



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

**TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN:
VALUACIÓN CAMUZZI GAS PAMPEANA**

Autor: Joaquín Solari

DNI: 35.216.079

Director de Tesis: Federico José Filgueira

Buenos Aires, septiembre 2020

INDICE

1. Resumen ejecutivo	4
2. Introducción	5
2.1 La Empresa	5
3. Análisis de la Industria.....	6
3.1 Sector energético en Argentina	6
3.1.1 Producción Energética.....	6
3.1.2 Consumo Energético	13
3.2 Estructura del Gas en Argentina	18
3.2.1 Participantes de la industria	20
3.2.2 Revisión tarifaria integral.....	25
3.2.3 Nuevo cuadro tarifario para Camuzzi.....	26
3.2.4 Asistencia económica transitoria	27
3.2.5 Subsidios al consumo	27
4. Descripción del Negocio	27
4.1 Historia	28
4.2 Estructura	28
4.3 Estructura del Negocio	30
4.3.1 Tipos de Servicio.....	30
4.3.2 Clientes.....	31
4.3.3 Ingresos de una distribuidora.....	33
4.3.4 Costos de una distribuidora	36
4.4 Cotización de la acción	37
4.5 Fortalezas	38
4.6 Riesgos.....	41
4.7 Posicionamiento.....	44
4.8 Plan de Inversiones	45
5. Análisis Financiero	46
5.1 Análisis de tendencias	46
5.1.1 Evolución de las ventas	46

5.1.2 Evolución de los Costos de Venta.....	52
5.1.3 Análisis Costos Fijos.....	54
5.1.4 Análisis Resultados Financieros.....	55
5.2 Evolución Activo y Pasivo	56
5.2.1 Evolución del Activo no corriente	56
5.2.2 Evolución del Activo corriente	58
5.2.3 Evolución del Pasivo no corriente	60
5.2.4 Evolución del Pasivo corriente	61
5.3 Ratios de Rentabilidad, Eficiencia y Crediticios.....	62
5.3.1 Ratios de Rentabilidad.....	62
5.3.2 Ratios de Gestión	63
5.3.3 Ratios de Solvencia.....	64
5.3.4 Comparación con empresas del sector	65
6. Valuación.....	68
6.1 Metodología.....	68
6.2 Proyección de la Demanda.....	69
6.2.1 Proyección Centrales Eléctricas.....	70
6.2.2 Proyección GNC.....	72
6.2.3 Proyección Industrias	76
6.2.4 Demanda de Gas residencial, Comercial y Entes Públicos.....	80
6.3 Proyección de Ventas.....	86
6.4 Proyección del Costo de ventas	89
6.5 CAPEX	90
6.5.1 Propiedad Planta y equipo	90
6.5.2 Intangibles	91
6.6 Gastos de Administración y Comercialización	92
6.7 Capital de trabajo	93
6.7.1 Caja operativa.....	93
6.7.2 Cuentas a Pagar	93
6.7.3 Cuentas a cobrar	94
6.7.4 Materiales.....	94
6.7.5 Otras cuentas del capital de Trabajo.....	95
6.8 Costo de Capital	95

6.8.1 Costo del Capital Propio	95
7. Valuación por Múltiplos	100
7.1 Múltiplo EV/ EBITDA.....	101
8. Escenarios.....	103
8.1 Renovación 10 años - Base.....	105
8.2 Renovación 10 años – Optimista.....	106
8.3 Renovación 10 años – Pesimista	107
8.4 Sin Renovación – Base.....	108
8.5 Renovación 35 años - Base.....	109
9. Conclusión	110
10. Anexos.....	111
10.1 Definiciones Técnicas	111
10.2 Plan de inversiones completo:.....	113
10.3 Evolución del consumo energético en transporte	116
10.4 Crisis energética Argentina	118
10.5 Consumos Históricos.....	125
10.6 Rolling Beta	131
10.7 Múltiplos Comparables	132
10.7.1 Enterprise Value / EBITDA.....	132
10.7.2 Price to Book	135
10.7.3 Price / Cash Flow	139
11. Bibliografía	143

1. Resumen ejecutivo

El presente trabajo tiene como objetivo valuar el patrimonio de Distribuidora Camuzzi Gas Pampeana S.A. Empresa perteneciente al grupo Camuzzi Gas y que opera desde 1992 en la República Argentina, cubriendo el 45% del país en dos regiones continuas a través de Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur.

La valuación se llevará a cabo a partir del estudio de la Industria, las proyecciones y sus tendencias. Las metodologías elegidas para la valuación fueron el Flujo de Fondos descontados en base a los planes

del directorio y las proyecciones de volumen estimadas; la valuación por Múltiplos con empresas que desarrollan las mismas actividades en el país y poseen una estructura de capital similar.

La acción de Camuzzi Gas Pampeana cotizó al 31 de diciembre a \$23,9, mientras que al 27 de agosto de este año su precio era de \$19,05. Los resultados del caso de estudio están en sintonía con los valores actuales donde:

- En el escenario base con renovación: Se estima que el congelamiento de tarifas sea por dos años consecutivos, y la empresa extienda la licencia de distribución por diez años a partir del año 2027, obteniendo una cotización de \$20.
- En el escenario optimista con renovación: Donde el congelamiento de tarifas solo alcanza el primer año, y la empresa extiende la licencia de distribución por diez años a partir del año 2027, la empresa estaría valuada en \$25,8 por acción.
- En el escenario pesimista con renovación: Está cotejado un congelamiento de tarifas por tres años, y la empresa extiende la licencia de distribución por diez años a partir del año 2027. En este caso, la acción tendría un precio de \$14,6.
- En el escenario base sin renovación: La empresa no renueva la licencia en el año 2027, y las tarifas sufrirían un congelamiento de dos años. En este caso, la acción estaría valuada a \$8,30.
- Por último, en un escenario base, con renovación de la licencia por 35 años a partir del año 2027, la empresa estaría valuada a \$27,50 por acción.
- La valuación por múltiplos de Enterprise value/EBITDA con empresas comparables del sector de servicios en Argentina, nos arroja un valor \$26,19, y si reducimos el análisis a solo las distribuidoras de gas, el precio de la acción baja a \$20,78.

En conclusión, podemos decir que la empresa está cotizando a su valor de mercado. Según los distintos instrumentos de valuación y las probabilidades de ocurrencia de los distintos escenarios, la acción con un diez por ciento de desvío tiene un valor de entre \$18 - \$22.

2. Introducción

2.1 La Empresa

Camuzzi Gas Pampeana S.A es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes de Argentina el 24 de noviembre de 1992, e inscripta en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 1° de diciembre de 1992.

La distribuidora Camuzzi Gas en su conjunto, es la mayor distribuidora de gas natural de la República Argentina en términos de volumen. Para poder llevar a cabo dicha distribución cuenta con un sistema de gasoductos de transporte y redes de distribución abasteciendo a siete provincias del país,

entre las cuales se encuentran: Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Chubut, Rio Negro, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

La empresa está dividida en dos sociedades que abarcan dos regiones del país:

Camuzzi Gas del Sur S.A

Distribuye gas desde Buenos Aires hasta las provincias más australes de Argentina: Neuquén, Rio Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego, región que contiene importantes centrales de hidrocarburos.

Camuzzi Gas Pampeana S.A

Su distribución cubre el interior de Buenos Aires (excluyendo la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) y La Pampa, región de grandes centros urbanos e industriales. En total brindan servicios a más de un millón de viviendas, contando con más de 5.900 kilómetros de gasoductos y 20.200 kilómetros de redes de distribución.

3. Análisis de la Industria

3.1 Sector energético en Argentina

3.1.1 Producción Energética

La disponibilidad de recursos energéticos es crucial para el crecimiento y desarrollo sustentable de la población. Sin energía, la producción de bienes y servicios de una economía se torna imposible. Hoy en día, se estima que el consumo de energía en el mundo aumentará en un cincuenta por ciento en los próximos treinta años.

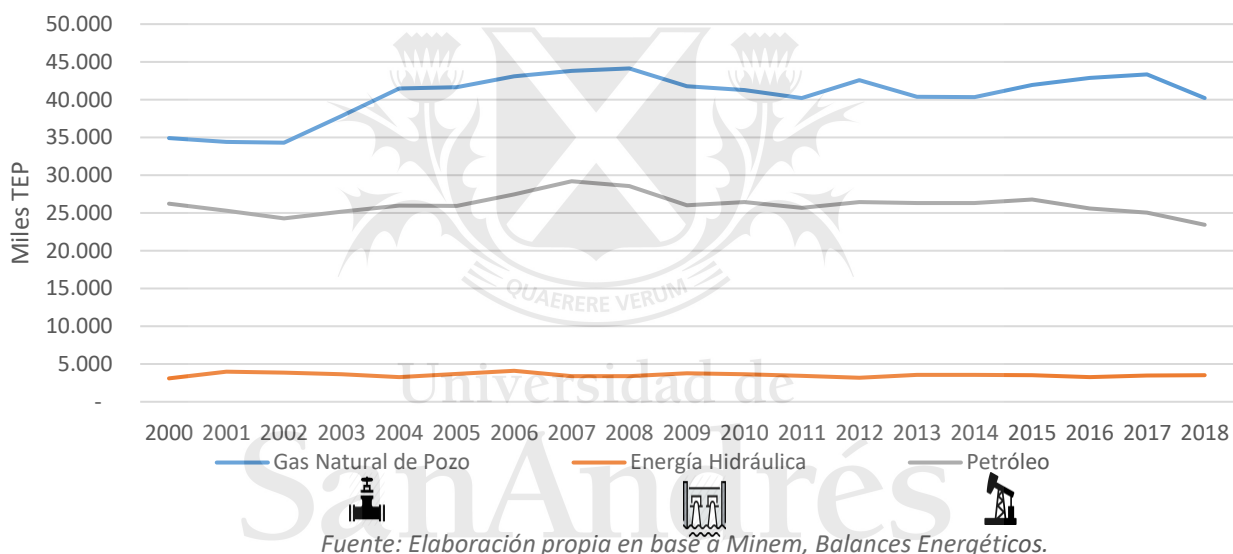
El paradigma actual recalca en cómo lograr un desarrollo y consumo sustentables, sin comprometer la capacidad de satisfacer las necesidades de las generaciones futuras. Las principales fuentes de energía con las que cuenta hoy el mundo (petróleo, gas natural y carbón mineral) son de carácter no renovable, es decir, que a medida que se van consumiendo disminuyen sus reservas sin posible reposición, salvo que se vayan descubriendo nuevos yacimientos.

Las fuentes de energía se clasifican en primarias y secundarias. Las primarias son aquellas que se obtienen directamente desde la naturaleza u otras fuentes sin haber sido sometidas a ninguna transformación (plantas nucleares, energía solar, eólica, etc.). Las fuentes secundarias son productos energéticos derivados de fuentes primarias, como por ejemplo la electricidad, el querosén, nafta, etcétera que son transformadas mediante la aplicación de alguna tecnología.

A partir de las fuentes primarias se construye la matriz energética de un país, estableciéndose las diferentes fuentes energéticas de las que se dispone y su incidencia relativa en el total de la oferta.

Según lo investigado en la nota de la Bolsa de Comercio¹, Argentina, en lo que se refiera a sus fuentes de energía, es extremadamente dependiente de los combustibles fósiles para el aprovisionamiento energético del país. El petróleo y el gas en su conjunto totalizan el 90% de la energía producida, donde el gas natural es el componente más importante ya que aporta más de la mitad de toda la energía primaria (52%) de la producción energética nacional. Lamentablemente ambas fuentes son de carácter no renovable y en Argentina han comenzado a decrecer por falta de inversión (este punto será tratado más adelante). Los descubrimientos que se han anunciado últimamente corresponden a yacimientos no convencionales en los cuales hay que efectuar inversiones importantes para hacerlos operativos y, aun así, se tardaría tiempo en estar cien por ciento operativos.

Gráfico 1: Producción Energética Primaria



Nota: Fuentes de energía como la leña, energías renovables, carbón y bagazo fueron excluidas del gráfico 1 porque sus aportes no eran significativos para la matriz.

¹ Bolsa de Comercio de Rosario. Energía. Agosto 2011,

<http://www.bcr.com.ar/Secretaria%20de%20Cultura/Revista%20Institucional/2011/Agosto/Energ%C3%ADa.pdf>

² La tonelada equivalente de petróleo (TEP) es una unidad de energía, cuyo valor equivale a la energía que rinde una tonelada de petróleo, la cual, como varía según la composición química de éste, se ha definido en un valor convencional de: 41 868 000 000 J (julios) = 11 630 kWh (kilovatios-hora).

¿Cómo está compuesto el sistema energético argentino?

El sistema energético argentino cuenta con un Mercado Energético Mayorista (MeM), el cual está compuesto por generadores, transportistas y distribuidores, nos explica Eduardo Bernardotti y Maximilian Bernayus en “Estudio de Potencial de Mitigación”³. Los participantes son registrados en la Compañía Administradora del mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMESA), siendo este organismo el encargado de la programación de corto y mediano plazo para la generación energética de cada agente del MEM y sus despachos.

Centrales Eléctricas

Las centrales eléctricas son diferentes plantas encargadas de producir energía eléctrica, situadas generalmente en las cercanías de fuentes de energía primaria (como los ríos, yacimientos petroleros, ect), o en las proximidades de grandes ciudades o zonas industriales, donde el consumo energético es elevado.

Los diferentes tipos de centrales eléctricas dependen de las distintas materias primas utilizadas para obtener la energía, pero dentro de las más representativas de nuestra matriz podemos identificar:

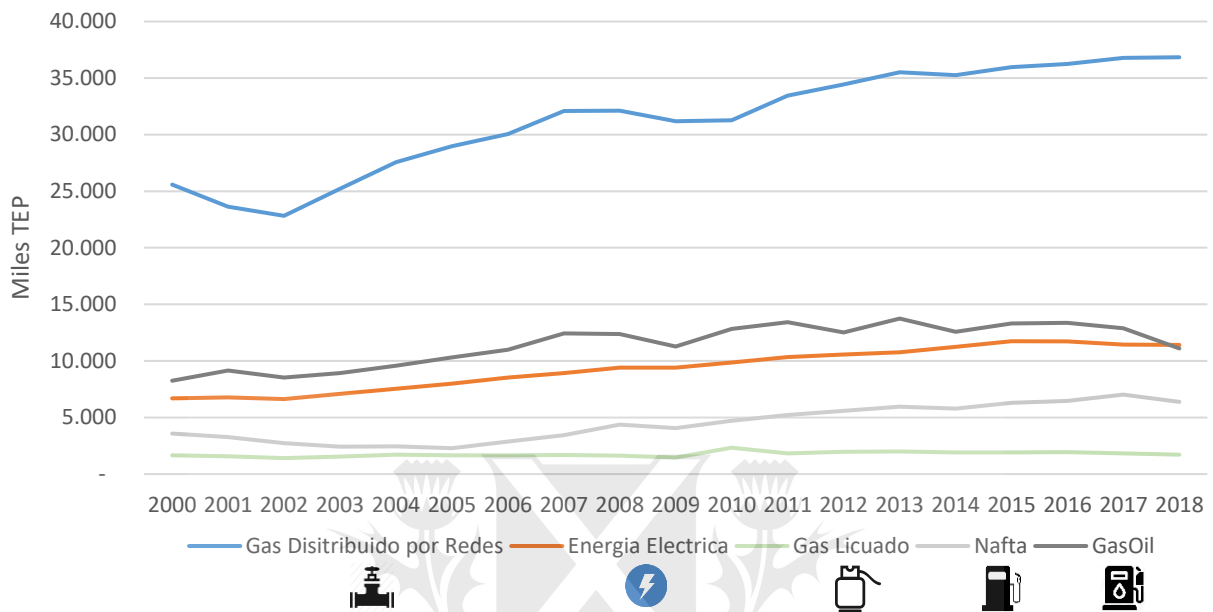
- Centrales Hidroeléctricas
- Centrales Térmicas
- Centrales Nucleares
- Centrales Fotovoltaicas
- Centrales Eólicas



Universidad de
SanAndrés

³ Bergardotti, Eduardo – Bernaus Maximilian. Estudio de Potencia de Mitigacion. Julio 2015, <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/3.-renovable-mem.pdf>

Gráfico 2: Producción Energética Secundaria



Fuente: Elaboración propia en base a Minem, Balances Energeticos.

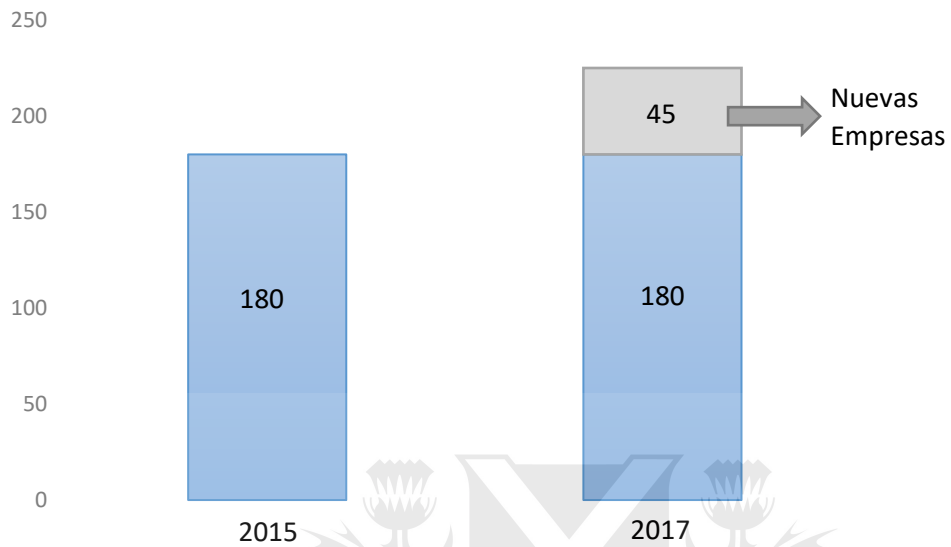
Producción Solar Térmica

En los últimos diez años la Energía Solar Térmica triplicó su potencia instalada en el mundo, alcanzando los valores de 472GW de capacidad, cuando en el 2017 no superaba los 150GW.

Esta tecnología también se expandió progresivamente en Argentina, donde la cantidad de empresas fabricantes, importadores, instaladores e instituciones de certificación creció a tasas del 100% anual entre los años 2012-2015, según el Censo Solar Térmico⁴

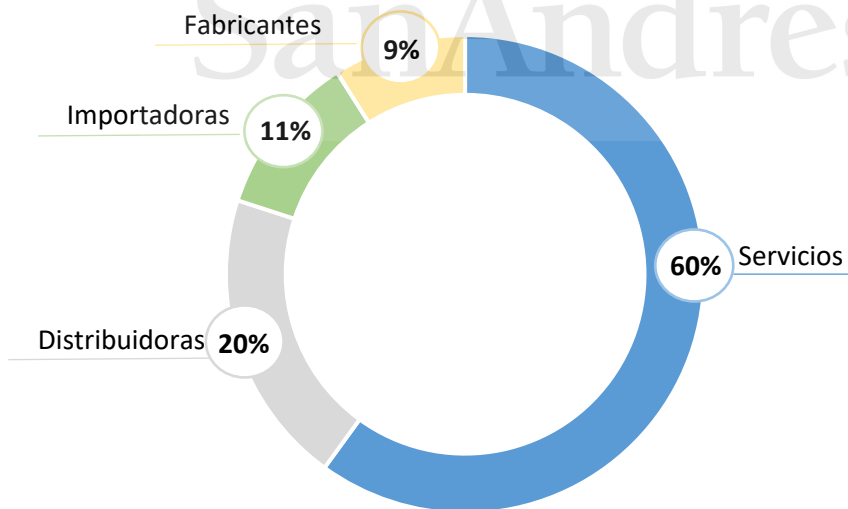
⁴ INTI. Censo Nacional Térmico 2018, http://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2019/07/Censo-Nacional-Solar-T%C3%A9rmico-2018_digital.pdf

Gráfico 3: Empresas de Energía Térmica



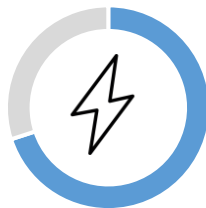
Fuente: Elaboración propia en base a INTI, Censo Solar Térmico 2017.

Gráfico 4: Empresas de Energía Térmica por actividad



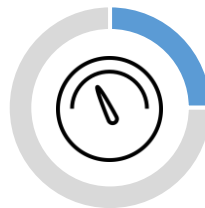
Fuente: Elaboración propia en base a INTI, Censo Solar Térmico 2017.

Durante el 2017, se comercializaron 35.141 metros cuadrados de colectores solares térmicos para agua caliente sanitaria, los cuales tienen la capacidad de generar 40.000 MWh anuales de energía. A su vez, la expansión de la energía solar representó un ahorro en la compra de combustible fósil, donde solo en los equipos instalados de este año, equivalió a un ahorro en más de 4.000.000 de metros cúbicos de gas natural, representando un 0.04% total del consumo residencial en el país.



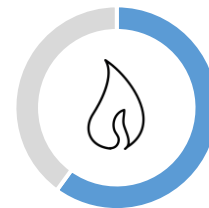
24,6 MW

**Potencia
Instalada 2017**



40 mil MWh /
Año

**Energía de
Generación**



4 millones de
m³

**Gas Natural
Ahorrados**

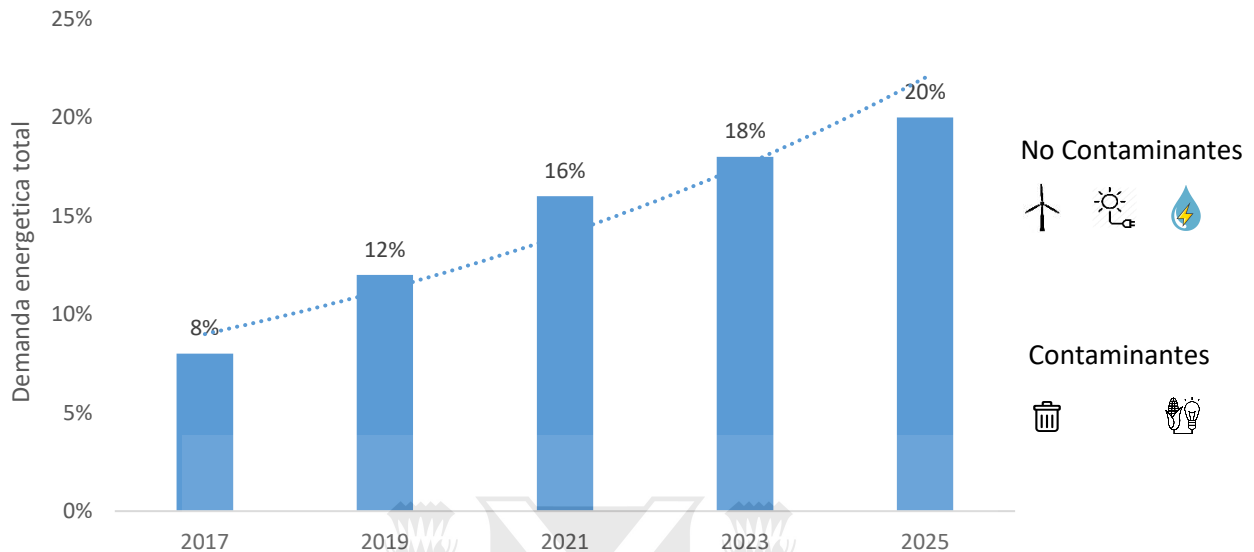
Fuente: Elaboración propia en base a INTI, Censo Solar Térmico 2017.

Ley de Energías Renovables 27.191

En septiembre 23 del 2015, en vistas a fomentar el uso de fuentes renovables de energía y aumentar su aporte en la matriz energética al 8% para diciembre 2017 y 20% para el 2025, se dictó la ley de Energías Renovables⁵. La misma establecía beneficios promocionales a las empresas que acrediten la ejecución de un proyecto en un grado de avance no menor al 15% para fines de abril 2017.

⁵ InfoLeg. Ley 27.191. Octubre 2015, <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm>

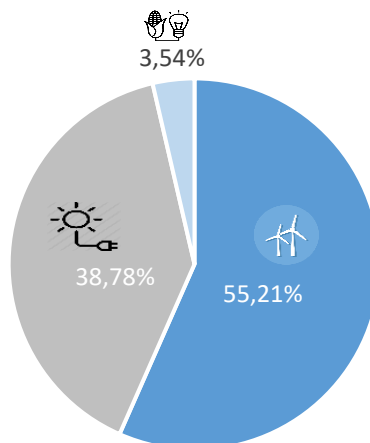
Gráfico 5: Participación de las Energías renovables en la matriz energética



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Escenarios Energéticos 2025.

Dentro de los beneficios promocionales se encontraban algunos impositivos, como la amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, devolución anticipada del IVA, compensación de quebrantos con una extensión de plazo a diez años y la no aplicación de los activos afectados por las actividades al Impuesto a la ganancia mínima presunta. Por otro lado, se crearon otros vehículos de fomento para las inversiones, como la creación de un fideicomiso denominado “Fondo para el desarrollo de energías renovables”, el cual tendría como objeto el otorgamiento de préstamos y aportes de capital.

Gráfico 6: Potencia adjudicada por tecnología



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Escenarios Energéticos 2025.

Pero pese a la Ley y los incentivos, el Gobierno Nacional no logró superar el objetivo establecido para el año 2017. En su nota para el Cronista⁶, Fermín Koop, especialista en ambiente y cambio climático, explicó que el desarrollo de un nuevo sector, en el cual tanto el gobierno como los inversores no tenían pleno conocimiento, obligaba a transitar una curva de aprendizaje y a instaurar un marco jurídico para contratos a largo plazo. Esto ocasionó una demora en el cumplimiento de los objetivos establecidos.

Por otro lado, según Juan Carlos Villalonga⁷ diputado nacional de cambios, al momento de establecer los objetivos fueron demasiado ambiciosos. A su vez las demoras entre la proposición de la ley en el 2014, y su sanción en el 2015 causaron que se pierda tiempo valioso que hubiera permitido poner en marcha con mayor velocidad las licitaciones.

Hoy en día la participación de las energías renovables en la matriz ronda el 13.28%. Los incrementos interanuales fueron del 442% en el caso de la energía eólica, y del 150% en el caso de la solar. Por ello, parece ser que las bases del sector se han consolidado, los proyectos han comenzado a dar sus brotes y los expertos concuerdan que se alcanzará el objetivo del 20% en 2025.

En la página web⁸ en referencia, se puede consultar en vivo, cuánto de la matriz energética está siendo generada por energía renovable en este momento.

3.1.2 Consumo Energético

La gestión del consumo de energía de un país debe plantearse como un elemento fundamental de la política energética. Una reducción en la demanda energética permite disminuir los costos en el aprovisionamiento e impacto ambiental.

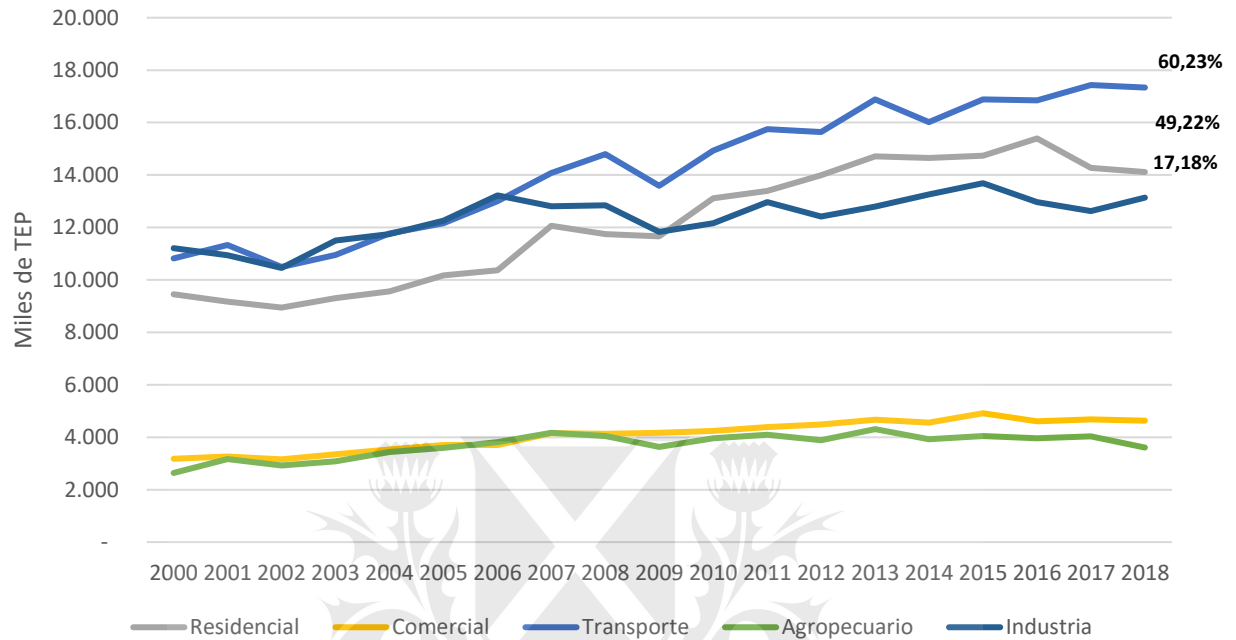
Como se podrá apreciar en el gráfico 7, la demanda energética fue incrementando a lo largo de los años; tanto los negocios como la industria necesitan de un abastecimiento cada vez mayor. Para lograr un crecimiento sostenido de la economía, es necesario que el crecimiento sea a la par de los recursos energéticos y así evitar un estancamiento.

⁶ Koop, Fermin. Pese a ley, es ínfimo el consumo de electricidad con fuentes renovables. Enero 2019, <https://www.cronista.com/responsabilidad/Pese-a-ley-es-ínfimo-el-consumo-de-electricidad-con-fuentes-renovables-20181212-0017.html>

⁷ Koop, Fermin. Pese a ley, es ínfimo el consumo de electricidad con fuentes renovables. Enero 2019, <https://www.cronista.com/responsabilidad/Pese-a-ley-es-ínfimo-el-consumo-de-electricidad-con-fuentes-renovables-20181212-0017.html>

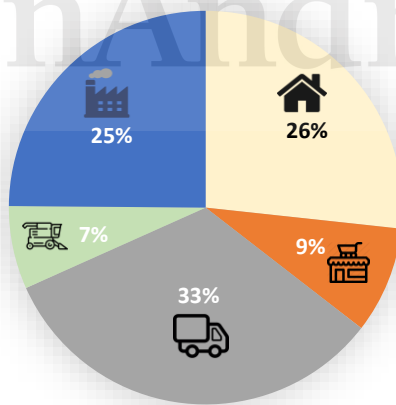
⁸ Cammesa, Renovables Hoy. Septiembre 2019, <https://despachorenovables.cammesa.com/renovables/>

Gráfico 7: Evolución del consumo energético



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Balances Energéticos.

Gráfico 8: Composición del Consumo Energético



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Balances Energéticos.

Consumo Energético Residencial

El crecimiento energético del sector residencial a lo largo de los años, está fundamentado principalmente por tres aristas:

1) Aumento demográfico:

La población argentina creció un 21% desde el año 2000 a la fecha:

Tabla 1: Población Argentina Histórica

Fecha	Hombres	Mujeres	Población
2018	21.780.048	22.714.454	44.494.502
2017	21.557.141	22.487.670	44.072.000
2016	21.332.108	22.258.260	43.590.000
2015	21.105.367	22.026.599	43.132.000
2014	20.876.860	21.792.640	42.670.000
2013	20.646.580	21.556.355	42.203.000
2012	20.415.111	21.318.160	41.733.000
2011	20.183.022	21.078.468	41.261.000
2010	19.950.809	20.837.644	40.788.000
2009	19.801.023	20.681.765	40.134.000
2008	19.604.329	20.475.831	39.746.000
2007	19.411.279	20.273.016	39.356.000
2006	19.219.001	20.070.877	38.971.000
2005	19.025.364	19.867.567	38.592.000
2004	18.829.514	19.662.458	38.226.000
2003	18.631.971	19.455.897	37.870.000
2002	18.433.642	19.248.107	37.516.000
2001	18.236.009	19.039.643	37.156.000
2000	18.039.993	18.830.794	36.784.000

Fuente: Elaboración propia en base a INDEC.

2) Mayor cantidad de electrodomésticos:

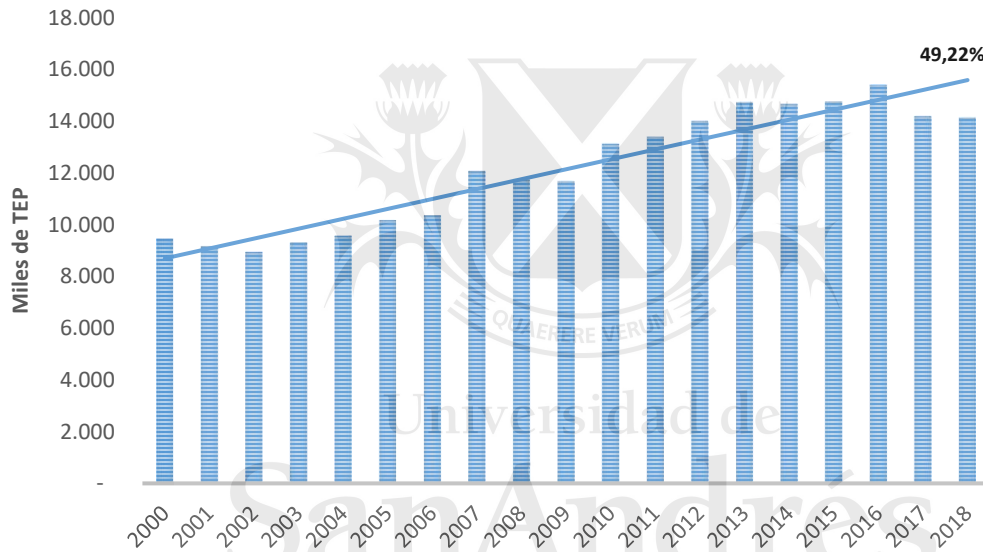
Los cambios tecnológicos han aportado nuevos artefactos para la vida cotidiana que poseen una mayor resistencia que los electrodomésticos más antiguos, por ejemplo, pavas eléctricas,

hornos eléctricos, microondas, aires acondicionados son algunos de los bienes que se hicieron comunes en casi todos los hogares.

3) Cambio de hábitos socioculturales:

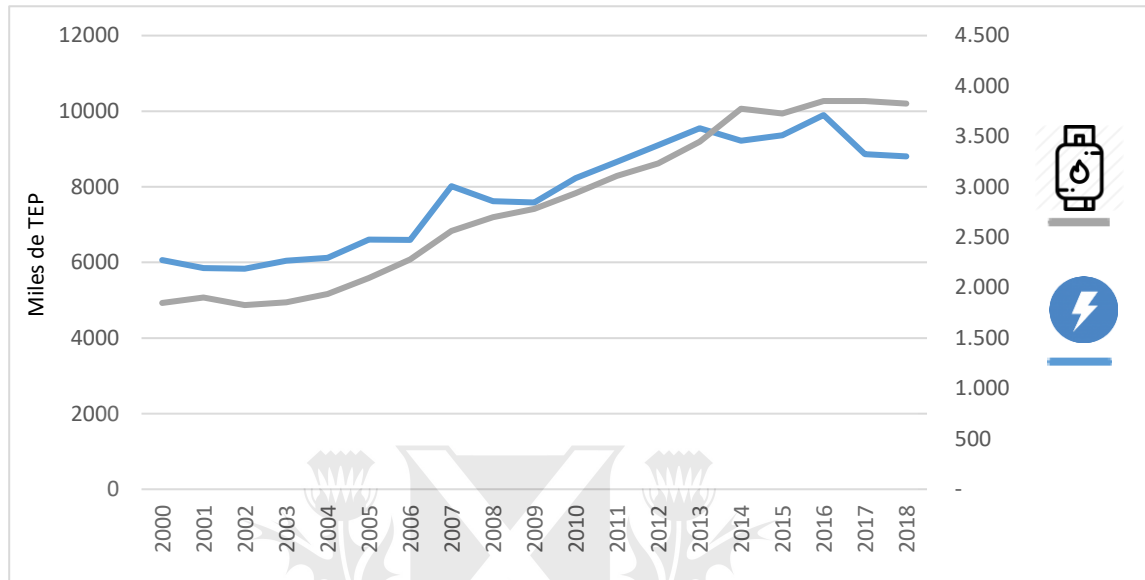
En el último tiempo la demanda se ha visto modificada a raíz de cambios culturales. Los comercios ya no suelen cerrar las puertas entre las 13hrs y 16hrs alargando el uso intensivo de la energía, y generando nuevos picos de demanda.

Gráfico 9: Evolución del Consumo Energético Residencial



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Balances Enégeticos.

