US\$ en 2019. De esta manera el costo del gas en el 2019 ascendió 2,01 US\$/MMBTU (en línea con los estándares de la industria) mientras que del petróleo a 40 US\$/bbl.

A partir de dichas variables se ha asumido una eficiencia en los costos de producción de gas natural, en línea con la experiencia de los Estados Unidos para el desarrollo de gas no convencional (se recuerda que el 96% de la producción de Pampa Energía corresponde a Gas no Convencional). Lo cual implicaría costos levemente decrecientes para los próximos 6 años.

Respecto a los costos de producción de Petróleo se asumió que los mismos se mantendrían constante en términos nominales asumiendo una eficiencia en la producción en términos reales.

En relación con el FCF de “Gas y Petróleo”, los gastos de comercialización y administración se mantuvieron constantes a los valores del 2019 en dólares asumiendo que la estructura administrativa no debería modificarse sustancialmente en función de la variación de la producción.

Asimismo, en relación con los gastos de exploración, los mismos se consideraron variables en función de la producción tomando como referencia los gastos observados en el ejercicio 2019, asumiendo que dicho nivel de gastos permite la renovación de reservas considerada en el análisis.

El último concepto relacionado a los gastos se corresponde con los “Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos”, que tiene que ver con los ingresos en los siguientes negocios: Oleoducto de Crudos Pesados y Oleoductos del Valle. En este caso se asumió un crecimiento gradual y sostenido de estos negocios.

A partir de restar los gastos al resultado bruto se ha obtenido el EBIT, al cual se le restará los impuestos, se le sumaran las depreciaciones y variación en activos fijos y capital del trabajo con el objetivo de obtener el flujo libre de fondos del segmento. En relación con los impuestos se ha considerado una tasa del 25% de impuesto a las ganancias constante.

Por su parte, para las depreciaciones y amortización se tomó como referencia la tasa de depreciación de los últimos 2 ejercicios, la cual promedió el 17%. Para la proyección se ha considerado la misma tasa sobre los activos fijos del segmento, los cuales incluyen las inversiones en Capex.

Para lo que es la variación en el Capex se ha considerado un Capex de Mantenimiento a los efectos de mantener la productividad de las instalaciones productivas. Este Capex se ha calculado como un porcentaje de la depreciación. Adicionalmente se ha considerado un Capex de crecimiento a los efectos de que se pueda sostener el crecimiento considerado en el factor de crecimiento a perpetuidad tenido en consideración para calcular el valor terminal.

Por último, en relación con capital de trabajo (Opex) se ha tomado en consideración los valores consolidados de la compañía. Esto es un 3% sobre ventas²⁶.

La tabla a continuación muestra el flujo de fondo proyectados del segmento Producción de Gas y Petróleo. Vale aclarar que para el año 2020 se consideraron los datos reales de los EECC, independientemente de las proyecciones realizadas para dicho año.

Gas y Petróleo (Valores en MUS\$)	Real	Proyectado	Proyectado	Proyectado	Proyectado	Proyectado
	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Ventas	294	454	502	525	528	550
(-) Costo de ventas	-243	-264	-284	-293	-295	-286
Resultado Bruto	51	190	219	232	233	264
(-)GS Administracion	-42	-55	-61	-64	-64	-67
(-)GS Comercializacion	-28	-12	-12	-12	-12	-12
(-)Otros Gastos	-13	12	11	12	13	14
EBIT	-32	134	157	168	171	199
(-)(EBIT* IIGG)	8	-34	-39	-42	-43	-50
(+)Depreciacion	108	101	99	97	80	66
(-)CAPEX	-41	-149	-148	-147	-137	-128
Capex Mantenimiento	-21	-61	-59	-58	-48	-40
Capex Crecimiento	-20	-89	-89	-89	-89	-89
(-)Variación de capital de trabajo	-8	-13	-14	-15	-15	-16
FCFF	35	40	55	62	57	72

Tabla N°43: FCFF Segmento Gas y Petróleo.

6.3.4 Segmento de Petroquímica

El segmento de Petroquímica es el segmento más pequeño de la compañía en términos de EBITDA. El mismo representó apenas el 0,7% del EBITDA ajustado en 2019. En ese sentido se realizará una proyección muy simplificada de su flujo libres de fondos.

Los supuestos considerados para el proyectar el flujo libres de fondos han sido los siguientes:

- Crecimiento de ventas y costos al 2% en términos de millones de US\$.

²⁶ Se recuerda que debido a como esta mostrada la información en los EECC de Pampa Energía no es posible determinar mediante la metodología tradicional la variación de capital de trabajo inter segmento.

- Gastos de Administración y Comercialización constantes conforme los valores registrados en 2019. No se incluyen gastos adicionales.
- Tasa de depreciación del 6% sobre activos fijos.
- Tasa impuesta a las ganancias del 25%.
- Capex de mantenimiento igual a la depreciación a los efectos de mantener constante la capacidad productiva actual.
- Capex de crecimiento de 1 millón de US\$ en el cálculo del valor terminal anual a los efectos sostener el crecimiento a perpetuidad establecido para el segmento.
- Variación del capital de trabajo del 3% sobre ventas.
- Para el cálculo del Valor Terminal se consideraron los valores del año 6, modificando respecto a este solamente el Capex de crecimiento antes mencionado.

La tabla a continuación muestra el flujo de fondo proyectados del segmento Petroquímica. Vale aclarar que para el año 2020 se consideraron los datos reales de los EECC, independientemente de las proyecciones realizadas para dicho año.

Petroquímica (Valores en MUS\$)	Real	Proyectado	Proyectado	Proyectado	Proyectado	Proyectado
	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Ventas	265	334	341	347	354	361
(-) Costo de ventas	-233	-310	-316	-323	-329	-336
Resultado Bruto	32	24	24	25	25	26
(-)GS Administracion	-3	-4	-4	-4	-4	-4
(-)GS Comercializacion	-8	-9	-9	-9	-9	-9
(-)Otros Gastos	-15	0	0	0	0	0
EBIT	6	11	11	12	12	13
(-)(EBIT* IIGG)	-3	-3	-3	-3	-3	-3
(+)Depreciacion	2	1	1	1	1	0
(-)CAPEX	-3	-1	-1	-1	-1	0
Capex Mantenimiento	-3	-1	-1	-1	-1	0
Capex Crecimiento	0	0	0	0	0	0
(-)Variación de capital de trabajo	15	-9	-10	-10	-10	-10
FCFF	17	-1	-1	-1	-1	-1

Tabla N°44: FCFF Segmento Petroquímica.

