INFORME

MEMORIA DE CÁLCULO – REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL (2017 – 2021)

CAMUZZI SUR

NOVIEMBRE

2016

JULIANA REGGI
APODERADA

Índice

1. Área de Concesión 3

2. Estado de Situación de Camuzzi Sur en la Actualidad 4

3. Reseña Regulatoria 6

4. 1. Aspectos Generales del Proceso de Revisión Tarifaria 7

4. 2. Resultados Tarifarios propuestos para el proceso de Revisión Tarifaria 9

5. Aspectos Particulares del Proceso de Revisión Tarifaria 23

6. Detalles Metodológicos de la Revisión Tarifaria 25

6.1. Base de Activos 25

6.2. Plan de Inversiones 2017 - 2021 27

6.3. Tasa de Costo de Capital 28

6.4. Costos Operativos 30

6.5. Demanda 31

6.6. Mecanismo de Ajuste Semestral 32

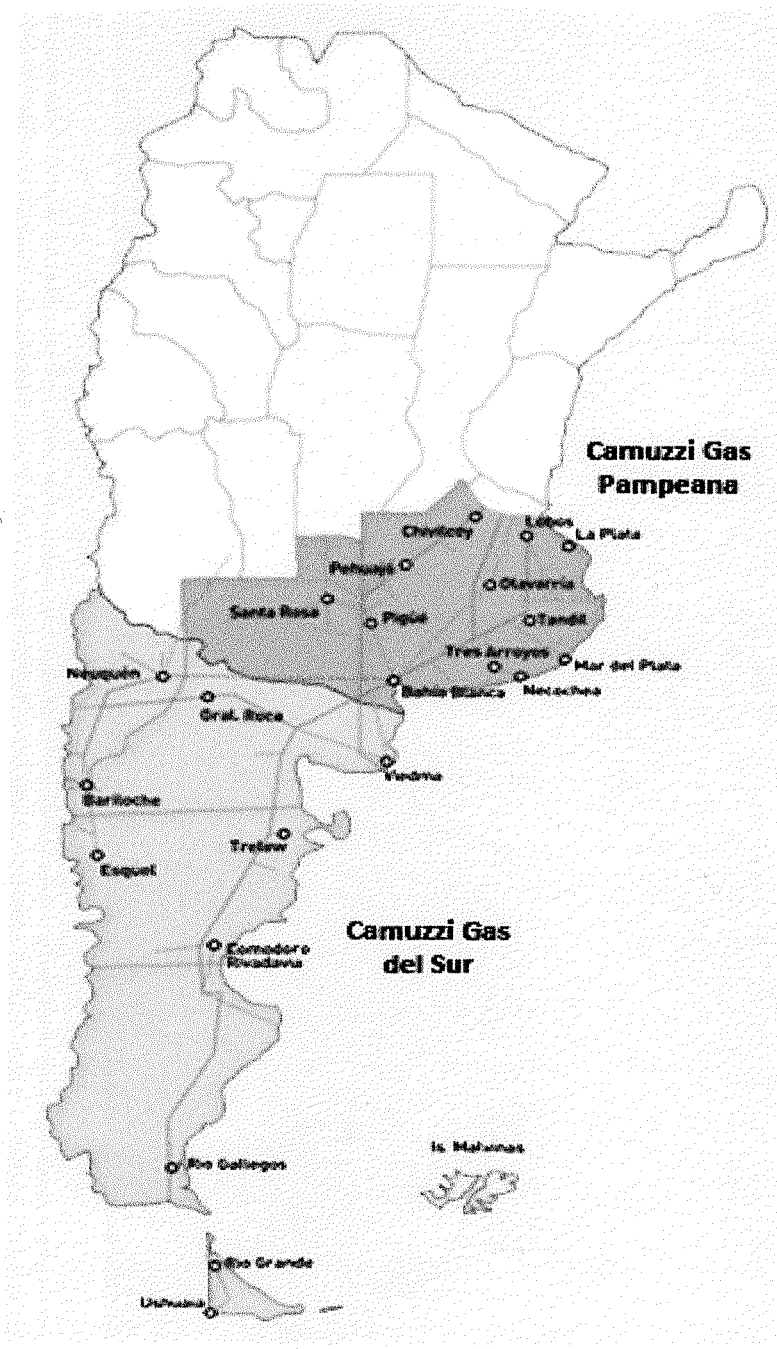
7. ANEXO METODOLÓGICO INFORME 35

8. ANEXO METODOLÓGICO TARIFARIO 131

JULIANA PEGGI
APODERADA

1. Área de Concesión

Camuzzi Gas del Sur abastece actualmente a 666.000 usuarios distribuidos en el interior de la provincia de Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y en la provincia Tierra del Fuego. Su área de concesión abarca aproximadamente 804.110 kilómetros cuadrados, lo cual representa el 29% de la superficie total del país. Cuenta para ello con un sistema de ductos de 4.140 kilómetros de gasoductos y ramales, además de 12.239 kilómetros de redes de distribución.



JULIANA REGGI
APODERADA

2. Estado de Situación de Camuzzi Sur en la Actualidad

El presente proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) requiere de una formulación de políticas dirigidas a garantizar la ampliación de la infraestructura energética, así como establecer un marco sostenible que permita incorporar nuevos usuarios al servicio de gas natural por redes.

Así, el I proceso de Revisión Tarifaria Integral reviste para Camuzzi Sur una oportunidad única a los fines de avanzar hacia la provisión extendida y programada del Servicio de Gas Natural en el área de Licencia.

En este marco, y en el lapso de los últimos años, Camuzzi ha realizado un esfuerzo extremo con el objeto de mantener un abastecimiento seguro y acorde a sus usuarios, conforme los estándares internacionales y locales que en esta materia regulan su desempeño. Todo ello se verificó a pesar de un largo proceso de rezago tarifario, que no permitió garantizar y sustentar el desempeño y la cobertura del servicio a largo plazo y que en los últimos años coadyuvó a generar una endeble situación económico- financiera en esta Compañía. A consecuencia de ello, Camuzzi promovió las inversiones que hallaba posibles pero las limitantes existentes, no permitieron desarrollar una infraestructura con la envergadura y la vitalidad que el sistema de distribución debió de haber alcanzado.