Gráfico 10: Evolución del Consumo Gasífero y Eléctrico residencial

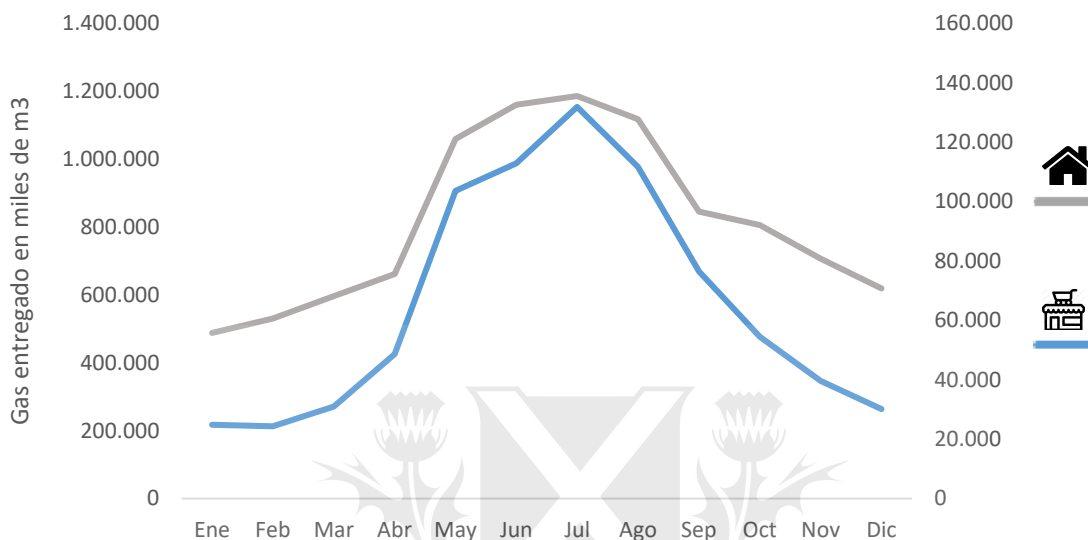


Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Balances Energéticos 2000-2018.

Estacionalidad de la Demanda residencial

El consumo energético residencial está fuertemente afectado por la estacionalidad de la demanda. Durante los periodos invernales, a causa de las bajas temperaturas, los consumidores utilizan una cantidad mayor de energía para calefaccionar los hogares.

Gráfico 11: Estacionalidad de la demanda residencial



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

3.2 Estructura del Gas en Argentina

Históricamente las actividades de transporte y distribución de gas en la República Argentina fueron ejercidas monopólicamente por la empresa estatal Gas del Estado creada en 1946. Pero por medio de la Ley n°24076 del año 1992, el estado dispone de su privatización en diez unidades de negocio, describe Roberto Kazulj⁹ en su investigación.

Esta reforma estructural de la industria del gas tuvo como intención promover la desintegración vertical, es decir lograr una separación de las distintas etapas en la actividad: Producción, Transporte y Distribución. Buscando de esta manera incentivar la competencia en los segmentos del mercado y regular los segmentos que se presentan como monopolios naturales.

Paralelamente se realizó una desintegración horizontal mediante la división regional en dos transportistas y nueve distribuidores, a fin de alentar la competencia en el mercado de insumos.

Para regular esta industria, el Estado Nacional optó por un sistema por tarifa máxima. De esta forma, por un lado, se fijaron las tarifas máximas iniciales con las cuales se prestarían los distintos servicios, los mecanismos de actualización y revisión tarifaria, y se estableció un marco regulatorio con

⁹ Kozulj, Roberto. Crisis de la industria del gas natural en Argentina. Marzo 2005, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6279/S053153_es.pdf?sequence=1

el espíritu de garantizar la igualdad y no discriminación de los servicios prestados. Estas tareas de adecuación de la tarifa, se llevarían a cargo por el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del gas), que así mismo establecería las bases para el cálculo de las tarifas y regularía la actividad del transporte y distribución.

El esquema tarifario con el que se licitaron las zonas de distribución, fue diseñado teniendo en cuenta los costos de prestarle el servicio a cada categoría de usuario. En este marco, las tarifas fueron establecidas de forma tal que permitieran recuperar los costos de prestación y obtener una rentabilidad justa y razonable.

La estructura tarifaria resultante es un sistema que refleja los costos de cada segmento de la industria. Por lo tanto, la tarifa que pagan los usuarios finales puede descomponerse en tres servicios:

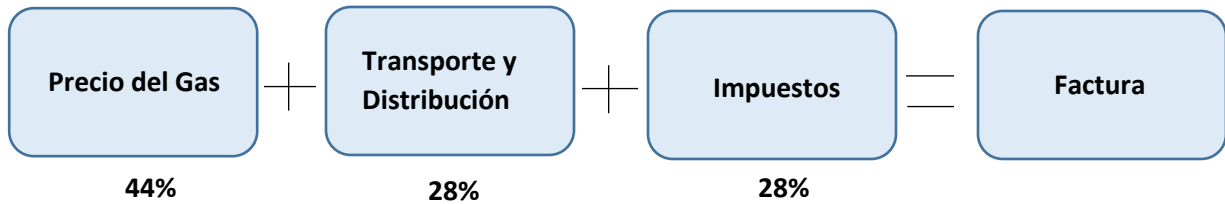
1. **El costo del gas**, que remunera la producción del combustible y cuyo precio no está regulado, sino que debe ser libremente negociado entre distribuidoras y productores, puesto que la actividad de producción no ha sido definida como servicio público.
2. **El costo del transporte**, corresponde al transporte del gas mediante los gasoductos troncales desde las áreas productoras hasta las áreas de consumo, y es regulado por ENARGAS.
3. **La tarifa de distribución**, que es la remuneración por el transporte del gas, desde el gasoducto troncal hasta el punto de consumo, y también regulado por ENARGAS.



Fuente: *Elaboración Propia en base a MINEM¹⁰, Precio Gas Natural en el PIST.*

Adicionalmente, la factura incluye impuestos nacionales, provinciales y municipales, que se ilustran en la composición de la factura promedio de un usuario residencial en la provincia de Buenos Aires.

¹⁰ MINEM. Precio de Gas Natural en el Pist. Octubre 2017,
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_tecnico_minem.pdf



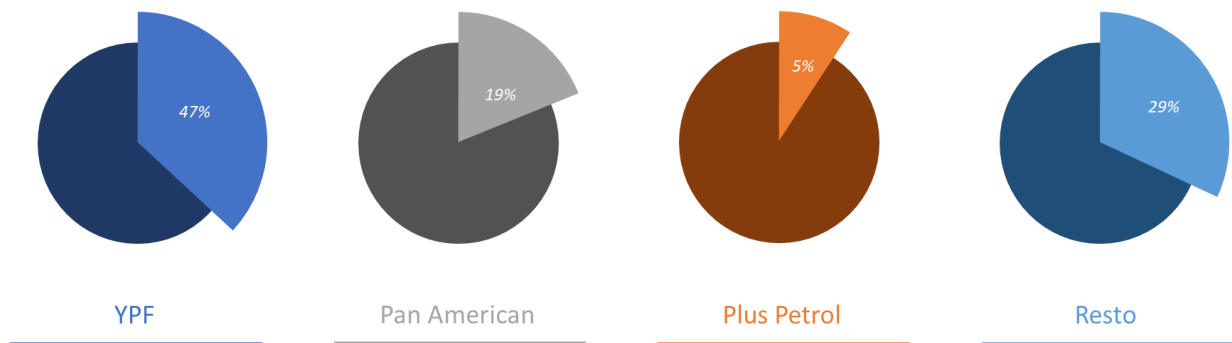
3.2.1 Participantes de la industria

3.2.1.1 Productores de Gas:

A los efectos de la Ley N° 24.076 sancionada el 20 de mayo de 1992, se considera productor a toda persona física o jurídica que siendo titular de una concesión de explotación de hidrocarburos, o por otro título legal, extrae gas natural de yacimientos ubicados en el territorio nacional, disponiendo libremente del mismo.

Empresas productoras de Gas:

En cuanto a la producción de Gas Natural, YPF fue la empresa argentina que lideró el mercado, con un total entregado a las transportadoras de 4.496 mil millones de m³ y representando un 47% de la oferta local. En segundo lugar, aparece Pan American con 2.070 mil millones de m³ y un 19% de la producción. En tercer lugar, con cerca de 508mil millones está Plus Petrol con un 5% del volumen total, por lo tanto, entre las tres empresas poseen un 71% de la producción nacional de gas.



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Datos Operativos.

3.2.1.2 Transportistas:

Es considerado transportista, toda persona jurídica que es responsable del transporte del gas natural, desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores o consumidores finales que contratan directamente con el productor.

En nuestro país, contamos con dos empresas encargadas del transporte del Gas Natural a lo largo de todo el país.

Transportadora de Gas del Norte S.A (TGN)

TGN es la titular de una licencia para la prestación de servicio público de transporte de gas natural por gasoductos de alta presión, en virtud de ello se le concede el derecho exclusivo de operar los dos sistemas de gasoductos existentes en las regiones norte y Centro-Oeste de la Argentina.

Actualmente TGN es la responsable del transporte del 40% del gas inyectado en gasoductos troncales argentinos, lo cual representa el 18% de la matriz energética argentina.

Tabla 2: Gasoductos Transportadora gas del Norte

Gasoducto	Capacidad de inyección	Recorrido
Gasoducto Norte Campo Duran (Salta) San Jerónimo (Santa Fe) Buenos Aires	22.6 MMm ³ /d	1.454 km
Gasoducto Centro Loma la Lata (Neuquén) San Jerónimo (Santa Fe)	33.5 MMm ³ /d	1.121 km

Fuente: Elaboración propia en base a TGN, Pagina web oficial.

Transportadora de Gas del Sur (TGS)

TGS es la transportadora de Gas Natural con mayor extensión de Argentina. La compañía fue establecida en 1992, luego de la privatización de Gas del Estado.

A través de tres cañerías troncales, Neuba I, Neuba II y San Martín, la compañía transporta el 60% del gas natural consumido en Argentina, entregando el gas a distribuidores, generadores eléctrico e industrias.

Tabla 3: Gasoductos Transportadora gas del Sur

Gasoducto	Capacidad de inyección	Recorrido
Gasoducto Neuba Neuquén - Bahía Blanca Buenos Aires	27,6 MMm3/d	1.311 km
Gasoducto Oeste Bahía Blanca	13,5 MMm3/d	573 km
Gasoducto San Martín Tierra del Fuego - Santa Cruz	21,9 MMm3/d	1.969 km

Fuente: Elaboración propia en base a TGS, Pagina web oficial.

Mapa de Transporte en Argentina



Fuente: ENARGAS.

3.2.1.3 Distribuidores:

De acuerdo con el ENARGAS, los distribuidores son aquellos prestadores responsables de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores finales a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo.

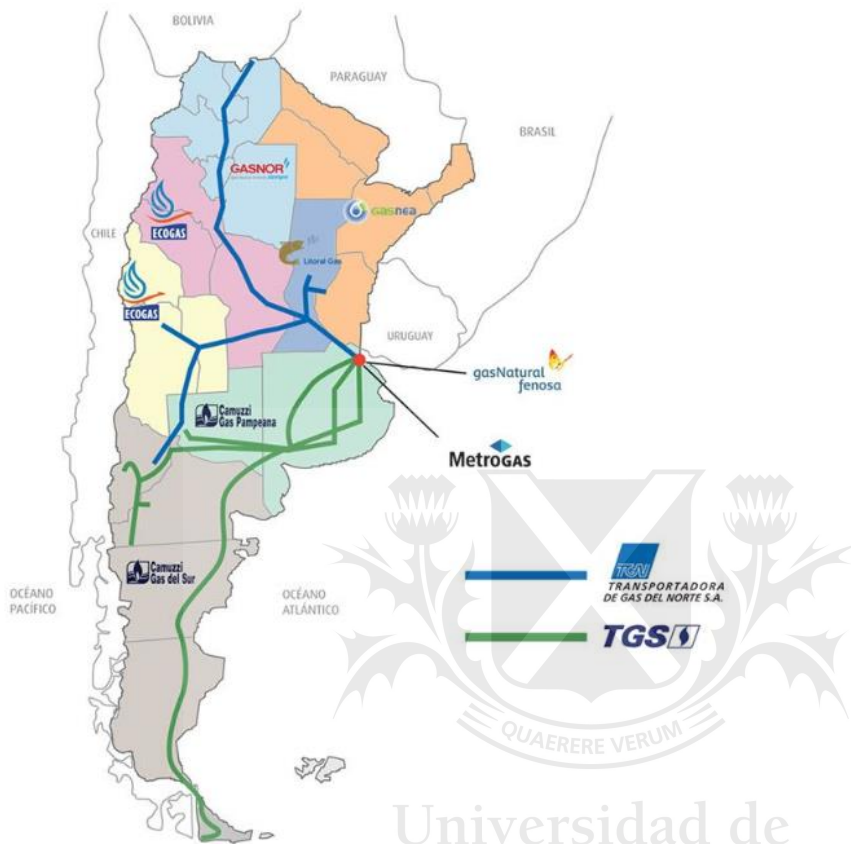
En la siguiente tabla se presenta la cobertura de las áreas de licencia de las compañías Licenciatarias del Servicio de distribución de Gas Natural:

Tabla 3: Distribuidores de Gas Natural

Empresa	Provincias
Gasnor S.A	Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero
Gasnea S.A	Formosa, Chaco, Misiones, Corrientes y Entre Ríos
Distribuidora de Gas del Centro S.A	Catamarca, Córdoba y La Rioja
Gas Natural Ban S.A	26 partidos de la Provincia de Buenos Aires
Distribuidora de Gas Cuyana S.A	Mendoza, San Juan y San Luis
Metrogas S.A	Capital Federal y Partidos de Buenos Aires
Litoral Gas S.A	Provincia de Santa Fe y Partidos de Buenos Aires
Camuzzi Gas Pampeana S.A	La Pampa y parte de la Provincia de Buenos Aires
Camuzzi Gas del Sur S.A	Neuquén, Rio Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS.

Mapa de Distribuidores



Fuente: Asociación de Distribuidores de Gas (ADIGAS)¹¹.

3.2.2 Revisión tarifaria integral.

La Revisión tarifaria integral (RTI), corresponde al proceso por el cual el ENARGAS, establece las nuevas tarifas máximas a la distribución y transporte de gas.

El esquema tarifario con el cual se licenciaron las zonas de distribución fue diseñado teniendo en cuenta los costos de prestarle el servicio a cada categoría de usuario. En este marco, las tarifas fueron establecidas de forma tal que permitieran recuperar los costos de prestación y obtener una rentabilidad justa y razonable.

Su reglamentación establece pautas que deberán ser observadas en el proceso de la RTI:

¹¹ Prieto, Daiana. Mapa Industria del Gas Argentina, https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Mapa-Industria-del-Gas-en-Argentina-El-servicio-de-swap-operacional-en-el_fig1_281176470

- ENARGAS deberá implementar un procedimiento con el objeto de determinar el nuevo régimen de tarifas máximas, en base a un análisis de costos que determine nuevos valores de tasas y cargos por los servicios de la actividad.
- Determinar un régimen de transición hasta que se determine el nuevo cuadro tarifario.
- La fijación de la nueva tarifa será por el término de cinco años.
- La RTI debe introducir un mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa, a efecto de mantener la sustentabilidad económica y calidad de servicio.
- ENARGAS debe requerir la presentación de un Plan de Inversiones por parte de la distribuidora para poder ser incorporado al cálculo de la tarifa.

3.2.3 Nuevo cuadro tarifario para Camuzzi

Con fecha 30 de marzo de 2017, el ENARGAS aprobó a través de la Revisión Tarifaria Integral los siguientes cuadros tarifarios correspondientes al primer escalón de la segmentación.

Conforme con la resolución MINEM 74/17¹² el art 6° instruyó al ENARGAS a:

1. Poner en vigencia los nuevos cuadros tarifarios en forma gradual, conforme con la siguiente progresión:
 - a. 30% del incremento a partir del 01/04/2017.
 - b. 40% del incremento a partir del 01/12/2017.
 - c. 30% restante a partir del 01/04/2018.
2. Ajustar proporcionalmente las tarifas correspondientes a los usuarios de consumo residencial para las redes de la Región Patagónica.
3. Establecer el nuevo cuadro tarifario a la Tarifa Social, cuyos efectos deben considerar una bonificación del 100% del precio de Gas Natural o Propano.

La resolución ENARGAS N°4358/17¹³ también definió:

1. El Plan de Inversiones de Camuzzi Gas Pampeana S.A para los próximos cinco años y la metodología de control de dichas inversiones obligatorias.
2. La Metodología de adecuación semestral de la tarifa, basada en la variación semestral del Índice de Precios Internos al por Mayor, publicado por el INDEC.
3. Los cuadros de tasas y cargos por servicios adicionales.
4. Una bonificación del 10% en el precio del Gas Natural a los clientes que registren un ahorro en su consumo igual o superior al 20% respecto al mismo periodo del año 2015.

¹² MINEM. Resolución 74-E/2017. Marzo 2017, https://www.enargas.gov.ar/secciones/audiencias-publicas/archivos/ResolucionMINEM_E74-2017.pdf

¹³ ENARGAS. Audiencia Publica N°89. Octubre 2016

3.2.4 Asistencia económica transitoria

A efectos de solventar inversiones obligatorias establecidas por el Régimen Tarifario de Transición, el 5 de junio de 2015 la Secretaria de Energía aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria de hasta \$2.590.000.000 por parte del Estado Nacional a ser distribuida entre las empresas distribuidoras.

Además, dicha asistencia contemplaba que parte de los fondos percibidos, debían ser aplicados a cancelar deudas contraídas y vencidas hasta el 31 de diciembre de 2014 con empresas productoras de gas natural, como así el pago del costo del gas natural, preservando la cadena de pagos de la industria del gas natural.

3.2.5 Subsidios al consumo

A través del decreto 786/02 se creó el Fondo Fiduciario para subsidios de consumo de gas natural y líquido, con el objeto de compensar las tarifas en la Provincia de la Pampa y el partido de Carmen de Patagones en la Provincia de Buenos Aires. A tal efecto se constituyó un recargo de hasta 0,004\$/m³, que se aplicaba a la totalidad de metros cúbicos de gas consumidos en las redes del territorio nacional.

Los beneficiarios del Fideicomiso, deben presentar una declaración jurada, la cual deberá incluir el volumen de consumo residencial del mes inmediato anterior, el importe facturado al usuario residencial final por ese volumen, como así también el importe de la compensación correspondiente a ser abonado por el Fondo Fiduciario.

En la audiencia pública celebrada el 15/11/2017, el MEyM mediante la resolución N°474 E/2017 aprobó los nuevos precios de gas natural en el PIST que regirán a partir del 01/12/2017. El recargo previsto por el artículo 75 de la Ley N°25.565, será equivalente al 2,58% sobre el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte, por cada m³ de 9300Kcal que ingrese al sistema de ductos nacional. Esto quiere decir que el recargo de 0,004\$/m³ pasará a ser de 0,0916\$/m³.

4. Descripción del Negocio

Camuzzi Pampeana, posee una licencia exclusiva otorgada por el Gobierno Nacional para la prestación del servicio de distribución de gas natural, y en conjunto con Camuzzi Gas del Sur cubren el 44% del territorio argentino.

A través de un sistema de gasoductos, ramales y redes de distribución, ambas compañías, proveen de gas natural a siete provincias de Argentina, entre ellas Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Chubut, Rio Negro, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

Camuzzi Gas Pampeana, tiene como área de distribución el interior de la provincia de Buenos Aires, La Pampa y la ciudad de Bahía Blanca. Esta extensa zona geográfica abarca grandes centros urbanos e industriales permitiéndole a la compañía tener una base equilibrada de clientes.

Para poder cumplir con la distribución cuenta con más de 1700 trabajadores, 18.700km de redes y 6.190km de ramales y gasoductos.

4.1 Historia

La historia de Camuzzi Gas Pampeana se remonta veintiocho años atrás, cuando en 1992 se dictó la Ley N°24.076¹⁴ y se declaró a la empresa nacional Gas del Estado “sujeta a privatización”. Dicha empresa estatal, en 1989, a raíz de las reservas de gas natural que alcanzaban los 744MM/m³, fue considerada la tercer mayor empresa del mundo en su tipo. Para 1990, era la segunda empresa en facturación del país, solo detrás de YPF.¹⁵ Pero a pesar de su dimensión, no gozaba de una buena reputación en cuanto a su gestión y a su calidad de servicios¹⁶.

En ese contexto, se desarrolló un nuevo marco regulatorio para la actividad de Transporte y Distribución de Gas Natural, el cual incluía una posterior privatización del servicio en vistas a promover una mayor competencia y eficiencia del servicio.

No fue hasta entonces, 10 de julio de 1992, que el decreto N°1189, dispone la privatización de Gas del Estado y la constitución de nuevas sociedades a las que se les transferirán los activos de gas del estado para la prestación del servicio público de Transporte y Distribución¹⁷.

Finalmente, a fines de 1992, por resolución N°1409 del Ministerio de Economía y Obras de Servicios Públicos, que estableció la transferencia de los activos y pasivos de Gas del Estado a la sociedad Distribuidora de Gas Pampeana S.A, obteniendo Camuzzi Gas Pampeana una licencia para la prestación del servicio de distribución por treinta y cinco años contados desde ese momento.

4.2 Estructura

Al cierre de balance del 2019, Camuzzi Gas Inversora S.A cuenta con el 86,09% de las acciones ordinarias de la Compañía a través de Sodigas Pampeana S.A. El 13,09% del Capital Social de la

¹⁴ Ministerio de Economía. Memoria de Privatizaciones. Gas del Estado – Metrogas,

http://mepriv.mecon.gov.ar/gas/memybces/dist_metrogas/perfildelacia.htm

¹⁵ Wikipedia. Gas del Estado. Junio 2020, https://es.wikipedia.org/wiki/Gas_del_Estado

¹⁶ Sabbioni Perez, Maria Victoria. Privatización y Regulación del Mercado de Gas Natural Argentino. Diciembre 2006, <https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/554/S114%20-%20Privatizaci%C3%B3n%20y%20regulaci%C3%B3n%20del%20mercado%20de%20gas%20natural%20argentino%20%2%C2%BFfue%20beneficiosa%20para%20los%20usuarios%2C%20an%C3%A1lisis%20del%20per%C3%ADodo%201993-2001.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

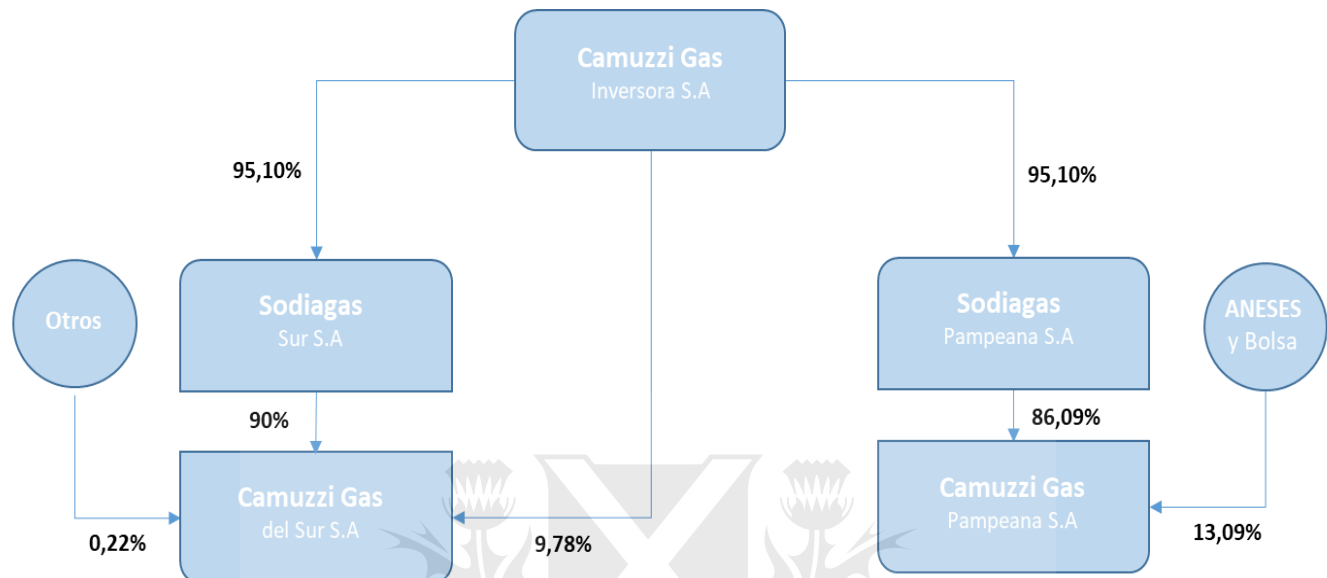
¹⁷ Decreto 2456/92. diciembre 1992, <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/2456-92.htm>

Compañía pertenece a inversionistas que negocian sus acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires de los cuales el 12,83% lo posee el ANESES. El restante 0,258% pertenece a los empleados de la compañía que no adhirieron a la venta de acciones del Programa de Propiedad Participada.



Universidad de
SanAndrés

Estructura Societaria



Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Memoria 2019.

4.3 Estructura del Negocio

4.3.1 Tipos de Servicio

La prestación del servicio de distribución de gas, se puede realizar en dos tipos de comercialización, base firme o interrumpible.

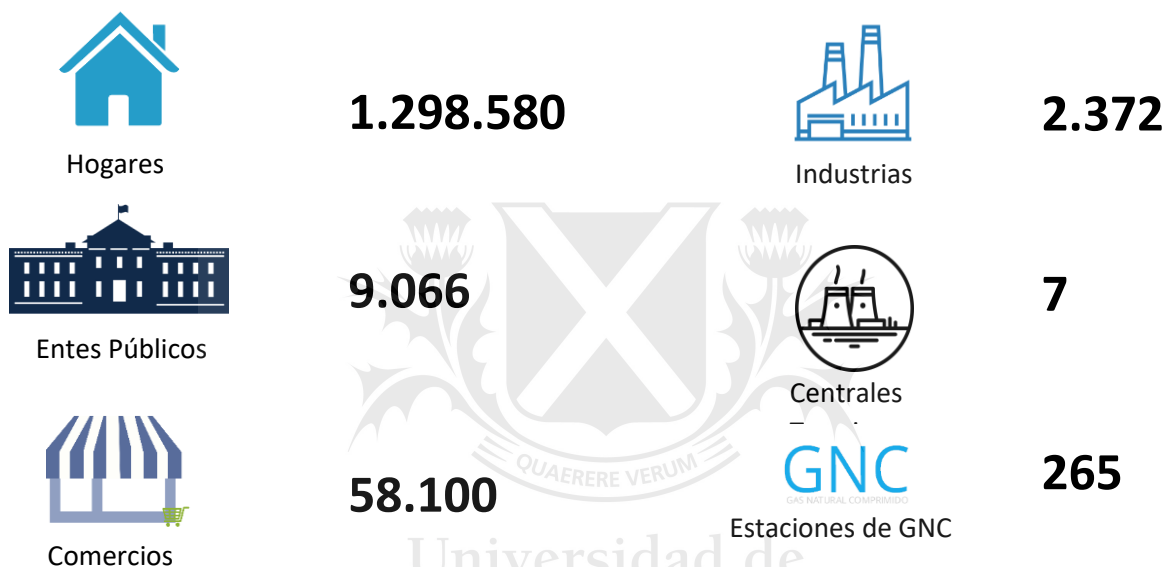
Base Firme: Es un tipo de servicio que tiene como característica que no se prevé la interrupción del mismo, salvo situación de emergencia o fuerza mayor. Todos los clientes pueden recibir el servicio en base firme a excepción de las categorías de usuario ID e IT.

Camuzzi Pampeana brinda este servicio a cinco categorías de clientes, residenciales, entes públicos, GNC, comerciales y grandes usuarios.

Base Interrumpible: Es una característica del servicio que prevé interrupciones con el previo aviso de la distribuidora al cliente. Camuzzi brinda este servicio a clientes comerciales y grandes usuarios.

4.3.2 Clientes

La cartera de clientes de Camuzzi Gas Pampeana a cierre del año 2019 estaba constituida de la siguiente forma:



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

1 – Clientes Residenciales y Comerciales

El segmento de clientes residenciales y comerciales representa a aquellos pequeños clientes a los cuales se les brinda servicio en sus hogares y fondos de comercio.

2– Clientes Industriales:

Las empresas industriales que contratan un mínimo de 10.000 m³/día o 3 millones de m³/anuales en un plazo no menor a doce meses, constituyen según el marco regulatorio los grandes usuarios del sistema.

Los mismos renuevan anualmente sus contratos, previendo que la capacidad de transporte tendrá como prioridad, satisfacer primero la demanda de los clientes residenciales durante el periodo invernal.

3 – Centrales Eléctricas:

Las centrales eléctricas son las diferentes plantas encargadas de producir energía eléctrica transformando otras fuentes de energía primaria como el gas. Las centrales al igual que las Industrias son categorizadas como Grandes Clientes y consumen grandes volúmenes de gas a costo por m³ muy inferior a al segmento residencial.

4 – GNC:

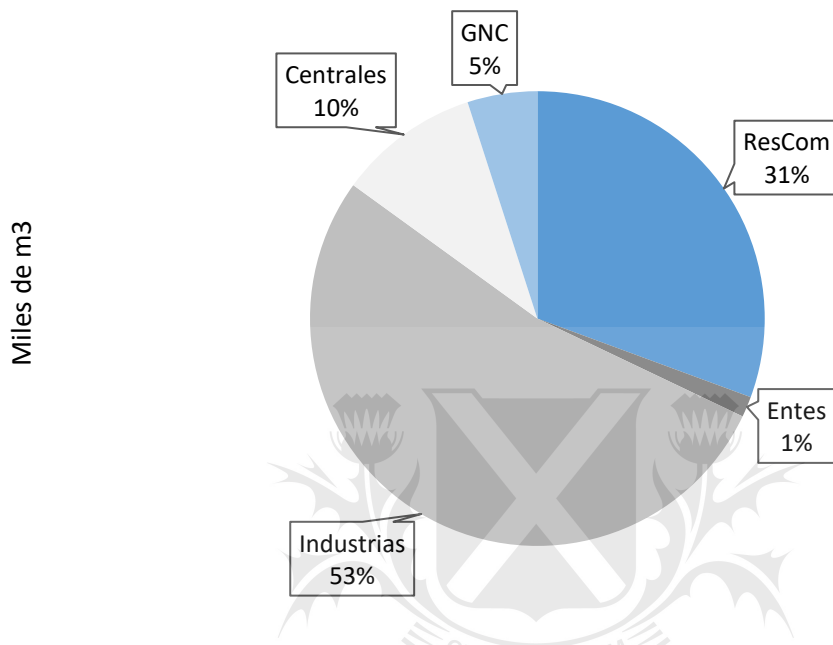
Las estaciones de GNC, son una categoría que durante los años de crisis ha tenido una mayor relevancia, gracias a la posibilidad de sustituir la nafta por un combustible alternativo más económico.

Reseña 2019

Durante el año 2019, los clientes residenciales representaron un 75% de las ventas brutas de Camuzzi Gas Pampeana, mientras que los comerciales un 7%, dando la pauta de cuán importante es para la empresa el sector Res-Com. Esta categoría de clientes representa una fuente de ingresos relativamente más estable, y con mejores márgenes que los grandes usuarios.

Asimismo, los grandes clientes son muy necesarios para lograr un flujo de gas regular durante todo el año, ya que estos tienen su pico de demanda en la temporada de verano, cuando los residentes suelen disminuir sus consumos. Esto otorga una gran fortaleza a Camuzzi Pampeana respecto a otras distribuidoras, debido a que a lo largo del 2019 distribuyó el 29.64% del gas nacional a las Industrias.

Gráfico 12: Composición de entregas 2019



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

4.3.3 Ingresos de una distribuidora

Las distribuidoras reconocen como ventas brutas a todos los servicios brindados durante la cadena, esto incluye las ventas de gas natural, los ingresos por servicios de transporte y distribución de este. Por lo cual, las distribuidoras “trasladan” el costo del gas a los usuarios finales, y no obtienen un margen por la venta de gas, siendo el margen por distribución la única ganancia real.

La tarifa cobrada a los clientes depende del tipo de usuario, la subcategoría a la cual pertenece y la zona tarifaria en la cual se presta el servicio. Cada tipo de cliente tiene una categoría y una subcategoría basada en el consumo del último año móvil, computado a partir del bimestre corriente y los cinco bimestres anteriores.

Conceptos facturados

El ENARGAS, establece los siguientes conceptos a facturar para las distintas categorías de clientes.

Cargo Fijo: Es un cargo que la distribuidora cobra mensualmente a los clientes por llevar a cabo la prestación del servicio. Este concepto es independiente del nivel de consumo que el cliente tuvo en el periodo facturado.

Conceptos calculados en función de los m3 consumidos por el usuario:

Precio del Gas: Corresponde al precio promedio pagado por la distribuidora a los productores de gas.

Gas retenido: Para poder transportar el gas por los gasoductos desde los yacimientos al cliente final, se utiliza parte del mismo gas inyectado al sistema, como combustible de los compresores. Estos consumos se integran a la factura, y se traslada el costo al usuario final como “Costo del gas retenido”.

Tarifa de transporte: Es el cargo que cobra el transportista por el traslado del gas a lo largo del sistema de gasoductos troncales del país, hasta los ramales de la distribuidora.

Tarifa de distribución: Es el cargo que recibe la distribuidora por entregar el gas en el destino del cliente final.

Reserva de Capacidad: La reserva diaria es un concepto que rige solamente para las industrias, donde la distribuidora percibe una tarifa, por reservar una cantidad determinada de gas diaria al cliente industrial.



Tabla 4: Categorías y Subcategorías de Usuarios

Tipo de usuario	Categoría	Subcategoría	Escala de consumo
Residenciales	R		
		R1	0-500 _{m3}
		R2.1	501-650 _{m3}
		R2.2	651-800 _{m3}
		R2.3	801-1000 _{m3}
		R3.1	1001-1250 _{m3}
		R3.2	1251-1500 _{m3}
		R3.3	1501-1800 _{m3}
		R3.4	1801 _{m3} en adelante
Comerciales	P		
		P1	0-12000 _{m3}
		P2	1200-108000 _{m3}
		P3	10800 _{m3} en adelante
GNC	GTD		
		Firme	
		Interrumpible	
Entes Públicos	EBP		
		EBP1	0-500 _{m3}
		EBP2	501-1000 _{m3}
		EBP3	1001 _{m3} en adelante
Grandes clientes			
		G1	0-5000 _{m3}
		G2	5000 _{m3} en adelante
		FD	
		FT	
		ID	
		IT	

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, cuadros tarifarios.

Subzonas tarifarias:

Camuzzi Gas Pampeana presta servicio en cuatro subzonas tarifarias Buenos Aires, La Pampa Norte, La Pampa Sur, Bahía Blanca.

A modo de ejemplo, se presenta la tabla N°5 con dos categorías de usuarios en distintas subzonas tarifarias. Como se podrá observar a continuación, en las zonas del país donde el clima es menos favorable, la tarifa es menor.

Tabla 5: Cuadro Tarifario por Subcategorías

Tipo de Usuario	Subcategoría	Subzona Tarifaria	Cargo Variable	Cargo Fijo
Residenciales	R3.2	Buenos Aires	\$10.02	\$404
		Bahía Blanca	\$9.69	\$404
		La Pampa Norte	\$5.56	\$350
		La Pampa Sur	\$5.90	\$404
Grandes Usuarios	G1	Buenos Aires	\$0.13	\$11,402
		Bahía Blanca	\$0.09	\$11,402
		La Pampa Norte	\$0.03	\$11,402
		La Pampa Sur	\$0.10	\$11,402

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, cuadros tarifarios.

4.3.4 Costos de una distribuidora

Las distribuidoras, al ser un eslabón de la cadena en el suministro de gas natural, poseen los mismos costos que tienen los usuarios, sin contar el margen por distribución.

Precio del gas natural:

Corresponde al precio promedio pagado por la distribuidora al productor, por m3 de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST).

La factura de gas al cliente final, incluye un componente para retribuir el costo del gas comprado a los productores. Sin embargo, las distribuidoras no podrían trasladar un aumento de estos costos, sin la previa autorización del ENARGAS. Esta etapa de ajuste tarifario, tiene fecha semestral en los periodos de verano e invierno.

Transporte de gas natural:

Los servicios de transporte de gas natural se pueden contratar en base firme o interrumpible. Las emisoras contratan los servicios en ambas modalidades a fin de mejorar la eficiencia operativa.

Para poder mejorar la distribución en los picos de demanda, las empresas analizan los patrones de consumo relacionados con su territorio, para así lograr una mejor combinación en la capacidad de los gasoductos y suministros.

La sociedad en el año 2019, se aseguró a través de una subasta, el 38% del volumen de gas requerido para atender la demanda en base firme. A su vez, cubrió un 58% del total mediante acuerdos privados y completó la eventual demanda remanente con contratos spot.