6.3.5 Resumen de supuestos

A los efectos de simplificar la lectura se resumen a continuación los supuestos considerados en la proyección de flujo de fondos libres:

Resumen de Supuestos	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Macroeconómicos						
Variación PBI (%)	-9,9%	5,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Inflación Argentina (%)	36,1%	48,5%	36,1%	29,7%	23,2%	15,0%
Tipo de Cambio al final del período (AR\$/US\$)	88,2	124,0	147,9	181,7	215,6	243,1
Tipo de Cambio Promedio (AR\$/US\$)	74,3	106,5	132,4	164,8	198,7	229,4
Mercado Energético						
Tasa de Crecimiento de la demanda de EE	-1,7%	1,0%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Energía Generada (TWh)	127	128	131	135	138	141
Participación EERR en la matriz (%)	9,5%	12,7%	12,6%	13,3%	14,0%	14,6%
Gas Natural para Generación Eléctrica (MMm3/d)	43,7	36,2	37,5	38,1	38,9	37,4
Producción Local de Gas Natural (MMm3/d)	124,3	130,0	135,1	137,2	139,2	141,3
Proyección Flujo de Fondos Libre de Pampa Energía						
Segmento Generación EE						
Proyección Ventas (TWh)	15	18	18	18	18	18
Proyección Ventas (MUSD)	790	1167	1220	1274	1281	1269
Segmento Producción de Gas y Petróleo						
Producción neta de Gas Natural (MMm3/d)	7,1	7,3	8,1	8,6	8,7	8,5
Producción neta de Petróleo (kbb/d)	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Segmento Distribución						
Tasa de Crecimiento de la demanda de EE	-1,7%	1,0%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Evolución margen de distribución (US\$/MWh)	9,8	9,0	12,0	13,0	16,0	17,0
Segmento Petroquímica						
Ventas (MUSD)	327,4	334,0	340,6	347,5	354,4	361,5

Tabla N°45: Supuestos considerados en la valuación.

6.4 CÁLCULO DEL WACC

En función de las características de la empresa se ha considerado estimar el flujo libre de fondos de manera desagregada de cada segmento para luego descontarlo al costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés) de la compañía.

En consecuencia, se ha calculado el WACC de PESA para descontar los FCF de Generación, Producción de Gas y Petróleo, Distribución y Petroquímica. No obstante, se recuerda que para obtener el valor del Holding (Transener, TGS y Refinor) se ha considerado su valor de mercado.

Para estimar la tasa de descuento, se utilizó el método de Weighted Average Cost of Capital (WACC), como la tasa apropiada para descontar los flujos de fondos. La WACC se define de acuerdo con la siguiente fórmula:

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

Donde:

D: Valor de mercado de la deuda financiera;

rd: Costo de la deuda;

E: Valor de mercado del capital;

re: Costo del capital;

t: tasa de impuesto sobre la renta.

En esta estimación del coste de capital, se utilizó el modelo Spread-Country, una versión ajustada del Capital Asset Pricing Model (CAPM), el cual suma al costo del capital un spread de acuerdo con cada país utilizando información de EE.UU.:

$$r_e = R_f + \beta_s * ERP + CRP_c$$

Dónde:

rs: Coste del capital;

Rf: tasa libre de riesgo;

β_s : Beta;

ERP: Prima de riesgo del capital;

CRP: Prima de riesgo país;

Tasa libre de riesgo: La tasa libre de riesgo de retorno es la tasa teórica de retorno de una inversión con riesgo cero. La tasa libre de riesgo representa el interés que un inversor obtendría con certeza de una inversión absolutamente libre de riesgo durante un período específico de tiempo.

Prima de riesgo del capital: La prima de riesgo del capital representa el retorno adicional requerido por los inversores sobre la tasa libre de riesgo, para compensarlos por el riesgo adicional tomado mediante la inversión en activos de riesgo.

Beta: El coeficiente beta utilizado en el CAPM captura el riesgo de los activos individuales, a través de un análisis de regresión entre la rentabilidad de los activos y la rentabilidad del mercado (S&P 500).

Prima de riesgo país: el riesgo país se refiere al riesgo de invertir en un país determinado, en función de los cambios en el entorno empresarial que puede afectar negativamente los beneficios de operación o el valor de los activos. Por ejemplo, los factores financieros, tales como los controles de divisas, devaluaciones o cambios regulatorios, y otros eventos potenciales contribuyen a los riesgos operacionales de las empresas.

6.4.1 Estimación del Costo del Capital Propio

El primer componente del CAPM corresponde a la **Tasa Libre de Riesgo** (r_f). Para ello se utiliza el rendimiento del Bono a 10 años de Tesoro de Estados Unidos al 31 de diciembre de 2019.

$$r_f = 1,92\%^{27}$$

Luego, se incorpora una prima de rendimiento por invertir en ese activo dentro del mercado accionario. Para calcularlo se utilizó el rendimiento anual promedio con dividendos incluidos de los últimos 92 años del índice S&P 500 de Estados Unidos ²⁸. Al rendimiento del mercado se le resta la r_f para obtener el **ERP**. A los efectos de esta valuación se utilizó la media geométrica.

²⁷ Fuente: <https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/pages/TextView.aspx?data=yieldYear&year=2019>

²⁸ Ver Anexo III - Rendimiento Anual S&P 500

La tabla a continuación muestra el promedio aritmético y el promedio geométrico del rendimiento anual del S&P 500 desde el año 1928 al 2019:

Rendimiento anual S&P 500	Aritmético	Geométrico
Promedio (1928-2019)	11,57%	9,70%

Tabla N°46: Media anual geométrica y aritmética de S&P 500.

Debido a la diferencia que existe en el mercado entre los betas de los distintos segmentos en los que participa Pampa Energía se ha calculado un **Beta** que pondera los dos grandes segmentos en los que participa Pampa, electricidad y gas y petróleo, para luego ponderarlos en función de las ventas de Pampa y de esa manera obtener un beta de la compañía que incorpore las características de cada negocio. Vale destacar que en general los mercados más regulados, son menos sensibles a las variaciones del mercado y cuentan con un Beta inferior a los menos regulados por lo que el Beta Eléctrico se presenta inferior al de Gas y Petróleo.

En tal sentido se ha calculado un beta para empresas del rubro eléctrico y un beta para el rubro de Gas y Petróleo.

El Beta Eléctrico se ha calculado en base al Beta de las siguientes compañías: American Electric Power Company, Dominion Energy, DTE Energy Company, Duke Energy Corporation y The Southern Company. El Beta calculado mediante regresión de cada una de estas compañías²⁹ se ha promediado para luego desapalancarse en función de la estructura Deuda/Capital y de la tasa de impuesto a la renta promedio de la industria.

El coeficiente calculado es:

- Beta Eléctrico Apalancado: 0,21
- Beta Eléctrico Desapalancado: 0,31

²⁹ Ver “Anexo III - Regresión Betas empresas Eléctricas.”

Por su parte el Beta de Gas y Petróleo se ha calculado en base al Beta de las siguientes compañías: Exxon Mobil Corporation, Chevron Coproration, Royal Dutch Shell, Total, British Petroleum y Conoco Philips. El Beta calculado mediante regresión de cada una de estas compañías³⁰ se ha promediado para luego desapalancarse en función de la estructura Deuda/Capital y de la tasa de impuesto a la renta promedio de la industria.

El coeficiente calculado es:

- Beta Gas y Petróleo Apalancado: 0,93.
- Beta Gas y Petróleo Desapalancado: 0,95.

Ponderando ambos betas desapalancados por el porcentaje de ventas del 2019 de Pampa Energía asociadas al sector Eléctrico (51%) y al sector Gas y Petróleo (49%) se obtuvo el Beta, desapalancado utilizado para Pampa Energía, el cual asciende a 0,62.