En este marco, Camuzzi se encontró en un entorno extremo, que, a colación de preservar, operar y mantener la seguridad del servicio público, la llevó a la imposibilidad de cumplir en tiempo y forma con los compromisos de pago asumidos con los productores de gas y con las licenciatarias de transporte.

Dicha situación se ha esgrimido detenidamente en la Audiencia Pública N° 83, ocurrida el día 16 de septiembre de 2016. Explicativamente y en honor a la brevedad se adjunta el informe presentado oportunamente en el **ANEXO 1** incorporado a este documento.

Nótese que en la actualidad la compañía ha requerido una Asistencia con el objeto de garantizar su estabilidad y adecuar su actual condición. Se adjunta, en el **ANEXO 2**, la Nota AR/JR/GC/2752 de fecha 25 de noviembre de 2016, dirigidas al Ente Nacional Regulador del Gas, con el detalle de la Asistencia a requerirse, y con carácter excepcionalidad, a los fines garantizar la sostenibilidad de la cadena de pagos conforme se desprende de la situación antes señalada.

En este marco también se destaca la solicitud requerida por Camuzzi Sur en oportunidad del reclamo expresado en la Nota AR/JR/0961 de fecha 4 de mayo de 2016 y complementarias, dirigidas al Ente Nacional Regulador del Gas, Ministerio de Energía y Minería de la Nación Administración Federal de Ingresos Públicos y Jefatura de Gabinete de Ministros –entre otros- que se remitieran a colación de la forma en que se encuentra estructurado el Régimen de Subsidios a los Consumos Residenciales de Gas en la Patagonia y su tratamiento en el Impuesto al Valor Agregado (I.V.A), cuyo detalle se adjunta también en el **ANEXO 2**.

Asimismo, nuevamente se adjunta en el **ANEXO 2**, las Notas remitidas a distintos Organismos del Gobierno, con motivo de la deuda por Subsidios que Camuzzi debe percibir del "Fondo Fiduciario para

JULIANA REGGI
APODERADA

Subsidios de Consumos Residenciales de Gas Natural y Gas Licuado", en el marco del Art. 75 de la Ley 25.565 y su Decreto Reglamentario 786/2002.

Así pues, se considera propicio enmarcar algunas cuestiones en este proceso de Revisión Tarifaria y avanzar en la normalización de esta situación que nos fuera impuesta y que responsablemente intentaremos solucionar a partir de la publicación de los nuevos Cuadros Tarifarios.