A fin de satisfacer las necesidades de transporte de gas, la sociedad celebró los siguientes contratos con Transportadora de Gas del Sur y con Transportadora de Gas del Norte para los siguientes años:

Tabla 6: Contratos de transporte Camuzzi

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Años Sigüientes
Total BA (Litoral) MMm3/d	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
Monto Anual MM\$	\$ 86.81	\$ 86.81	\$ 86.81	\$ 86.81	\$ 86.81	\$ 86.81	\$ 86.81
Total Buenos Aires MMm3/d	13.26	13.13	13.13	13.13	13.13	13.13	13.13
Monto Anual MM\$	\$ 3,013.54	\$ 2,987.12	\$ 2,987.12	\$ 2,987.12	\$ 2,987.12	\$ 2,987.12	\$ 2,987.12
Total Bahía Blanca MMm3/d	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49	2.49
Monto Anual MM\$	\$ 550.19	\$ 550.19	\$ 550.19	\$ 550.19	\$ 550.19	\$ 550.19	\$ 550.19
Total Transporte Firme MMm3/d*	16.10	15.97	15.97	15.97	15.97	15.97	15.97
Monto Anual MM\$	\$ 3,650.54	\$ 3,624.12	\$ 3,624.12	\$ 3,624.12	\$ 3,624.12	\$ 3,624.12	\$ 3,624.12

*Volumenes promedio diarios

MM\$: Millones de pesos

MMm3/d: Millones de metros cúbicos por día

Fuente: Balance 2019

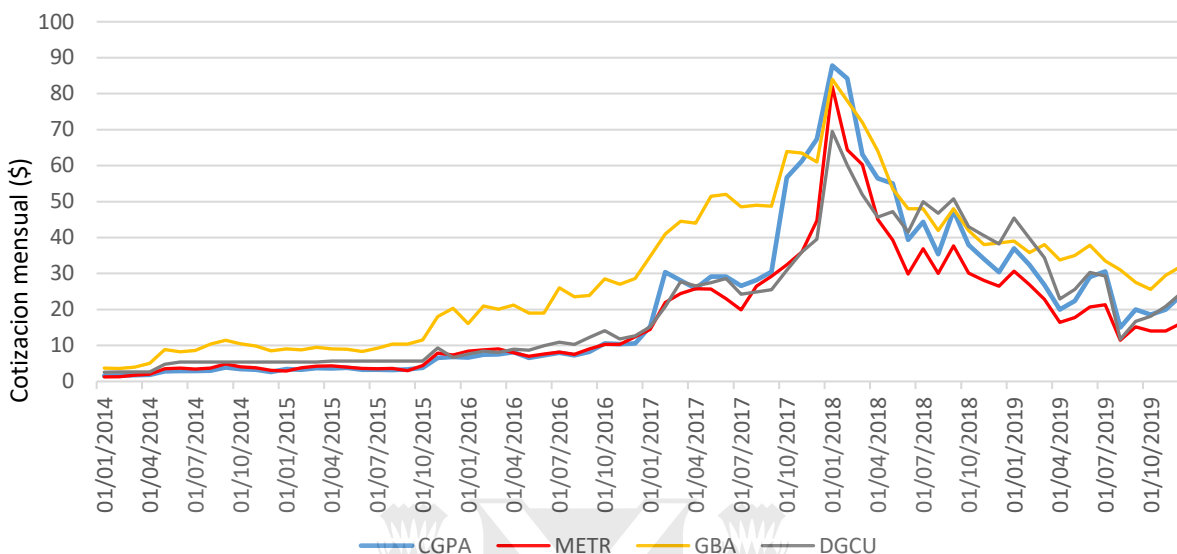
Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balance 2019.

4.4 Cotización de la acción

En el gráfico N°13, se puede observar la correspondiente evolución de la cotización de las distintas distribuidoras de gas que cotizan en la Bolsa Argentina: Camuzzi Gas Pampeana (CGPA2), Metrogas (METR), Gas Natural GAN (GBA) y Distribuidora Gas Cuyana (DGCU2)

Como se puede apreciar, los últimos cuatro años fueron muy importantes para el sector y sus accionistas, ya que todas las distribuidoras alcanzaron máximos históricos, donde en particular Camuzzi Gas Pampeana logro su máximo histórico de \$88,53 por acción.

Gráfico 13: Cotización histórica CGPA



Fuente: Elaboración propia en base a Yahoo Fianance

4.5 Fortalezas

Derecho Exclusivo para la distribución

La sociedad Camuzzi Gas en su conjunto, posee una licencia exclusiva adjudicada por el Gobierno Nacional, para poder distribuir gas natural en el 44% de la superficie del país hasta el año 2027. Específicamente Camuzzi Gas Pampeana S.A, presta servicios en la Pampa y Buenos Aires (excluyendo la Capital Federal) que en conjunto representan un 16% del territorio nacional, abarcando importantes zonas industriales y zonas urbanas con grandes ciudades como Mar del Plata, Bahía Blanca y La Plata.

Clientes Potenciales

Por la región donde está ubicado el grupo, posee un alto potencial para aumentar la base de clientes. La empresa posee un total de 1.298.580 clientes residenciales, con grandes posibilidades de crecimiento a raíz de los planes de inversión dictaminados por la RTI, estimándose un total aproximado de 350.000 clientes nuevos con la expansión de redes de distribución.

Por parte de Camuzzi Gas del Sur también tienen derecho a explotar zonas del país donde la distribución de gas todavía no ha llegado a la mayoría de los hogares, permitiendo un crecimiento exponencial de su base de clientes en función de futuras inversiones.

Tabla 7: Zonas con mayores posibilidades de expansión

Distribuidora	Población	Clientes*	Porcentaje
Camuzzi Gas Pampeana			
La Pampa	143.440	126.498	88%
Bahía Blanca	301.572	142.347	47%
Camuzzi Gas del Sur			
Neuquén	551.266	364.245	66%
Tierra del Fuego	127.205	46.412	36%
Chubut	509.108	68.199	13%
Santa Cruz	273.964	37.433	14%

*Clientes residenciales

Fuente: Elaboración Propia en base a Enargas, Datos Operativos.

Mayor sistema de Distribución del País

El grupo en su conjunto opera el mayor sistema de distribución del país y uno de los mayores en América Latina con aproximadamente 45.000 Km de redes de distribución de gas natural.



18

Fuente: Divsol Energía, Pagina web oficial.

¹⁸ Divsol Energía. Web Oficial, <http://divsol.com/la-empresa/>

Base de clientes diversificada

La empresa posee una base de clientes equilibrada, constituida por Grandes Clientes (29.64% del volumen total distribuido) quienes presentan un mayor consumo en verano y Clientes Residenciales con mayor demanda en invierno. Esto facilita, no tener grandes fluctuaciones de volumen según la estación, permitiendo un flujo regular a lo largo del año, y logrando mejores condiciones de los contratos pactados.

Base de clientes atractiva

Los clientes residenciales e industriales, los cuales determinan en mayor medida los ingresos de Camuzzi Gas Pampeana, consumen en promedio una mayor cantidad de gas que los mismos del resto del sistema.

Tabla 8: Promedios de consumo por subzona tarifaria

Subzona tarifaria	Residencial	Comercial	Entes	Industria	GNC
Camuzzi Pampeana					
Buenos Aires	1.2	3.8	9.9	549.6	1156.2
La Pampa Norte	1.7	2.6	7.1	135.4	897.7
La Pampa Sur	2.0	2.5	6.3	105.3	
Bahía Blanca	1.4	2.9	13.3	3698.3	1415.9
Consumo Promedio Sistema*	1.1	4.8	10.5	434.6	1240.8

*Consumo anual promedio en miles de m³

Fuente: Elaboración propia en base a Enargas, Datos Operativos.

Si bien la distribuidora no tiene las tarifas más altas del mercado, este mayor consumo le permite atenuar el impacto.

Tabla 9: Cuadro tarifario por distribuidora

Distribuidora	Residentes*	Industrias***
Camuzzi Gas Pampeana	8.30	0.07
Camuzzi Gas del Sur	5.40	0.05
DGCU2	10.52	0.36
Distribuidora del Centro	10.83	0.20
GBAN	11.90	0.45
GasNea	12.34	0.23
GasNor	8.88	0.28
Gas del litoral	10.68	0.15
MetroGas	13.01	0.16

*Cargo variable (\$/m3) promedio.

**Residentes categoría R3.2

***Industrias categoría G

Fuente: Elaboración propia en base a Enargas, Cuadros Tarifarios.

4.6 Riesgos

4.6.1 Riesgos relacionados con el País

Mercado regulado

Las distribuidoras de gas al ser un intermediario entre los usuarios finales, los productores de gas, y los transportistas, poseen un cuadro tarifario regulado por el gobierno. Por ello, tanto para el transporte de gas, como para la distribución se fijan tarifas topes, siendo estas sometidas a una revisión de carácter quinquenal.

Estas tarifas al ser reguladas por el gobierno, conllevan a que los transportistas al igual que las distribuidoras, se encuentren potencialmente sometidos a congelamientos de tarifas. Mientras que sus costos de explotación, inversión y fijos siguen creciendo.

La continuidad de la inflación en la economía argentina

Argentina históricamente ha enfrentado altos índices inflacionarios. La inflación acumulada del ejercicio finalizado el 31 de diciembre del 2019 reflejó una inflación anual del 53,8%, alcanzando su valor más alto de la última década.

En el pasado, la inflación ha debilitado la economía argentina condicionando las posibilidades de crecimiento. Esto afecta principalmente en dos medidas, la primera es que no siempre coincide la inflación real con la inflación reconocida por el Gobierno para el ajuste en el cuadro tarifario, exponiendo a la empresa a costos mayores y limitado su ingreso. En segundo grado, un contexto inflacionario elevado puede afectar negativamente el nivel de consumo de los clientes.

Las fluctuaciones del tipo de cambio

El peso argentino ha afrontado reiteradas devaluaciones a lo largo de su historia contra el valor del dólar estadounidense, y ha continuado en esta senda en los últimos meses. A pesar de algunos efectos positivos de la devaluación, en términos de competitividad para algunos sectores económicos, a Camuzzi en particular no es una situación que lo beneficie. Sus ingresos están pesificados por la regulación de las tarifas, y los precios de compra del gas están establecidos en dólares a un tipo de cambio determinado. A su vez, la mayoría de las inversiones que realiza la distribuidora son nominados en dólares, y por ello una mayor cotización podría reducir su crecimiento.

Elevado Gasto Publico

Argentina presenta una economía debilitada luego de dos años de recesión y la pandemia del COVID 19. Para combatir el virus y la falta de ingresos de una gran parte de la población, el Gobierno nacional aumentó de manera significativa el gasto público, ocasionando que el déficit fiscal aumente un 857% respecto a marzo del año pasado¹⁹. Si el gobierno no logra revertir el déficit fiscal, afectaría de manera negativa a la obra pública, reduciendo las inversiones y subsidios a los sectores de energía y transporte.

Las presiones sindicales

Los empleadores argentinos históricamente, tanto del sector público como privado, se han visto sometidos a presiones sindicales para aumentar los salarios, y proporcionar beneficios adicionales para los trabajadores. Debido a los altos índices de inflación en los últimos años, los sindicatos demandaron aumentos salariales significativos, que podrían resultar costos adicionales que, a su vez, se reflejarían como una reducción en los resultados operacionales de las empresas argentinas.

4.6.2 Riesgos relacionados con la actividad de la Compañía.

La demanda de servicios está condicionada en gran medida por las condiciones climáticas

El volumen distribuido es mayor durante los meses más fríos del año, principalmente por el aumento de la demanda del sector residencial. Si las temperaturas medias del año son mayores, la demanda de Camuzzi podría verse afectada sustancialmente.

¹⁹ Ámbito. El déficit fiscal primario trepo 857% en marzo por paquete “anticoronavirus” y caída en la actividad. Abril 2020, <https://www.ambito.com/economia/deficit/el-fiscal-primario-trepe-857-marzo-paquete-anticoronavirus-y-caida-la-actividad-n5097020>

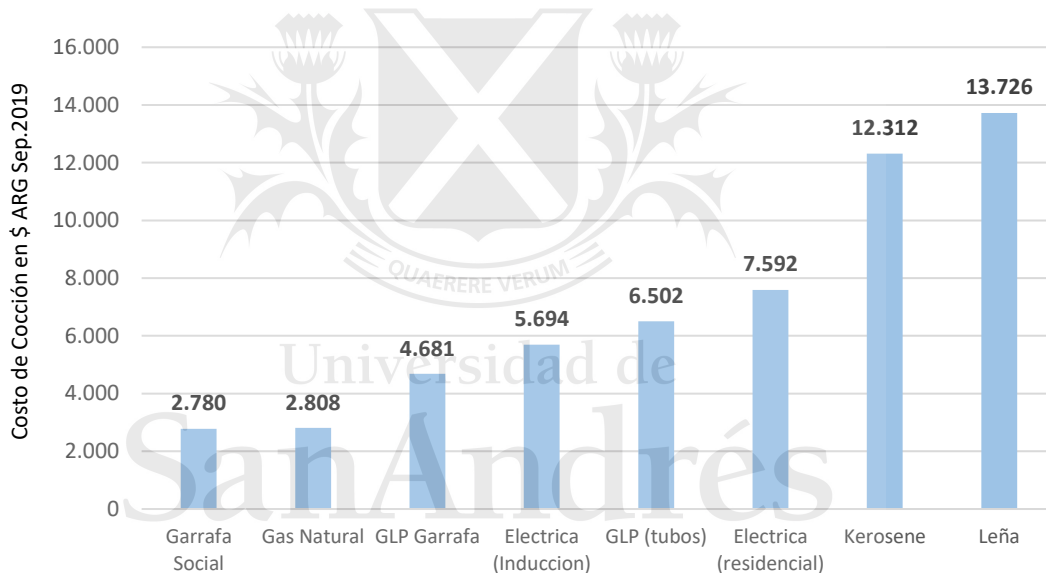
Los ingresos dependen del cumplimiento y solvencia de los usuarios

Una parte sustancial de los ingresos de la compañía está ligada a la cobranza de las facturas de los usuarios. La falta de pago de estas podría afectar considerablemente el flujo de efectivo y las operaciones de su negocio.

Existen fuentes de energía alternativas, que pueden utilizarse en lugar del gas para los mismos fines.

Si bien el gas natural es la fuente principal de energía de la mayoría de los hogares e industrias en la República Argentina, existen distintas fuentes de energía alternativas que pueden suplir al gas, como por ejemplo las cocinas eléctricas, los termotanques y los paneles solares. Por lo tanto, si en un futuro los precios del gas aumentaran, los esfuerzos para retener a los clientes deberán ser mayores, afectando a los estados contables.

Gráfico 14: Comparación con otro tipo de Energías, en base a la cocción de alimentos



Consumo promedio diario para la cocción 3,2Wh/día

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS²⁰, ¿Gas o Electricidad?

Como se puede apreciar en el gráfico 14, la cocción mediante gas es más económico. Si bien las cocinas eléctricas tienen una eficiencia cerca al 82%, mientras que una cocina a gas natural ronda el 50%, el costo de la misma unidad energética en forma de electricidad en Gran Buenos Aires y CABA es en promedio 3.5 veces más cara que el gas natural.

Esta variación de precios es razonable, ya que se necesitan dos unidades de gas natural para generar una de energía eléctrica. Además, al tener en cuenta la amortización de las centrales eléctricas

²⁰ ENARGAS. ¿Gas o Electricidad? Septiembre 2019,

<https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf/gas-o-electricidad.pdf>

y que no todas ellas utilizan como combustible el gas, sino otros con menor eficiencia, es lógico que la electricidad sea más cara que el gas.

Las distribuidoras dependen de contratos de suministro de gas que deben ser renovados periódicamente.

Todo el gas natural suministrado por las distribuidoras, es adquirido a distintos productores en Argentina, conforme a varios contratos de suministros. La empresa no puede asegurar que en el futuro esos contratos vayan a ser renovados en las mismas condiciones en los cuales fueron firmados, afectando negativamente a las operaciones en caso de no poder celebrar contratos nuevos.

La licencia para distribuir de la compañía puede ser rescindida por el gobierno o no ser renovada al vencer.

La licencia otorgada a la compañía tiene un plazo inicial de treinta y cinco años que finaliza en el año dos mil veintisiete, pudiendo ser renovada por un período adicional de diez años si las compañías hubieran cumplido con sus obligaciones según la licencia.

El aumento de la demanda de gas junto con la falta de inversiones en infraestructura de producción y transporte pueden conducir a una escasez de gas.

La falta de inversión en los últimos años, tanto para la producción como para el transporte de gas, relacionada con el aumento en la demanda puede conllevar a que en un futuro puede existir una escasez de gas natural en momentos de alta demanda.

4.7 Posicionamiento

Competencia

Además de Camuzzi Distribuidora Pampeana existen otras ocho empresas habilitadas para distribuir gas natural en el territorio nacional. Cada una de ellas tiene una licencia específica para distribuir el gas natural en el área asignada, por lo tanto, no pueden competir directamente por los clientes entre sí. Los productores y empresas transportistas de gas natural, sin embargo, pueden contratar directamente a los grandes usuarios y a su vez los clientes pueden remplazar el gas natural con otra fuente de energía.

Para los grandes usuarios de gas natural, la legislación argentina permite no conectarse con la red de distribución existente, y contactar directamente a los productores. Esta opción tiene como desventaja afrontar los diversos costos e inversiones por la construcción y mantenimiento de las conexiones que le aseguran el aprovisionamiento del gas.

Si bien el gas natural es la principal fuente de energía del país para hogares, establecimientos comerciales y grandes plantas industriales, las emisoras compiten con empresas que proveen fuentes

de energía alternativa. En especial con el fuel-oil para las industrias y la energía eléctrica para los hogares residenciales.

Desde el año 2002, los precios del gas natural son menores en comparación con el fuel-oil, por lo tanto, se considera que el gas natural constituye una alternativa atractiva frente a otro tipo de energías. A su vez la comodidad de su uso y los beneficios que el mismo presenta para con el medio ambiente lo sitúan en una posición de privilegio, que difícilmente puede cambiar significativamente en un futuro inmediato.

4.8 Plan de Inversiones

El 11 de octubre de 2017 Camuzzi Gas anunció inversiones por más de 7.000 millones de pesos en obras para toda su red de concesión. Este plan de alcance quinquenal es producto del compromiso asumido para el periodo 2017-2021, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral.

Las inversiones comprometidas contemplan distintas obras de magnitud, como la incorporación de nuevos gasoductos, ramales y redes; como así también la renovación de la infraestructura existente y la incorporación de nuevas tecnologías en materia comercial y operativa.

Del total de inversiones comprometidas, \$4.070 millones estarán destinados a la expansión de los sistemas de transporte y distribución de gas, \$1.840 millones a las obras de seguridad y confiabilidad operativa y alrededor de \$1.157 millones a equipamiento e incorporación de tecnología aplicada al servicio.

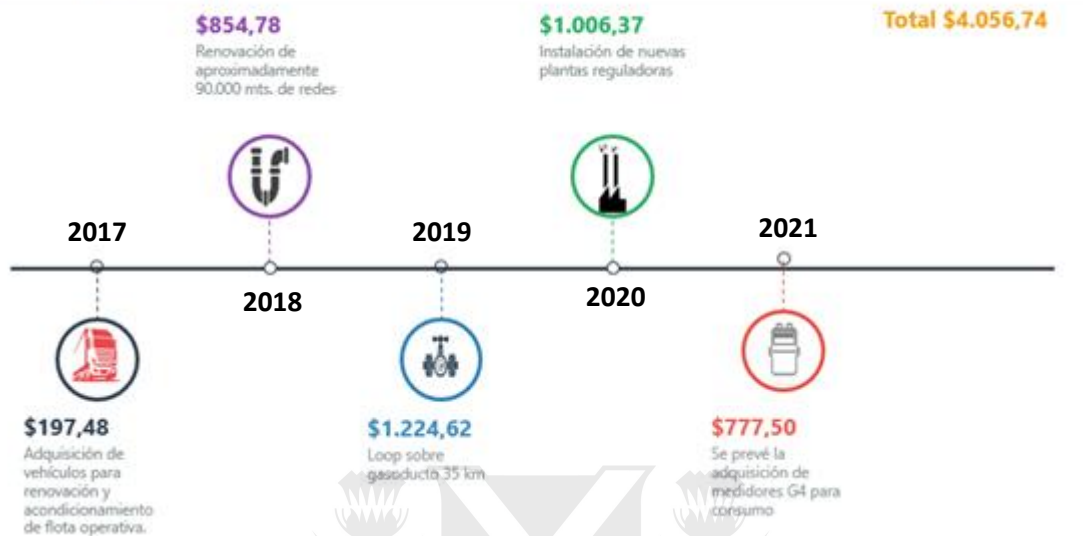


Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, página web Oficial.

Una vez finalizado el plan de inversiones, según lo expresado por Camuzzi Gas Pampeana²¹ se estima que se contará una incorporación de 634 kilómetros de nuevas cañerías. Acompañando el crecimiento sostenido de las distintas localidades donde la empresa desarrolla sus operaciones, posibilitando la creación de 354.000 nuevos clientes con el servicio de gas natural.

²¹ Camuzzi. Web oficial, www.camuzzigas.com.ar

PLAN DE INVERSIONES 2017 - 2022



Fuente: Elaboración propia en base a Enargas, Inversiones Obligatorias.

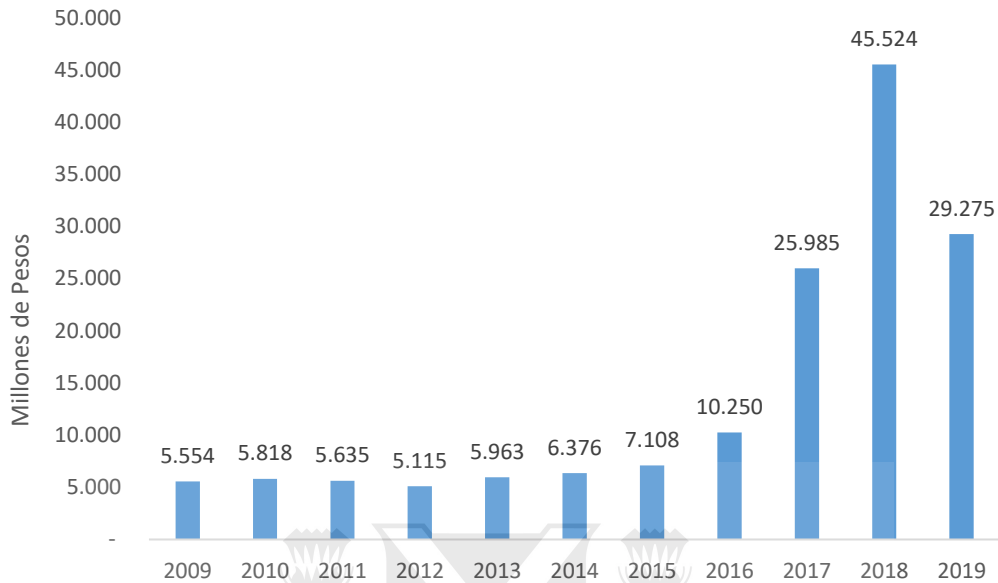
5. Análisis Financiero

5.1 Análisis de tendencias

5.1.1 Evolución de las ventas

Durante el ejercicio 2019, las pérdidas alcanzadas fueron de \$15.179 millones de pesos, en contraste con las ganancias del período 2018 donde las mismas alcanzaron los \$4.334 millones. El margen bruto es significativamente menor al del ejercicio anterior, sufriendo una disminución de \$10.896 millones de pesos y representa solo 1% de las ventas anuales. Esta variación se puede explicar principalmente por la desvalorización de los activos de Propiedad Planta y Equipo, según los lineamientos de la Norma Internacional de Contabilidad N°69. Si bien la variación de los activos fijos fueron una causa importante de la variación en el margen bruto, también hay que subrayar que el ajuste inflacionario a la tarifa de distribución fue menor a la inflación del año corriente impactando en los costos de explotación.

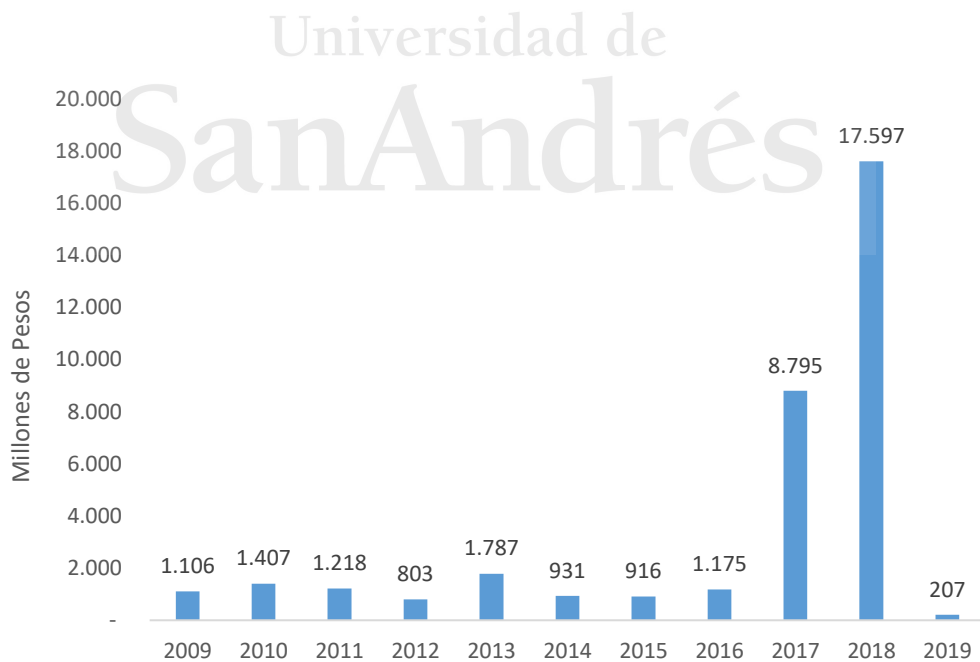
Gráfico 15: Evolución de las ventas brutas



Valores indexados a diciembre 2019

Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

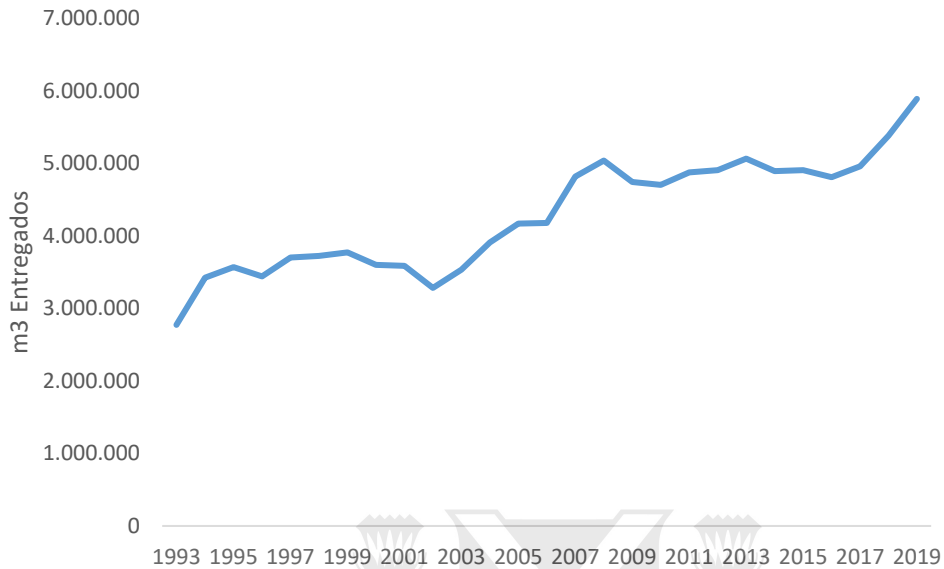
Gráfico 16: Evolución del margen bruto



Valores indexados a diciembre 2019

Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

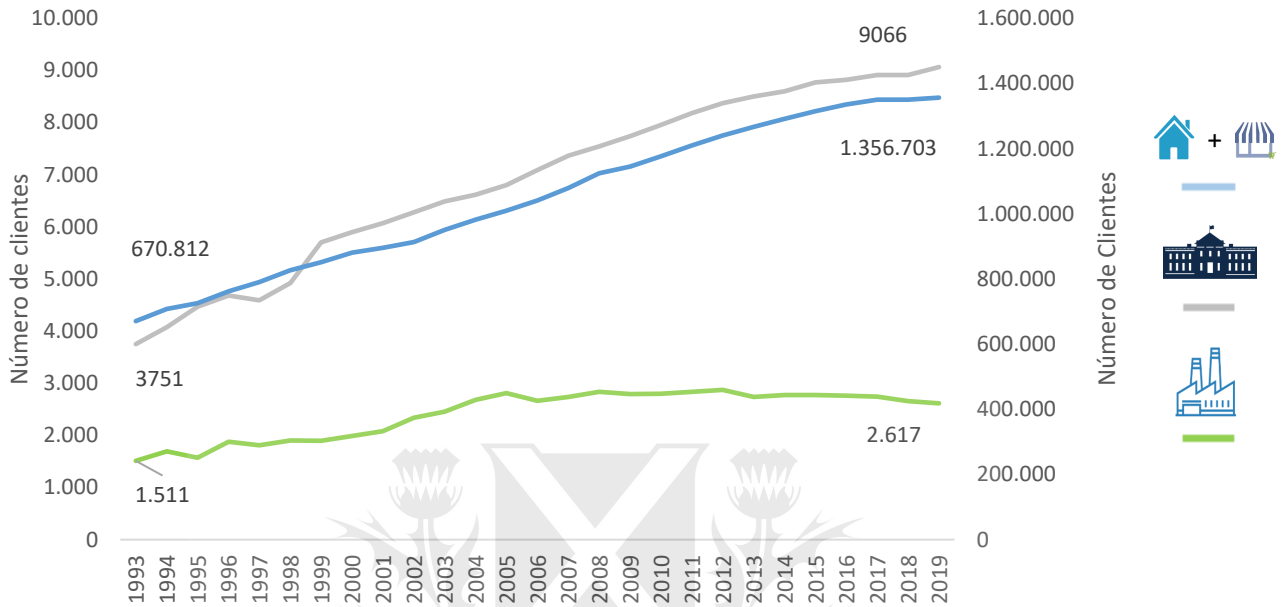
Gráfico 17: Evolución volumen anual consolidado



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

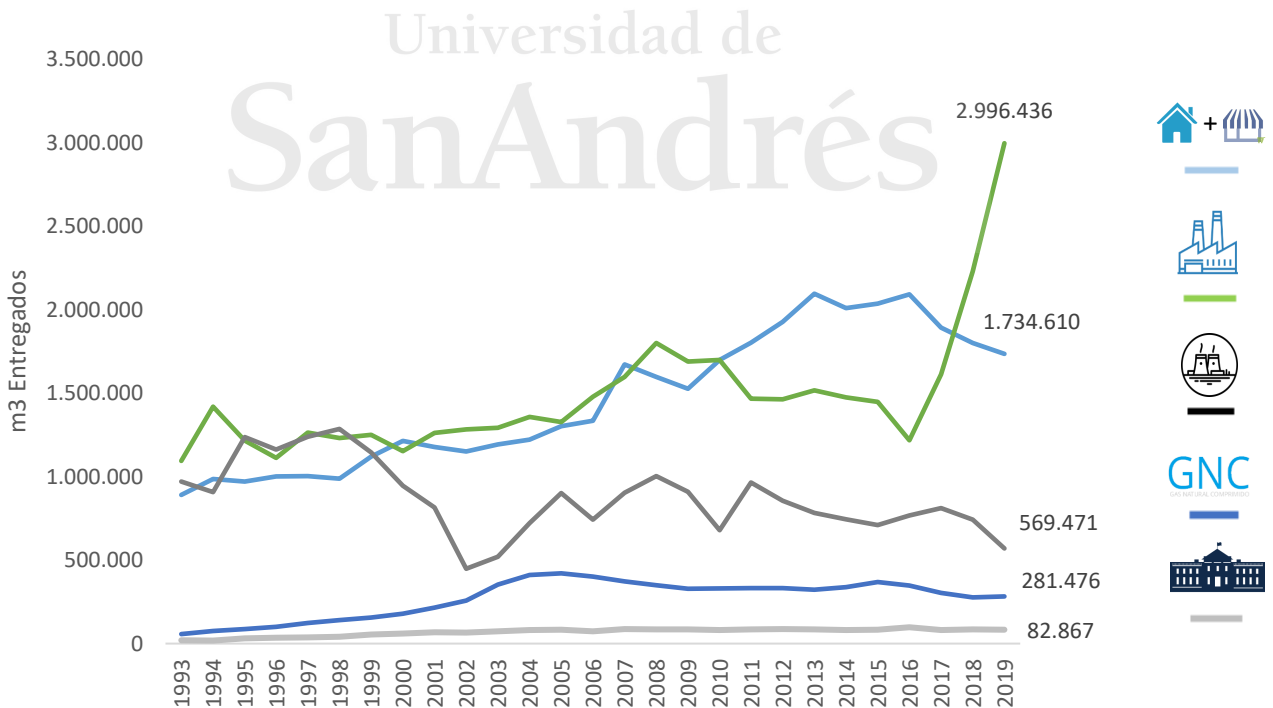
En términos de volumen, la distribuidora aumentó los despachos entregados de 5.385.248m³ en 2018 a 5.891.189m³ en el 2019, representando un aumento del 9,3% anual. Esto estuvo influido principalmente por el aumento en los consumos industriales los cuales tuvieron un crecimiento del 34% interanual y el sostenido crecimiento de la cartera de clientes.

Gráfico 18: Evolución del número de clientes



Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

Gráfico 19: Evolución del volumen por cliente



*No se incluyen 21.312 m3 distribuidos a subdistribuidores

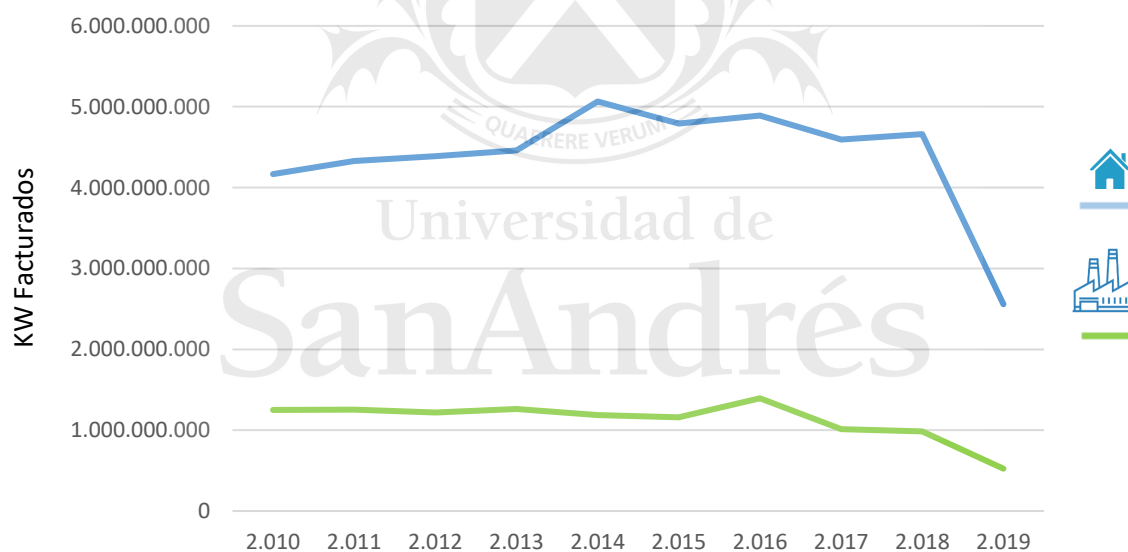
Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

En los últimos años se puede apreciar una fuerte disminución de la demanda dentro del sector Residencial, esto se debe a que en el año 2017 se aprobó el nuevo cuadro tarifario de la RTI con aumentos del 111% en la tarifa del gas.

Como se podrá ver en el siguiente gráfico, la disminución de consumo en los clientes residenciales no se debió al traslado hacia una energía sustituta, sino que los hogares comenzaron a ser más conservadores con los consumos en su hogar. En comparación con los consumos en 2018, el ENARGAS²² explicó que la disminución fue amplificada por el aumento de las temperaturas.

En cuanto al sector industrial, presentó mayores incrementos en relación con los años anteriores. Las principales razones fueron, la sustitución de combustibles líquidos por el Gas Natural para la generación de energía, donde se consumió un promedio de 51 millones de MM3 por día, respecto a los 47 MMm3 del año anterior²³, el aprovisionamiento de Gas Natural para la barcaza TANGO GNL de YPF, y una mayor demanda del sector de la construcción.

Gráfico 20: Evolución del consumo eléctrico en CABA

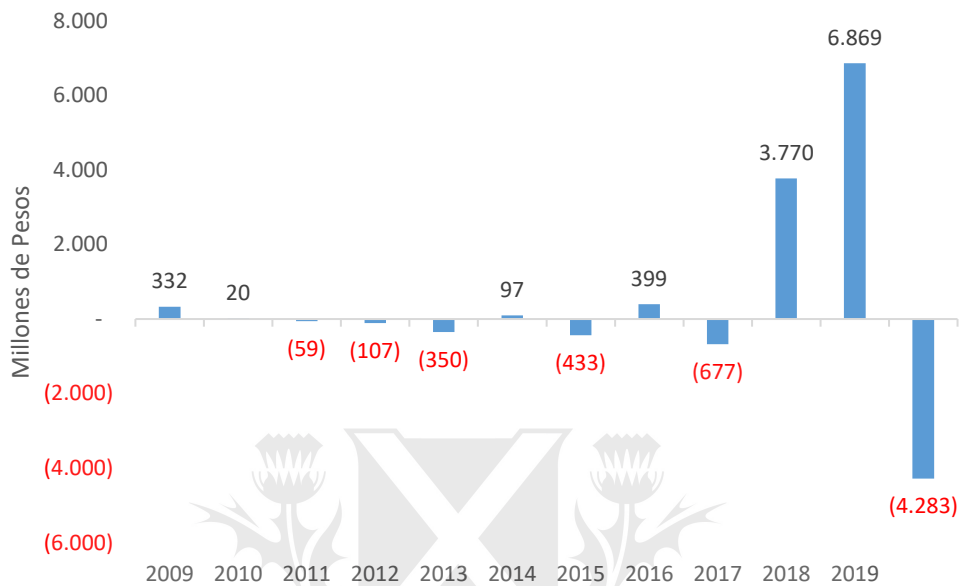


Fuente: Dirección General de Estadística y sobre la base de datos Edenor SA. y

²² Krakowiak Fernando. El consumo de gas residencial se contrajo 8,4% en cuatro años. Enero 2020, <https://econojournal.com.ar/2020/01/cifras-oficiales-el-consumo-de-gas-residencial-se-contrajo-84-en-cuatro-anos/>

²³ SAESA. Aumento del consumo anual del Gas Natural industrial. Febrero 2019, <https://saenergia.com.ar/2019/02/07/aumento-del-consumo-anual-del-gas-natural-industrial/>

Gráfico 21: Evolución del resultado neto



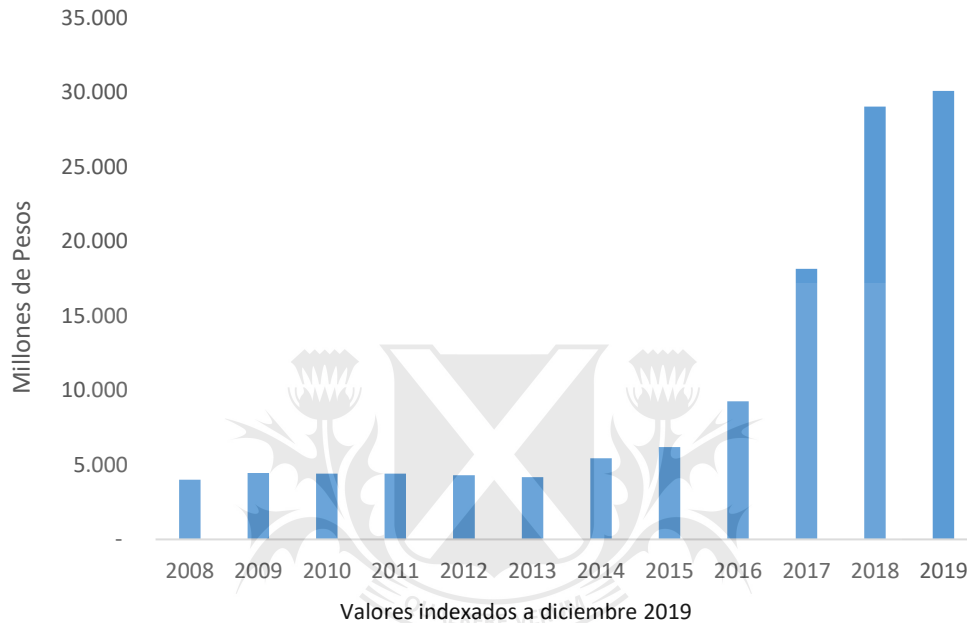
Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

Durante los últimos dos años, Camuzzi Gas Pampeana había tenido resultados netos positivos, principalmente a raíz de los incrementos en la tarifa del Gas. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, el ajuste a la propiedad planta y equipo afectó significativamente al resultado de la compañía, arrojando una pérdida neta de 4.283 millones de pesos para el año 2019.