A partir de este dato se obtuvo el Beta apalancado por la estructura de Deuda/Capital Propio Pampa Energía y su tasa impositiva, obteniéndose un Beta Apalancado de 0,96.

Este valor resulta consistente con el Beta de Pampa calculado de manera mensual para el periodo 2013-2019 (misma metodología utilizada para calcular los Betas anteriores), el cual asciende a 0,95.

Adicionalmente se considera una prima por invertir en el mercado argentino (CRP, Country Risk Premiun por sus siglas en inglés) que incorpora una nueva variable de riesgo. El índice EMBI³¹ del 31/12/19 se encontraba en 1.744 puntos básicos el cual se correspondía con una situación de “default”. A los efectos de la presente valuación se utilizará un riesgo país normalizado en línea con el valor utilizado por los acreedores para valuar el valor presente de los nuevos bonos luego

³⁰ Ver “Anexo III - Regresión Betas empresas Eléctricas.”

³¹ El EMBI (Emerging Markets Bonds Index o Indicador de Bonos de Mercados Emergentes) es el principal indicador de riesgo país y está calculado por JP Morgan Chase. Es la diferencia de tasa de interés que pagan los bonos denominados en dólares, emitidos por países subdesarrollados, y los Bonos del Tesoro de Estados Unidos.

de la reestructuración de la deuda soberana realizada en septiembre 2020. Precisamente el 10 de septiembre el EMBI cotizaba a 1.083 puntos básicos, valor en línea con la tasa que mostraron los nuevos bonos cuando comenzaron a cotizar en el mercado: 11,5%. Para este ejercicio se tomará este valor prima de riesgo país.

De acuerdo con el modelo CAPM, ajustado por prima de mercado emergente para Argentina, se obtiene el siguiente costo de Capital Propio:

$$r_{E \text{ Pampa}} = r_f + \text{Beta Pampa} (r_m^{\text{usa}} - r_f^{\text{usa}}) + \text{CRP}$$

$$r_{E \text{ Pampa}} = 1,92\% + 0,96 \times (9,70\% - 1,92\%) + 11,50\%$$

$$r_{E \text{ Pampa}} = 20,91\%$$

6.4.2 Estimación del Costo de la Deuda

En los balances de Pampa Energía se informan los mecanismos de financiación de la compañía para cada una de sus actividades. La tabla a continuación muestra el detalle de los instrumentos, todos ellos ON (Obligaciones Negociables), con distintos plazos de vencimiento y montos.

Sociedad	Instrumento	Vencimiento Final	Monto Emisión	Monto Remanente	Tasa Pactada
En millones de U\$S					
Transener	ON Clase 2	2021	101	91	9,750%
Edenor	ON par a tasa fija	2022	300	137	9,750%
TGS	ON a descuento y tasa fija	2025	500	500	6,750%
Pampa	ON Serie T a descuento y tasa fija	2023	500	487	7,375%
	ON Serie I a descuento y tasa fija	2027	750	687	7,500%
	ON Serie II a descuento y tasa fija	2029	300	293	9,125%
En millones de AR\$					
Pampa Energía	ON Clase E	2020	557	575	Badlar Privada

Tabla N°47: Emisiones de Deuda PESA.

En tal sentido, se entiende que las condiciones acordadas para cada una de estas Obligaciones Negociables son aquellas a las cuales Pampa Energía puede acceder en el mercado de capitales para cada una de sus actividades.

A los efectos de la presente valuación se ha considerado como costo de la deuda a la TIR (tasa interna de retorno) del bono en dólares de 2027 al 31/12/2019 considerando un valor de mercado de 86 dólares³².

Considerando las siguientes características del activo la TIR de la ON 2027 al 31/12/2019 ascendía a 10,33%.

Condiciones de Emisión		Calendario de Pagos		
Emisor	Argentina	Emisión: 24/1/2017		
Moneda de Emisión	US\$	Capital: 100		
Fecha de Vto	25/1/2027	Desde	Hasta	Cupon
Tipo de Tasa:	Tasa Fija	24/7/2017	24/7/2026	Int: 7,5%
Tasa de Interes;	7,5%	24/1/2027	24/1/2027	Int: 7,5% - Amort: 100%
Frecuencia	Semestral			

Tabla N°48: Condiciones ON 2027 PESA.

Cálculo de la TIR				
FECHA	CUPÓN	RENTA	TOTAL	MONEDA
24/7/2019			-86	USD
24/1/2020	3,75		3,75	USD
24/7/2020	3,75		3,75	USD
24/1/2021	3,75		3,75	USD
24/7/2021	3,75		3,75	USD
24/1/2022	3,75		3,75	USD
24/7/2022	3,75		3,75	USD
24/1/2023	3,75		3,75	USD
24/7/2023	3,75		3,75	USD
24/1/2024	3,75		3,75	USD
24/7/2024	3,75		3,75	USD
24/1/2025	3,75		3,75	USD
24/7/2025	3,75		3,75	USD
24/1/2026	3,75		3,75	USD
24/7/2026	3,75		3,75	USD
24/1/2027	3,75	100	103,75	USD
TIR Anual			10,33%	

Tabla N°49: Cálculo TIR ON 2027 PESA.

³² Fuente: EIKON. <https://eikon.thomsonreuters.com/index.html>

6.4.3 Conformación del Costo Promedio Ponderado del Capital – WACC

De acuerdo con los resultados obtenidos y en función de la fórmula del WACC se ha calculado la siguiente tasa de descuento:

WACC	Pampa
Costo del Capital Propio	20,91%
Costo de la Deuda después de impuestos	7,75%
Proporción Deuda	42%
Proporción Patrimonio	58%
WACC	13,3%

Tabla N°50: Cálculo del WACC.

6.5 VALOR DE LA EMPRESA

En los puntos anteriores se han proyectado todos los valores que permiten conformar el Flujo de Fondos Neto de la Compañía para los próximos 6 años. No obstante, dado que se asumió un flujo de fondos a perpetuidad y que la proyección se limitó a los próximos 6 años, se ha calculado el valor terminal del flujo de fondos, es decir entre el año 7 y el infinito, pero valuado al año 6.

Para poder considerar la proyección a perpetuidad en todos los segmentos se asume la renovación a perpetuidad de las concesiones hidráulicas, de áreas de hidrocarburos y del área de distribución de Edenor.

Asimismo, se asumió un crecimiento a perpetuidad del 2,5%.

Para el valor terminal se asumieron ventas en línea con los valores del año 6 y costos un 10% superiores a los del año 6, asumiendo que en el largo plazo la rentabilidad bruta se reduce levemente asumiendo algunos incrementos de costos imposibilitados de trasladar a tarifas. Por su parte los gastos operativos se proyectaron conformes los valores del año 6. Luego se mantuvo la misma tasa de impuesto a las ganancias del año 6, el mismo nivel de depreciaciones del año 6, el mismo nivel de inversiones (desagregadas en mantenimiento y crecimiento a los efectos que los activos sean consistentes con el crecimiento futuro de las ventas) y una necesidad de capital de trabajo en línea con lo histórico.