Cabe mencionar que Camuzzi Sur, siempre ha mantenido una actitud constructiva y comprometida con la provisión de su Servicio Público, colaborando de forma proactiva en aquellos casos que fuere necesario, mediando el desarrollo de obras, la firma de su Acta Acuerdo con la Unidad Renegociadora de Contratos, y en el cumplimiento de todos y cada uno de los estándares y requerimientos regulatorios. Estos hechos implicaron un ajuste mayúsculo en sus costos y un esfuerzo que maximizó al extremo la utilización de sus dotaciones, en un contexto que se caracterizó por la multiplicidad y progresión de responsabilidades, cuando ello no se condijo con la evolución de los recursos disponibles por la Compañía.

Para finalizar, solicitamos que estas cuestiones coyunturales sean consideradas y se le otorgue un tratamiento orgánico a cada una de las menciones establecidas en el presente apartado, considerando la oportunidad que se presenta en la Revisión Tarifaria Integral.

JULIANA REGGI
APODERADA

3. Reseña Regulatoria

Es destacable señalar que, desde el dictado de la Ley de Emergencia Económica, en el año 2002, a la fecha se han sucedido un conjunto de normativas regulatorias, que en todos los casos fueron asumidas por Camuzzi Sur y que alteraron profundamente el espíritu y objeto del Marco Regulatorio. En este marco se limitó la capacidad expansiva y de innovación de la Compañía y asimismo se deterioró su condición económica y crediticia.

En tal sentido, el Acuerdo Transitorio de Adecuación de Tarifas[1] y el Acta Acuerdo[2] o Acuerdo de Renegociación rubricada con el Estado Nacional en el año 2008 y ratificada en 2010, mediando la intervención de la Unidad Renegociadora de Contratos, implicó un gran compromiso para Camuzzi, pero no alcanzó a ser implementada conforme se había estimado en sus orígenes, aumentando la vulnerabilidad de esta distribuidora y generando evidentes perjuicios que intentarán ser parcialmente encausados en la presente Revisión Tarifaria.

Adicionalmente a lo anterior, cabe señalar que esta Distribuidora posee derecho a reclamos derivados de los incumplimientos de los compromisos y obligaciones asumidas por el Estado Nacional en el marco del Acuerdo Transitorio y del Acta Acuerdo, que no se encuentran contemplados en este proceso de RTI. En este sentido, el reconocimiento de dicho crédito regulatorio deberá ser oportunamente atendido por el Estado Nacional en su carácter de Poder Concedente de la Licencia.

Se amplían dichos conceptos regulatorios en el **ANEXO 3**.

Resulta relevante plantear que a los fines de establecer un futuro regulatorio auspicioso, que permita convalidar el "Plan de Inversiones", se requiere como condición *sine qua non* que el Estado Nacional se comprometa a garantizar y dar solución de las cuestiones relativas a: i) avanzar en el desembolso de la Asistencia Transitoria solicitada oportunamente, ii) cumpla en tiempo y forma con la recaudación y cobranza del subsidio patagónico, iii) de curso a la convalidación y reconocimiento del Saldo Técnico a favor del IVA de Camuzzi, entre los elementos más relevantes. En tal caso, de darse tratamiento a estas cuestiones, la Compañía hallará posible garantizar las metas propuestas en la Presente Revisión Tarifaria Integral.

Por último, cabe señalar que, todo este período de congelamiento tarifario generó un atraso en las obras de expansión de los sistemas de distribución de Camuzzi Gas Sur, que se puede estimar en un monto que asciende a los Pesos Argentinos $ 2.300 millones. Estas inversiones hubiesen permitido la incorporación de nuevos usuarios a los sistemas actualmente saturados, requiriéndose de tal consideración.

[1] Aprobado por Decreto Nº 2149/09 publicado en el Boletín Oficial el 31/12/09

[2] Aprobado por Decreto Nº 923/10 publicado en el Boletín Oficial el 30/06/10

JULIANA REGGI
APODERADA

4. 1. Aspectos Generales del Proceso de Revisión Tarifaria

La propuesta elaborada por Camuzzi Gas Sur para la Revisión Tarifaria Integral se encuentra en consonancia con lo manifestado en el Marco Regulatorio, considerando su adecuación en el actual entramado social y económico. **En este marco, se persigue alcanzar un horizonte cierto y de avance hacia la normalidad regulatoria y económica de la actividad de distribución, en el término del próximo quinquenio.**

De este modo, las inversiones propuestas formalmente por Camuzzi Gas Del Sur alcanzan una magnitud considerable, del orden de los Pesos Argentinos $ 3.711 millones. Asimismo, este valor no contempla las bonificaciones por redes transferidas que la distribuidora que se ha estimado para el próximo quinquenio en $ 240 millones, por lo cual el total de las inversiones ascienden a $ 3.951 millones.