SanAndrés

5.1.2 Evolución de los Costos de Venta

Gráfico 22: Evolución de los costos de explotación

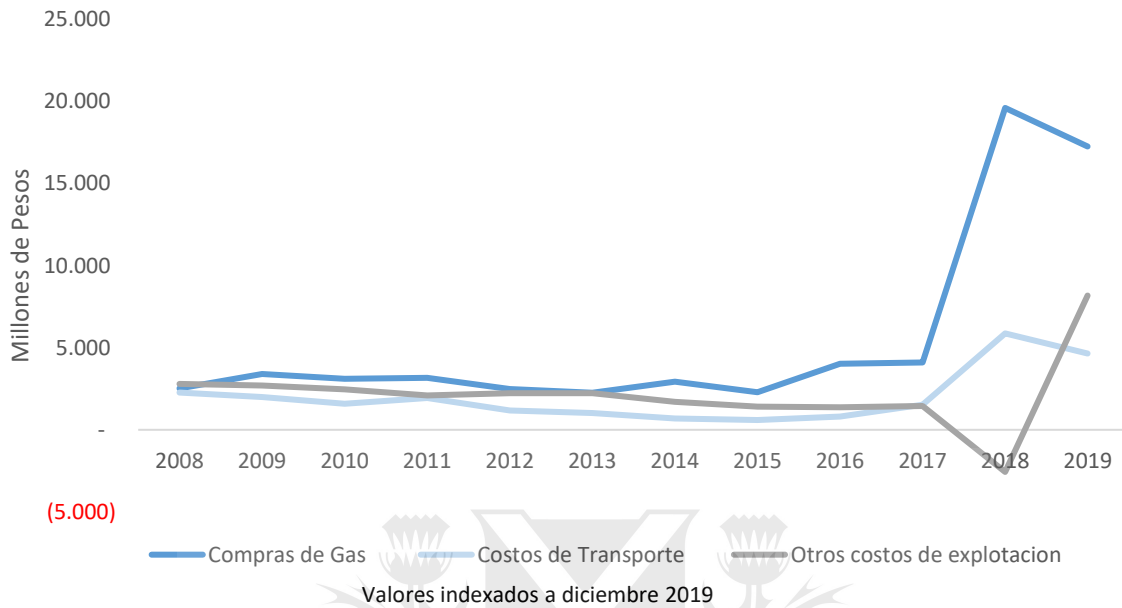


Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

El siguiente gráfico nos muestra una apertura de la composición de los Costos de explotación. Los mismos están conformados por la compra de Gas, Transporte y Otros Gastos operacionales. En el gráfico anterior, se puede apreciar como los costos aumentaron exponencialmente en el año 2017, esto se explica por el ajuste a las tarifas, ya que tanto los márgenes de distribución para la compañía y los costos de compra y traslado de gas fueron incrementados.

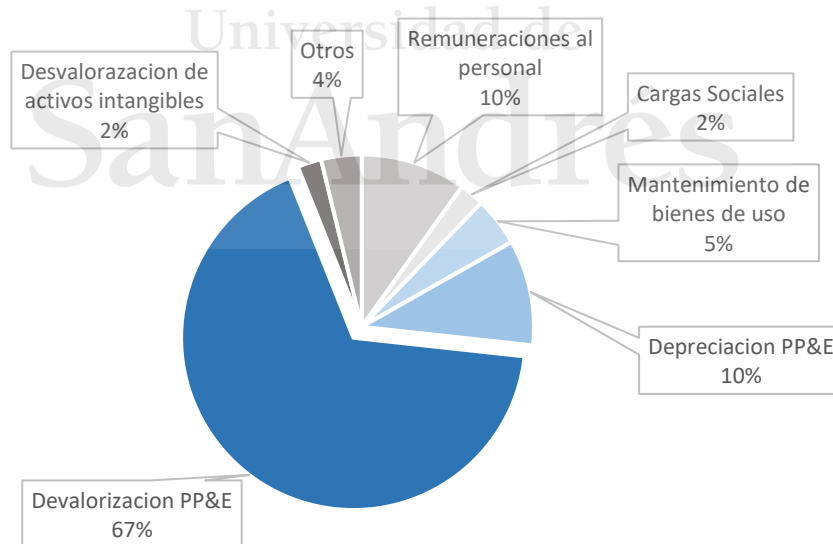
En el año 2018, se puede ver que los Otros Gastos de explotación fueron positivos, ese año en particular la compañía sufrió una apreciación en la valuación de la propiedad planta y equipo que impactó de manera positiva en los gastos de explotación.

Gráfico 23: Evolución de los costos de Explotación



Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

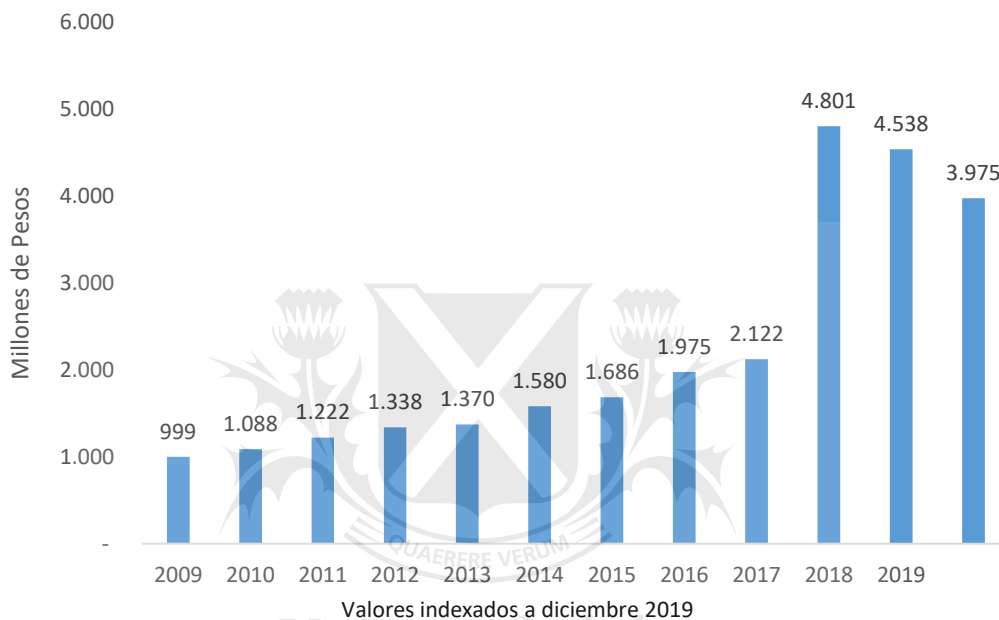
Gráfico 24: Apertura de los costos de explotación



Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

5.1.3 Análisis Costos Fijos

Gráfico 25: Evolución de los gastos administrativos & comerciales



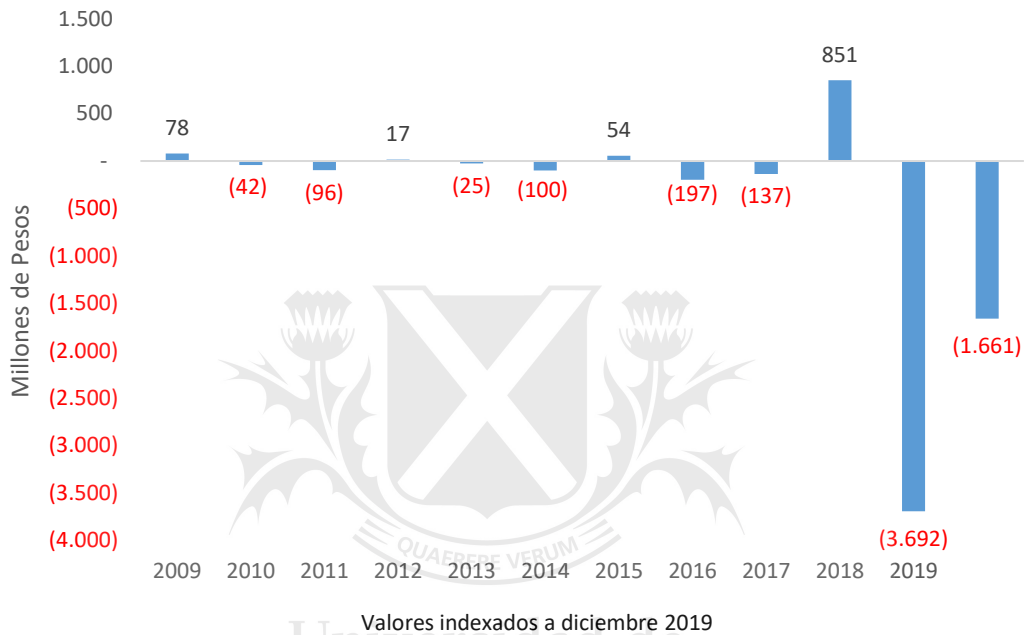
Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

Por su parte los gastos de Comercialización y Administración, tuvieron un aumento del 39% respecto al año anterior, totalizando \$3.975 millones de pesos, siendo estos significativamente inferiores a la inflación del año (la cual representó un 57.8%). Esto explica la disminución de los costos en el gráfico respecto al año anterior en millones indexados.

En cuanto a la variación anual, la desvalorización de los PPE tuvo nuevamente un impacto significativo en el aumento de las cuentas, representando un 42% del aumento total. Asimismo, pero en menor medida las remuneraciones al personal y cargas sociales tuvieron un aumento considerable ocasionados por los ajustes salariales.

5.1.4 Análisis Resultados Financieros

Gráfico 26: Evolución de los resultados financieros



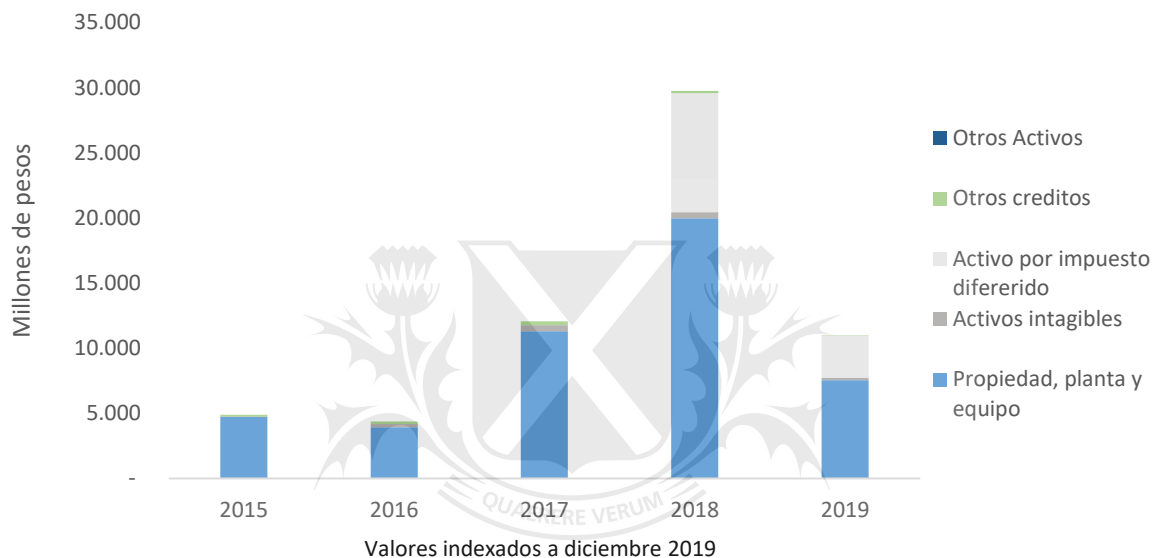
Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

Los Resultados Financieros Netos reflejaron una pérdida de \$2.329 millones de pesos ocasionada por la diferencia de cambio neta, donde los resultados negativos ascienden a \$2.754,8. El principal motivo para este resultado proviene de la deuda contraída con YPF, donde la misma asciende a los 75 millones de dólares.

5.2 Evolución Activo y Pasivo

5.2.1 Evolución del Activo no corriente

Gráfico 27: Evolución del Activo no corriente



Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

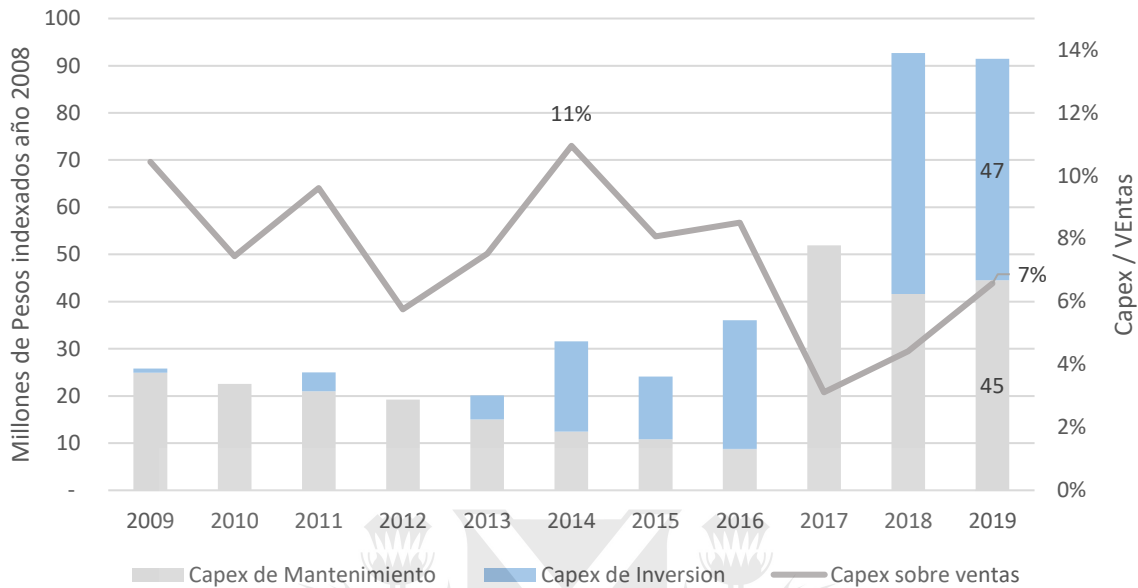
Los aumentos en los Activos no corrientes, tienen su origen principalmente por las altas en Propiedad, Planta y equipo. El dictamen de las RTI en el año 2017, obligó a Camuzzi Gas Pampeana a seguir un estricto plan de inversiones en redes de distribución, equipos informáticos y de seguridad.

Durante el ejercicio 2016 se realizó una importante inversión en Activos Intangibles adquiriendo el Sistema Geocall, el cual permite asignar tareas de calle mediante dispositivos móviles en conjunto con la implementación del nuevo módulo (Plant Maintenance) del Sistema SAP. Ambas actualizaciones alcanzaron los \$72 millones de pesos.

Se puede observar en el año 2018 un incremento en el activo por impuesto diferido, siendo el mismo ocasionado por los resultados por exposición en moneda extranjera en más de \$250 millones de pesos en moneda corriente.

En el año 2019 la Propiedad Planta y Equipo sufrió una fuerte disminución, ocasionada por la revalorización que tuvieron estos activos.

Gráfico 28: Análisis Capex histórico

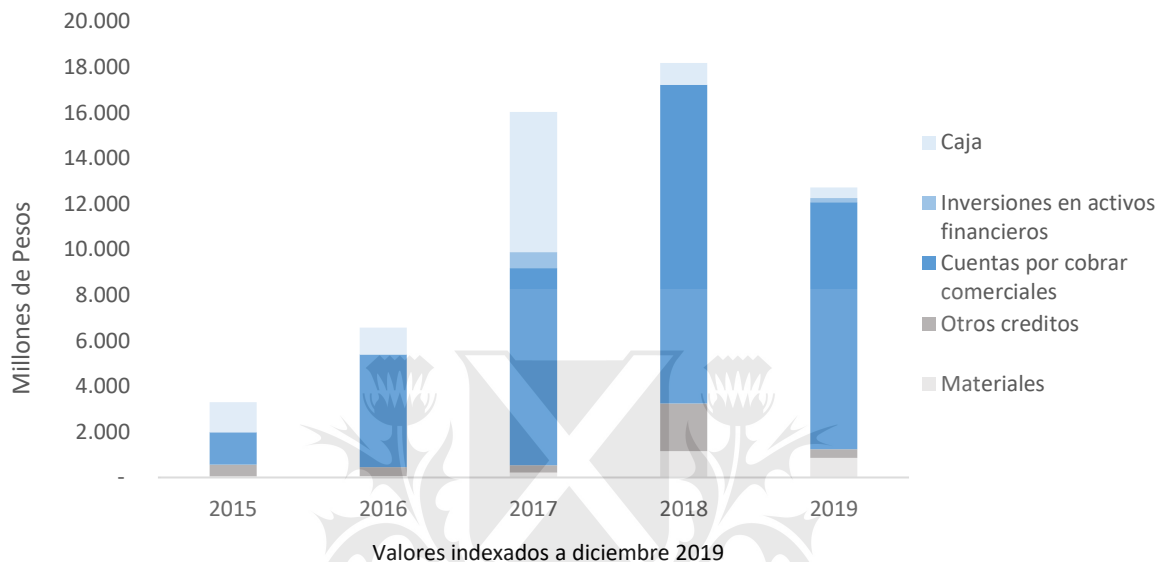


Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

En el gráfico anterior, se puede apreciar cómo en los últimos dos años Camuzzi gas aumentó significativamente las inversiones en activos fijos. Estas inversiones, fueron superiores al capital necesario para mantener el nivel operativo actual, por lo tanto, se puede decir que Camuzzi tuvo Capex de Inversión, en otras palabras, permitieron tener un crecimiento en el negocio. Estas inversiones están principalmente vinculadas con la extensión de los ramales de distribución, en la Provincia de la Pampa, donde pasó de distribuir del 77% de la población residencial al 88% en los últimos dos años.

5.2.2 Evolución del Activo corriente

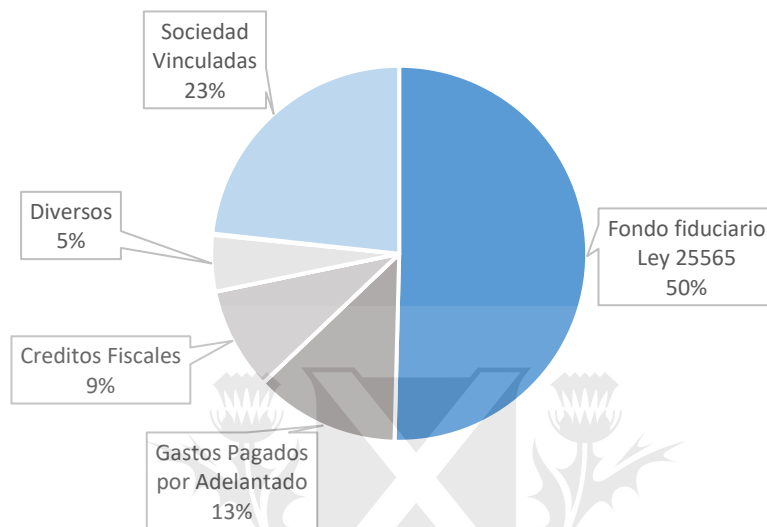
Gráfico 29: Evolución del Activo no corriente



Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

Los incrementos en los Activos Corrientes, son explicados fundamentalmente por las cuentas por cobrar. Desde el año 2017, el aumento en la tarifa, la demora en el proceso de facturación, y la implementación del doble cupón de pago de los meses invernales, influyeron en el aumento de esta cuenta.

Gráfico 30: Apertura Otros Créditos Corrientes

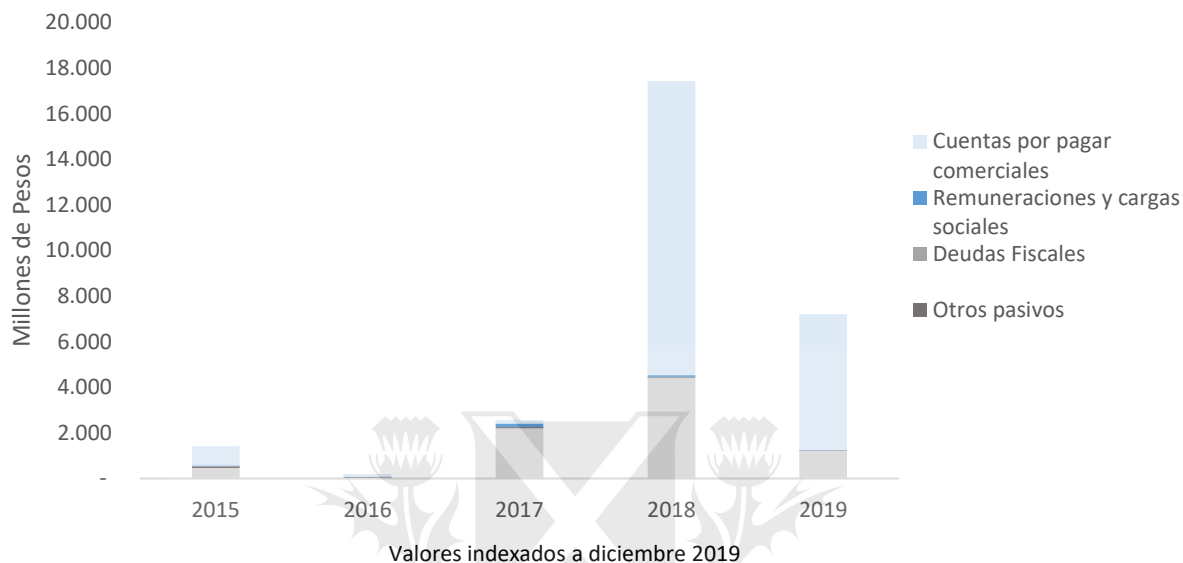


Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

Dentro de los Otros créditos corrientes se puede apreciar que el 50% de los mismos están representados por el Fondo Fiduciario Ley 25.565. Este Fondo corresponde a los subsidios a percibir por la aplicación de tarifas diferenciales. El objeto de estas es la compensación de tarifas en la zona sur del país donde estas son significativamente menores.

5.2.3 Evolución del Pasivo no corriente

Gráfico 31: Evolución del Pasivo no corriente



Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

Durante el 2015, las cuentas a pagar comerciales crecieron en 170 millones de pesos en moneda corriente, producto de nuevos acuerdos de pago con los productores de gas, para la compra de Gas Natural y Transporte.

En el 2017, el impuesto diferido se incrementó en \$37,70 millones, el motivo de dicho aumento fue la utilización del crédito por quebranto impositivo, generando un impuesto diferido pasivo.

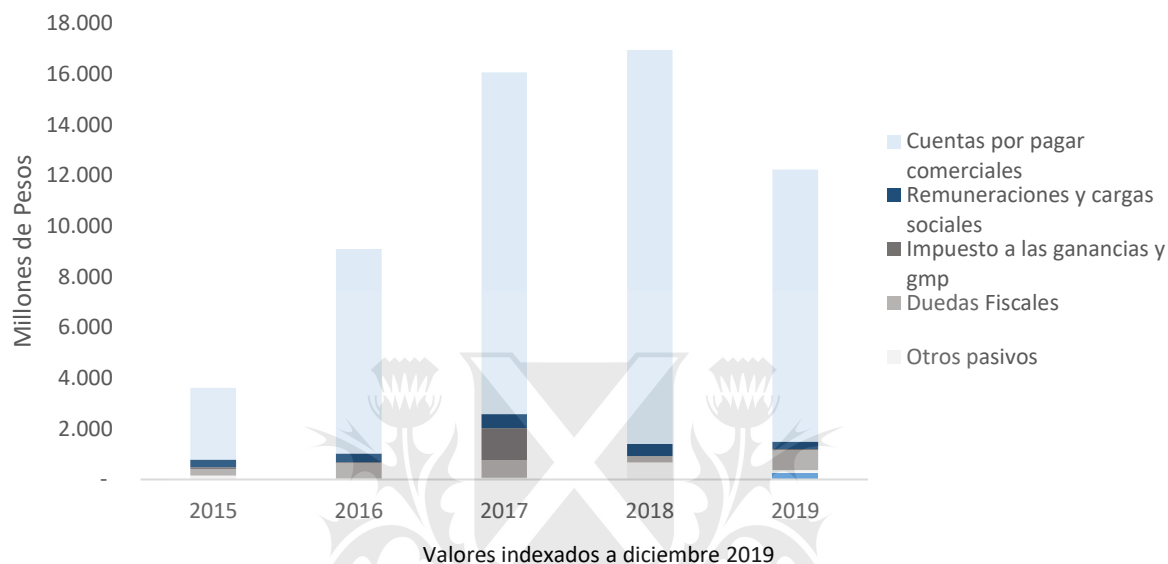
El 12 de enero de 2018, Camuzzi Gas aceptó la oferta de reconocimiento de deuda y pago de YPF, para la cancelación de su deuda por la compra de gas natural desde 2014 a 2017. Esta deuda se convirtió a dólares estadounidenses al tipo de cambio Banco de la Nación Argentina, arrojando un total de \$72.575.215 millones de dólares a cancelarse en 50 cuotas mensuales y consecutivas bajo el sistema de amortización francés, a una TNA del 5%.

La Sociedad cumplió en tiempo y forma con las primeras 20 cuotas, y con fecha 23 de diciembre de 2019, YPF aceptó una nueva oferta difiriendo el pago del capital restante (US\$45.317.295) a febrero 2020. Dicho capital devengará una TNA del 9%, con intereses semestral.

La disminución del Pasivo por impuesto diferido en el año 2019, fue generada por la disminución en el valor de los bienes de uso de la sociedad, como consecuencia de la desvalorización que arrojó el test de deterioro practicado a cierre del 2019.

5.2.4 Evolución del Pasivo corriente

Gráfico 32: Evolución del Pasivo Corriente



Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

Los Pasivos Corrientes en los últimos años, aumentaron sustancialmente por el efecto de las Cuentas a Pagar Comerciales. Específicamente en el ejercicio 2016, crecieron \$1.827,4 por el mismo motivo que las cuentas a cobrar, la demora en el proceso de facturas y posterior cobranza debido a las medidas cautelares y amparos judiciales. A su vez, su posterior cancelación se vio truncada por no haber recibido la asistencia económica transitoria solicitada, que hubiera permitido hacer frente a esas obligaciones.

En el año 2017 nuevamente las cuentas por pagar comerciales marcaron la pauta del incremento, ascendiendo \$855,40 particularmente por los aumentos en el costo y transporte del gas surgidos de la Revisión Tarifaria Integral y adicionalmente por la demora en acordar con algunos productores de gas las deudas anteriores a la entrada en vigor de la RTI.

Así mismo en el ejercicio 2017, las Remuneraciones y Cargas sociales se vieron incrementadas en \$34,70 millones, siendo afectadas por los aumentos en el costo del salario, cargas sociales y la provisión para vacaciones.

Durante el ejercicio 2019, la compañía volvió a adquirir deuda financiera luego de cinco años. El total de esta totaliza los \$265.575.773 millones de pesos.

5.3 Ratios de Rentabilidad, Eficiencia y Crediticios

Los ratios de rentabilidad, son fórmulas matemáticas que nos permiten evaluar o comparar la situación financiera de una organización, es decir la eficiencia de la compañía utilizando sus recursos para obtener beneficios.

La importancia de utilizar diferentes ratios, radica en conseguir una imagen confiable, de lo que realmente ocurre en la empresa. Por ejemplo, es posible que un negocio tenga márgenes positivos cuando solo analizamos los costos operativos sobre los ingresos, pero quizás sufra pérdidas, cuando le restamos los gastos necesarios para llevar a cabo el negocio, como los gastos administrativos, gastos comerciales u amortizaciones.

5.3.1 Ratios de Rentabilidad

Tabla 10: Ratios de Rentabilidad

Ratios de Rentabilidad					
	2015	2016	2017	2018	2019
Rentabilidad Capital (RN/PN)	12,8%	-41,2%	40,0%	50,8%	-100,9%
Rentabilidad Activo (EBIT/A)	10,2%	-8,3%	24,5%	27,6%	-15,6%
Margen Bruto (MB/V)	12,9%	11,5%	33,9%	38,7%	0,72%
Margen Neto (RN/V)	5,6%	-6,6%	14,5%	15,1%	-14,6%

Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2015 - 2019.

Los ratios de rentabilidad de Camuzzi, nos permiten dimensionar las fluctuaciones del mercado energético Argentina. En el año 2015, la rentabilidad sobre el patrimonio neto era del 12.8%, sin embargo, este número está sesgado por la asistencia económica de 423 millones de pesos que recibió ese año la compañía, para afrontar sus obligaciones de capital de trabajo.

En el año 2017, con el ajuste tarifario y una asistencia económica de 991 millones de pesos, la distribuidora logró una rentabilidad del 40% sobre el patrimonio y una utilidad neta de 14,5%.

Durante el 2019, Camuzzi volvió a tener márgenes negativos de rentabilidad, esto se debió a que la desvalorización de los equipos, impactó en el margen bruto deteriorando todos los ratios. Para dimensionar el impacto de esta desvalorización, esta representa un 19% de la venta y 129% del resultado neto negativo. En otras palabras, sin esta revalorización la campaña habría tenido un resultado positivo del ejercicio de 800 millones de pesos.

5.3.2 Ratios de Gestión

Tabla 11: Ratios de Gestión

Ratios de Gestión					
	2015	2016	2017	2018	2019
Costos Fijos / Ventas	28%	21%	18%	10%	14%
Días de Inventario	3	3	4	15	10
Días en la Calle	73	176	121	112	135
Días Cuentas a pagar	63	158	138	152	116
Ciclo de conversión de caja	13	20	-12	-25	29

*Materiales/(CV+Gastos fijos)

**Creditos a cobrar/Ventas

***Cuentas a pagar/(CV+Gastos Fijos)

Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2015 - 2019.

Respecto a los ratios de Gestión, podemos observar que la empresa mejoró su eficiencia en el negocio, ya que los Gastos fijos sobre las ventas fueron disminuyendo. Esto en gran medida, está ocasionado por el aumento tarifario, ya que, si analizamos el aumento de las ventas en términos de volumen su incremento es inferior al de los gastos fijos.

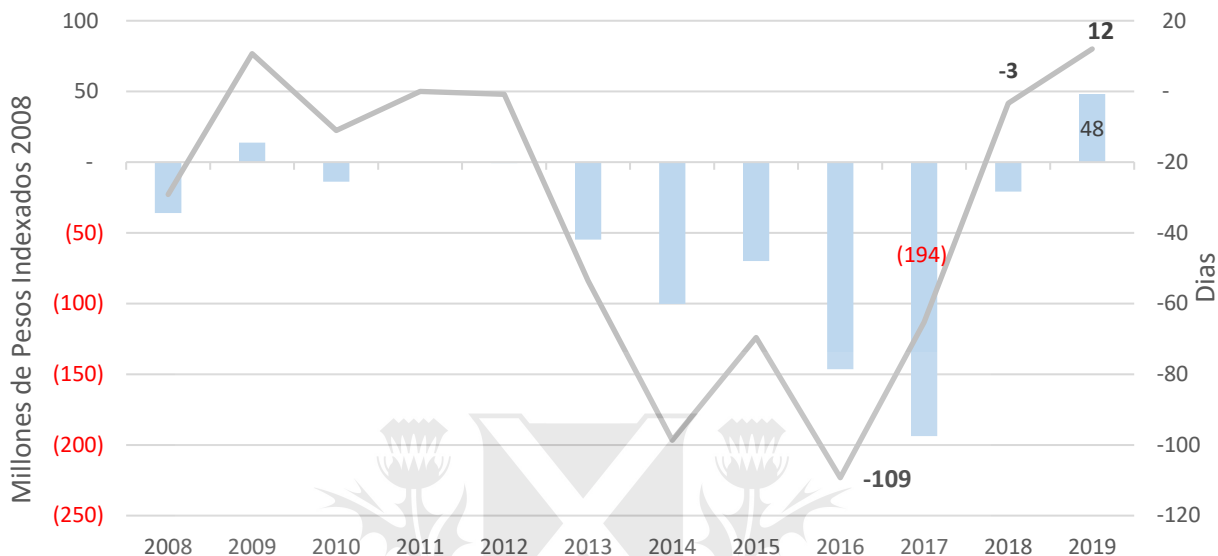
Tabla 12: Aumento porcentual Gastos Fijos vs Volumen de Ventas

	2015	2016	2017	2018	2019
Aumento Gastos Fijos	3%	3%	35%	91%	-25%
Aumento Volumen	0%	-2%	3%	9%	9%

Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2015 - 2019.

En cuanto a los días de conversión de caja, podemos apreciar como la empresa tuvo una buena gestión de los días del ciclo de conversión de caja durante los años 2017-2018, donde los proveedores financiaron la actividad. Para el año 2019, el aumento en los días de inventario, en conjunto con el deterioro de los días en la calle y una disminución en los días de cuentas a pagar, revirtieron los días del ciclo.

Gráfico 33: Capital de Trabajo Neto



Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2009-2019.

Nota: Días calculados sobre ventas.

5.3.3 Ratios de Solvencia

Tabla 13: Ratios de Solvencia

Ratios de Solvencia					
	2015	2016	2017	2018	2019
Endeudamiento Financiero (D.Fin/PN)	0%	0%	0%	0%	6%
Nivel de Apalancamiento (D.Fin/Activo)	0%	0%	0%	0%	1%
Liquidez (AC/PC)	0.91	0.72	1.00	1.07	1.04

Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2015 - 2019.





Como se puede apreciar en la tabla, Camuzzi Gas cuenta con una sana estructura financiera. Hoy en día solo cuenta con doscientos sesenta y seis millones de pesos en deuda financiera contra un activo de veinte tres mil millones de pesos, representando menos del uno por ciento de su activo.

En los últimos tres años se puede apreciar un aumento del índice de liquidez, aun así, el mismo está cercano a la unidad, por lo tanto, se puede decir que la empresa tiene una liquidez aceptable.

5.3.4 Comparación con empresas del sector

Cuando analizamos la estructura de una organización respecto a otra, es más apropiado la utilización de ratios, que las partidas contables individualmente. Esto nos permiten comparar las partidas independientemente del tamaño de las empresas.

Tabla 14: Comparación de Ratios de Rentabilidad

Ratios de Rentabilidad				
				
Rentabilidad Capital (RN/PN)	-101%	15%	23%	-5%
Rentabilidad Activo (EBIT/A)	8%	17%	9%	10%
Margen Bruto (MB/V)	1%	26%	20%	24%
Margen Neto (RN/V)	6%	0%	11%	-2%

Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balance 2019; Distribuidora Gas Cuyana, Balance 2019; Gas Natural, Balance 2019; Metrogas; Balance 2019.

En lo que respecta a los ratios de rentabilidad se puede observar que Camuzzi Gas Pampeana tuvo pérdidas proporcionales mucho mayores a sus pares, esto está ocasionado nuevamente por la desvalorización de los equipos, donde la desvalorización alcanzó los \$ 5,956 millones de pesos. Si no tuviéramos en cuenta esta desvalorización no monetaria, la rentabilidad de Camuzzi ascendería al 39%.





El Margen Bruto de Camuzzi también está muy alejado de sus pares, por el mismo motivo que la rentabilidad neta sobre las ventas, ya que los Otros Costos de explotación contienen \$5.268 millones sobre los \$5.956 totales de desvalorización. No obstante, si realizamos un análisis histórico del Margen Bruto podemos ver que Camuzzi Gas Pampeana que en los últimos dos años, tuvo una mejor eficiencia que sus pares.

Tabla 15: Comparación de Margen Bruto

Margen Bruto						
	2015	2016	2017	2018	2019	
CGPA*	13%	11%	34%	39%	1%	
DGCU	19%	18%	30%	35%	26%	
GBAN	13%	13%	28%	29%	20%	
METR	19%	14%	25%	24%	24%	

Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balance 2019; Distribuidora Gas Cuyana, Balance 2019; Gas Natural, Balance 2019; Metrogas; Balance 2019.