De esta manera se ha obtenido un valor terminal del flujo libre de fondos de estos 4 segmentos de 296 millones de dólares, el cual traído al año 6 considerando su correspondiente WACC y tasa de crecimiento a perpetuidad implica un valor terminal valuado al año 6 de 2.737 millones de US\$.

Pampa - sin Holding- (Valores en MUS\$)	Valor Terminal
Ventas	3.091
(-) Costo de ventas	-2.139
Resultado Bruto	951
(-)GS Administracion	-180
(-)GS Comercializacion	-58
(-)Otros Gastos	-82
EBIT	632
(-)(EBIT* IIGG)	-158
(+)Depreciacion	161
(-)CAPEX	-251
Capex Mantenimiento	-134
Capex Crecimiento	-117
(-)Variación de capital de trabajo	-88
FCFF U\$D	296
Múltiplo de perpetuidad	9,2x
TV al año 6	2.737

Tabla N°51: Valor Terminal Pampa Energía sin Holding.

Definidos los Free Cash Flow de cada segmento, el valor terminal de los 4 segmentos descontado al año 6 y la tasa de descuento de la compañía se ha calculado el valor de los segmentos de Generación, Producción de Gas y Petróleo, Distribución de Electricidad y Petroquímica, al cual se le sumo el valor de mercado del Holding y otros negocios, a los efectos de obtener el valor de la empresa. A este valor se le ha agregado o restado la deuda neta al 31/12/2019 a los efectos de obtener el valor del capital propio de la compañía (Equity Value).

Se detallan a continuación los flujos descontados agregados de los 4 segmentos analizados, el valor de la empresa considerando sólo estos 4 segmentos y el valor del capital propio de estos 4 segmentos:

Pampa - sin Holding- (Valores en MUS\$)	Real	Proyectado	Proyectado	Proyectado	Proyectado	Proyectado	Valor Terminal al año 2025
	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	
Ventas	1.118	2.654	2.824	2.946	3.030	3.091	
(-) Costo de ventas	-730	-1.856	-1.872	-1.912	-1.932	-1.945	
Resultado Bruto	388	798	952	1.034	1.098	1.146	
(-)GS Administracion	-75	-168	-174	-177	-177	-180	
(-)GS Comercializacion	-38	-58	-58	-58	-58	-58	
(-)Otros Gastos	-60	-85	-85	-85	-83	-82	
EBIT	215	487	635	714	779	827	
(-)(EBIT* IIGG)	-54	-122	-159	-179	-195	-207	
(+)Depreciacion	225	210	205	201	180	161	
(-)CAPEX	-181	-343	-296	-329	-265	-251	
Capex Mantenimiento	-100	-154	-158	-163	-148	-134	
Capex Crecimiento	-81	-189	-139	-167	-117	-117	
(-)Variación de capital de trabajo	61	-75	-80	-83	-86	-88	
FCFF U\$D	267	157	304	324	414	442	2.737
DCF	236	122	209	197	221	209	1.292
Valor de la Empresa (sin Holding)	2900 MUS\$						
Valor Deuda neta	1361 MUS\$						
Valor del Capital Propio (sin Holding)	1539 MUS\$						

Tabla N°52: Valor del Capital Propio de Pampa sin Holding.

En relación con el segmento “Holding y Otros”, conformado principalmente por su participación accionaria en TGS, Transener y Refinor, se ha considerado la valuación de estas compañías al 31/12/2019 en función de la información de los Estados Contables de Pampa Energía del 2019.

En la nota 5.3.2 de los EECC de Pampa Energía 2019 se encuentra el detalle de las valuaciones de las participaciones en asociadas y negocios conjuntos. En la misma se presenta lo siguiente:

- Una valuación de Refinor (correspondiente al 28,5% de la participación directa e indirecta de Pampa Energía) expuesta en el pasivo no corriente por 1.188 millones de AR\$, que al tipo de cambio de fin del ejercicio equivale a 20 millones de US\$.
- Una valuación de Citelec (correspondiente al 50% de la participación de Pampa Energía) expuesta en el pasivo no corriente por 5.274 millones de AR\$, que al tipo de cambio de fin del ejercicio equivale a 88 millones de US\$. Se recuerda que Citelec posee el 52,65% de Transener.
- Se informa que, al 31 de diciembre de 2019, la cotización de las acciones ordinarias y ADR de TGS publicada en la BCBA y en el NYSE fue de AR\$ 108,65 y US\$ 7,17, por

acción, respectivamente, otorgando a la tenencia de Pampa (directa e indirecta) un valor de mercado aproximado de 306 millones de US\$.

En consecuencia, considerando estas valuaciones el valor de las empresas asociadas ponderado por su participación accionaria menos la deuda neta se obtiene el valor del Capital propio del segmento “Holding y Otros”, el cual asciende a 444 millones de dólares.

Holding y Otros	
Valor de la Empresa TGS	306
Valor de la Empresa Transener	88
Valor de la Empresa Refinor	20
Valor de la Empresa Holding	414
Deuda neta Holding y Otros	-30
Valor Capital Propio Holding y Otros	444

Tabla N°53: Valor del Capital Propio del segmento Holding y Otros.

En consecuencia, adicionando todas las partes se obtiene un valor del Capital Propio de Pampa Energía de **1.983 millones de US\$**.

Valor Capital Propio Pampa Energía al 31/12/19 (valores en MUS\$)			
	Valor de la Empresa ajustado por participación	Deuda Neta	Valor del capital propio
Generación			
Upstream	2.900	1.361	1.539
Petroquímica			
Distribución			
Holding y Otros	414	-30	444
Pampa Energía	3.314	1.331	1.983

Tabla N°54: Valor del Capital Propio de Pampa Energía al 31/12/2019.

Considerando las 67.285.912 ADS en circulación al 31/12/19, la valuación realizada equivale a una cotización de 29,47 dólares por acción.

Asimismo, se destaca que al 31/12/19 la ADS de Pampa Energía cotizaba 16,4 US\$ por acción. El valor obtenido es sumamente mayor a la cotización de mercado la cual había sufrido un impacto muy grande luego de las PASO de agosto 2019 cuyo resultado afectó de manera negativa el valor de todas las acciones argentinas, validando de alguna manera un escenario muy pesimista para el sector.

No obstante, en el presente análisis, se consideró el cambio de administración, el impacto en la demanda que provocó la pandemia y las condiciones macroeconómicas previstas para los años 2020 y 2021, sin embargo, también se consideró una recuperación de la economía y una normalización del sector, en el cual se reconozca una tarifa tanto eléctrica como de gas natural que permita otorgar una buena calidad de servicio asegurando una rentabilidad razonable a las compañías. De esta manera se obtuvo una valuación equivalente a 29,47 US\$/ADS.

Vale recordar que, en el año 2017, la ADS de Pampa estuvo en numerosas oportunidades por arriba de los 70 US\$/ADS. En dicho momento se asumía una continuidad de la administración anterior en un contexto de costo de generación eléctrica y precio de gas boca de pozo muy por encima de los valores actuales. En tal sentido, el valor obtenido (29,47 US\$/ADS) es consistente con el escenario actual y previsto para el largo plazo.