Cabe mencionar que, de incluirse la totalidad de las obras de distribución, instruidas y a realizarse en este quinquenio tales cifras ascienden considerablemente, hasta alcanzar los Pesos Argentinos 5.754 millones. Ello pues, se articula también la obra de "Expansión de Sistema Cordillerano – Patagónico).

Este hecho redundaría en la incorporación de nuevos usuarios y en la contratación de mano de obra que permita sostener un proceso de retroalimentación virtuoso. Así, se avanzará no solo en creación de valor en infraestructura energética, sino también en el incremento de empleos directos e indirectos, en el desarrollo y la provisión de servicios, y en una mayor recaudación tributaria, entre las externalidades económicas y sociales más relevantes.

El desarrollo metodológico y conceptual del modelo ha considerado la posibilidad cierta de incorporar un *plan de inversiones* conforme las expansiones que resultan necesarias, luego de más de 15 años de congelamiento tarifario, con escasos incrementos en el segmento de distribución en el año 2014 y en el 2016, que fueron marginales, y en muchos casos limitados en su incidencia debido a la convalidación de medidas de amparo en un extenso colectivo de localidades.

El presente documento detallará la metodología de cálculo adoptada para determinar cada uno de los ítems que conforman el requerimiento de ingresos y la propuesta tarifaria.

Se empleó una metodología de asignación de costos para definir qué porción de la totalidad de los costos proyectados (requerimiento de ingresos) para el próximo quinquenio le corresponde remunerar a cada categoría tarifaria.

En este marco se ha avanzado en una estilización tarifaria que contemple esta situación y garantice de forma razonable y equitativa la evolución requerida de las inversiones en expansión, la cobertura de los costos operativos y una rentabilidad razonable similar a las de otras actividades de riesgo equiparable o comparable.

Por su parte, se han analizado en detalle aquellas cuestiones vinculadas a la sostenibilidad de las tarifas por categoría y facturación estimativa mensual de los consumidores, a los fines de establecer la

JULIANA REGGI
APODERADA

razonabilidad de los resultados del modelo; así como también su comparativa respecto de los sustitutos próximos en cada caso, que serían a saber: GLP, fuel oil o diésel.

Para finalizar, se destaca que entre los elementos más relevantes, a los fines de establecer un proceso eficiente respecto de los objetivos rectores en el sector energético, está la necesidad de establecer una metodología de valuación de la base tarifaria, que contemple la enorme disrupción ocurrida desde el dictado de la Ley de Emergencia Económica a la fecha, pues, de no evaluarse convenientemente este aspecto, se acarrearán consecuencias que evidenciarán la falta de estímulos a la expansión e incorporación de nuevos usuarios.

Es relevante mencionar que se han contratado estudios de especialistas independientes que han elaborado informes y detalles cualitativos y cuantitativos en cada uno de los aspectos que tuvieren incidencia en la determinación tarifaria, a saber:

a) análisis metodológico y conceptual para la determinación de la base tarifaria en el actual contexto,

b) desarrollo metodológico y determinación cuantitativa del WACC (Weighted Average Cost of Capital) o coste medio ponderado del capital,

c) evaluación de un balance de gas que permita cuantificar eventualmente el déficit del sistema en la producción (*upstream*) y su efecto derivado en las interrupciones del servicio de distribución en los inviernos, y

d) estilización de las proyecciones de demanda del próximo quinquenio y estimación de la elasticidad del precio correspondiente, conforme el salto discrecional en los precios del gas que redundará en una disminución sustancial de la demanda (2017-2021). Asimismo, se han considerado los efectos derivados de la disminución progresiva de los subsidios, de acuerdo a los anuncios esbozados en su oportunidad por el Ministerio de Energía.