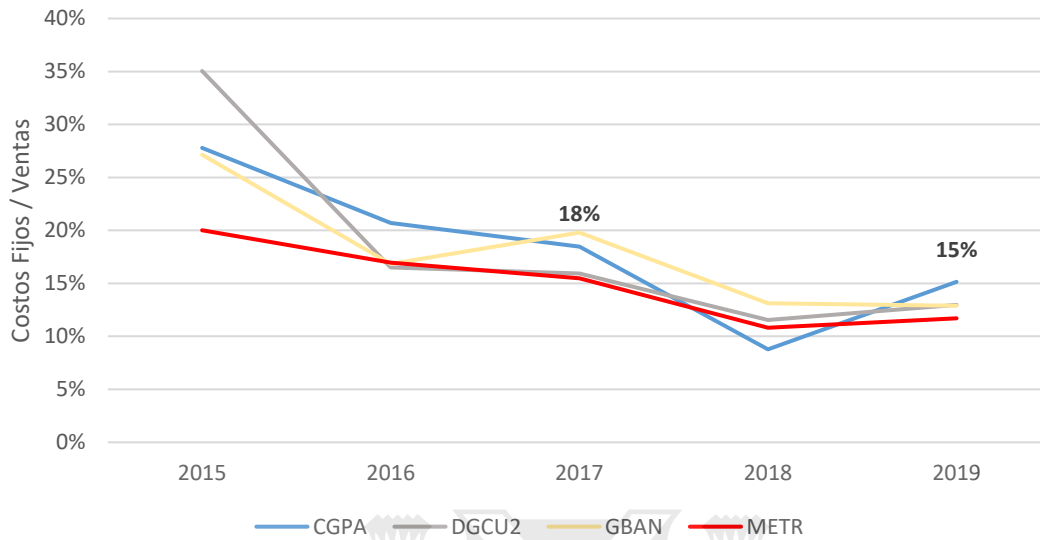
Tabla 16: Comparación de Ratios de Gestión

Ratios de Gestión				
				
Costos Fijos / Ventas	12%	13%	13%	12%
Días de Inventario	10	1	1	0
Días en la Calle	135	105	89	103
Días Cuentas a Pagar	116	80	117	140
Ciclo de conversión de caja	29	20	-12	-25

Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balance 2019; Distribuidora Gas Cuyana, Balance 2019; Gas Natural, Balance 2019; Metrogas; Balance 2019.

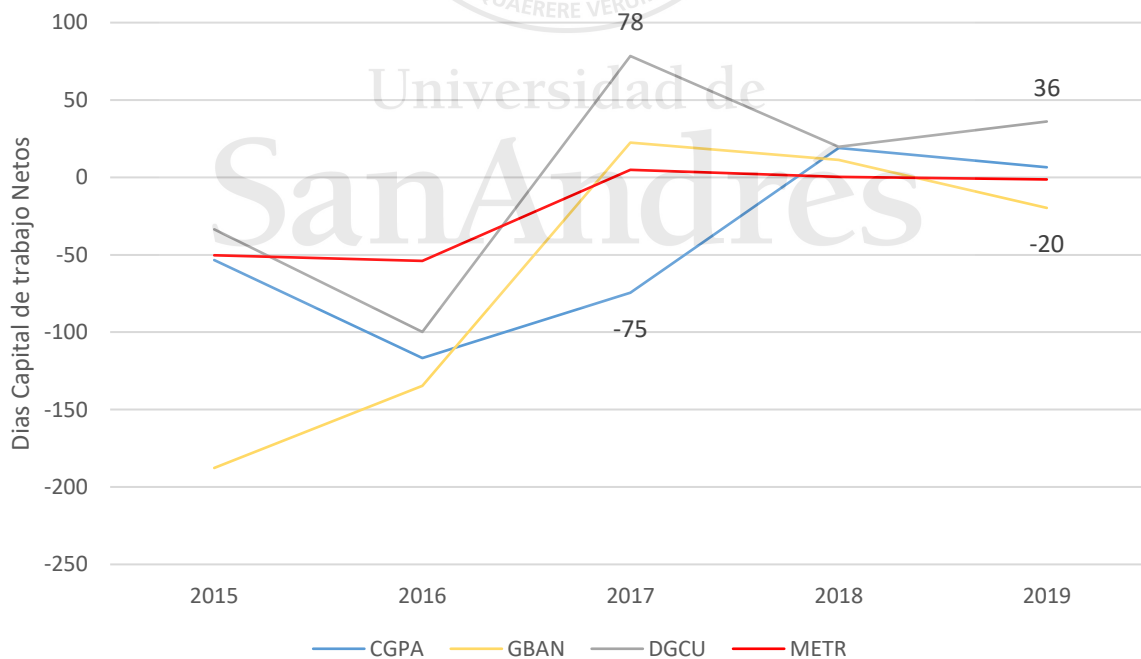
En Cuanto a los Ratios de Gestión, podemos ver que los Costos Fijo / Ventas son muy similares y que tienden al 12% entre sus pares. Pero en el ciclo de conversión de caja, tanto Gas Natural como Metrogas tiene días más largos de pago, y menores tiempos de cobro ocasionando un ciclo de conversión de caja más corto.

Gráfico 34: Evolución Costos Fijos / Ventas



Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balance 2019; Distribuidora Gas Cuyana, Balance 2019; Gas Natural, Balance 2019; Metrogas; Balance 2019.





Gráfico 35: Evolución Días de Capital de trabajo Netos



Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balance 2019; Distribuidora Gas Cuyana, Balance 2019; Gas Natural, Balance 2019; Metrogas; Balance 2019.

Como podemos observar en el gráfico N°35, todas las distribuidoras de Gas antes de la RTI tenían un Capital de trabajo Neto negativo, esto estaba fundamentalmente ocasionado por el alto endeudamiento con los Productores de Gas Natural.

Tabla 17: Comparación de Ratios de Solvencia

Ratios de Solvencia				
				
Endeudamiento Financiero (D.Fin/PN)	6%	0%	3%	52%
Nivel de Apalancamiento (D.Fin/Activo)	1%	0%	2%	17%
Liquidez (AC/PC)	1.04	1.41	0.91	0.71

Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balance 2019; Distribuidora Gas Cuyana, Balance 2019; Gas Natural, Balance 2019; Metrogas; Balance 2019.

Por último, respecto a los ratios de solvencia, podemos destacar que todas las distribuidoras salvo Metrogas, poseen un endeudamiento casi nulo, ya que ninguna supera el 10% del Patrimonio Neto.

En consideración a la liquidez, podemos recalcar que los pares, salvo Metrogas, poseen un índice aceptable ya que están todos cerca de la unidad.

6. Valuación

6.1 Metodología

El método de Flujo de fondos, es uno de los métodos más utilizados para valorar una compañía o proyecto de inversión. El mismo determina el valor actual de la suma de los flujos de fondos futuros, descontándose a la tasa que refleja el costo de oportunidad del capital, para así obtener el valor intrínseco de las acciones y de los activos de la firma (Dr. Guillermo López Dumrauf - Métodos de valuación de empresas por descuento de flujos).

La técnica del descuento de flujos, combina información financiera con información de mercado de capitales. Donde la primera proviene de los estados contables de la compañía, como los balances, estado de evolución del patrimonio neto y el estado de resultados permitiendo observar la performance del directorio en el manejo de los activos y pasivos. La segunda se refiere a la volatilidad de las acciones de la firma, el rendimiento que se espera del mercado, la tasa libre de riesgo y el riesgo país.

Donde el flujo de fondos libre en el momento t , representa el flujo de fondos que tendría la firma, si se financiara enteramente con capitales propios. Esto permite aislar los efectos del

financiamiento, y determinar la caja residual que le queda a la compañía, luego de pagar los gastos operativos e impuestos antes del pago de intereses.

6.2 Proyección de la Demanda

La estrategia utilizada para proyectar el consumo futuro de gas natural en el país, se basó en analizar cada uno de los componentes de consumo, utilizando datos históricos para construir modelos explicativos, para el comportamiento de la demanda.

A raíz de los resultados de estas variables, se construyeron los modelos que explican la variación en los consumos, y formularon hipótesis razonables respecto a cuáles podrían ser las evoluciones de las variables explicativas.

En el año 2016, el Ministerio de Energía publicó un documento donde se explicaba la visión del país respecto al material energético, y los posibles escenarios a los cuales apuntaba la nación²⁴. En base a este documento se pudieron establecer algunas bases, que nos ayudaron a realizar la proyección de algunos de los clientes, a los cuales la distribuidora brinda servicios.

Contexto Mundial

Crecimiento de la demanda, pero con menor intensidad energética:

A lo largo de los próximos cinco años, se espera que el crecimiento energético este sea generado principalmente por los países emergentes como China, India y Latinoamérica, sin embargo, la demanda energética debería ser menor que los promedios históricos por habitante, ya que se considera que las nuevas tecnologías, como los autos eléctricos, termotanques solares y otras tecnologías contemporáneas atenuarán el consumo.

El Acuerdo de Paris sobre el cambio climático forzará cambios importantes en las políticas energéticas:

El 12 de diciembre de 2015 en Paris, el 98% de las naciones contaminantes, firmaron un acuerdo en el cual se comprometen a aumentar los esfuerzos y compromisos, para reducir las emisiones, y limitar el impacto climático manteniendo el incremento de la temperatura por debajo de los 2 grados.

Particularmente al sector energético, este acuerdo lo forzará a grandes cambios, ya que 2/3 de las emisiones contaminantes son producto del sector.

Nuevas tecnologías posibilitan reducir el consumo de energías fósiles sin impacto ambiental:

²⁴ MINEM. Escenarios Energéticos 2025. Diciembre 2016,
<https://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7772>

La aparición de las energías renovables, abrió un abanico de posibilidades dentro del sector energético. Hoy en día, existen tecnologías que permiten reemplazar al combustible fósil, tanto para el uso hogareño como industrial.

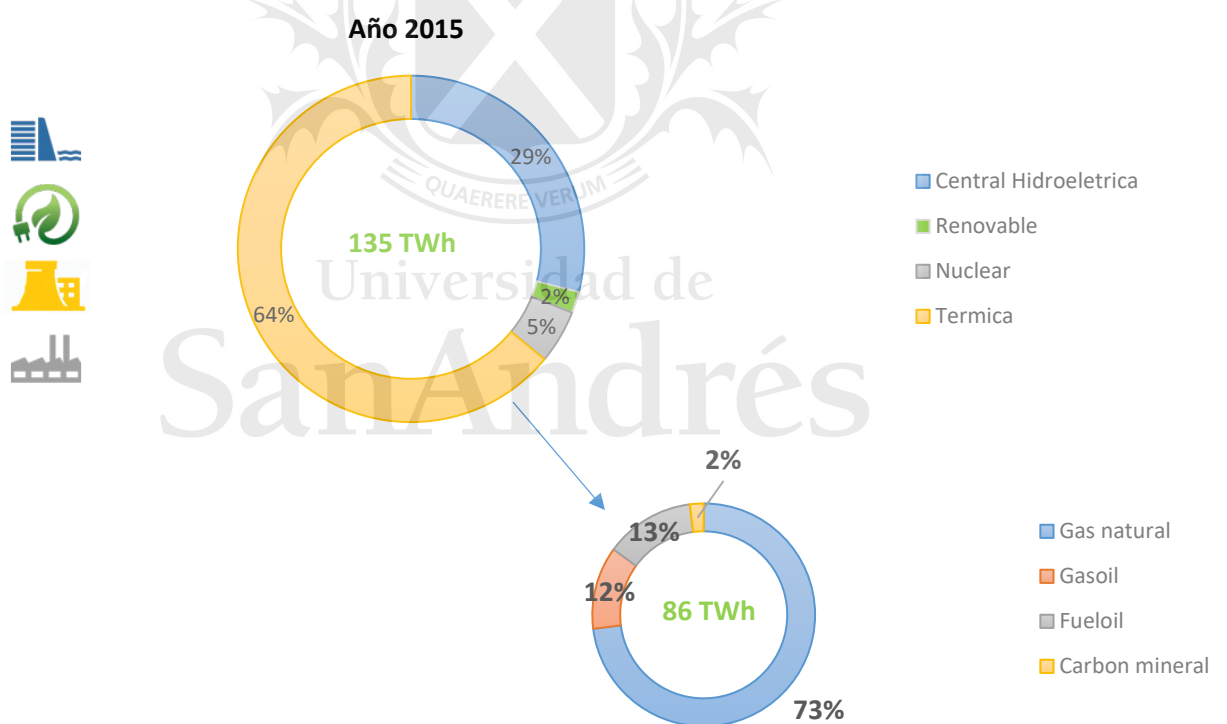
Incertidumbre en los mercados de petróleo y Gas natural:

En los últimos años, se ha observado un menor crecimiento en la energía proveniente de fuentes fósiles, incluyendo fuertes fluctuaciones en los precios de los commodities como el Brent y el WTI.

6.2.1 Proyección Centrales Eléctricas

Para la estimación de las centrales eléctricas, partimos de la potencia energética instalada en el país del año 2015 (135 TWh), repartida de la siguiente manera:

Gráfico 36: Producción eléctrica – Centrales Eléctricas Real



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Escenarios Térmicos 2025.

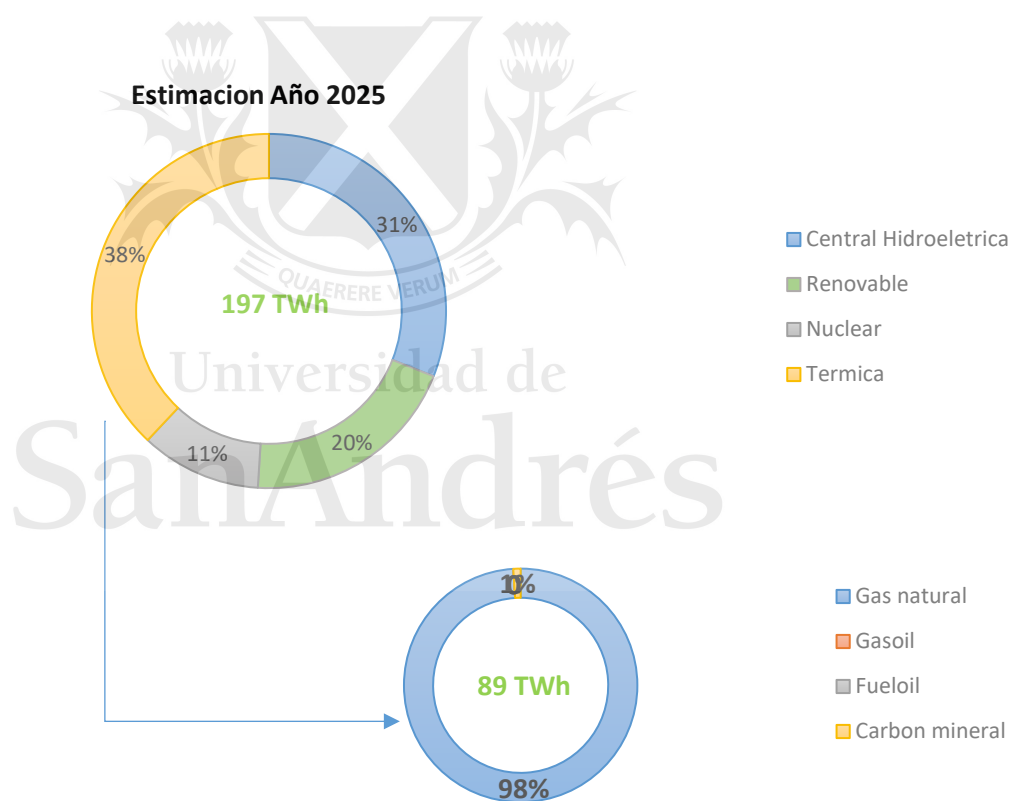
En el año 2015 la matriz energética estaba constituida por un 29% de energía hidroeléctrica, 5% por energía renovable, 5% por nuclear y el 64% por energía térmica. Del 64% de la energía térmica, al ser una planta transformadora de energía debe proveerse de energía primaria para poder

generar energía eléctrica, por ello el segundo gráfico explica la composición en el aprovisionamiento de las centrales térmicas.

Hoy en día el 73% por ciento de esta energía está siendo generada mediante el gas natural. Sin embargo, al ser esta una energía menos contaminante que los combustibles líquidos, el gobierno tiene estipulado expandir la utilización de gas natural por sobre el consumo de combustibles líquidos.

En vistas al año 2025, el Ministerio de Energía estimó que la capacidad instalada para proveer de energía a los argentinos llegaría a los 197 TWh, siendo esta generada en un 20% por energía renovable. Este aumento, si bien reduce la cantidad producida por energía térmica no necesariamente reduce la cantidad de gas utilizado, ya que el 98% de esta generación se va a producir a base de gas natural.

Gráfico 37: Producción eléctrica – Centrales Eléctricas Proyectado



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Escenarios Térmicos 2025.

En función de estas premisas, proyectamos la demanda de las centrales térmicas. Para dicha proyección, se tomó en cuenta como punto de partida la generación eléctrica del año 2019. Luego se

incrementó la generación eléctrica proporcionalmente, hasta llega al objetivo del gobierno para el 2025.

Posteriormente, en función del porcentaje de energía eléctrica generado por las centrales térmicas, obtuvimos la generación de energía térmica en TMw. Para obtener la demanda de gas del sistema, utilizamos la conversión de TMw a m3 y calculamos la demanda de Camuzzi en función de su share histórico de mercado.

Tabla 18: Proyección entregas de Centrales Eléctricas

Año	Generación Eléctrica	Aumento	Centrales Térmicas	Térmica	MP Gas natural	Demanda Gas	Camuzzi
2015	135.147	4%	64%	86.317	73%	6.303.249	
2016	136.600	1%	66%	90.099	76%	6.207.731	
2017	136.464	0%	65%	88.529	78%	7.581.724	
2018	137.482	1%	64%	87.727	81%	7.688.962	742.873
2019	145.985	6%	60%	87.770	83%	8.995.628	869.117
2020	154.487	6%	56%	87.186	86%	8.935.758	863.333
2021	162.990	6%	53%	85.975	88%	8.811.627	851.340
2022	171.492	5%	49%	84.136	91%	8.623.233	833.138
2023	179.995	5%	45%	81.671	93%	8.370.578	808.728
2024	188.497	5%	42%	78.579	96%	8.053.661	778.109
2025	197.000	5%	38%	74.860	98%	7.672.483	741.281
2026	204.810	4%	38%	77.828	98%	7.976.639	770.667
2027	212.929	4%	38%	80.913	98%	8.292.853	801.218

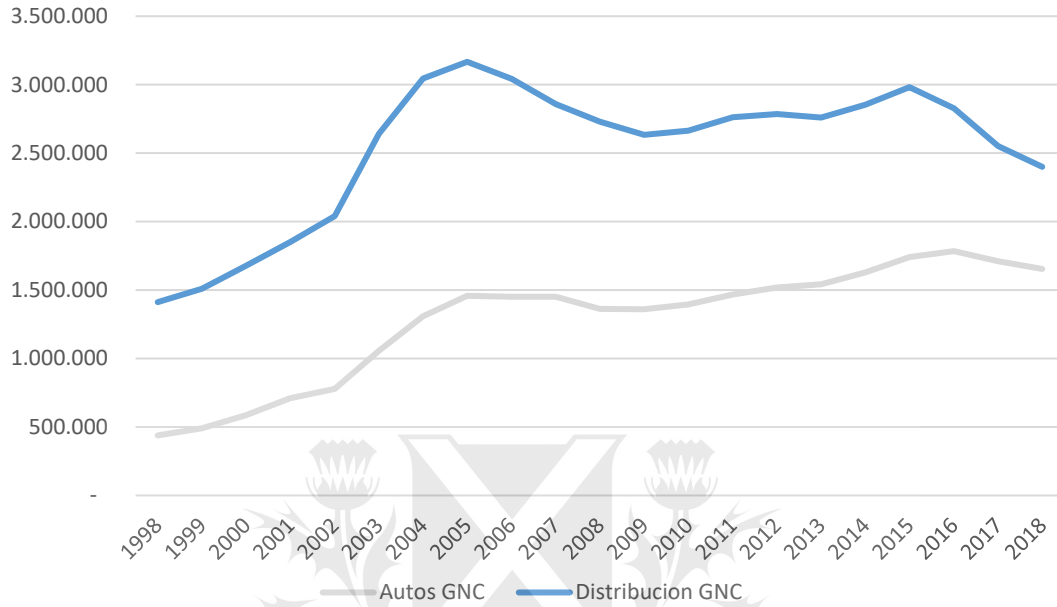
*Tabla completa en anexo

Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Balances Energéticos.

6.2.2 Proyección GNC

La utilización del GNC como combustibles para vehículos, tuvo su incremento exponencial durante la crisis argentina del 2001. Su racional se sostiene, en la posibilidad de reemplazar la Nafta y el Gasoil por una opción de menor costo, en momentos donde la crisis económica afectaba a los ciudadanos del país. En el siguiente gráfico 38, se puede apreciar el aumento del consumo del GNC a través de los años.

Gráfico 38: Evolución consumo GNC y Automóviles



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

Para la proyección de la demanda de gas para estaciones de servicio, se realizó un análisis estadístico en el cual se estudió la correlación que existía entre la cantidad de autos con GNC en el país, y la demanda de gas de las estaciones de servicio.

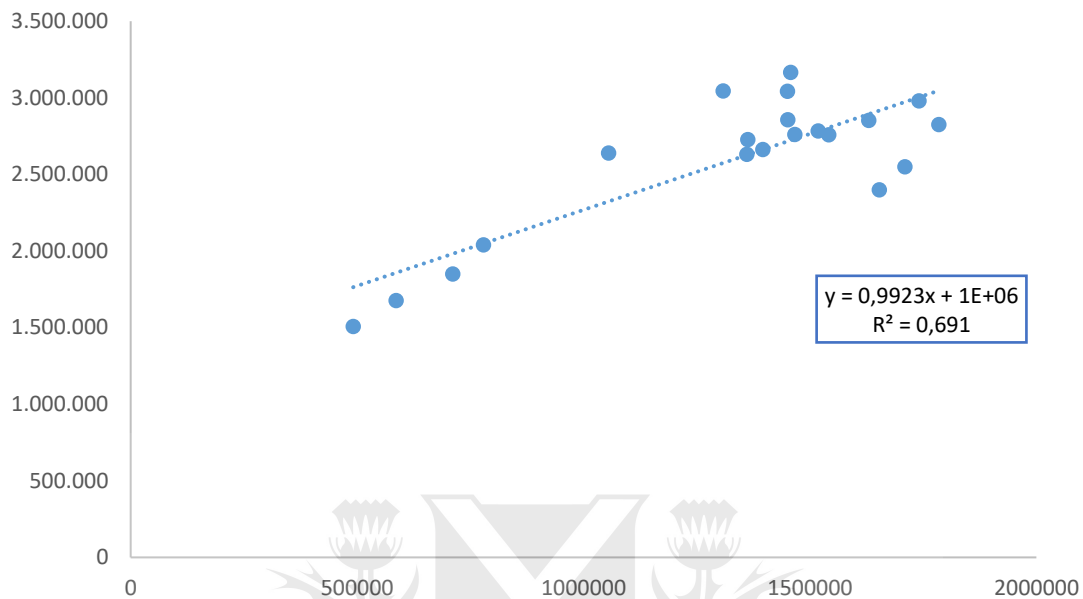
Tabla 19: Evolución del consumo GNC y Automóviles con GNC

Año	Autos GNC	Distribución GNC
1998	438.488	1.411.854
1999	491.376	1.508.915
2000	586.180	1.677.234
2001	711.077	1.850.565
2002	779.165	2.040.319
2003	1.055.631	2.639.989
2004	1.308.173	3.044.449
2005	1.457.304	3.166.976
2006	1.450.187	3.042.863
2007	1.451.039	2.857.816
2008	1.362.423	2.728.461
2009	1.360.798	2.632.869
2010	1.395.739	2.664.165
2011	1.466.740	2.761.088
2012	1.518.182	2.784.981
2013	1.541.361	2.759.075
2014	1.629.731	2.852.517
2015	1.740.888	2.980.874
2016	1.784.298	2.826.546
2017	1.709.696	2.551.454
2018	1.653.440	2.400.545

Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Balances Energéticos.

Como se puede apreciar a continuación en el gráfico de la regresión, el consumo de gas está estrechamente ligado a la cantidad de autos con sistemas de GNC. Esto nos permite, predecir la demanda de gas demandando a raíz de la cantidad de autos en el sistema.

Regresión: Autos con GNC vs Demanda Estaciones de Servicio



Para proyectar el consumo, nos basamos en el Estudio del ministerio de minería y energía²⁵, donde proyectaban que para el año 2025, el total de los autos en Argentina iba a ascender a la relación de 305 autos cada 1.000 habitantes, y donde la población aumentaría a 47,5 millones.

A continuación, manteniendo la proporción actual del 13,68%²⁶ de autos con GNC, sobre el total de autos en circulación, y el porcentaje de distribución de GNC de Camuzzi sobre el sistema, estimamos la demanda.

$$Entregas\ Camuzzi = (Autos\ con\ GNC * 0.9923 + 1E + 06) * (Share\ Camuzzi / GNC\ Total)$$

$$Entregas\ Camuzzi = (Autos\ con\ GNC * 0.9923 + 1E + 06) * 11,48\%$$

²⁵ MINEM. Escenarios Energéticos 2025. Diciembre 2016, <https://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7772>

²⁶ Autoblog. En la Argentina hay 14 millones de vehículos. Junio 2019, <https://autoblog.com.ar/2019/06/26/en-la-argentina-hay-13-millones-de-vehiculos-y-solo-40-son-electricos/>

Tabla 20: Proyección entregas GNC

Año	Parque Automotor	Habitantes	Autos con GNC	Distribución Sistema	Entregas Camuzzi
2015	240	43			
2016	247	44			
2017	253	44			
2018	260	44	1.653.440		
2019	266	45	1.632.060	2.619.493	300.778
2020	273	45	1.687.958	2.674.961	307.147
2021	279	46	1.744.778	2.731.343	313.621
2022	286	46	1.802.531	2.788.651	320.202
2023	292	47	1.861.231	2.846.899	326.890
2024	299	47	1.920.890	2.906.099	333.687
2025	305	48	1.981.595	2.966.337	340.604
2026	312	48	2.049.340	3.033.560	348.323
2027	320	48	2.119.400	3.103.081	356.305

6.2.3 Proyección Industrias

El modelo para estimar la demanda de los usuarios Industriales, considera como variable independiente el PBI.

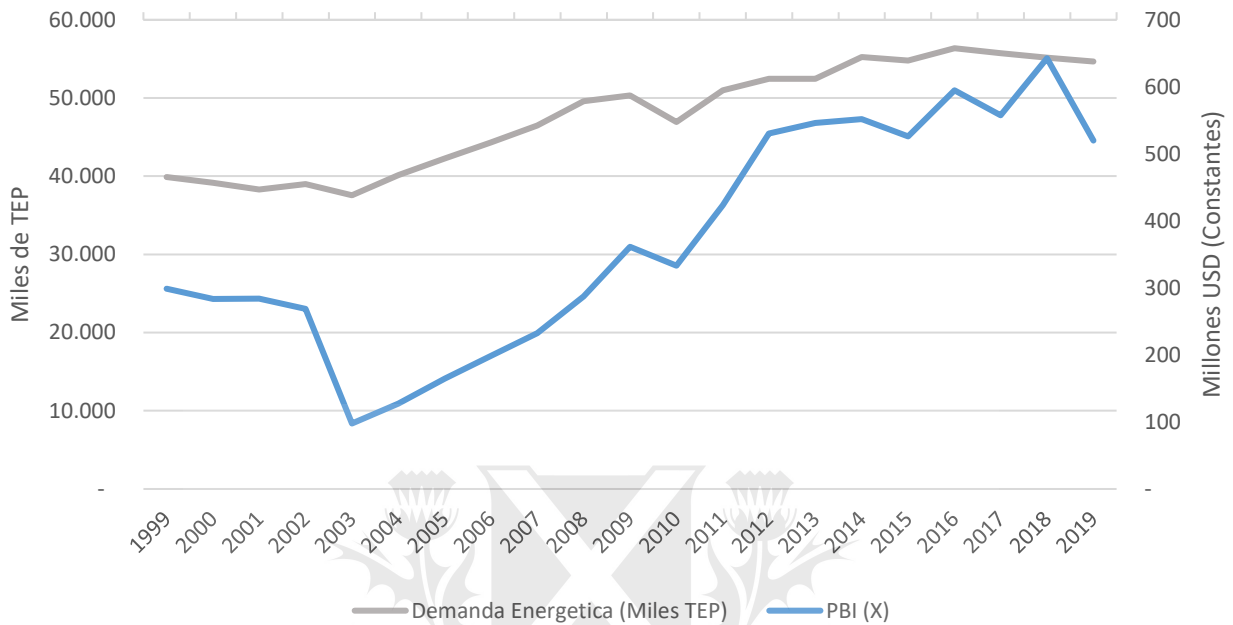
El motivo por el cual se utiliza el PBI como variable explicativa, se basa en que, a una mayor actividad económica, se requiere más generación de energía para la producción. Caso contrario, en épocas de recesión, la caída de la actividad puede fomentar el cierre de plantas y una reducción en los consumos.

Por ello, realizó un estudio estadístico sobre cómo fue la evolución de los consumos energéticos secundarios²⁷, y del PBI en los últimos dieciséis años.

En el siguiente gráfico se podrá apreciar cómo el consumo energético está estrechamente ligada a la variación del PBI.

²⁷ MINEM. Balances Energéticos. 1960 – 2018, <http://datos.minem.gob.ar/dataset/balances-energeticos>

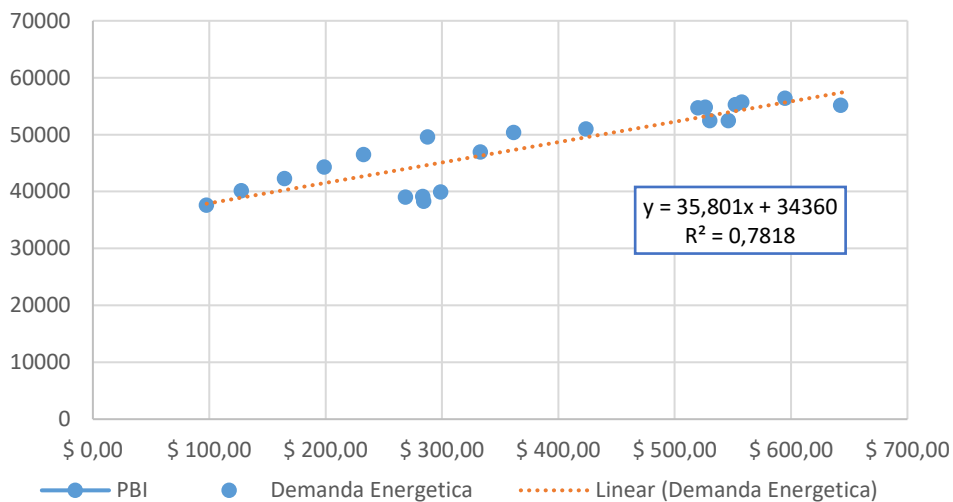
Gráfico 39: Evolución demanda secundaria y PBI



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Balances Energéticos; Banco Mundial, Página Web Oficial

Luego, se corrió una regresión entre las dos variables, para poder estimar su correlación y estimar la demanda futura de energía.

Regresión: Demanda Energética Secundaria vs PBI



En la siguiente tabla, se puede observar la proyección en la demanda de Energía Secundaria, para la demanda industrial de los próximos siete años. Las proyecciones del PBI para los primeros tres años, fueron obtenidas de las expectativas de mercado (REM)²⁸ diciembre 2019 del banco central, y luego se mantuvo constante la proyección en uno por ciento.

$$\text{Demanda Energética Secundaria} = 35,801 * \text{PBI} + 34360$$

Tabla 21: Proyección Demanda Energética Industrial

Año	Proyección	PBI*	Demanda Energética **	Demanda Gas / Industrial	Demanda de Gas Industria / Demanda Energética
2014		\$526	54.792	7.513	14%
2015		\$595	56.367	7.824	14%
2016		\$558	55.739	7.306	13%
2017		\$643	55.178	6.998	13%
2018		\$520	54.684	7.357	13%
2019	-2.20%	\$508	52.566	7.155	13%
2020	-1.50%	\$ 501	52,293	7,118	13%
2021	1.00%	\$ 506	52,472	7,143	13%
2022	1.90%	\$ 515	52,816	7,189	13%
2023	1.00%	\$ 521	53,001	7,215	13%
2024	1.00%	\$ 526	53,187	7,240	13%
2025	1.00%	\$ 531	53,376	7,266	13%
2026	1.00%	\$ 536	53,566	7,291	13%
2027	1.00%	\$ 542	53,758	7,318	13%

*PBI Millones de Dólares constantes

** Demanda Energética en Miles de TEPs

***Tabla Completa en Anexo

Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Balances Energéticos.

Para poder estimar la variación del consumo de Gas para la industria, se tomó como premisa, que el promedio de demanda de gas industrial, sobre la demanda energética secundaria se mantenía constante en los próximos siete años. Tal como se puede observar en la tabla no parece estar alejado de lo ocurrido en los últimos seis años, donde estuvo cercano al 13%.

²⁸ BCRA. Relevamiento de Expectativas de Mercado. Marzo 2018.

https://www.bcra.gob.ar/PublicacionesEstadisticas/Relevamiento_Expectativas_de_Mercado.asp

*Demanda Industrial de Gas = Demanda Energética Secundaria * 13,61%*

Luego, se calculó la variación porcentual de la demanda industrial proyectada, y se aplicó esos porcentajes de variación a las entregas actuales y cantidad de usuarios industriales de Camuzzi Gas.

Tabla 22: Proyección Delta Demanda Industrial

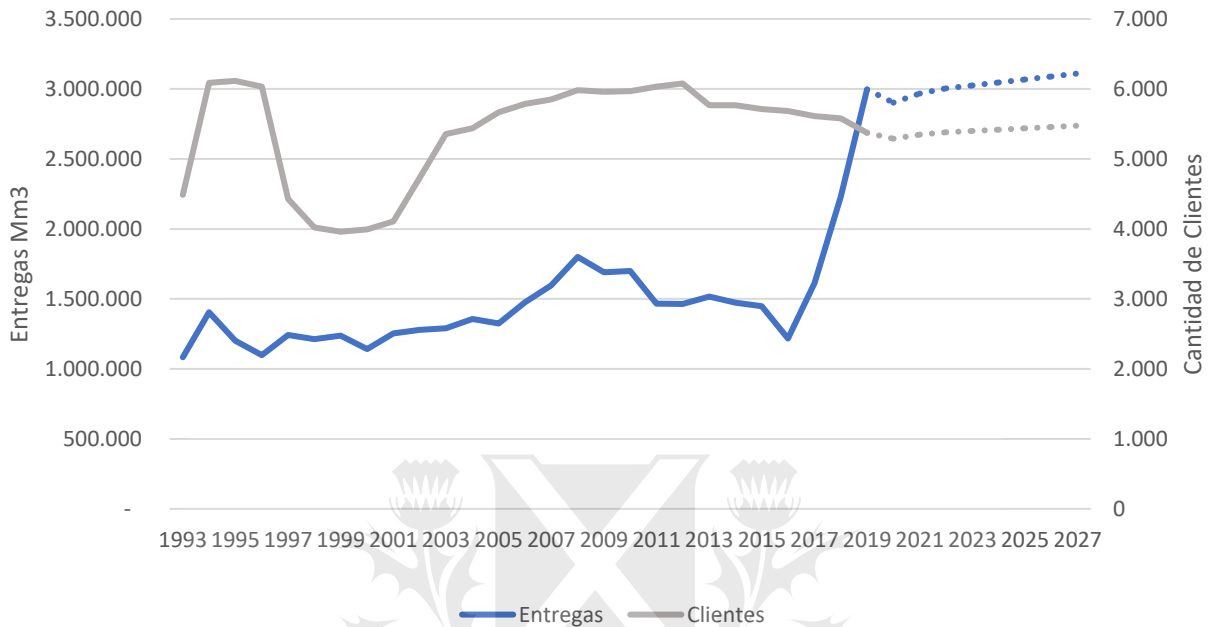
Año	Δ Demanda Gas
2020	-0.5%
2021	0.3%
2022	0.7%
2023	0.3%
2024	0.3%
2025	0.3%
2026	0.4%
2027	0.4%

Tabla 23: Ejemplo Buenos Aires:

Cantidades	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Δ Demanda	-1.59%	1.11%	0.62%	0.35%	0.35%	0.35%	0.35%	0.35%
Industrias	2.140	2.165	2.178	2.186	2.193	2.201	2.208	2.216
Consumo	833	828	831	837	839	842	845	848
Entregas	1,809,821	1,792,103	1,804,448	1,828,217	1,840,986	1,853,906	1,866,894	1,879,951

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

Gráfico 40: Total Entregas Industrias Camuzzi



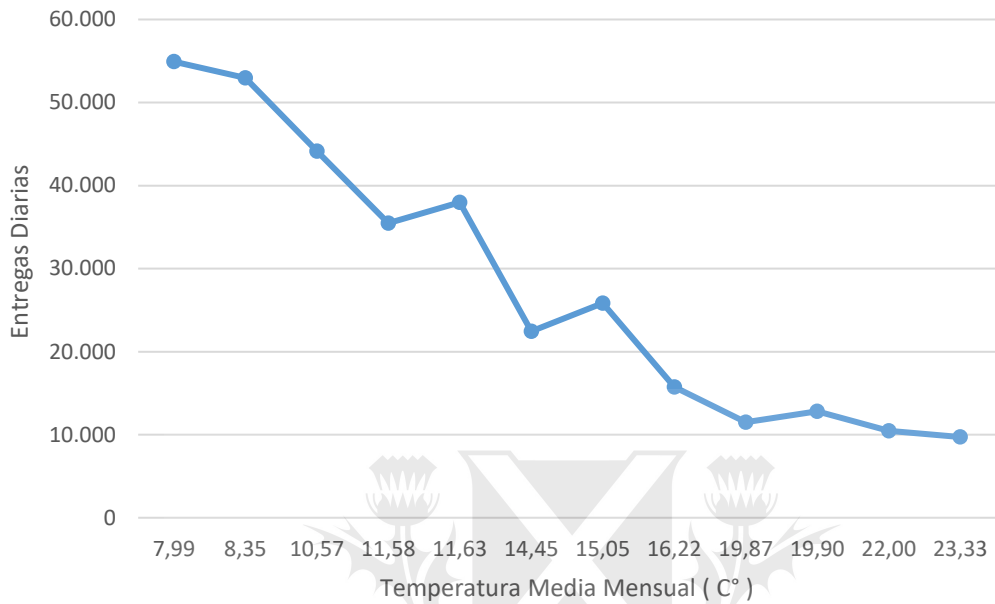
Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

6.2.4 Demanda de Gas Residencial, Comercial y Entes Públicos

Los consumos de los clientes residenciales, comerciales y entes dependen mayormente de las temperaturas, las costumbres sociales, las tarifas, y los ciclos económicos.