7 Sensibilidades

Como en todo ejercicio de proyección de variables, las estimaciones no son exactas. A los efectos de valorizar el potencial margen de error de las estimaciones se ha realizado un análisis de sensibilidad. El mismo consiste en estimar dos escenarios de valuación adicionales al “Escenario Base” ya presentado, introduciendo cambios en algunas de las variables fundamentales de la valuación.

El escenario base ha sido conformado con las estimaciones de numerosas variables que conformaron los flujos libres de fondos de cada uno de los segmentos de PESA, asumiendo un escenario al largo plazo de normalización del mercado energético en el cual los precios y tarifas reguladas permiten la prestación de un servicio eficiente, sustentable en el largo plazo, otorgando una rentabilidad razonable. Asimismo, se ajustaron los precios de los segmentos no regulados o con menor grado de regulación.

En ese sentido, para la generación de los escenarios pesimistas y optimistas, se modificarán las principales variables involucradas.

Para el escenario pesimista se considerará una mayor intervención estatal con precios y tarifas reguladas que no permiten la correcta provisión de los energéticos y afecten la rentabilidad razonable de la empresa y, por otro lado, condiciones de mercado desfavorables en los segmentos no regulados o con menor grado de regulación. Asimismo, se consideró que estas condiciones perduran en el tiempo reduciendo el factor de crecimiento a perpetuidad considerado en el escenario base.

Entrando en detalle en el escenario pesimista se consideró para el sector de generación un menor factor de despacho producto de una menor demanda del sistema y un menor despacho térmico del sistema y una reducción de la remuneración en dólares de segmento regulado asumiendo la pesificación de esta remuneración con ajustes por inflación inferiores a la devaluación del peso. En el caso del sector de gas se asumió una reducción en el precio de remuneración, manteniendo los volúmenes de producción. Se estima que la empresa cumple con los compromisos del Plan Gas, pero su remuneración en dólares es inferior a la prevista. Respecto al sector de petróleo se considera una producción 3% inferior a la del escenario base y con un precio internacional del barril promedio 7% inferior al del escenario base. Respecto al segmento de generación se consideró un margen de distribución en dólares un 13% inferior asumiendo mayor intervención estatal y volúmenes distribuidos un 1% inferiores a los del escenario base (en este caso la menor demanda prevista es parcialmente compensada por una mayor demanda residencial por efecto precio).

Por su parte, en el escenario optimista se considerará desde un primer momento tarifas acordes a lo que establece la regulación (con una rentabilidad razonable) y condiciones de mercado externas e internas favorables. En este caso también se considerará que estas condiciones perduran en el tiempo mejorando el factor de crecimiento a perpetuidad considerado en el escenario base.

Aquí las diferencias en el segmento generación respecto el escenario base consideraron un mayor despacho producto de una mayor demanda del sistema y precios regulados en dólares acorde a lo definido regulatoriamente. Por su parte en el caso del segmento “Producción de Gas y Petróleo” se consideró una producción de gas un 4% superior a la del escenario base y 3% superior en el caso de petróleo. Asimismo, se consideró un precio del barril promedio 7% superior al escenario

base y precios para la industria y la exportación en el orden de los 5,7 usd/MMBTU para el promedio del periodo 2020-2025 (para Residencial y Generación se mantienen los precios del plan gas). Con relación al segmento de distribución se estimó un margen un 17% superior al escenario base (se asume una acelerada actualización de estas tarifas), con volúmenes un 2% superiores en el total del período.

La tabla a continuación muestra los resultados del análisis de sensibilidad, observándose una variación del valor del capital accionario de PESA entre los 1.205 y 2.768 millones de dólares.

Supuestos Valuación PESA		Escenario Pesimista	Escenario Base	Escenario Optimista
Segmento Generación	Precio Promedio de Venta 2020-2025	63 US\$/MWh	66 US\$/MWh	68 US\$/MWh
	Energía Generada 2020-2025	101 TWh	106 TWh	110 TWh
Segmento Gas	Precio Promedio de Venta 2020-2025	3,34 US\$/MBtu	3,47 US\$/MBtu	3,71 US\$/MBtu
	Volúmenes Producidos 2020-2025	17.653 MMm3	17.653 MMm3	18.308 MMm3
Segmento Petróleo	Precio Promedio de Venta 2020-2025	56 US\$/bbl	60 US\$/bbl	65 US\$/bbl
	Volúmenes Producidos 2020-2025	9.991 kbbl	10.302 kbbl	10.643 kbbl
Segmento Distribución	Margen Regulado de Distribución 2020-2025	11 US\$/MWh	13 US\$/MWh	15 US\$/MWh
	Volúmenes Distribuidos 2020-2025	124 TWh	125 TWh	128 TWh
Petroquímica Holding y Otros.	Mismas condiciones que en el Escenario Base			
Crecimiento a Perpetuidad	2,0%	2,5%	3,0%	
Valor Firma de PESA (US\$ MM)		2.536	3.314	4.099
Valor Deuda Financiera Neta (US\$ MM)		1.331	1.331	1.331
Valor Capital Accionario de PESA (US\$ MM)		1.205	1.983	2.768
Cantidad de Acciones		67.285.912	67.285.912	67.285.912
Precio por Acción (US\$)		17,9	29,5	41,1

Tabla N°55: Escenarios.

Por último, vale señalar que en todos los escenarios se realizó la valuación al 31/12/2019 considerando una tasa de descuento (WACC) del 13,3%.

8 Valuación por Comparables - Múltiplos

Con el objetivo de realizar una valuación adicional de Pampa Energía se utilizó el método de Múltiplo de Comparables que permite realizar una valoración relativa de la empresa utilizando el valor conocido de otras empresas que cotizan y que resultan similares para ser tomadas de referencia. La metodología de Valuación Relativa o Valuación por Múltiplos consiste en estimar el valor de un activo en base al valor que el mercado asigna a activos de similares características, en la misma fecha de valuación.

En términos de empresas comparables no existe en el país una empresa privada de las características de Pampa Energía con semejante grado de integración.

La empresa con características más parecidas es YPF la cual también participa en prácticamente todos los segmentos de la cadena de valor del sector “Petróleo y Gas” y Eléctrico, pero tiene la particularidad de que el Estado Nacional tiene mayoría en la participación accionaria y por lo tanto el control de esta y su objetivo, podría ser distinto al de los capitales privados.

Adicionalmente se tomó en consideración Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.), la cual es una empresa de similares características que YPF, pero con sus principales actividades en Brasil (de hecho, estuvo muy presente en Argentina hasta que hace unos años vendió gran parte de sus activos a PESA).

Luego se consideró también ENEL Generación Chile, empresa que se dedica a la generación de energía eléctrica en Chile.

Por último, se mostrarán los principales ratios de una empresa que se dedica exclusivamente a la generación de energía eléctrica en Argentina (principal actividad de Pampa energía en términos de EBITDA), como Central Puerto que cuenta con más de 4.000 MW en generación más una participación en la distribución de gas.