A tales fines se adjuntan los diversos informes expresados en a), b), c) y d) y el detalle estadístico correspondiente en el **ANEXO 4.a, ANEXO 4.b, ANEXO 4.c y ANEXO 4.d**, adjuntos al presente informe.

En línea con lo analizado, se adjunta en el **ANEXO 5**, copia de las Notas remitidas al Ministerio de Energía que dan cuenta de la relevancia e inquietud que han suscitado en el análisis, aquellas cuestiones vinculadas a abordar diligentemente el tratamiento de la valuación de la base tarifaria. Ello pues, su determinación y/o el tratamiento de las condiciones de la amortización de las inversiones, incide directamente en las posibilidades de garantizar y financiar las obras que resultan necesarias para normalizar el funcionamiento de la industria del gas natural.

Para finalizar se propone avanzar en detalle en cada uno de los aspectos mencionados en los apartados que se desarrollarán a continuación.

JULIANA REGGI
APODERADA

4. 2. Resultados Tarifarios propuestos para el proceso de Revisión Tarifaria

A partir de los resultados obtenidos en los distintos escenarios del informe "MEMORIA DE CALCULO – REVISION TARIFARIA INTEGRAL (2017-2021)" realizado por la Consultora Quantum (**ANEXO 8**), la Distribuidora propone utilizar como metodología para la determinación de su requerimiento de ingresos y propuesta tarifaria para el próximo quinquenio: (a) determinar su base de activos a partir del Capital Financiero considerando las correspondientes depreciaciones y actualizada utilizando índices en función de una ponderación algebraica, (b) aplicar la tasa de costo de capital extraído del informe presentado por el IAE, y (c) establecer un cargo fijo mensual por cliente destinado para solventar obras.

El requerimiento de ingresos para el año 2017 solicitado por esta Distribuidora, asciende a la suma de MM ARS 3,184 que incluye los fondos recaudados a partir del cargo fijo destinado a obras.

Considerando que el valor agregado de distribución (VAD) anualizado de la Distribuidora, aplicando los cuadros tarifarios vigentes a partir de octubre 2016, asciende a los MM ARS 1,200 millones, el incremento porcentual de los ingresos de la Distribuidora para el año 2017, incluyendo aquellos provenientes del cargo fijo mencionado, es de 165%.

A efectos de exponer el incremento del componente de distribución de la tarifa, incluyendo el cargo mensual destinado a obras, en la factura mensual promedio, se ha considerado a saber: i) la tarifa de transporte dispuesta en los Cuadros Tarifarios vigentes desde octubre 2016, ii) una estimación del precio de gas correspondiente a abril 2017, y iii) el volumen medio de consumo al año 2016. Este valor mencionado previamente se ha comparado *vis a vis* la propuesta formulada en el presente proceso de Revisión Tarifaria Integral.

Todas las subzonas de Camuzzi Gas del Sur se encuentran afectadas por el "Subsidio Patagónico", por tal motivo, en la determinación de las tarifas se ha considerado el impacto del incremento del Requerimiento de Ingresos de la Distribuidora sobre los Cuadros Tarifarios Plenos.

Cabe mencionar, que el impacto en la factura final que pagarían los clientes dependerá del nivel de subsidios que disponga oportunamente el Ministerio de Energía y el ENARGAS.

A efectos informativos, la Distribuidora ha estimado el incremento en Pesos, para cada subzona, considerando la posibilidad de que se mantuviera la proporcionalidad actual del subsidio en la factura final. Dicho ejercicio se realizó para el espectro de clientes residenciales, considerando los Cuadros Tarifarios Diferenciales vigentes desde octubre de 2016.

JULIANA REGGI
APODERADA

El área de concesión de Camuzzi Sur está dividida en seis[3] Subzonas Tarifarias de gas natural, con la consiguiente apertura de sus Cuadros Tarifarios para la provisión del servicio público de gas natural por redes. A continuación, se detalla una breve reseña de la propuesta tarifaria de la Compañía en el marco de la presente Revisión Integral, a saber:

4.2.1. Subzona Neuquén

Abarca toda la Provincia de Neuquén -excepto los Departamentos Picún Leufú, Collón Curá, Huiliches, Lácar y Los Lagos-, y los Departamentos Avellaneda, El Cuy, General Roca y 9 de Julio, en la Provincia de Río Negro.