El consumo del gas residencial, con se mencionó anteriormente, está estrechamente ligado a las temperaturas medias, donde se entiende que los usuarios residenciales a altas temperaturas, reducen el consumo de gas solo a la cocción y calentamiento del agua. A medida que la temperatura disminuye, el consumo de gas aumenta, principalmente por la utilización de la calefacción en los hogares.

Gráfico 41: Consumo de gas en función de la temperatura media



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS.

Esta dependencia del consumo respecto a las temperaturas, nos permite estimar una demanda futura. Si bien no es posible conocer las temperaturas del futuro, sería razonable suponer que los escenarios térmicos que se presenten en los años próximos sean similares a los anteriores. Por lo tanto, se estima que las variaciones del consumo por las temperaturas, serán nulas para los próximos siete años.

6.2.4.1 Estimación de clientes:

Lógicamente, la cantidad de usuarios será un factor determinante para proyectar la demanda, ya que casi todos los usuarios al menos utilizan una cantidad mínima de gas mensual. Por ello, para poder determinar cuántos usuarios ingresan al sistema, nos basaremos en dos aristas:

1) **Inversiones de la compañía:**

Las inversiones obligatorias que debe afrontar Camuzzi Gas, le permitirán brindar servicio a 350.000 usuarios nuevos.

La siguiente tabla representa las inversiones a desarrollarse en las distintas subzonas tarifarias:

Tabla 24: Proyección altas nuevos clientes

Lugar de inversión	Usuarios	2017	2018	2019	2020	2021
Buenos Aires	341.000	16.600	72.103	102.939	84.593	65.355
La Pampa	2.800	136	592	845	695	537
La Pampa Sur	2.800	136	592	845	695	537
Bahía Blanca	3.400	166	8	0	0	0
Totales	350.000	17.038	73.295	104.630	85.982	66.428

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Inversiones Obligatorias.

2) Incremento Poblacional:

En segunda instancia, nos enfocaremos en el crecimiento poblacional de Argentina, donde el Ministerio de Energía proyectó un total de 47,50 millones de habitantes para el 2025. Luego, para proyectar los dos años siguientes, se mantuvo la tendencia llegando a fines del 2027 a 48,43 millones de habitantes.

Tabla 25: Proyección poblacional Argentina

Nacional	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Población	44.86	45.29	45.72	46.16	46.60	47.05	47.50	47.96	48.43
Crecimiento	0.95%	0.95%	0.95%	0.95%	0.95%	0.95%	0.97%	0.97%	0.97%

Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Escenarios Energéticos 2025

Tabla 26: Proyección clientes residenciales

Provincia	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Buenos Aires	1.033.011	1.042.908	1.52.899	1.062.985	1.073.169	1.083.450	1.093.829	1.104.308	1.114.887
La Pampa Norte	117.745	120.012	123.494	128.295	134.559	142.481	152.315	164.388	179.117
La Pampa Sur	4.594	4.682	4.818	5.005	5.250	5.559	5.942	6.413	6.988
Bahía Blanca	141.923	144.655	148.852	154.639	162.189	171.738	183.591	198.143	215.896

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos

6.2.4.2 Estimación de Consumos

En segundo lugar, para poder estimar la cantidad demandada por los usuarios de las distintas subzonas tarifarias, se tuvieron en cuenta los consumos históricos de los últimos tres años de cada provincia. A raíz de estos consumos y la cantidad de clientes se calculó un consumo promedio por año, por provincia.

$$\text{Entregas por provincia} = \text{Cantidad de clientes} * \text{Consumo Promedio}$$

Tabla 27: Consumos residenciales históricos Provincia de Buenos Aires

Fecha	Usuarios	Consumos	Consumo Promedio
1993	501.194	608.317	1.20
1994	541.959	665.293	1.22
1995	550.241	608.763	1.10
1996	567.091	654.181	1.15
1997	591.027	597.739	1.01
1998	615.112	640.533	1.04
1999	638.430	737.709	1.15
2000	663.127	797.844	1.20
2001	680.268	759.019	1.11
2002	687.466	761.834	1.11
2003	712.199	798.607	1.12
2004	737.282	795.223	1.08
2005	759.611	891.135	1.17
2006	780.271	939.936	1.20
2007	806.047	1.202.905	1.49
2008	840.194	1.126.612	1.34
2009	863.636	1.011.451	1.17
2010	882.966	1.160.164	1.31
2011	906.523	1.216.164	1.34
2012	930.568	1.306.290	1.40
2013	952.021	1.465.710	1.54
2014	970.356	1.407.860	1.45
2015	987.459	1.429.413	1.45
2016	1.004.716	1.443.551	1.44
2017	1.018.967	1.248.403	1.22
2018	1.024.776	1.179.365	1.15
2019	1.058.396	1.136.660	1.07
			1.14

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

Tabla 28: Proyección de clientes residenciales en Buenos Aires

Buenos Aires	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Cientes Iniciales	1.058.396	1.088.326	1.113.035	1.119.712	1.126.515	1.133.444	1.140.502	1.147.691
Inversiones	23.498	18.154	-	-	-	-	-	-
Población	6.433	6.554	6.677	6.803	6.929	7.058	7.189	7.321
Cientes Totales	1.088.326	1.113.035	1.119.712	1.126.515	1.133.444	1.140.502	1.147.691	1.155.011

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos; MINEM, Escenarios Energéticos 2025

Termotanques Solares:

En los últimos cinco años en la provincia de Buenos Aires, se fue consolidando una nueva tecnología renovable para el consumo de gas hogareño, que son los Termotanques Solares. La utilización de este tipo de tecnología, permite al usuario reducir hasta un 80% la utilización del gas para calentar el agua.

Si bien todavía no es una amenaza para el mercado de Camuzzi, ya que según los datos del último censo Solar Térmico²⁹ 2018, se instalaron solo 7.018 equipos nuevos en el año 2018, respecto a los 5.762 del 2015. Es importante tener en cuenta que dicha tecnología puede crecer exponencialmente en el interior del país, donde la red de Camuzzi todavía no llega a todos los hogares.

Para la valuación, se tomaron en cuenta las altas de los equipos instalados según la provincia, y se mantuvo la tendencia de incremento en la instalación de equipos. Respecto al ahorro en gas, para su cálculo se tomó la siguiente premisa:

²⁹ Cámara Argentina de Energías Renovables. El INTI publica el "Censo Nacional de Energía Solar Térmica", <https://www.cader.org.ar/el-inti-publica-el-censo-nacional-de-energia-solar-termica/>

Durante el 2017, se ahorraron 4.000.000m³ de gas a gracias a los 7.018 equipos instalados, de los cuales el 23,60% fue instalado en Buenos Aires y donde Camuzzi Pampeana distribuye el 38,12% del gas entregado.

$$4.000.000m^3 * 23,60\% * 38,12\% = 358.777m^3$$

Por lo tanto, la pérdida de gas entregado por los termotanques solares, representa 358.777m³ para Camuzzi en la Subzona tarifaria de Buenos Aires. A una tasa de crecimiento del 23,7% anual, la capacidad instalada de los termotanques solares, llegara a 7.576.898m³ para el 2020, lo que representaría una pérdida para Camuzzi de 679.604m³ (0,6% del gas total entregado).

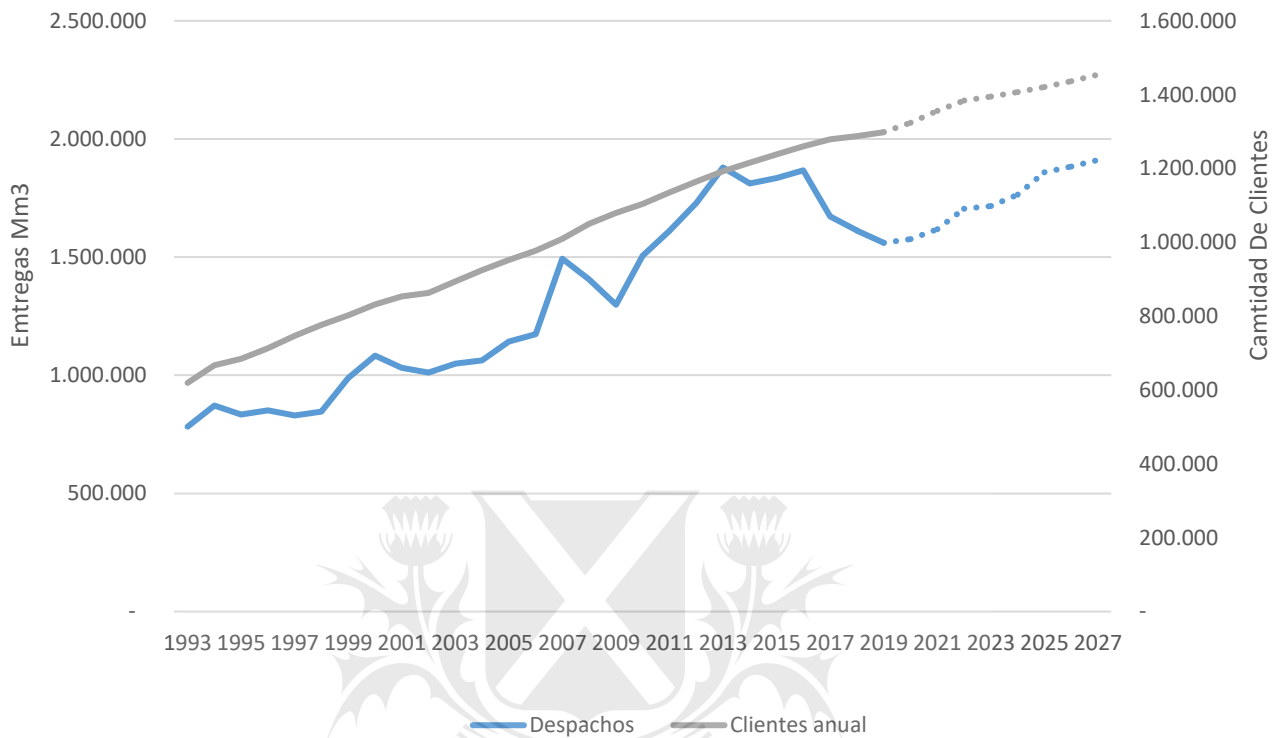
$$7.576.898m^3 * 23,60\% * 38,12\% = 679.604m^3$$

Tabla 29: Proyección consumos residenciales

Consumos	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consumo Bs As	1.300.266	1.383.680	1.391.426	1.399.317	1.407.355	1.415.542	1.423.881	1.432.373
Pérdidas por Solares	680	841	1.040	1.287	1.593	1.971	2.438	3.017
Consumo Total	1.299.586	1.382.839	1.390.385	1.398.029	1.405.762	1.413.571	1.421.442	1.429.356

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos; INTI, Censo Solar Térmico.

Gráfico 42: Estimación de Consumos totales Camuzzi Pampeana



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos; INTI, Censo Solar Térmico.

6.3 Proyección de Ventas

Obtenidos los volúmenes futuros de entregas, es necesario establecer el precio de venta del gas distribuido. En el sector de Gasífero de la República Argentina cada tipo de cliente y subzona tarifaria tiene un precio específico establecido por el ENARGAS. Tal como se expresó anteriormente, luego del ajuste progresivo en el cuadro tarifario por la RTI, los precios futuros del gas van a estar fijados por el IPIM.

Para poder establecer las ventas de Camuzzi, se tuvo que recurrir a la resolución tarifaria vigente, donde se especifica la tarifa para cada tipo de cliente en cada subsector tarifario. Esta tarifa varía por la cantidad consumida por el cliente, por lo tanto, para poder estimar un precio por segmento, se utilizó el consumo promedio calculado previamente, y así poder categorizar a los clientes.

Tabla 30: Cuadro Tarifario por subcategoría

Subzona Tarifaria	Buenos Aires	La Pampa Norte	La Pampa Sur	Bahía Blanca
Consumo Promedio	1,24	1,67	2,01	1,67
Categoría Residencial	R3.1	R2.3	R3.2	R2.3
Consumo Promedio	3,79	2,58	2,48	2,87
Categoría Comercial	P1	P1	P1	P1
Consumo Promedio	10,84	7,07	6,26	13,32
Categoría Entes	EBP2.3	EBP3.4	EBP3.4	EBP3.4
Consumo Promedio	549	135	105	3.698
Categoría Industrial	G	G	G	G
Consumo Promedio	106.124			
Categoría Centrales Eléctricas	IT			
Consumo Promedio	7.129			
Categoría SDB	SDB			

*Consumos en mm3

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Cuadros Tarifarios.

Tabla 31: Cuadro Tarifario Buenos Aires

Buenos Aires	Cargo Fijo	Cargo Variable	Costo transporte	Costo Retención	Cargo Reserva	Costo PIST
Residencial	\$347,59	\$10,02	\$1,79	\$0,42		\$6,99
Comercial	\$494,28	\$8,98	\$1,5	\$0,42		\$6,99
Entes Públicos	\$494,28	\$5,56	\$1,25	\$0,23		\$3,84
Industria	\$11.402,12	\$0,13			\$9,14	
Centrales	\$22.688,55	\$0,22				
SDB	\$11.402,17	\$10,02	\$1,79	\$0,42	\$0,00	\$6,99
GNC	\$7.199,82	\$8,98	\$1,25	\$0,42	\$0,00	\$6,99

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Cuadros Tarifarios.

Tabla 32: Cuadro Tarifario La Pampa Norte

La Pampa Norte	Cargo Fijo	Cargo Variable	Costo transporte	Costo Retención	Cargo Reserva	Costo PIST
Residencial	\$239,31	\$7,03	\$1,78	\$0,25		\$4,02
Comercial	\$452,99	\$6,08	\$1,25	\$0,25		\$4,02
Entes Públicos	\$923,62	\$5,56	\$1,78	\$0,22		\$3,62
Industria	\$11.402,12	\$0,03			\$7,48	
GNC	\$5.732,20	\$3,97	\$0,62	\$0,25	\$5,05	\$4,26

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Cuadros Tarifarios.

Tabla 33: Cuadro Tarifario La Pampa Sur

La Pampa Sur	Cargo Fijo	Cargo Variable	Costo transporte	Costo Retención	Cargo Reserva	Costo PIST
Residencial	\$403,99	\$5,90	\$0,22	\$0,02		\$4,31
Comercial	\$430,21	\$4,94	\$0,16	\$0,02		\$4,31
Entes Públicos	\$880,70	\$5,56	\$0,18	\$0,02		\$3,87
Industria	\$11.402,11	\$0,10			\$9,13	
GNC	\$5.714,12	\$3,20	\$0,06	\$0,02	\$0,77	\$3,31

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Cuadros Tarifarios.

Tabla 34: Cuadro Tarifario Bahía Blanca

Bahía Blanca	Cargo Fijo	Cargo Variable	Costo transporte	Costo Retención	Cargo Reserva	Costo PIST
Residencial	\$210,93	\$7,48	\$1,37	\$0,33		\$6,99
Comercial	\$494,28	\$8,45	\$1,21	\$0,43		\$6,99
Entes Públicos	\$1.886,27	\$5,18	\$1,37	\$0,29		\$3,85
Industria	\$11.402,12	\$0,09			\$9,16	
GNC	\$7.199,81	\$5,93	\$0,61	\$0,33	\$5,14	\$5,36

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Cuadros Tarifarios.

*Ingresos variables: Entregas * Cargo Variable mm3 (por categoría y segmento)*

En conjunto con la tarifa por consumo variable, las empresas distribuidoras cobran un cargo mínimo, para garantizar la funcionalidad del servicio. Para poder proyectar esta variable, se utilizó la cantidad de clientes por segmento, multiplicado por el monto fijo determinado en la RTI.

*Ingreso por Cargo Fijo = Cantidad de clientes del segmento * Cargo Fijo*

Una vez obtenidos los dos importes que componen la venta, se totalizan los conceptos para obtener la venta por segmento de cliente.

$$\text{Ventas por cliente} = \text{Entregas} * \text{Precio mm}^3 + \text{Cantidad de clientes} * \text{Factura Fija}$$

6.4 Proyección del Costo de ventas

Para la proyección de los costos, siendo Camuzzi Gas una distribuidora traslada los costos a sus usuarios, se deberán tener en cuenta todos los costos variables explicados anteriormente que afectan a la distribuidora. Estos costos son:

1. **Gas retenido:** Parte del gas que se inyecta en el sistema de gasoductos, se consume como combustible de los compresores que intervienen en el transporte del fluido desde los yacimientos, dicho consumo se integra en la tarifa como “Costo del gas retenido”.
2. **Tarifa de Transporte:** Es el cargo que percibe la transportista por el traslado del gas a través del sistema de gasoductos.
3. **Precio del gas:** Es el precio del gas natural comprado a los productores según la subzona tarifaria en la cual distribuye el mismo.
4. **Diferencia Diaria:** Es un concepto que se adiciona o resta al precio del gas en el PIST a los fines de que el traslado de precios sea completo y en la exacta incidencia del gas comprado.

Para la modelización de los costos variables, al ser los primeros tres puntos derivados estrictamente del volumen de compras entregado, se tuvieron en cuenta los consumos proyectados para cada subzona tarifa con sus respectivos precios fijados por el ENARGAS, adicionando los gastos de exploración al total del costo variable.

$$\text{Costo del Gas Natural} = \text{Costo del gas} * \text{Cantidad de entregas}$$

$$\text{Costo de Transporte} = \text{Costo de transporte} * \text{Cantidad de entregas}$$

$$\text{Costo Gas retenido} = \text{Costo de gas retenido} * \text{Cantidad de entregas}$$

$$\text{Diferencias Diarias Acumuladas} = \text{Diferencias Diarias} * \text{Cantidad de entregas}$$

Costo de ventas

$$= \text{Costo Gas Natural} + \text{Costo de Transporte} + \text{Costo de Gas retenido} \\ + \text{Diferencias Diarias acumuladas} + \text{Gastos de Explotación}$$

Costos de explotación:

Los gastos de explotación a diferencia de los costos variables no están estrictamente ligados al volumen de producción, esta apertura incluye gastos como Remuneraciones al personal, Arrendamientos, Gastos de correo, etcétera por lo tanto se procedió a hacer un análisis de los gastos en términos reales de los últimos tres años. Se calculó el promedio de estos últimos y se proyectó este promedio en función de la inflación estimada.

6.5 CAPEX

6.5.1 Propiedad Planta y equipo

Para la proyección de Propiedad Planta, Camuzzi Gas hasta el año 2021 aún posee un plan obligatorio de inversiones ajustado por el índice IPIM de inflación. Este plan se utilizó para los primeros dos años de proyección ya que la empresa debe cumplirlo para poder acceder a los ajustes tarifarios.

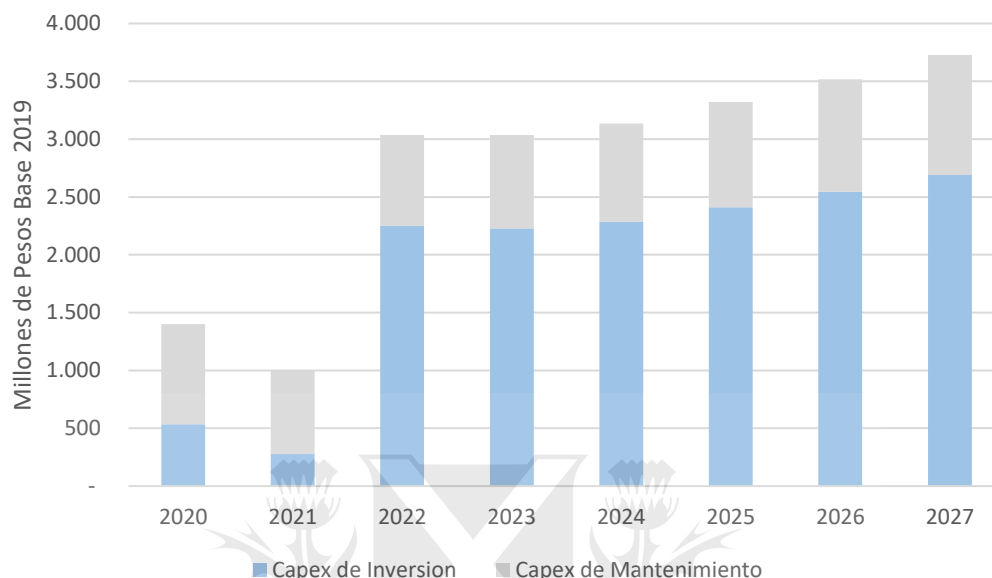
Tabla 35: Plan de Inversiones Obligatorio RTI

Plan de inversiones	Monto original	Ajuste IPIM	Monto invertido	PPE	Restante PPE
2017	\$ 197,48	\$ 197,48	\$ 342,39		
2018	\$ 854,78	\$ 1.224,39	\$ 1.104,66		
2019	\$ 1.224,62	\$ 1.903,31	\$ 1.924,41	\$ 1.903,31	-
2020	\$ 1.006,37	\$ 1.405,90		\$ 1.308,32	\$ 1.405,90
2021	\$ 777,50	\$ 1.295,32		\$ 1.156,54	\$ 1.295,32
Total	\$ 4.060,75	\$ 6.026,39	\$ 3.371,47	\$ 4.368,17	\$ 2,680,11

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Inversiones obligatorias.

En cuanto a los años posteriores, se analizó el comportamiento de la cuenta en los últimos diez períodos respecto al volumen de ventas anuales. Este análisis determinó que Camuzzi derivaba en promedio el 7.5% de sus ventas a las inversiones de Propiedad Planta y Equipo e Intangibles. Por lo tanto, para la proyección se tomó en cuenta este promedio y se distribuyó entre PPE e Intangibles utilizando la proporción del último año del plan de inversiones.

Gráfico 43: Proyección CAPEX



Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balances 2008-2019.

6.5.2 Intangibles

Al igual que las Propiedad Planta y Equipo la inversión en intangibles también está establecida por el plan de inversiones hasta el año 2021. Por ello para la proyección de los primeros dos años se estipuló el plan obligatorio como inversión en Intangibles, ajustados por el índice inflacionario.

Tabla 35: Plan de Inversiones Obligatorio RTI

Plan de inversiones	Monto original	Ajuste IPIM (M\$)	Monto invertido	Intangibles	Ajuste IPIM
2017	\$ 197,48	\$ 197,48	\$ 342,39		
2018	\$ 854,78	\$ 1.224,39	\$ 1.104,66		
2019	\$ 1.224,62	\$ 1.903,31	\$ 1.924,41	\$ 50,00	\$ 50,00
2020	\$ 1.006,37	\$ 1.405,90		\$ 69,85	\$ 97,58
2021	\$ 777,50	\$ 1.295,32		\$ 83,30	\$ 138,78
Total	\$ 4.060,75	\$ 6.026,39	\$ 3.371,47	\$203,15	\$ 286,36

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Inversiones obligatorias.

6.6 Gastos de Administración y Comercialización

Los gastos de Administración y Comercialización representan a los costos fijos que eroga la compañía para poder desarrollar sus actividades. Estos costos son generados por las operaciones diarias de la compañía en concepto de promocionar sus productos, llevar a cabo las actividades necesarias en el día a día de la empresa.

Estos gastos no tienen una estrecha relación con el proceso productivo, por lo tanto, no es necesario relacionarlas con el volumen de distribución. Dicho esto, se propone proyectar los mismos de acuerdo con el promedio de gastos que efectuó la empresa en los últimos tres periodos anteriores en moneda comparable. Esta proposición radica en que los gastos de años anteriores pueden verse desvirtuados por el contexto en el cual estaba el sector en ese entonces.

Esta propuesta tiene ciertas salvedades, ya que en algunas cuentas tiene mayor razonabilidad una proyección distinta:

Mantenimiento de Bienes de Uso:

$$\text{Promedio de la relación} \frac{\text{Mantenimiento de Bienes de Uso}}{\text{Propiedad Planta y Equipos}} * \text{PPE Proyectado}$$

Depreciaciones Proyectadas:

$$\text{PPE Proyectado línea} * \text{Alicuota de depreciación correspondiente}$$

Depreciación PP&E:

$$\frac{\text{Depreciaciones Gastos Administrativas}}{\text{Depreciaciones totales}} * \text{Depreciaciones Totales Proyectadas}$$

Deudores Incobrables:





$$\text{Promedio de la Relación} \frac{\text{Deudores Incobrables}}{\text{Ventas}} * \text{Ventas Proyectadas}$$

6.7 Capital de trabajo

Para el cálculo del capital de trabajo, se estimaron las necesidades a raíz de la evolución histórica de los activos y los pasivos corrientes.

6.7.1 Caja operativa

En dicha cuenta, se analizó la necesidad de caja operativa que tuvieron las principales cuatro distribuidoras de Gas en los últimos cinco años, dicho análisis concluyó que las mismas utilizaron en promedio un 9.5% de sus ventas para poder operar en el negocio.

					Promedio
Ratio	9.74%	15.92%	7.92%	4.41%	9.5%

Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balance 2019; Distribuidora Gas Cuyana, Balance 2019; Gas Natural, Balance 2019; Metrogas; Balance 2019.

Para su posterior proyección se tomó este promedio histórico, y se ajustó la cuenta por las ventas proyectadas.

6.7.2 Cuentas a Pagar

Respecto a las cuentas a pagar, se tuvieron en cuenta todas las cuentas financieras que históricamente utilizó la empresa. Para su proyección se utilizó el estado de resultados estimado y se depuraron las cuentas no financieras como las depreciaciones, desvalorizaciones y los sueldos a pagar.

Luego se analizaron los días históricos y se proyectaron en función de la historia, estimando que habrá una subida de los mismos para los primeros años, y en los años posteriores un decrecimiento hasta el promedio histórico en el año 2027.

$$\text{Compras Financiables} = \text{Costos de Explotación} + \text{Gastos Administrativos} + \text{CAPEX}$$

$$\text{Días de Compras} = \left(\frac{\text{Compras Financiables}}{\text{Cuentas a pagar}} \right) * 365$$

$$\text{Cuentas a pagar} = \frac{\text{Días de Compras} * \text{Cuentas a pagar}}{365}$$

6.7.3 Cuentas a cobrar

Para el cálculo de los días a cobrar, en primer lugar, se estimaron los requerimientos de capital de los últimos ocho años. Luego en función de los días históricos se proyectó un incremento para los primeros años, y luego un decrecimiento hasta el promedio histórico.

En cuanto al cálculo de los días, se utilizó en el denominador las Ventas más IVA, ya que el financiamiento que la empresa le otorga a sus clientes posee el impuesto al valor agregado.

$$\text{Días de Ventas: } \left(\frac{\text{Deudores por Ventas}}{\text{Ventas+IVA}} \right) * 365$$

$$\text{Cuentas a cobrar} = \frac{\text{Días Cuentas a Cobrar} * \text{Ventas} + \text{IVA}}{365}$$

6.7.4 Materiales

Los materiales representan a los bienes utilizados por las distribuidoras para el mantenimiento de la red. Al no ser una empresa industrial, esta cuenta tiene poca significancia dentro del capital de trabajo. La compañía comenzó a contabilizar los materiales en el año 2012 y a lo largo de su historia nunca significaron más de quince días sobre las ventas.

Para su proyección se estimaron los días históricos y a partir del último real comenzamos a disminuirlos hasta llegar al promedio histórico.

$$\text{Días de Materiales} = \left(\frac{\text{Materiales}}{\text{Costos de Explotación}} \right) * 365$$

$$\text{Días de Compras} = \left(\frac{\text{Compras}}{\text{Costos de Explotación}} \right) * 365$$

$$\text{Días de Materiales} = \left(\frac{\text{Consumos}}{\text{Costos de Explotación}} \right) * 365$$

$$\text{Total Materiales} = \text{Materiales al Inicio} + \text{Compras} - \text{Consumos}$$

6.7.5 Otras cuentas del capital de Trabajo

Para finalizar con el capital de trabajo se incorporaron las cuentas de Otros Créditos, Otros Pasivos, Remuneraciones y Cargas Sociales, Deudas Fiscales las cuales fueron proyectadas en el Balance Proyectado.

6.8 Costo de Capital

El capital es un factor necesario para la producción, y al igual que cualquier otro factor tiene un costo. Cuando nos referimos al costo de capital de una firma, se refiere al costo que una compañía contrae para poder financiar sus activos.

Las compañías en sí mismas, son una sucesión de proyectos de inversión y financiamiento, que en su conjunto constituyen su entidad. Por lo tanto, el costo de financiar todos los proyectos de la firma, representan el costo promedio de la misma.

6.8.1 Costo del Capital Propio

Para la determinación del costo de capital propio, el modelo utilizado para estimarlo fue el del CAPM. Este modelo nos permite calcular el precio de un activo o pasivo, realizando una recta llamada Security market line. La cual simboliza el retorno esperado de todos los activos de un mercado, en función al riesgo no diversificable y su relación con el retorno esperado.

Suposiciones del modelo

El modelo asume varios aspectos sobre los inversores y los mercados:

1. Los individuos son adversos al riesgo, y maximizan la utilidad de su riqueza en el próximo periodo.

2. Los individuos no pueden afectar los precios, y tienen expectativas homogéneas respecto a las varianzas-covarianzas y acerca de los retornos esperados de los activos.
3. El retorno de los activos se distribuye de manera normal. Explicando el retorno con la esperanza matemática y el riesgo con la desviación estándar.
4. Existe un activo libre de riesgo, al cual los individuos pueden prestar y/o endeudarse en cantidades ilimitadas. El mercado de activos es perfecto. La información es gratis y está disponible en forma instantánea para todos los individuos.
5. La oferta de activos es fija.

La relación de equilibrio que describe el CAPM es:

$$E(r_i) = R_f + \beta_L * Prima de Riesgo + Riesgo País$$

Donde:

- R_f : Tasa libre de riesgo.
- β_L : Beta apalancada de la compañía.
- *Prima de Riesgo*: Representa la diferencia de tasa que un inversor recibe por asumir un riesgo mayor en un mercado más volátil.

Riesgo País: Es todo el riesgo inherente que asume el inversor por invertir en un país respecto a otro. El cual se suele medir como la diferencia de tasa entre el rendimiento de un país respecto al bono de los Estados Unidos.

6.8.1.1 Beta

El coeficiente Beta de una acción, mide la volatilidad de ese activo en relación a la variación del mercado, por lo tanto, cuanto más volátil sea una acción respecto al índice del mercado, mayor será su riesgo.

- Beta igual a 1: La acción se mueve en la misma proporción que el índice.
- Beta menor a 1: La acción posee una menor variabilidad respecto al índice.
- Beta mayor a 1: La acción registra una mayor variabilidad respecto al índice.

Las acciones de Camuzzi Gas Pampeana cotizan en el Panel General del Merval bajo la sigla "CGPA2" desde el ocho de octubre de 1996.

Sin embargo, considerando que Argentina es un mercado emergente y en el mismo la información financiera no abunda; se optó por calcular la Beta, a partir de empresas similares en los Estados Unidos.

Para el cálculo de las Betas se utilizó:

- Eje temporal: **Diez años**
- Frecuencia: **Mensual**

Ticker	Empresa	Beta Apalancada	Beta Desapalancada	Beta Deuda Camuzzi
SJI	South Jersey Industries	0.71	0.28	0.29
ATO	Atmos Energy Corporation	0.37	0.25	0.26
Promedio		0.45	0.27	0.28

Fuente: Elaboración propia en base a Yahoo Finance.

Posteriormente se realizó un análisis del Rolling Beta adjuntado en el anexo, para tener una sensibilidad de la Beta a lo largo de los años.

6.8.1.2 Tasa libre de riesgo

Según Aswath Damodaran, en su libro Corporate Finance, la tasa libre de riesgo es un concepto que existe como alternativa de inversión, en el cual el activo se considera sin riesgo. Esto quiere decir que dicho activo tiene un rendimiento seguro en una unidad monetaria, en un plazo determinado, y en el cual no existe el riesgo crediticio, ni de reinversión.

Riesgo Crediticio: El riesgo crediticio es la posibilidad de sufrir alguna pérdida monetaria por el incumplimiento de una obligación, por ello si la tasa libre de riesgo no posee riesgo de default, esto podría dar lugar a concluir que cualquier bono gubernamental es libre de riesgo. Pero esto no es correcto, ya que no todos los gobiernos están libres de default. Esto conlleva a que en muchas ocasiones es muy difícil estimar la tasa libre de riesgo en algunas monedas.

Riesgo de reinversión: Es el riesgo que asume el propietario de un activo de renta fija, por la fluctuación de la tasa de interés, y de reinvertir a una tasa menor a cuál está siendo redituado. Por ello, si el activo es catalogado como libre de riesgo esto implicaría que no puede haber flujos de fondos intermedios.

Considerando que los bonos emitidos por la República Argentina no cuentan con estas condiciones, se utilizó como tasa Libre de riesgo a los **bonos del tesoro americano** a diez años. Teniendo al 31/12/2019 un rendimiento de **1,92%**.

6.8.1.3 Cálculo Prima de riesgo

Para algunos países desarrollados, la obtención de información financiera, tal como los retornos de acciones o cotizaciones de bonos soberanos, es una fuente de información accesible. Pero cuando nos inmergimos en la realidad de los países emergentes, esta información puede ser insuficiente, demasiado volátil o a veces no existir, ocasionando que la estimación de la prima de riesgo sea muy difícil.

Para solucionar este problema, Damodaran en su libro Applied Corporate Finance, recomienda utilizar la prima de riesgo de un mercado maduro, y luego ajustar el costo de capital con el riesgo país del país emergente. Por ello, utilizaremos el S&P 500 como mercado para calcular la prima de riesgo, ya que este cuenta con información histórica suficiente para calcular la prima.

Respecto a la selección del horizonte temporal, quienes se vuelcan a usar períodos más cortos como cinco o diez años, se basan en el racional que la aversión al riesgo de los inversores tiende a cambiar con los años y es necesario captar la aversión más actual. Por otro lado, quienes utilizan un periodo temporal más extenso, se fundamentan en que el desvío estándar es menor al tener mayor cantidad de datos. Para este caso de estudio, usaremos un período de noventa y un años.

Tabla 36: Prima de Riesgo de Mercado

Prima de Riesgo de Mercado Esperada

Prima de Riesgo de Mercado = Rendimiento de Mercado - Tasa Libre de Riesgo

Rendimiento de Mercado = Rendimiento anual S&P (1928-2020)* + Dividend Yield 1928 5,45% + 3,67% = **9,12%**

Tasa libre de Riesgo = Treasurie 10Y al 31/12/2019 **1,92%**

Calculo Prima de Riesgo 9,12 - 1,92%

Prima de Riesgo de Mercado **7,20%**

Promedio: **Geométrico**

6.8.1.4 Prima de riesgo País

Para la medición del riesgo país, la metodología más utilizada es seleccionar alguno de los ratings asignados por las agencias de riesgo como S&P, Moody's, etcétera. Estos ratings se focalizan principalmente en el riesgo de default, más que el riesgo del equity, sin embargo, ambos activos están

afectados por múltiples factores en común, como podría ser la estabilidad de un país, la inflación, el tipo de cambio, la balanza comercial o la estabilidad política.

Para este caso de estudio, decidimos utilizar el EMBI de JP Morgan al 31 de diciembre de 2019, el cual indicaba una prima de **1947 puntos básicos**.

Sin embargo, consideramos que el Default Spread de Argentina, debería disminuir en los próximos años, ya que luego de llegar a un acuerdo con los bonistas, el riesgo de default debería disminuir.

Tabla 37: Proyección prima de riesgo país

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Riesgo País	19,5%	12,0%	10,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%

6.8.1.5 Cálculo Costo de Capital

Posteriormente, con todas las variables obtenidas, pasamos a proyectar el costo de capital para el primer año:

- Beta: **0.28**
- Tasa libre de riesgo: **1,92%**
- Prima de riesgo de mercado: **7,20%**
- Riesgo país: **19,5%**

$$Ke_{usd} \text{ en Argentina 2020} = R_f + \beta_L * \text{Prima de Riesgo} + \text{Riesgo Pais}$$

$$Ke_{usd} \text{ en Argentina 2020} = 1,92\% + 0.28 * (7,2\%) + 19,5\%$$

$$Ke_{usd} \text{ en Argentina 2020} = \mathbf{23,41\%}$$

Como los flujos de fondos están expresados en pesos, no es posible utilizar una tasa de descuento en dólares, y por eso tenemos que convertirla a pesos. Para esta conversión, utilizamos la **relación de la paridad del poder adquisitivo relativa (PPA)**, la cual establece que el tipo de cambio real se mantendrá constante, y el tipo de cambio futuro se ajustará a raíz de las devaluaciones de una moneda frente a la otra.

$$Ke_{Pesos} = \left[(1 + Ke_{usd}) * \left(\frac{(1 + Inflation\ ARG)}{(1 + Inflation\ USA)} \right) \right] - 1$$

Para realizar la proyección de la inflación, desde el año 2020 al 2022, se utilizó la proyección del informe del Banco Central REM correspondiente al mes de diciembre. Luego se hizo un decrecimiento paulatino hasta el total del 18% anual.