A continuación, se presentan los ratios de las empresas antes mencionadas:

	EV/Ebitda	Margen Ebitda	Estructura de Capital	ROA	ROE
YPF	7,8 x	20%	1,9 x	-1%	3%
Central Puerto	3,4 x	87%	1,0 x	3%	15%
Enel Generación Chile	6,8 x	41%	0,8 x	8%	10%
Petrobras	3,6 x	46%	2,1 x	9%	14%
Mediana	5,2 x	44%	1,4 x	5,6%	12,1%
Pampa	4 x a 6 x	35%	1,4 x	12%	59%

Tabla N°56: Ratios empresas comparables.

Los valores que se obtienen para el ratio Valor de la Empresa (EV) sobre EBITDA son muy variables obteniendo una mediana de 5,2.

A partir del EBITDA proyectado para Pampa Energía para el año 2021, se ha calculado el valor de la empresa en función del múltiplo promedio antes obtenido, y con eso, luego de restarle la deuda neta se obtuvo el valor del capital propio (2.293 millones de dólares) y el valor del precio de la acción (34,97 US\$/ADS).

Valuación Pampa Energía por múltiplos	
Valores en millones de dólares	
Ebitda proyectado 2021	697
Multiplos EV/EBITDA	5,20 x
Valor de la Empresa	3.624
Deuda Neta	1.331
Valor del capital propio	2.293
Precio por acción	34,07

Tabla N°57: Valuación Pampa Energía por múltiplos.

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

Análisis de Sensibilidad: Valor de Capital Accionario de Pampa Energía S.A.

		EV/EBITDA				
EBITDA	Variación	3 x	4 x	5 x	6 x	7 x
732 MUS\$	-20%	865 MUS\$	1.598 MUS\$	2.330 MUS\$	3.062 MUS\$	3.794 MUS\$
824 MUS\$	-10%	1.140 MUS\$	1.964 MUS\$	2.787 MUS\$	3.611 MUS\$	4.435 MUS\$
915 MUS\$	0%	1.415 MUS\$	2.330 MUS\$	3.245 MUS\$	4.160 MUS\$	5.075 MUS\$
1007 MUS\$	10%	1.689 MUS\$	2.696 MUS\$	3.703 MUS\$	4.709 MUS\$	5.716 MUS\$
1098 MUS\$	20%	1.964 MUS\$	3.062 MUS\$	4.160 MUS\$	5.258 MUS\$	6.357 MUS\$

Tabla N°58: Valor del capital accionario de PESA para distintos valores de EBITDA y Ratio EV/EBITDA.

Análisis de Sensibilidad: Precio por Acción Pampa Energía S.A.

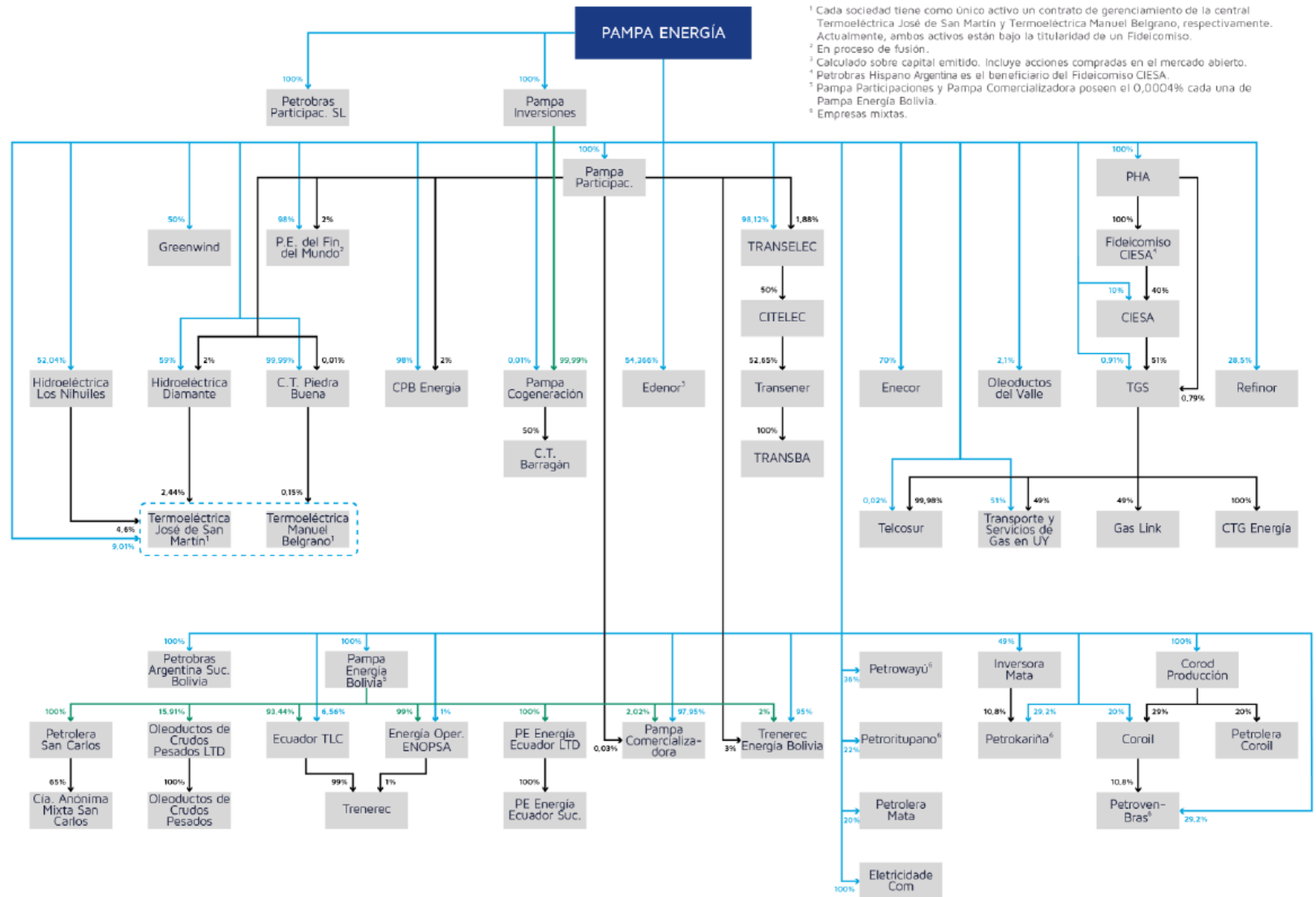
		EV/EBITDA				
EBITDA	Variación	3 x	4 x	5 x	6 x	7 x
732 MUS\$	-20%	12,9 US\$	23,7 US\$	34,6 US\$	45,5 US\$	56,4 US\$
824 MUS\$	-10%	16,9 US\$	29,2 US\$	41,4 US\$	53,7 US\$	65,9 US\$
915 MUS\$	0%	21,0 US\$	34,6 US\$	48,2 US\$	61,8 US\$	75,4 US\$
1007 MUS\$	10%	25,1 US\$	40,1 US\$	55,0 US\$	70,0 US\$	85,0 US\$
1098 MUS\$	20%	29,2 US\$	45,5 US\$	61,8 US\$	78,2 US\$	94,5 US\$

Tabla N°59: Precio acción PESA para distintos valores de EBITDA y Ratio EV/EBITDA.

Como se mencionó en el modelo de Flujo de Fondos Descontados, al cierre del ejercicio 2019 la cotización de las acciones era de US\$ 16,43, lo que implica un Valor de la Empresa de US\$ 1.106 millones de dólares la valoración de mercado. En este caso, la valuación por Múltiplo de Comparables estima un Valor de la Empresa notoriamente mayor al observado en el mercado, siendo más cercano al calculado por el método de Flujo de Fondos Descontados.

9 ANEXOS

9.1 ANEXO I - ORGANIGRAMA



9.2 ANEXO II – RENDIMIENTO S&P

Rendimiento Anual				
Año	S&P 500		Año	S&P 500
1928	43,81%		1974	-25,90%
1929	-8,30%		1975	37,00%
1930	-25,12%		1976	23,83%
1931	-43,84%		1977	-6,98%
1932	-8,64%		1978	6,51%
1933	49,98%		1979	18,52%
1934	-1,19%		1980	31,74%
1935	46,74%		1981	-4,70%
1936	31,94%		1982	20,42%
1937	-35,34%		1983	22,34%
1938	29,28%		1984	6,15%
1939	-1,10%		1985	31,24%
1940	-10,67%		1986	18,49%
1941	-12,77%		1987	5,81%
1942	19,17%		1988	16,54%
1943	25,06%		1989	31,48%
1944	19,03%		1990	-3,06%
1945	35,82%		1991	30,23%
1946	-8,43%		1992	7,49%
1947	5,20%		1993	9,97%
1948	5,70%		1994	1,33%
1949	18,30%		1995	37,20%
1950	30,81%		1996	22,68%
1951	23,68%		1997	33,10%
1952	18,15%		1998	28,34%
1953	-1,21%		1999	20,89%
1954	52,56%		2000	-9,03%
1955	32,60%		2001	-11,85%
1956	7,44%		2002	-21,97%
1957	-10,46%		2003	28,36%
1958	43,72%		2004	10,74%
1959	12,06%		2005	4,83%
1960	0,34%		2006	15,61%
1961	26,64%		2007	5,48%
1962	-8,81%		2008	-36,55%
1963	22,61%		2009	25,94%
1964	16,42%		2010	14,82%
1965	12,40%		2011	2,10%
1966	-9,97%		2012	15,89%
1967	23,80%		2013	32,15%
1968	10,81%		2014	13,48%
1969	-8,24%		2015	1,36%
1970	3,56%		2016	11,74%
1971	14,22%		2017	21,61%
1972	18,76%		2018	-4,23%
1973	-14,31%		2019	31,22%

Rendimiento anual S&P 500	Aritmético	Geométrico
Promedio (1928-2019)	11,57%	9,70%

9.3 ANEXO III –REGRESIÓN BETAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

Para el cálculo de los Betas del Sector Eléctrico calculados en el presente anexo se han tomado valores mensuales del período Enero 2013 – Diciembre 2019.

Estadísticas de la regresión	AEP	D	DTE	DUK	SO
Coefficiente de correlación múltiple	0,13	0,20	0,22	0,10	0,15
Coefficiente de determinación R ²	0,02	0,04	0,05	0,01	0,02
R ² ajustado	0,00	0,03	0,04	0,00	0,01
Error típico	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04
Observaciones	83	83	83	83	83
Intercepción	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Variable X 1	0,18	0,25	0,29	0,14	0,21

Beta Promedio Apalancado	0,21
--------------------------	------

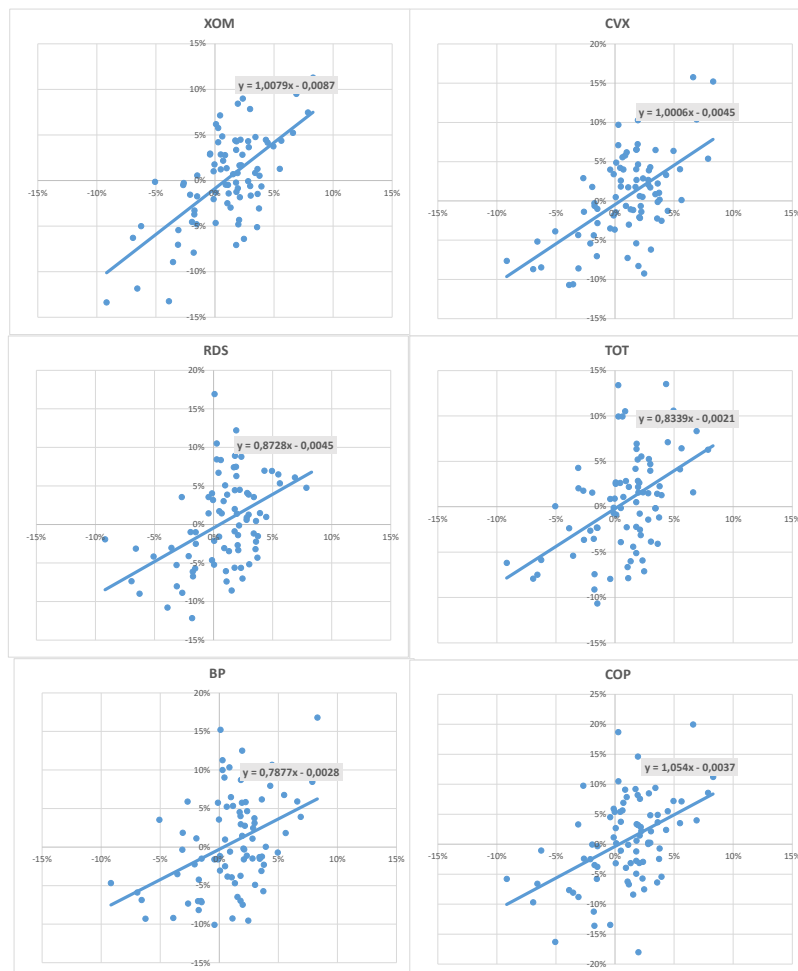


9.4 ANEXO IV – REGRESIÓN BETAS EMPRESAS GAS Y PETRÓLEO

Para el cálculo de los Betas del Sector Gas y Petróleo calculados en el presente anexo se han tomado valores mensuales del período Enero 2013 – Diciembre 2019.

Estadísticas de la regresión	XOM	CVX	RDS-A	TOT	BP	COP
Coefficiente de correlación múltiple	0,65	0,59	0,47	0,49	0,41	0,46
Coefficiente de determinación R ²	0,42	0,34	0,22	0,24	0,17	0,21
R ² ajustado	0,41	0,34	0,21	0,23	0,16	0,20
Error típico	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07
Observaciones	83	83	83	83	83	83
Intercepción	-	0,01 -	0,00 -	0,00 -	0,00 -	0,00 -
Variable X 1	1,01	1,00	0,87	0,83	0,79	1,05

Beta Promedio Apalancado 0,93



10 Bibliografía

Académica

- Annin, M., & Falaschetti, D. (1998). Equity Risk Premium Article. Ibbotson Associates & Morningstar.
- Brealey, R., & Myers, S. (2003). Principles of corporate finance. McGraw-Hill.
- Heaton, H. B. (2007). On the use of Size Premiums, Arithmetic or Geometric Average Returns, and Liquidity Premiums in determining Discount Rate. Journal of Property Tax Assessment and Administration, Vol. 4, núm. 4, p.p. 5-12.