Tabla 38: Proyección Ke en Argentina

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
KeUSD USA	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
Riesgo País	19,5%	12,0%	10,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
KeUSD Argentina	23,4%	15,9%	13,9%	11,9%	11,9%	11,9%	11,9%	11,9%
Inflación Argentina	41,4%	32,8%	27,6%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%	18,0%
Inflación USA	2,2%	2,1%	2,1%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%
Ke Pesos en Argentina	70,7%	50,8%	42,4%	29,2%	29,2%	29,4%	29,4%	29,4%

Fuente: Elaboración propia en base a Banco Central, REM.

Como se puede observar en la tabla, la tasa en dólares en Argentina, irá decreciendo a medida que el riesgo país vaya disminuyendo.

7. Valuación por Múltiplos

La valuación relativa por múltiplos es ampliamente utilizada en el marco de las valuaciones diversos motivos, sus principales fortalezas son:

- 1) Primero, porque una valuación basada en un múltiplo permite comparar firmas con menos asunciones que una valuación por flujo de fondos, y a su vez es posible realizarla con menor tiempo de trabajo.
- 2) Segundo, una valuación de este tipo es más simple de presentar y entender para los clientes y consumidores que una valuación por flujo de fondos.

Las fortalezas de la valuación por múltiplos a su vez también son sus debilidades:

- 1) El hecho de comparar entre un grupo de firmas comparables puede resultar a veces inconsistente en estimar variables que son claves para una valuación como lo son el riesgo, el crecimiento y los potenciales flujos de fondos.
- 2) Los múltiplos al reflejar el humor del mercado están utilizando una valuación relativa para estimar el valor de un activo, esto puede resultar que algunos valores estén muy caros o baratos respecto al momento en el cual se está comparando a las empresas.

- 3) La falta de transparencia en las asunciones utilizadas para la valuación puede hacerlas más vulnerables a manipulaciones.





7.1 Múltiplo EV/ EBITDA

Una de las formas para medir el valor de un activo es el Enterprise Value / EBITDA, dicho múltiplo muestra el valor de la empresa sobre los recursos que genera sin importar la estructura financiera y las depreciaciones.

La interpretación de este múltiplo sería, cuando el resultado es menor que el de otra compañía, la misma está generando mayores ganancias en relación con el valor de la empresa. Sin embargo, hay que tener en cuenta, que los ratios son utilizables solo cuando las compañías son del mismo sector industrial ya que el crecimiento de un sector afecta en el tamaño de sus múltiplos, por ejemplo un mayor crecimiento, genera mayores múltiplos.

Para el cálculo de nuestro múltiplo, ajustamos el EBITDA de Camuzzi, debido a que las desvalorizaciones contables afectaron el resultado de la empresa, distorsionando las ganancias reales.

Tabla 39: Múltiplo Enterprise Value / EBITDA

					
Enterprise Value*	9	23	4	6	
Ingresos Operativos*	1.0	1.6	0.5	0.9	
Depreciaciones & A*	2.6	7.3	2.0	-2.8	
EBITDA**	3.5	8.9	2.5	-1.9	
EV / EBITDA	2.6	2.6	1.4	-2.9	2.2

Fuente: Elaboración propia en base a Camuzzi, Balance 2019; Distribuidora Gas Cuyana, Balance 2019; Gas Natural, Balance 2019; Metrogas; Balance 2019.


	
Desvalorizaciones	5.96
EBITDA Adj	3.14
Acciones	333M
Precio Target	\$20,78

Tabla 40: Análisis de Sensibilidad Múltiplos

		Enterprise Value / EBITDA				
		1.6	1.9	2.2	2.5	2.8
EBTIDA	2.5	\$13.6	\$15.1	\$16.6	\$18.1	\$19.6
	2.8	\$15.3	\$17.0	\$18.7	\$20.4	\$22.0
	3.1	\$17.0	\$18.8	\$20.7	\$22.6	\$24.5
	3.5	\$18.7	\$20.7	\$22.8	\$24.9	\$26.9
	3.8	\$20.4	\$22.6	\$24.9	\$27.1	\$29.4

Para un análisis más amplio, se adjuntan múltiplos comparables con empresas de servicios argentinas, y del exterior en el Anexo.

8. Escenarios

Para poder estimar un rango de precio de la acción, se tuvieron en cuenta cinco posibles escenarios.

- 1. Escenario Renovación 10 años - Base:** En dicho escenario, se estima que Camuzzi Gas Pampeana sufrirá un congelamiento de tarifas para los próximos dos años. Donde los costos de administración & comercialización se mantendrán variables en función de la inflación.

Considerando que las tarifas de este año aún no se vieron actualizadas, y que posiblemente durante el año 2021, por los efectos de la crisis los servicios básicos no tengan aumentos. Se estima que este escenario, es el de mayor posibilidad de ocurrencia. Respecto a la renovación de la licencia, se tiene en cuenta la opción de extensión por diez años, que posee el contrato actual a partir del año 2027.
- 2. Escenario Renovación 10 años - Optimista:** En dicho escenario, se estima que Camuzzi Gas Pampeana sufrirá el congelamiento de tarifas solo para el año uno, manteniendo variables los gastos de administración & comercialización.

Respecto a la renovación de la licencia, se tiene en cuenta la opción de extensión por diez años, que posee el contrato actual a partir del año 2027.

3. **Escenario Pesimista:** En dicho escenario, se estima que Camuzzi Gas Pampeana sufrirá el congelamiento de tarifas por los próximos tres años.
Respecto a la renovación de la licencia, se tiene en cuenta la opción de extensión por diez años, que posee el contrato actual a partir del año 2027.
4. **Escenario no renovación:** En dicho escenario, se coteja la posibilidad de no renovación de la licencia en el año 2027. En cuanto a los cuadros tarifarios, se estimaron con un congelamiento de tarifas por dos años.
5. **Escenario Renovación 35 años - Base:** En dicho escenario, se estima que Camuzzi Gas Pampeana sufrirá el congelamiento de tarifas por los próximos dos años.
Respecto a la renovación de la licencia, se estima que Camuzzi Gas volverá a licitar la licencia por un plazo de 35 años en el año 2027, siendo este, el plazo original de la licencia cuando licitaron por primera vez en 1992.

A continuación, se presenta el cuadro resumen con los resultados de los distintos escenarios:

Tabla 41: Resultados escenarios DCF

	Escenario	Cash Flow	Probabilidad	Cotización
CGPA		6.674		20,0
	Sin renovación	2.754	10%	8,3
	Renovación 10 años - Pesimista	4.852	20%	14,6
	Renovación 10 años - Base	6.660	35%	20,0
	Renovación 10 años - Optimista	8.603	20%	25,8
	Renovación 35 años - Base	9.177	15%	27,5

8.1 Renovación 10 años - Base

Camuzzi Gas Pampeana	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Utilidades antes de impuestos	704	(556)	13.010	17.324	21.065	24.982	29.841	35.405
Impuesto a las ganancias	-	-	(1.929)	(5.197)	(6.320)	(7.495)	(8.952)	(10.621)
Depreciaciones	867	984	1.406	1.845	2.373	2.993	3.723	4.587
Δ Capital de trabajo	(3.329)	1.497	(9.553)	(3.978)	545	(1.049)	(3.115)	(3.616)
Δ Otras Cuentas del Balance	(2.670)	2.134	1.210	624	1.222	1.256	1.516	1.808
Flujo de caja operativo	(4.402)	4.084	4.183	10.677	18.970	20.802	23.162	27.753
Actividades de Inversión								
CAPEX	(1.402)	(1.362)	(5.862)	(7.381)	(9.050)	(10.794)	(12.896)	(15.396)
Free Cash Flow	(5.804)	2.722	(1.679)	3.296	9.920	10.008	10.266	12.356
Actividades de Financiación								
Dividendos pagados					(7.803)	(10.008)	(10.266)	(12.356)
Δ Deuda Financiera	6.096	(3.878)	2.601	(2.968)	(2.117)	-	-	-
Intereses * (1 - IG)	(1.621)	(573)	(922)	(328)	-	-	-	-
Variación del efectivo neto	(1.329)	(1.728)	0	0	0	(0)	(0)	0
Cash Flow to Equity	(1.329)	(1.728)	0	0	7.803	10.008	10.266	12.356
Valor Terminal								55.169
Cash Flow to Equity descontado	(778)	(1.145)	0	0	6.034	7.730	7.930	52.159
Acumulado	6.660	12.707	20.904	29.786	40.809	44.977	48.219	
Valor de la Acción	\$ 19,98							

Fuente: Elaboración propia

8.2 Renovación 10 años – Optimista

Camuzzi Gas Pampeana	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Utilidades antes de impuestos	704	10.110	13.010	17.324	21.065	24.982	29.841	35.405
Impuesto a las ganancias	-	(1.471)	(3.903)	(5.197)	(6.320)	(7.495)	(8.952)	(10.621)
Depreciaciones	867	984	1.406	1.845	2.373	2.993	3.723	4.587
Δ Capital de trabajo	(3.329)	(7.289)	(566)	(4.706)	1.054	(1.051)	(3.118)	(3.619)
Δ Otras Cuentas del Balance	(2.670)	2.981	134	869	1.205	1.256	1.516	1.808
Flujo de caja operativo	(4.402)	5.339	10.119	10.195	19.463	20.800	23.159	27.750
Actividades de Inversión								
CAPEX	(1.402)	(1.362)	(5.862)	(7.381)	(9.050)	(10.794)	(12.896)	(15.396)
Free Cash Flow	(5.804)	3.977	4.257	2.814	10.413	10.006	10.264	12.354
Actividades de Financiación								
Dividendos pagados			(1.158)	(2.814)	(10.413)	(10.006)	(10.264)	(12.354)
Δ Deuda Financiera	6.096	(3.262)	(3.100)	-	-	-	-	-
Intereses * (1 - IG)	(1.621)	(715)	-	-	-	-	-	-
Variación del efectivo neto	(1.329)	0	0	0	0	0	0	0
Cash Flow to Equity	(1.329)	0	1.158	2.814	10.413	10.006	10.264	12.354
Valor Terminal								55.149
Cash Flow to Equity descontado	(778)	0	813	2.054	8.051	7.729	7.928	52.142
Acumulado	8.603	16.028	24.186	33.306	42.817	44.963	48.204	
Valor de la Acción	\$ 25,81							

Fuente: Elaboración propia

8.3 Renovación 10 años – Pesimista

Camuzzi Gas Pampeana	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Utilidades antes de impuestos	704	(556)	(3.666)	17.697	21.432	25.334	30.178	35.729
Impuesto a las ganancias	-	-	-	(1.883)	(6.430)	(7.600)	(9.053)	(10.719)
Depreciaciones	867	984	1.186	1.634	2.171	2.798	3.535	4.405
Δ Capital de trabajo	(2.315)	(575)	1.929	(19.102)	(1.675)	5.841	(3.108)	(3.608)
Δ Otras Cuentas del Balance	(2.670)	2.134	(627)	3.096	547	1.299	1.515	1.808
Flujo de caja operativo	(3.389)	2.012	(1.139)	1.488	16.118	27.774	23.206	27.795
Actividades de Inversión								
CAPEX	(1.402)	(1.362)	(2.405)	(7.381)	(9.050)	(10.794)	(12.896)	(15.396)
Free Cash Flow	(4.790)	651	(3.544)	(5.892)	7.068	16.980	10.310	12.399
Actividades de Financiación								
Dividendos pagados						(10.290)	(10.310)	(12.399)
Δ Deuda Financiera	4.736	(1.400)	1.419	7.891	(6.220)	(6.691)	-	-
Intereses * (1 - IG)	(1.274)	(831)	(910)	(1.998)	(848)	-	-	-
Variación del efectivo neto	(1.329)	(1.580)	(3.036)	0	0	0	0	0
Cash Flow to Equity	(1.329)	(1.580)	(3.036)	0	0	10.290	10.310	12.399
Valor Terminal								56.860
Cash Flow to Equity descontado	(778)	(1.047)	(2.131)	0	0	7.948	7.964	53.498
Acumulado	4.852	9.619	16.096	25.971	35.582	46.020	49.288	
Valor de la Acción	\$ 14,56							

Fuente: Elaboración propia

8.4 Sin Renovación – Base

Camuzzi Gas Pampeana	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Utilidades antes de impuestos	704	(556)	13.010	17.324	21.065	24.982	29.841	35.405
Impuesto a las ganancias	-	-	(1.929)	(5.197)	(6.320)	(7.495)	(8.952)	(10.621)
Depreciaciones	867	984	1.406	1.845	2.373	2.993	3.723	4.587
Δ Capital de trabajo	(3.329)	1.497	(9.553)	(3.978)	545	(1.049)	(3.115)	(3.616)
Δ Otras Cuentas del Balance	(2.670)	2.134	1.210	624	1.222	1.256	1.516	1.808
Flujo de caja operativo	(4.402)	4.084	4.183	10.677	18.970	20.802	23.162	27.753
Actividades de Inversión								
CAPEX	(1.402)	(1.362)	(5.862)	(7.381)	(9.050)	(10.794)	(12.896)	(15.396)
Free Cash Flow	(5.804)	2.722	(1.679)	3.296	9.920	10.008	10.266	12.356
Actividades de Financiación								
Dividendos pagados					(7.803)	(10.008)	(10.266)	(12.356)
Δ Deuda Financiera	6.096	(3.878)	2.601	(2.968)	(2.117)	-	-	-
Intereses * (1 - IG)	(1.621)	(573)	(922)	(328)	-	-	-	-
Variación del efectivo neto	(1.329)	(1.728)	0	0	0	0	0	0
Cash Flow to Equity	(1.329)	(1.728)	0	0	7.803	10.008	10.266	12.356
Valor Terminal								-
Cash Flow to Equity descontado	(778)	(1.145)	0	0	6.034	7.730	7.930	9.544
Acumulado	2.754	6.034	10.834	15.437	21.150	19.550	15.302	
Valor de la Acción	\$ 8,26							

Fuente: Elaboración propia

8.5 Renovación 35 años - Base

Camuzzi Gas Pampeana	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Utilidades antes de impuestos	704	(556)	13.010	17.324	21.065	24.982	29.841	35.405
Impuesto a las ganancias	-	-	(1.929)	(5.197)	(6.320)	(7.495)	(8.952)	(10.621)
Depreciaciones	892	1.009	1.444	1.904	2.458	3.108	3.873	4.777
Δ Capital de trabajo	(3.329)	1.497	(9.553)	(3.978)	545	(1.049)	(3.115)	(3.616)
Δ Otras Cuentas del Balance	(2.670)	2.134	1.210	624	1.222	1.256	1.516	1.808
Flujo de caja operativo	(4.402)	4.084	4.183	10.677	18.970	20.802	23.162	27.753
Actividades de Inversión								
CAPEX	(1.402)	(1.362)	(5.862)	(7.381)	(9.050)	(10.794)	(12.896)	(15.396)
Free Cash Flow	(5.804)	2.722	(1.679)	3.296	9.920	10.008	10.266	12.356
Actividades de Financiación								
Dividendos pagados					(7.804)	(10.008)	(10.266)	(12.356)
Δ Deuda Financiera	6.096	(3.878)	2.601	(2.969)	(2.116)	-	-	-
Intereses * (1 - IG)	(1.621)	(573)	(922)	(327)	-	-	-	-
Variación del efectivo neto	(1.329)	(1.728)	(0)	(0)	0	(0)	(0)	0
Cash Flow to Equity	(1.329)	(1.728)	(0)	(0)	7.804	10.008	10.266	12.356
Valor Terminal								90.716
Cash Flow to Equity descontado	(778)	(1.145)	(0)	(0)	6.034	7.730	7.930	79.617
Acumulado	9.177	17.007	27.393	39.032	53.477	61.359	69.428	
Valor de la Acción	\$ 27,53							

Fuente: Elaboración propia

9. Conclusión

Camuzzi Gas Pampeana, es una empresa que está estrictamente regulada por el Gobierno Nacional. El efecto de la inflación en nuestro país, genera que sus márgenes dependan casi exclusivamente de los ajustes tarifarios establecidos por el ENARGAS. En base a esta característica del negocio, las distribuidoras de gas solo pueden atenuar el impacto inflacionario, con mayores márgenes de eficiencia en sus costos fijos.

A su vez, la fuerte dependencia en el tipo de cambio para las inversiones, la dejan en una posición vulnerable ante los próximos escenarios macroeconómicos, donde estimamos un mayor tipo de cambio y un congelamiento de tarifas. Por lo tanto, existe el riesgo de no poder cumplir con las inversiones obligatorias, y en cuyo caso el ente regulador podría quitar la licencia de distribución.

La empresa respecto a sus competidores, presenta un excelente mix de clientes, permitiéndole tener un flujo regular de gas durante los meses de menor demanda residencial, siendo esto una gran ventaja competitiva para poder negociar mejores contratos de transporte de gas. También posee una cantidad mayor de clientes residenciales que otros competidores, y esto le permite lograr mejores márgenes que otras empresas.

Su red de distribución es la más grande de Argentina, por lo tanto, puede llegar a mayor cantidad de usuarios, y hoy en día, todavía posee territorios en los cuales tiene licencia de distribución, pero aún no tiene instalada la red.

Todas estas características de la empresa, en conjunto con un apalancamiento menor al 6%, le permiten estar mejor preparada que su competencia para poder afrontar las difíciles circunstancias que se avecinan.

Según lo analizado por los distintos métodos de valuación y escenarios, el valor de la acción ronda entre los \$18 - \$22, considerando que el escenario base es el de mayor probabilidad de ocurrencia, ya que es muy difícil que en el contexto actual, el gobierno no congele las tarifas por al menos un año.

10. Anexos

10.1 Definiciones Técnicas

¿Qué es el gas?

El gas natural es un hidrocarburo mezcla de gases ligeros de origen natural. Principalmente contiene metano y normalmente incluye cantidades variables de otros alcanos.

¿Cómo se obtienen los hidrocarburos³⁰?

La mayoría de los hidrocarburos se encuentran en estado líquido (petróleo) o gaseoso (gas natural). Estos son resultantes de materia orgánica, proveniente de plantas y animales prehistóricos que se depositaron en la superficie de la tierra adquiriendo cada vez mayor profundidad, temperatura y presión. Allí se produce la descomposición mediante la intervención de microorganismos, y se transforman en lo que conocemos como crudo y gas. Estas acumulaciones se denominan yacimientos y pueden encontrarse tanto en el subsuelo continental como costa afuera.

Para poder extraer los hidrocarburos se requieren cinco procesos.

1. Exploración

La exploración consiste en el estudio de suelos que se realiza para identificar y localizar los posibles yacimientos, para ello se toman muestras de roca y suelo en las que se describen las características de la superficie. Tras los estudios del terreno de ser ubicadas las zonas con posibles hidrocarburos se da inicio al segundo proceso.

2. Sísmica

Proceso por el cual mediante geófonos y estaciones receptoras propagan ondas que recopilan información de las distintas características de las formaciones geológicas para determinar si puede haber o no hidrocarburos.

Exploración Terrestre:

En este proceso se colocan pequeñas cantidades de sismigel en orificios de entre cinco y quince metros de profundidad que producen pequeñas detonaciones generando ondas que se propagan hasta el subsuelo. En la superficie a través de una unidad receptora, con equipos llamados geófonos se recopila información de las distintas formaciones geológicas, permitiendo generar una imagen de las

³⁰ Asociación Colombiana de Petróleo. Proceso en la industria del petróleo y el gas. Junio 2014, https://www.youtube.com/watch?v=izsh4sgZs_k&t=140s

diferentes capas del subsuelo, para que luego los geólogos determinen las zonas aptas para encontrar hidrocarburos, dando paso a la perforación.

Exploración Marina

Para la sísmica marina se utilizan barcos científicos que transportan un conjunto de cables con geófonos y pistolas de aire. Este mecanismo expulsa aire comprimido de alta presión generando ondas que traspasan el lecho marino y las diferentes formas del subsuelo, para ser identificadas y analizadas por los geólogos.

3. Perforación

Se denomina pozo exploratorio al primer pozo que se perfora en un área geográficamente inexplorada y que permite saber si realmente hay o no hidrocarburos. Para ello se instala una torre de perforación que atraviesa las formaciones del subsuelo hasta llegar al posible yacimiento.

La perforación del subsuelo puede durar entre un mes o más de un año dependiendo de la complejidad geológica y el objetivo trazado.

Para poder realizar la excavación la torre tiene una conexión de tuberías que se van uniendo a medida avanza la perforación y que luego se cementa para evitar la contaminación del mismo.

4. Producción

Al finalizar la perforación se realizan las investigaciones y análisis del pozo para determinar si el volumen encontrado justifica su extracción. En caso de que esto ocurra se inicia la extracción del crudo y gas natural mediante un instrumento llamado cañón que realiza pequeños orificios por donde empezará a filtrarse el hidrocarburo saliendo a la superficie de manera controlada.

Para su posterior extracción en ocasiones el hidrocarburo puede salir a la superficie de manera natural por la presión que existe en el pozo, pero para los casos en los cuales esto no ocurre se instalan sistemas de bombeo para estimular su flujo hasta la superficie.

En la superficie se utilizan distintos equipos para la limpieza del crudo, los cuales nos permiten separar al crudo en:

- Sedimentos,
- Agua
- Petróleo
- Gas natural

En la misma planta se adicionan distintos químicos para alcanzar los estándares exigidos por el mercado para su posterior comercialización.

Los recursos obtenidos se almacenan en tanques.

Para el caso del gas se limpian sus impurezas y por razones de seguridad se agrega el producto químico que le otorga su olor característico.

5. Transporte.

Los fluidos obtenidos en las plantas de tratamiento deben ser transportados hasta las refinerías. Para ello se construyen grandes obras de ingeniería llamados ductos, que por su costo y dificultad suelen ser realizados conjuntamente por varias empresas.

Los ductos en la mayoría de los casos van a dos metros bajo tierra y en otros sobre la superficie del suelo. Para lograr que el gas o el petróleo fluyan por los tubos se deben construir estaciones o plantas de bombeo a lo largo del trayecto que le inyectan presión al sistema impulsando el hidrocarburo por el mismo.

Medios de transporte:

- Petróleo: Aunque todos los medios son buenos para su traslado los más utilizados mundialmente son los oleoductos y los barcos petroleros de gran capacidad.
- Gas natural: Es transportado por la red de transportadoras de gas, que se dividen en Norte y Sur.

10.2 Plan de inversiones completo:

Tabla 42: Plan de Inversiones Completo

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Localización	Plazo meses	Importe millones
1	Expansión Sistema Pampeano Norte y Este	Varias	39,00	\$ 949,11
2	Refuerzo red La Plata	La Plata	10,00	\$ 80,44
3	Refuerzo ramal de alimentación y red de distribución de Tandil	Tandil	8,00	\$ 36,45
4	Expansión Sistema Casbas - Trenque Lauquen	Trenque Lauquen	8,00	\$ 213,72
5	Expansión Sistema Barker - Necochea	Necochea	8,00	\$ 174,10
8	Refuerzo red Balcarce	Balcarce	8,00	\$ 33,09
9	Refuerzo red Mar del Plata	Mar del Plata	8,00	\$ 7,21
10	Refuerzo Gasoducto de alimentación a Saladillo	Saladillo	8,00	\$ 82,11
11	Refuerzo red Saladillo	Saladillo	8,00	\$ 4,73
12	Refuerzo ramal de alimentación de Chivilcoy	Chivilcoy	6,00	\$ 17,01
13	Expansión Sistema Noroeste	Varias	10,00	\$ 323,42

14	Refuerzo red Santa Rosa	Santa Rosa	8,00	\$ 35,73
15	Refuerzo red Bahía Blanca	Bahía Blanca	10,00	\$ 37,62
16	Refuerzo red Tres Arroyos	Tres Arroyos	8,00	\$ 25,77
17	Refuerzo red Punta Lara	Punta Lara	8,00	\$ 5,80
18	Refuerzo red Lincoln	Lincoln	8,00	\$ 7,66
19	Refuerzo red Carlos Casares	Carlos Casares	8,00	\$ 3,35
20	Refuerzo red Vedia	Vedia	8,00	\$ 5,03
21	Refuerzo red Navarro	Navarro	8,00	\$ 3,49
22	Refuerzo red 25 de Mayo	25 de Mayo	8,00	\$ 3,24
23	Refuerzo Gasoducto de alimentación a Tres Arroyos	Tres Arroyos	8,00	\$ 28,10
24	Refuerzo Gasoducto de alimentación a Monte Hermoso	Monte Hermoso	8,00	\$ 37,74
25	Refuerzo red Berisso	Berisso	8,00	\$ 4,27
26	Refuerzo red Monte	Monte	8,00	\$ 2,41
27	Refuerzo red Monte Hermoso	Monte Hermoso	8,00	\$ 1,54
28	Refuerzo red Bragado	Bragado	8,00	\$ 1,16
29	Refuerzo red de Trenque Lauquen	Trenque Lauquen	8,00	\$ 6,62
30	Refuerzo Gasoducto de alimentación a Gral. Belgrano	Gral. Belgrano	8,00	\$ 29,60
31	Refuerzo Gasoducto de alimentación a 25 de Mayo	25 de Mayo	8,00	\$ 28,06
32	Refuerzo ramal de alimentación a Rauch	Rauch	8,00	\$ 12,03
33	Refuerzo red Cañuelas	Cañuelas	8,00	\$ 7,39
34	Refuerzo red Gral. Belgrano	Gral. Belgrano	8,00	\$ 5,49
35	Refuerzo red Chascomús	Chascomús	8,00	\$ 1,26
37	Renovación de redes antiguas y servicios	Varias	46,00	\$ 162,71
38	Renovación de gasoductos y ramales	Varias	43,00	\$ 33,33
39	Previsión renovación de redes, ramales y gasoductos	Varias	22,00	\$ 9,80
40	Adecuación de sistema de Protección Catódica	Varias	58,00	\$ 159,50
41	Previsión Adecuación Protección Catódica	Varias	22,00	\$ 7,97
42	Adecuación de Planta Compresora Cnia. Barón	Cnia. Barón	6,00	\$ 15,01
43	Instalación de válvulas en ramales	Mar del Plata	6,00	\$ 22,76
44	Instalación de puentes de medición	Varias	34,00	\$ 41,16
45	Instalación de odorizadores	Varias	58,00	\$ 36,65
46	Telemedición	Varias	34,00	\$ 14,51

47	Plantas Reguladoras	Varias	58,00	\$ 369,45
48	Previsión plantas reguladoras	Varias	22,00	\$ 18,47
49	Adquisición de vehículos para renovación y acondicionamiento de flota operativa.	Centros Operativos de Camuzzi Gas Pampeana	60,00	\$ 103,85
50	Medidores de gas y unidades correctoras.	Centros Operativos de Camuzzi Gas Pampeana	60,00	\$ 203,36
51	Muebles y equipamientos para oficinas, depósitos y talleres.	Centros Operativos de Camuzzi Gas Pampeana	60,00	\$ 11,37
52	Maquinarias, Herramientas Mayores e Instrumentos.	Centros Operativos de Camuzzi Gas Pampeana	60,00	\$ 28,37
53	Obras edilicias en oficinas, depósitos y talleres.	Centros Operativos de Camuzzi Gas Pampeana	60,00	\$ 24,72
54	Gestión operativa	Toda la sociedad	60,00	\$ 30,94
55	Actualización tecnológica - etapa 1	Toda la sociedad	60,00	\$ 46,88
56	Sistema Geocall	Toda la sociedad	12,00	\$ 33,00
58	Plataforma CRM	Toda la sociedad	24,00	\$ 4,13
59	Sucursal Digital	Toda la sociedad	24,00	\$ 0,75
60	Solución de Printing	Toda la sociedad	24,00	\$ 3,75
61	Ingeniería Sistema de Facturación - etapa 1	Toda la sociedad	60,00	\$ 111,75
62	Telemedición a Industrias	Toda la sociedad	60,00	\$ 10,50
64	Nueva Telemedición - FIX	Toda la sociedad	36,00	\$ 1,13
65	Plataforma Telecontrol	Toda la sociedad	36,00	\$ 8,63
67	Actualización software entorno Windows	Toda la sociedad	12,00	\$ 9,28
68	Migración Sistema SAP a SAP HANA S4	Toda la sociedad	12,00	\$ 5,78
69	Actualización tecnológica - etapa 2	Toda la sociedad	24,00	\$ 15,00
70	Ingeniería Sistema de Facturación - etapa 2	Toda la sociedad	24,00	\$ 33,75
71	Sistema de Seguridad Informática	Toda la sociedad	12,00	\$ 15,00
6A	Refuerzo Gasoducto Pehuajo	Pehuajo	9,00	\$ 248,78

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Inversiones obligatorias.

10.3 Evolución del consumo energético en transporte

En la revista científica “*Heliyon*³¹” remarcan que el sector del transporte es la mayor fuente de contaminación representando el 56% de las emisiones. La concientización de este impacto ambiental es aún una materia pendiente para los argentinos.

Según el economista Julio Calzada en su nota al diario Clarín³², hoy en día se traslada al puerto de Rosario un total 450 millones de toneladas anuales, de las cuales 410 circulan por las rutas argentinas



Transporte de carga en Argentina

93,1%



5,4%



1,5%



Costo de transporte por tonelada por kilometro

0,07 USD

0,04 USD

0,01 USD

y solo 19 millones son trasladadas en ferrocarril, lo que representa que menos del 10% de la producción nacional es trasladada por ferrocarril, siendo este un medio mucho más eficiente que el camión (el consumo de gasoil para el transporte de cargas se estima que es 28 veces mayor que el consumo del ferrocarril) y teniendo en cuenta el crecimiento productivo y comercial, sería razonable esperar que estas cifras se multipliquen.

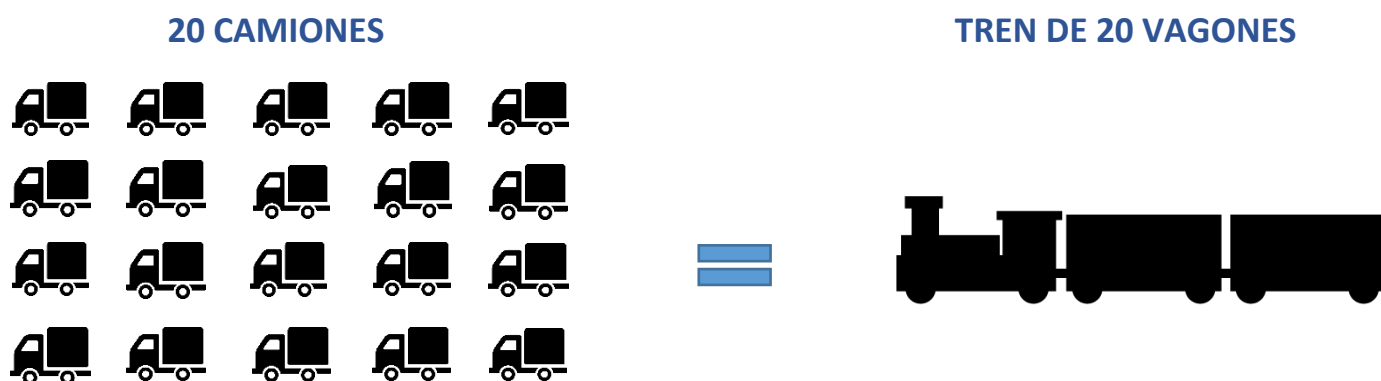
Lamentablemente la matriz de transporte en Argentina no afecta únicamente al consumo energético y la contaminación ambiental, sino que también disminuye la competitividad en las distintas

³¹ Revista Heliyon, <https://www.heliyon.com>

³² Clarín, Todos los números del transporte de cargas en la Argentina. Septiembre 2019, https://www.clarin.com/rural/numeros-transporte-cargas-argentina_0_S1EqLdK_X.html

provincias argentinas, donde los impuestos brutos pagados por el flete son el doble para un productor del norte respecto a lo que implica para los productores del centro del país.

En términos económicos para los productores el uso del ferrocarril en remplazo del camión haría reducir los costos del flete entre un 19% al 27% en dólares, y considerando que Argentina es un tomador de precios de cereal al estar los mismos determinados en el mercado de Chicago el productor se ve obligado a bajar los costos si quiere mejorar su margen de beneficios.



Históricamente las redes ferroviarias transportaban el 25% de la carga total dejando un 60% - 70% del volumen restante para los camiones. Desde la década del 70, la balanza se inclinó completamente en favor de los camiones. La causa principal del desuso provino de la falta de mantenimiento en las líneas y el cierre de los distintitos ramales a lo largo y ancho del país. Por lo tanto, el deterioro de las líneas ferroviarias y el aumento de la producción fueron las causas principales del incremento en el consumo energético en transporte a lo largo de estos años.

³³ Gracieladas. Ferrocarriles Argentinos ayer y hoy. Abril 2011,
<http://gracieladas.blogspot.com/2011/04/ferrocarriles-argentinos-ayer-y-hoy.html>

Redes Ferroviarias Argentinas

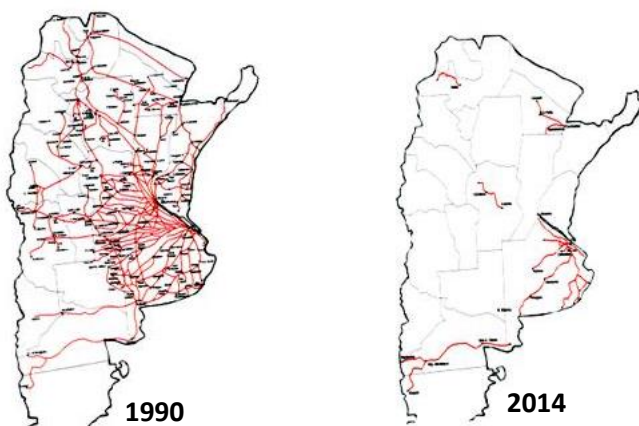
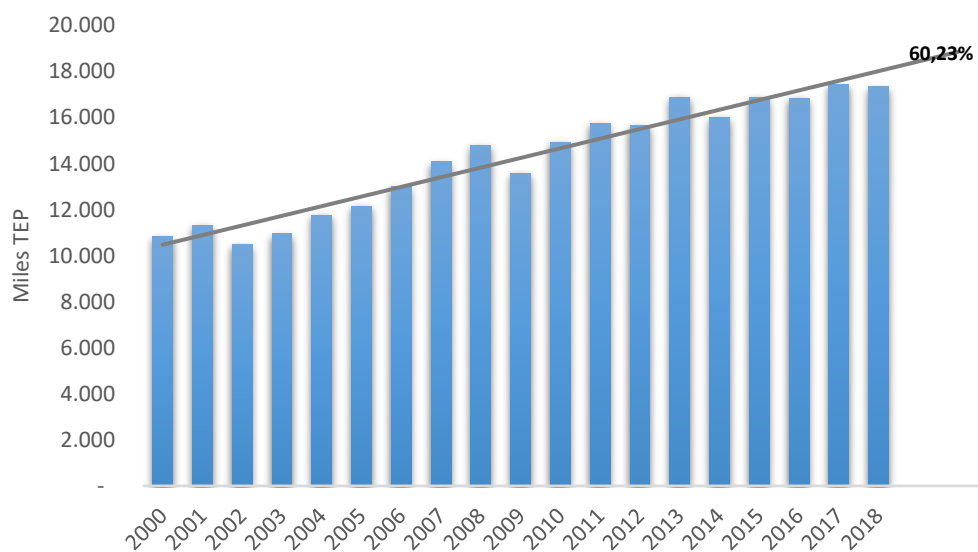


Gráfico 44: Evolución del consumo Energético para el transporte



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Balances Energéticos.

10.4 Crisis energética Argentina

La crisis del gas en Argentina

Argentina, tras exhibir un notorio superávit energético por muchos años, se encontró en el 2001 ante una crisis económica y energética que se tradujo en reiterados cortes de servicio durante los picos invernales.

En su publicación para las Naciones Unidas³⁴, el investigador Roberto Kozulj sostiene que las empresas concesionarias señalaban a la pesificación del gas en boca de pozo junto al congelamiento de las tarifas de transporte como los factores principales que ocasionaron el comienzo de la crisis energética; generando que las empresas no realizaran las inversiones a largo plazo necesarias para atender la creciente demanda.

No cabe duda de que los motivos expresados por las empresas concesionarias contribuyeron a la gestación de la crisis energética, de todas formas, realizando un repaso histórico sobre cómo se llegó a ese punto, se puede verificar que no fue el único motivo que derivó en la crisis.

Tal como expresa Matías Di Santi para el diario Chequeado³⁵ llegado el año 2001, la crisis económica era inminente. Entre octubre del 2001 y mayo del 2002 la pobreza había aumentado del 35% al 50% de la población y, por otro lado, el desempleo se había elevado del 31% al 40%, según los datos del INDEC. Como respuesta a esa situación, a principios de enero del 2002, tras la caída de Fernando de la Rúa, fue votada por primera vez la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario. La misma buscaba evitar que hubiese sectores beneficiados por la crisis y procuraba una contribución equitativa para superarla. El nuevo marco aprobado por el Congreso tendría vigencia a partir de diciembre 2003, y sus aspectos más relevantes fueron:

1. Establecer un sistema que fije la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras.
2. Pautar retenciones a la exportación de hidrocarburos.
3. Fijar tarifas y renegociar los contratos de los servicios públicos en manos de empresas privadas (implicando la pesificación forzosa y el congelamiento del precio en los servicios públicos).
4. Regular los precios de la canasta básica.

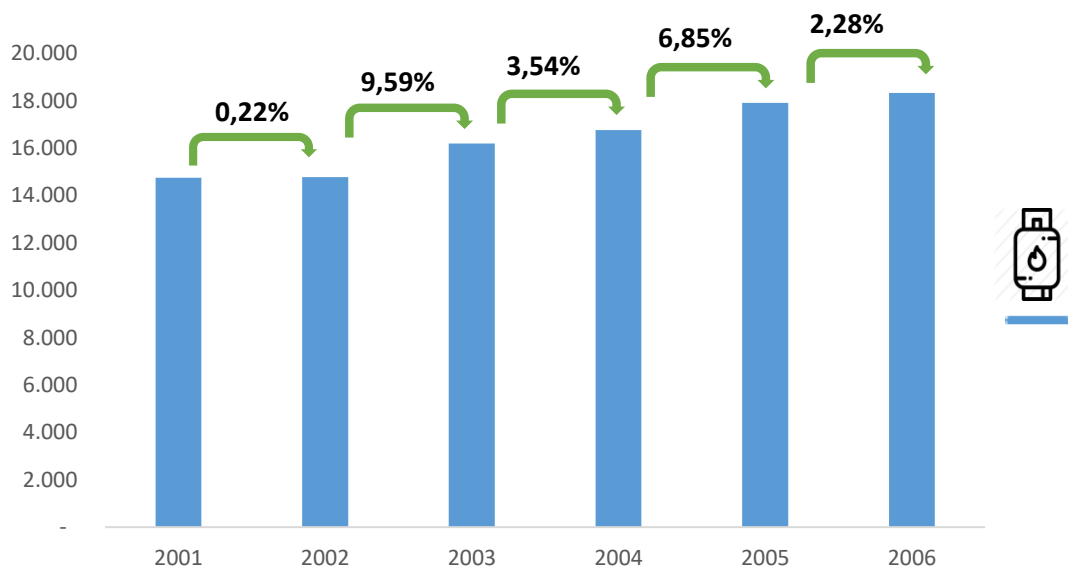
Al mismo tiempo, durante esos años la demanda presentó un fuerte crecimiento debido a los siguientes factores:

1. El bajo precio del gas respecto a sus sustitutos que alentó a un consumo mayor en todos los sectores.
2. La recuperación de la actividad industrial incentivó el incremento de la demanda.
3. El año 2004 fue un año hidrológicamente pobre, generando un aumento imprevisto de la demanda de gas para generar energía eléctrica.
4. El fuerte crecimiento del GNC desde la crisis del 2001, como producto sustituto de la nafta.

³⁴ Kozulj Roberto. Crisis de la Industria del gas natural en Argentina. Marzo 2005, https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6279/S053153_es.pdf?sequence=1

³⁵ Di Santi, Matías. Ley de Emergencia Económica: Características fundamentales. Noviembre 2011, <https://chequeado.com/el-explicador/ley-de-emergencia-economica-caracteristicas-fundamentales/>

Gráfico 45: Evolución de la distribución de GNC



Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

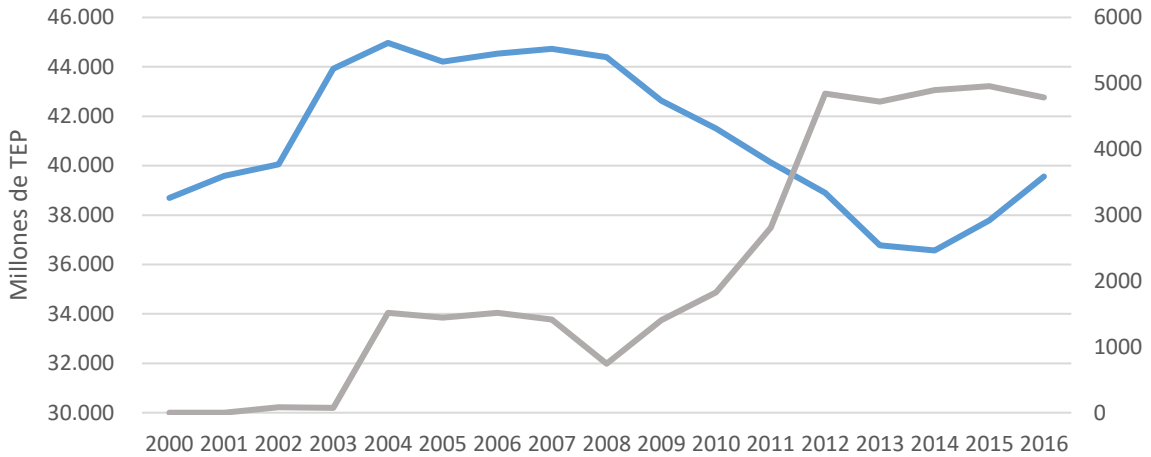
Todos estos factores en simultáneo ocasionaron que las empresas productoras fueran incapaces de atender a la demanda en los periodos invernales, ocasionando cortes de servicio a los usuarios generando, por consiguiente, que el periodo de cortes de servicio se extendiera en los días pico del período de mayo a septiembre del 2004, cuando lo habitual era que los días de corte abarcaran el período junio-agosto.

Importaciones de Gas Natural

Durante el año 2011 con una producción de gas en baja y la tendencia alcista del consumo, Argentina tuvo que multiplicar sus importaciones de gas para poder satisfacer a los consumidores. En diez años el país pasó de ser un exportador del hidrocarburo a ser un importador neto, según revela un estudio para el diario La Nación en Agosto del 2016³⁶. Desde el 2005 al 2015 las importaciones crecieron más del 550%, pasando de comprar 1.734 millones de m³ a 11.388m³.

³⁶ Lafuente Esteban – Ávila Carolina, Radiografía del gas en la Argentina: de donde viene, que cantidad y cuanto se gasta. Agosto 2016, <https://www.lanacion.com.ar/1923797-radiografia-del-gas-en-la-argentina-de-donde-viene-que-cantidad-y-cuanto-se-gasta>

Gráfico 46: Evolución de Producción e Importación del Gas Natural

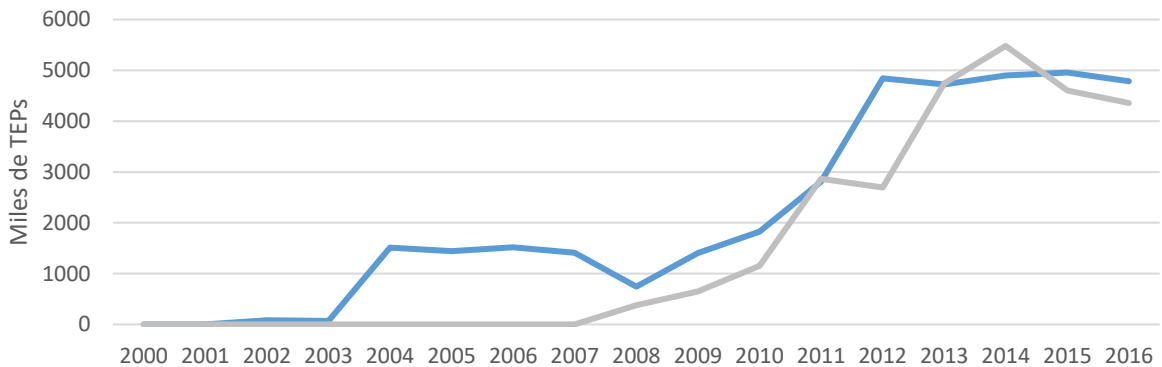


Fuente: Ministerio de Energía

— Producción de Gas Natural — Importaciones de Gas Natural

Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Balances Energéticos.

Gráfico 47: Evolución de las Importaciones de Gas



Fuente: Ministerio de Energía

— Gas Natural de pozo — Gas distribuido por redes

Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Balances Energéticos.

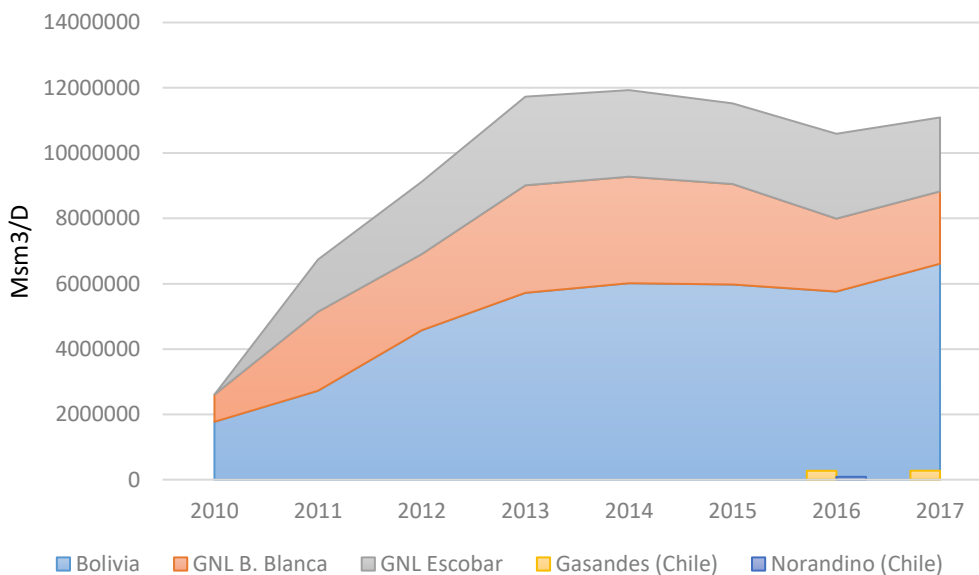
En ese contexto, para poder hacer frente a la demanda incremental también se tuvieron que ampliar las fronteras de importación, además de Bolivia único proveedor en 2005, se debió recurrir a otras fuentes para abastecerse.

Durante el 2016 las importaciones representaron un 20% de la oferta total. Siendo el gran proveedor Bolivia (10%), que a su vez es el más barato entre las importaciones, con un precio de U\$3,02 por millón de BTU (Unidad de medida que representa qué cantidad de energía se necesita para aumentar en un grado Fahrenheit la temperatura que registra una libra de agua).

El convenio firmado por Enarsa (Empresa Argentina exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos) y ENAP (Empresa nacional de Petróleo de Chile) dio el puntapié inicial a la importación trasandina con Chile estableciendo una importación de 362mm³ para reforzar la oferta en el pico de invierno entre mayo y agosto. El ingreso del gas a Argentina se efectúa a través de los gasoductos Gas Andes y Norandino.

El resto se adquiere por cargamentos de gas licuado transportados en barco provenientes de Qatar, Trinidad y Tobago, Nigeria y Australia (GNL).

Gráfico 48: Evolución importaciones de Gas



Fuente: Elaboración propia en base a MINEM, Balances Energéticos.

Nota: Millones de pies cúbicos estándar diarios (Msm3/D), es una unidad de medida para gases.

Es inevitable pensar en el efecto negativo que este incremento de las importaciones genera en la balanza comercial del país, Argentina hoy en día le adeuda 255 millones de dólares a Bolivia en concepto de pagos por importaciones³⁷.

Debido a que en la actualidad la producción de gas natural es insuficiente para satisfacer la demanda local, el transporte y la distribución de gas natural están sujetos a un régimen regulatorio especial que tiene como objetivo garantizar el suministro a consumidores protegidos (pequeñas empresas y consumidores locales). Bajo este régimen, los productores de gas natural deben asignar un determinado volumen de gas natural a satisfacer la demanda de los consumidores protegidos, permitiéndose el suministro a otros clientes (por ejemplo, GNC e industrias) una vez cubierta la demanda de los primeros. Las tarifas se han fijado en beneficio de estos segmentos protegidos de consumidores.

La riqueza mineral Argentina

En la siguiente tabla facilitada por CIA World Factbook³⁸ Index Mundi³⁹ se puede apreciar el stock de reservas probadas de gas natural en metros cúbicos (mm3) mundiales. Las reservas probadas son aquellas cantidades de gas natural que, mediante el análisis de los datos geológicos y de ingeniería, pueden estimarse con un alto grado de confianza para ser recuperables comercialmente en una fecha dada a partir de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas actuales. En cuanto a las reservas convencionales probadas según CIA World, la Argentina se encuentra en la posición número 36 Global.

Tabla 43: Ranking de reservas Globales

Ranking	País	Gas natural - reservas comprobadas (mm3)	Año
1	Rusia	47.800	2017
2	Irán	33.500	2017
3	Qatar	24.300	2017
4	Estados Unidos	8.714	2016
5	Arabia Saudí	8.602	2017
6	Turkmenistán	7.504	2017
7	Emiratos Árabes Unidos	6.091	2017
8	Venezuela	5.701	2017
9	Nigeria	5.284	2017

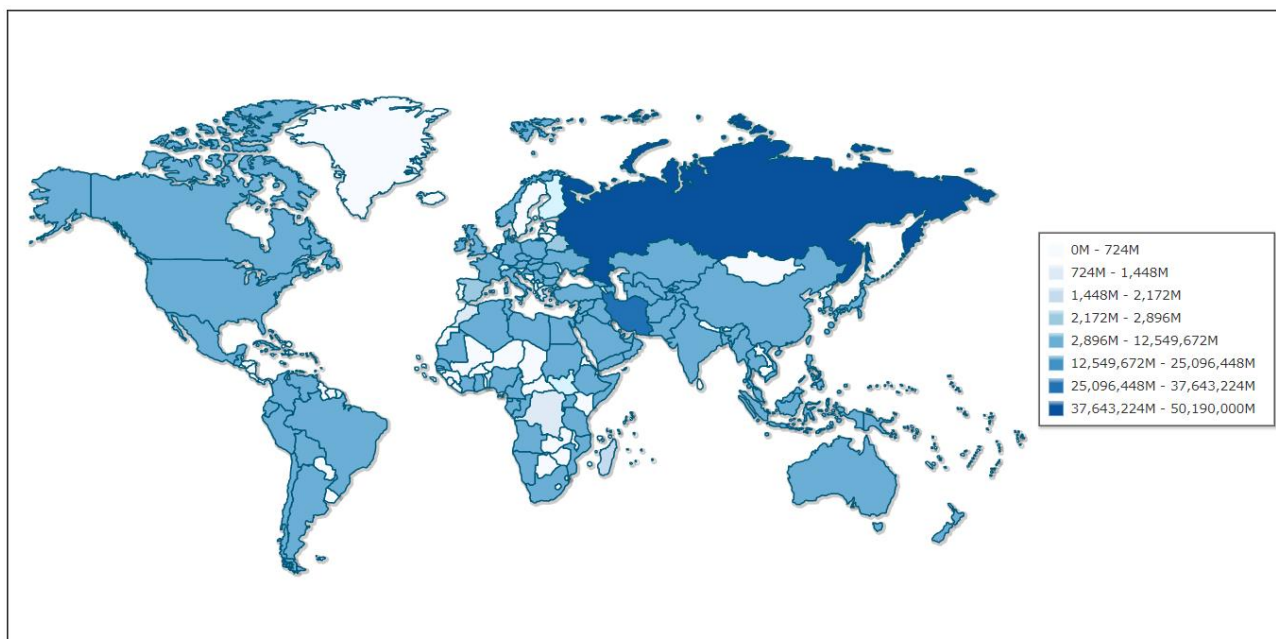
³⁷ NTN24, Argentina debe USD 255 millones por importación de gas natural de Bolivia. Julio 2018, <https://www.ntn24.com/programas/la-manana/preocupacion-por-rebote-de-coronavirus-en-europa-y-asia-123482>

³⁸ The World Factbook. Mapa de Reservas Mundiales, www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook

³⁹ Index Mundi. Reservas Comprobadas. Enero 2019, <https://www.indexmundi.com/map/?v=98&l=es>.

10	China	5.194	2017
30	Birmania	637	2017
31	Pakistán	542	2017
32	Yemen	478	2017
33	Brasil	430	2017
34	Perú	399	2017
35	México	356	2017
36	Argentina	316	2017

El siguiente mapa muestra cómo están distribuidas las reservas de Gas natural comprobadas en el globo. El tono de color del país corresponde a la magnitud del indicador, cuanto más oscuro sea el tono de color, mayor será el valor.



Las cuencas de Argentina

Los informes recientes afirman que la Argentina ocupa el tercer lugar en cuanto a volumen de reservas de gas no convencional del mundo, teniendo un importante impacto en el posicionamiento del país en el sector energético mundial⁴⁰.

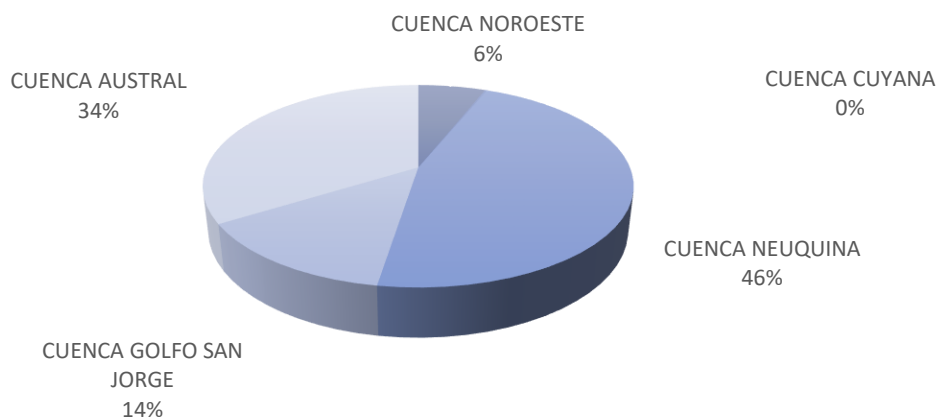
⁴⁰ Furlan, Veronica. Argentina descansa sobre la segunda reserva mundial de gas pero no puede aprovecharla. Junio 2018, https://www.elconfidencial.com/mundo/2018-06-14/argentina-gas-vaca-muerta-qatar-macri-gobierno_1577900

Más del 50 % de estos recursos no convencionales se encuentran en el mega yacimiento Vaca Muerta ubicado en la cuenca neuquina. Además de una geología favorable, la cuenca presenta ciertos atributos que favorecen la explotación no convencional: una larga trayectoria de operaciones hidrocarburíferas, un sector de servicios establecido, un sector público con experiencia en administración energética, y un excelente acceso a los mercados tanto local como internacionales.

El problema de los recursos no convencionales radica en que para poder ser aprovechados se necesitan inversiones millonarias a largo plazo, con un costo de extracción que tiene que superar una difícil curva de aprendizaje para lograr llegar a la roca madre. Por eso hoy en día solo se logra extraer menos del 15% de los hidrocarburos que se encuentran en su suelo.

Los recursos convencionales de la Argentina están en un pico de producción y difícilmente se descubran nuevos yacimientos convencionales que otorguen una inyección a la oferta energética, por lo tanto, el desarrollo debe focalizarse en reducir los costos de nuestros recursos no convencionales.

Gráfico 49: Reservas convencionales comprobadas 2017



Fuente: MINEM

10.5 Consumos Históricos

Tabla 44: Consumos Históricos Centrales eléctricas

Año	Generación Eléctrica	Aumento	Centrales Térmicas	Térmica	MP Gas natural	Demanda Gas	Camuzzi
1996	64.934		53%	34.540		6.279.313	
1997	67.777	4%	47%	31.685		6.185.913	
1998	68.174	1%	50%	34.185		5.709.089	
1999	73.169	7%	61%	44.430		6.895.024	
2000	81.058	11%	57%	46.085		7.140.869	
2001	82.987	2%	47%	38.929		6.033.980	
2002	76.637	-8%	46%	34.945		4.826.885	
2003	83.687	9%	51%	42.306		5.910.478	
2004	91.379	9%	58%	52.993		7.198.637	
2005	96.651	6%	57%	55.510		7.212.520	
2006	103.815	7%	56%	57.998		7.778.467	
2007	103.452	0%	62%	64.613		7.861.675	
2008	108.262	5%	64%	69.433		7.858.857	
2009	109.318	1%	56%	61.386		7.570.722	
2010	113.460	4%	59%	66.466		6.672.025	
2011	118.920	5%	62%	73.573		7.602.151	
2012	125.561	6%	66%	82.512		7.583.178	
2013	129.447	3%	64%	82.711		7.098.065	
2014	129.816	0%	64%	83.049		6.150.288	
2015	135.147	4%	64%	86.317	73%	6.303.249	
2016	136.600	1%	66%	90.099	76%	6.207.731	
2017	136.464	0%	65%	88.529	78%	7.581.724	
2018	137.482	1%	64%	87.727	81%	7.688.962	742.873
2019	145.985	6%	60%	87.770	83%	6.405.974	569.471
2020	154.487	6%	56%	87.186	86%	8.935.758	863.333
2021	162.990	6%	53%	85.975	88%	8.811.627	851.340
2022	171.492	5%	49%	84.136	91%	8.623.233	833.138
2023	179.995	5%	45%	81.671	93%	8.370.578	808.728
2024	188.497	5%	42%	78.579	96%	8.053.661	778.109
2025	197.000	5%	38%	74.860	98%	7.672.483	741.281
2026	204.810	4%	38%	77.828	98%	7.976.639	770.667
2027	212.929	4%	38%	80.913	98%	8.292.853	801.218

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

Tabla 45: Demanda Energética Industrial Histórica

Año	Proyección	PBI (X)	Demanda Energética*	Demanda Industrial	Demanda Gas	%GAS
1998		\$ 298.95	39.898	10.220	6.620	17%
1999		\$ 283.52	39.148	9.584	6.062	15%
2000		\$ 284.20	38.301	9.894	6.181	16%
2001		\$ 268.70	38.988	9.658	6.231	16%
2002		\$ 97.72	37.562	9.479	6.143	16%
2003		\$ 127.59	40.138	10.497	6.797	17%
2004		\$ 164.66	42.265	10.816	6.893	16%
2005		\$ 198.74	44.320	11.344	7.423	17%
2006		\$ 232.56	46.505	12.282	7.986	17%
2007		\$ 287.53	49.607	11.896	7.657	15%
2008		\$ 361.56	50.351	11.915	7.528	15%
2009		\$ 332.98	46.936	10.939	6.781	14%
2010		\$ 423.63	50.982	11.355	6.789	13%
2011		\$ 530.16	52.469	12.107	7.359	14%
2012		\$ 545.98	52.461	11.588	6.746	13%
2013		\$ 552.03	55.258	12.054	7.348	13%
2014		\$ 526.32	54.792	12.409	7.513	14%
2015		\$ 594.75	56.367	12.940	7.824	14%
2016		\$ 557.53	55.739	12.132	7.306	13%
2017		\$ 642.70	55.178	11.664	6.998	13%
2018		\$ 519.87	54.684	12.049	7.357	13%
2019		\$ 508.43	52.566		7.155	14%

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

Tabla 46: Demanda GNC Camuzzi Histórica

Año	Entregas GNC Sistema	Buenos Aires	Bahía Blanca	La Pampa	Participación
1993	760.489	49.435	5.696	1.700	7,54%
1994	940.372	66.501	7.084	1.768	8,06%
1995	1.007.209	78.450	7.060	1.826	8,69%
1996	1.091.846	91.578	7.653	1.950	9,30%
1997	1.267.936	111.904	8.467	2.427	9,73%
1998	1.411.854	127.221	9.176	3.801	9,96%
1999	1.508.915	140.936	9.604	4.680	10,31%
2000	1.677.234	162.017	11.647	5.554	10,70%
2001	1.850.565	191.372	16.948	6.758	11,65%
2002	2.040.319	227.600	22.198	8.113	12,67%
2003	2.639.989	310.584	31.987	11.474	13,46%
2004	3.044.477	357.828	36.967	15.247	13,50%
2005	3.166.975	365.302	38.538	16.741	13,30%
2006	3.042.863	347.219	36.394	17.109	13,18%
2007	2.857.816	321.789	33.702	16.216	13,01%
2008	2.728.461	303.378	31.756	15.049	12,85%
2009	2.632.869	283.886	29.930	14.052	12,48%
2010	2.664.165	285.797	29.793	14.233	12,41%
2011	2.761.088	289.005	28.753	14.243	12,05%
2012	2.784.981	288.906	27.601	14.706	11,91%
2013	2.759.075	281.122	26.741	15.082	11,73%
2014	2.852.517	294.053	27.367	15.948	11,84%
2015	2.980.874	319.799	29.351	18.802	12,36%
2016	2.826.546	304.893	28.142	14.939	12,31%
2017	2.551.454	267.522	25.314	10.509	11,90%
2018	2.400.545	244.100	23.561	8.881	11,53%
2019	1.190.604	123.356	11.406	4.224	11,69%
Totales	59.442.038	6.235.553	602.836	276.032	11,48%

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

Tabla 47: Consumos Residenciales Históricos

Año	Despachos	Clientes anuales	Promedio de Consumos
1993	782.374	619.507	1,26
1994	871.286	667.627	1,31
1995	834.579	684.931	1,22
1996	851.840	713.153	1,19
1997	830.449	747.090	1,11
1998	846.648	776.746	1,09
1999	988.274	802.121	1,23
2000	1.083.000	831.886	1,30
2001	1.032.286	853.599	1,21
2002	1.010.925	863.475	1,17
2003	1.048.854	894.465	1,17
2004	1.062.650	924.670	1,15
2005	1.142.361	951.992	1,20
2006	1.174.212	977.782	1,20
2007	1.493.781	1.009.470	1,48
2008	1.405.744	1.050.063	1,34
2009	1.298.905	1.079.653	1,20
2010	1.506.024	1.104.475	1,36
2011	1.611.138	1.134.879	1,42
2012	1.729.503	1.164.742	1,48
2013	1.879.531	1.192.512	1,58
2014	1.811.638	1.216.060	1,49
2015	1.835.119	1.238.598	1,48
2016	1.867.686	1.260.354	1,48
2017	1.672.085	1.279.506	1,31
2018	1.612.289	1.287.828	1,25
2019	1.560.663	1.298.580	1,20

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

Tabla 48: Autos con GNC Históricos

Año	Autos GNC	Distribución GNC
1998	438.488	1.411.854
1999	491.376	1.508.915
2000	586.180	1.677.234
2001	711.077	1.850.565
2002	779.165	2.040.319
2003	1.055.631	2.639.989
2004	1.308.173	3.044.449
2005	1.457.304	3.166.976
2006	1.450.187	3.042.863
2007	1.451.039	2.857.816
2008	1.362.423	2.728.461
2009	1.360.798	2.632.869
2010	1.395.739	2.664.165
2011	1.466.740	2.761.088
2012	1.518.182	2.784.981
2013	1.541.361	2.759.075
2014	1.629.731	2.852.517
2015	1.740.888	2.980.874
2016	1.784.298	2.826.546
2017	1.709.696	2.551.454
2018	1.653.440	2.400.545

Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, Datos Operativos.

10.6 Rolling Beta











Tabla 49: Rolling Beta

Ticker	Empresa	Diciembre	-1M	-2M	-3M	-4M	-5M	-6M	-1A	-2A	-3A
SJI	South Jersey Industries	0.28	0.29	0.29	0.29	0.31	0.30	0.81	0.22	0.22	0.24
ATO	Atmos Energy Corporation	0.25	0.25	0.25	0.25	0.26	0.26	0.27	0.28	0.28	0.29
Promedio		0.27	0.27	0.27	0.27	0.28	0.28	0.54	0.25	0.25	0.27

10.7 Múltiplos Comparables

10.7.1 Enterprise Value / EBITDA

Tabla 50: Múltiplos EV/EBITDA Empresas de Servicios Argentinas

											
Enterprise Value*	99.2	21.5	9.2	160.9	12.8	30.1	23.4	3.5	831.1	5.5	
Ingresos Operativos*	3.7	5.6	1.0	16.0	1.1	4.8	1.6	0.5	158.8	0.9	
Depreciaciones & A*	19.8	5.9	2.6	25.5	7.9	7.7	7.3	2.0	21.9	-2.8	
EBITDA**	23.5	11.5	3.5	41.5	9.0	12.5	8.9	2.5	180.7	-1.9	
EV / EBITDA	4.2	1.9	2.6	3.9	1.4	2.4	2.6	1.4	4.6	-2.9	2.8









*Billones de pesos

Desvalorizaciones	5.96
EBITDA Adj	3.14
Acciones	333M
Precio Target	\$26,19

Tabla 51: Análisis de Sensibilidad EV/EBITDA – Empresas de Servicios Argentinas

		Enterprise Value / EBITDA				
		2.2	2.5	2.8	3.1	3.4
EBTIDA	2.5	\$18.1	\$19.6	\$21.1	\$22.6	\$24.1
	2.8	\$20.4	\$22.0	\$23.7	\$25.4	\$27.1
	3.1	\$22.6	\$24.5	\$26.4	\$28.3	\$30.1
	3.5	\$24.9	\$26.9	\$29.0	\$31.1	\$33.2
	3.8	\$27.1	\$29.4	\$31.7	\$33.9	\$36.2
	3.1	\$22.6	\$24.5	\$26.4	\$28.3	\$30.1

Tabla 52: Múltiplos EV/EBITDA Distribuidoras de Gas del Exterior











									
Enterprise Value*	2.0	6.22	6.68	17.65	36.57	7.36	14.71	29.31	
Ingresos Operativos*	0.2	0.21	0.37	0.75	3.09	0.30	0.11	1.27	
Depreciaciones & A*	0.0	0.13	0.30	0.39	1.66	0.18	0.44	1.31	
EBITDA**	0.2	0.34	0.68	1.14	4.75	0.48	0.55	2.59	
EV / EBITDA	10.7	18.2	9.9	15.5	7.7	15.2	26.8	11.3	14.4



Desvalorizaciones	5.96
EBITDA Adj	3.14
Acciones	333M
Precio Target	\$118,13

10.7.2 Price to Book

Tabla 53: Múltiplos P/B Empresas de Servicios Argentinas

											
Precio de mercado	105.8	39.9	33.5	45.2	26.0	24.1	16.2	24.2	857.2	23.9	
Valor libros	61.7	97.7	47.7	72.1	38.3	67.6	35.9	41.4	1379.4	13	
Price to Book	1.7	0.4	0.7	0.6	0.7	0.4	0.5	0.6	0.6	1.9	0.7







Valor libros	13
Precio Target	\$18.6

Tabla 54: Análisis de Sensibilidad P/B Empresas de Servicios Argentinas

		Price to Book				
		0.3	0.5	0.7	0.9	1.1
Valor Libros	10.4	\$34.7	\$20.8	\$14.9	\$11.6	\$9.5
	11.7	\$39.0	\$23.4	\$16.7	\$13.0	\$10.6
	13.0	\$43.3	\$26.0	\$18.6	\$14.4	\$11.8
	14.3	\$47.7	\$28.6	\$20.4	\$15.9	\$13.0
	15.6	\$52.0	\$31.2	\$22.3	\$17.3	\$14.2

Tabla 55: Múltiplos P/B Distribuidoras de Gas Argentinas

					
Precio de mercado	33.5	16.2	24.2	23.9	
Valor libros	47.7	35.9	41.4	13	
Price to Book	0.7	0.5	0.6	1.9	0.6











	
Valor libros	13
Precio Target	\$21.6

Tabla 56: Análisis de Sensibilidad P/B Distribuidoras de Gas Argentinas

	Price to Book					
	0.2	0.4	0.6	0.8	1	
Valor Libros	10.4	\$52.0	\$26.0	\$17.3	\$13.0	\$10.4
	11.7	\$58.5	\$29.3	\$19.5	\$14.6	\$11.7
	13.0	\$65.0	\$32.5	\$21.7	\$16.3	\$13.0
	14.3	\$71.5	\$35.8	\$23.8	\$17.9	\$14.3
	15.6	\$78.0	\$39.0	\$26.0	\$19.5	\$15.6

10.7.3 Price / Cash Flow

Tabla 57: Múltiplos P/CF Empresas de Servicios Argentinas

											
Precio de mercado	105.8	39.9	33.5	45.2	26.0	24.1	16.2	24.2	857.2	23.9	
Operating CF	17.3	14.6	12.0	30.2	14.0	11.6	20.3	3.8	552.1	4	
P/CF	6.1	2.7	2.8	1.5	1.9	2.1	0.8	6.4	1.6	5.4	2.9







Operating CF	4
Precio Target	\$12.7

Tabla 58: Análisis de Sensibilidad P/CF Empresas de Servicios Argentinas

		Price to CF				
		2.5	2.7	2.9	3.1	3.3
Operating CF	3.5	\$8.8	\$9.5	\$10.2	\$10.9	\$11.6
	4.0	\$9.9	\$10.7	\$11.5	\$12.3	\$13.1
	4.4	\$11.0	\$11.9	\$12.8	\$13.6	\$14.5
	4.8	\$12.1	\$13.1	\$14.0	\$15.0	\$16.0
	5.3	\$13.2	\$14.3	\$15.3	\$16.4	\$17.4

Tabla 59: Múltiplos P/CF Distribuidoras de Gas Argentinas

					
Precio de mercado	33.5	16.2	24.2	23.9	
Operating CF	12.0	20.3	3.8	4.4	
P/CF	2.8	0.8	6.4	5.4	3.3


	
Operating CF	4.4
Precio Target	\$14.7

Tabla 60: Análisis de Sensibilidad P/CF Distribuidoras de Gas Argentinas

		Price to CF				
		2.9	3.1	3.3	3.5	3.7
Operating CF	3.5	\$10.2	\$10.9	\$11.6	\$12.3	\$13.0
	4.0	\$11.5	\$12.3	\$13.1	\$13.9	\$14.7
	4.4	\$12.8	\$13.6	\$14.5	\$15.4	\$16.3
	4.8	\$14.0	\$15.0	\$16.0	\$16.9	\$17.9
	5.3	\$15.3	\$16.4	\$17.4	\$18.5	\$19.5

11. Bibliografía

Libros

- Damodaran, Aswath, 2002, Investment Valuation, Second Edition.
- Damodaran, Aswath, 2004, Corporate Finance, Second Edition.
- Koller, Tim, 2016, Measuring and Managing the Value of Companies, Sixth Edition.
- López Dumrauf, Guillermo, 2010, Finanzas Corporativas, Segunda Edición.

Investigaciones y Reportes

- Bondorevsky, Diego – Petrecolli, Diego, junio 2001, Estructura del mercado de gas natural en Argentina e integración energética regional.
- ENARGAS, septiembre 2019, ¿Gas o Electricidad?.
- INTI, Censo Nacional Térmico 2018.
- Koop, Fermin, enero 2019, Pese a ley, es ínfimo el consumo de electricidad con fuentes renovables.
- Kozulj, marzo 2005 Roberto. Crisis de la industria del gas natural en Argentina.
- Krakowiak Fernando, enero 2020, El consumo de gas residencial se contrajo 8,4% en cuatro años.
- MINEM, octubre 2017, Precio de Gas Natural en el PIST.
- MINEM, marzo 2017, Resolución 74-E/2017.
- MINEM, Balances Energéticos 1960 – 2018.
- MINEM, diciembre 2016, Escenarios Energéticos 2025.
- Sabbioni Perez, Maria Victoria, diciembre 2006, Privatización y Regulación del Mercado de Gas Natural Argentino.
- UNSAM, 2016, Informe sobre el mercado del Gas Natural.

Artículos y Entrevistas

- Ámbito, abril 2020, El déficit fiscal primario trepo 857% en marzo por paquete “anticoronavirus” y caída en la actividad, <https://www.ambito.com/economia/deficit/el-fiscal-primario-trepo-857-marzo-paquete-anticoronavirus-y-caida-la-actividad-n5097020>.
- Asociación Colombiana de Petróleo, junio 2014, Proceso en la industria del petróleo y el gas, https://www.youtube.com/watch?v=izsh4sgZs_k&t=140s.
- Autoblog, junio 2019, <https://autoblog.com.ar/2019/06/26/en-la-argentina-hay-13-millones-de-vehiculos-y-solo-40-son-electricos/>.

- Clarin, septiembre 2019, Todos los números del transporte de cargas en la Argentina, https://www.clarin.com/rural/numeros-transporte-cargas-argentina_0_S1EqLdK_X.html
- Di Santi, Matías, noviembre 2011, Ley de Emergencia Económica: Características fundamentales. <https://chequeado.com/el-explicador/ley-de-emergencia-economica-caracteristicas-fundamentales/>.
- ENARGAS, noviembre 2016, Revisión tarifaria Integral de Distribución y Transporte de gas natural. https://www.enargas.gob.ar/secciones/audiencias-publicas/RTI/GUIA_TEMATICA_RTI.pdf.
- Furlan, Veronica, junio 2018, Argentina descansa sobre la segunda reserva mundial de gas pero no puede aprovecharla, https://www.elconfidencial.com/mundo/2018-06-14/argentina-gas-vaca-muerta-qatar-macri-gobierno_1577900.
- Gracieladas, abril 2011, Ferrocarriles Argentinos ayer y hoy. <http://gracieladas.blogspot.com/2011/04/ferrocarriles-argentinos-ayer-y-hoy.html>.
- Index Mundi, enero 2019, Reservas Comprobadas,
- <https://www.indexmundi.com/map/?v=98&l=es>.
- Lafuente Esteban – Ávila Carolina, agosto 2016, Radiografía del gas en la Argentina: de donde viene, que cantidad y cuanto se gasta. <https://www.lanacion.com.ar/1923797-radiografia-del-gas-en-la-argentina-de-donde-viene-que-cantidad-y-cuanto-se-gasta>.
- Ministerio de Economía, julio 2018, Memoria de Privatizaciones, Gas del Estado – Metrogas, http://mepriv.mecon.gov.ar/gas/memybces/dist_metrogas/perfildelacia.htm.
- NTN24, febrero 2019, Argentina debe USD 255 millones por importación de gas natural de Bolivia, <https://www.ntn24.com/programas/la-manana/preocupacion-por-rebote-de-coronavirus-en-europa-y-asia-123482>.
- SAESA, febrero 2019, Aumento del consumo anual del Gas Natural industrial, <https://saenergia.com.ar/2019/02/07/aumento-del-consumo-anual-del-gas-natural-industrial/>.
- The World Factbook, Mapa de Reservas Mundiales. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>.