Reportes

- Banco Central de la República Argentina (2020). Tipo de Cambio de Referencia.
- Banco Comafi. Pampa Energía 2027. Informe de Renta Fija
<https://www.comafi-inversiones.com.ar/reports/pampa27.pdf>
- BCRA – REM – OCTUBRE 2020 –
http://www.bkra.gov.ar/PublicacionesEstadisticas/Relevamiento_Expectativas_de_Mercado.asp
- CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2019). Programación Estacional Mercado Eléctrico Mayorista períodos 2019.
- CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2020). Datos Síntesis Mensual MEMnet, octubre de 2020.
- CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2020). Informe Anual Mercado Eléctrico Mayorista año 2019.
- Central Puerto S.A. (2019). Estados Financieros Consolidados año 2019.
- Comunicación "A" 3500. Disponible en:
<http://www.bkra.gov.ar/Pdfs/PublicacionesEstadisticas/com3500.xls>
- Damodaran - Implied Equity Risk Premium Update
<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- EECC Central Puerto 2019.
[http://investors.centralpuerto.com/template_files/1418/files/12-2019-Estados-Financieros-CPSA-Ingles-CNV-Argentina-\(3\).pdf](http://investors.centralpuerto.com/template_files/1418/files/12-2019-Estados-Financieros-CPSA-Ingles-CNV-Argentina-(3).pdf)

- EECC Enel Generación Chile 2019
<https://www.enel.cl/content/dam/enel-cl/inversionistas/enel-generacion-chile/informacion-para-el-accionista/resultados-trimestrales/analisis-razonado/2019/Analisis-Razonado-Enel-Generacion-Chile-diciembre-2019.pdf>
- EECC Petrobras 2019
https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/relatorios-anuais/796f5a462b61fbfb90b6cffe14f11ba278163787b080018daee875fac4262995/form_20f_2019.pdf.
- Edenor S.A. (2019). Estados Financieros Consolidados año 2019.
- Eikon Reuturs. <https://eikon.thomsonreuters.com/index.html>
- EMBI - Promedio 17-19. - <https://www.invenomica.com.ar/riesgo-pais-embj-america-latina-serie-historica/>
- ENARGAS – Datos Abiertos - Datos operativos de Transporte y Distribución de Gas - <https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/datos-operativos.php>
- Fundación Capital – Informes – Calves Economicas del mes – Noviembre 2020. <https://www.fundacioncapital.org.ar/informes/claves>
- http://datos.minem.gob.ar/dataset/produccion-de-petroleo-y-gas-por-pozo/archivo/cb5c0f04-7835-45cd-b982-3e25ca7d7751?view_id=6eb7c7cd-34b2-4a92-acc7-60289b83b5c3
- INDEC - Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. Cuentas Nacionales. Producto Interno Bruto (PIB), año base 1993 - Oferta y demanda globales, en millones de pesos a precios de 1993.
- Indro, D., & Wayne, L. (1997). Biases in Arithmetic and Geometric Averages as Estimates of Long-Run Expected Returns and Risk Premia. *Financial Management*, Vol. 26, núm. 4, p.p. 81-90.
- MINEM – Datos Energía / Dataset / Recurso
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 19 de octubre de 2017). Plan de Energías Renovables. RenovAr 2 - Recepción de Ofertas.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 2016). Plan de Energías Renovables. RenovAr 1 - Proyectos Adjudicados.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 2016). Plan de Energías Renovables. RenovAr 1.5 - Ofertas de Precios Presentados.

- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 23 de mayo de 2016). Licitación Generación Térmica. Resolución SEE 21/2016 - Ofertas Recibidas.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 23 de noviembre de 2017). Plande Energías Renovables. RenovAr 2 - Apertura de Ofertas Económicas.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 29 de noviembre de 2017). Plan de Energías Renovables. RenovAr 2 - Ofertas Adjudicadas.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 30 de septiembre de 2016). Plan de Energías Renovables. Renovar 1 - Tabla de Precios Ofertados - Sobre B.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, 6 de septiembre de 2016). Plan de Energías Renovables. Renovar Ronda 1 - Resumen de Ofertas.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (Argentina, noviembre de 2016). Plan de Energías Renovables. RenovAr 1.5 - Adjudicación de Proyectos.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. Series Históricas de Energía Eléctrica desde 1930. Disponible en: <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3140>
- Pampa Energía S.A. (2017). Estados Financieros Consolidados 2017.
- Pampa Energía S.A. (2017). Memoria Anual 2017.
- Pampa Energía S.A. (2018). Estados Financieros Consolidados 2018.
- Pampa Energía S.A. (2018). Memoria Anual 2018.
- Pampa Energía S.A. (2019). Estados Financieros Consolidados 2019.
- Pampa Energía S.A. (2019). Memoria Anual 2019.
- Pampa Energía S.A. (2020). Presentación al inversor (enero 2020).
- Pampa Energía S.A. (2020). Presentación al inversor (mayo 2020).
- Secretaría de Energía de la Nación. (Argentina, 2005). Resolución N° 1193/2005. Acuerdo FONINVEMEM.
- Secretaría de Energía de la Nación. Balance Energético Provisorio 2019
- Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación. (Argentina, 14 de junio de 2016). Licitación de Generación Térmica. Res. SEE 21/2016 - Ofertas Adjudicadas.

- Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación. (Argentina, 25 de agosto de 2017). Cierre de Ciclos Combinados y Cogeneración - Res. SEE 287/2017. Nota SEE - Ofertas Económicas y Proyectos Admisibles.
- Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación. (Argentina, 25 de septiembre de 2017). Cierre de Ciclos Combinados y Cogeneración - Res. SEE 287/2017. Res. SEE 820/2017 - Proyectos Adjudicados.
- Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación. (Argentina, 9 de agosto de 2017). Cierres de Ciclo Combinado y Cogeneración - Res. SEE 287/2017. Ofertas Recibidas.
- Transener (2019). Estados Financieros 2019.
- U.S. Treasury. T-bond 10 años- <https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/pages/TextView.aspx?data=yieldYear&year=2019>
- Wood Mackenzie – <https://my.woodmac.com/>. “Vaca-muerta-high-case-argentina-gas-and-power-long-term-outlook” Agosto 2020.
- Yahoo! Finance. Statistics, Financials & Historical Data de las empresas identificadas con los códigos AEP, AES, DTE, DUK, SO, XOM, CVX, RDS-A, TOT, PBR, BP, WEC, NGG, ED y PPL. Último acceso el 18 de octubre de 2020. Disponible en: <https://finance.yahoo.com/>.
- WEB Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía (CACME). <http://www.cacme.org.ar/documentos/113.pdf>