Se detallan los umbrales de consumo definidos en la Resolución ENARGAS 409/2008, para cada subcategoría de usuario residencial:

Subcategoría Residencial	Desde (m³/año)	Hasta (m³/año)
R1	1	1,700
R21	1,701	2,000
R22	2,001	2,250
R23	2,251	2,600
R31	2,601	3,250
R32	3,251	3,900
R33	3,901	4,700
R34	4,701	

La media de consumo anual de un usuario residencial promedio en esta subzona tarifaria es de 3.172m³. Para una Pequeña o Mediana Empresa (PyME) Para una Pequeña o Mediana Empresa (PyME) dicho volumen de consumo medio asciende a los 25.865 m³/año.

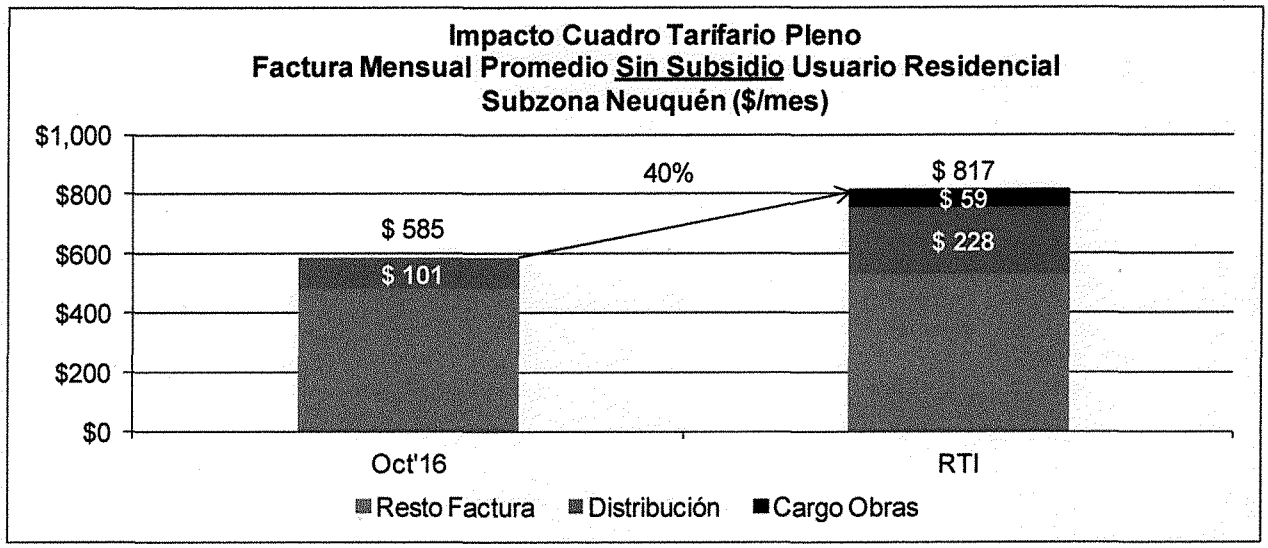
A continuación, se expone el monto correspondiente al componente de distribución de la tarifa en la factura mensual promedio, comparándose con el mes de octubre 2016 *vis a vis* la propuesta formulada en el presente proceso de Revisión Tarifaria Integral:

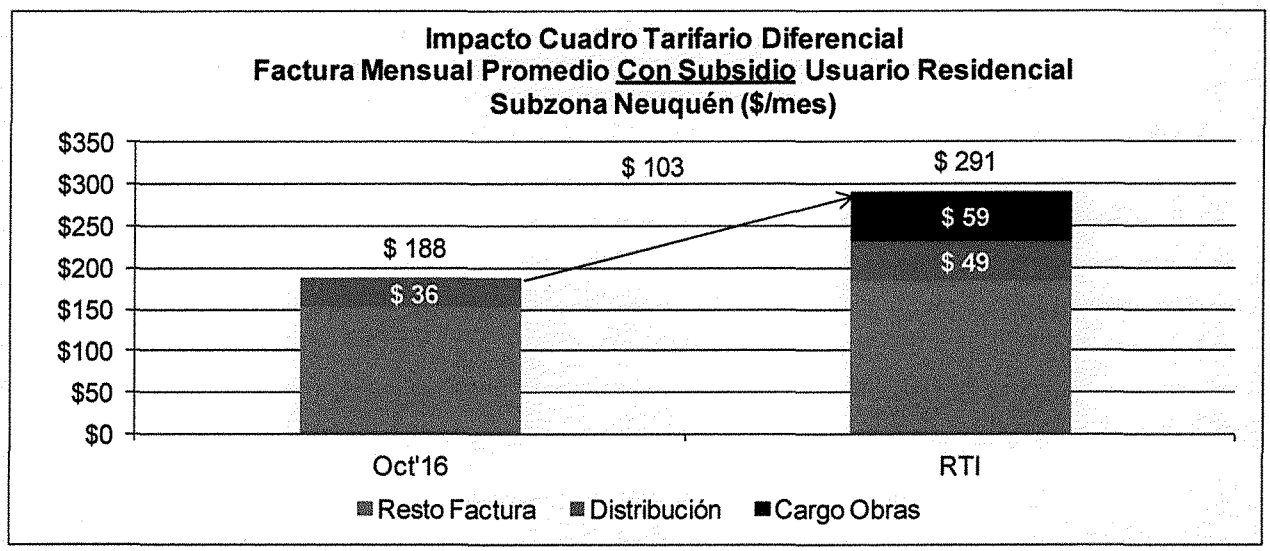
a) usuario residencial de consumo medio[4]:

[3] Dichas subzonas pueden a su vez estar subdivididas en provincias, dependiendo de la tarifa diferencial que se aplique, con una misma tarifa plena de gas para los usuarios residenciales de cada subzona, pero diferentes entre las distintas subzonas.

[4] Nota Metodológica: el aumento consignado incluye el componente de la tarifa de distribución y el "cargo para obras de infraestructura".

JULIANA PEGGI
APODERADA

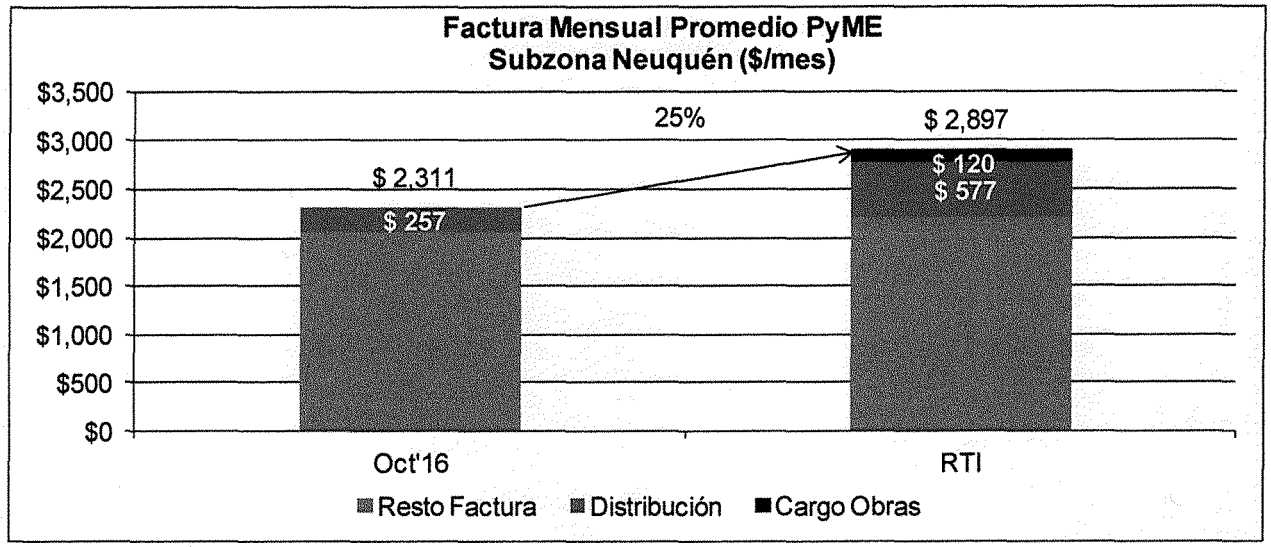




b) PyME de consumo medio[5]:

[5] Nota Metodológica: el aumento consignado incluye el componente de la tarifa de distribución y el "cargo para obras de infraestructura".

JULIANA REGGI
APODERADA



4.2.2. Subzona Cordillerano

Comprende los Departamentos de Picún Leufú, Collón Curá, Huiliches, Lácar y Los Lagos, en la Provincia de Neuquén, los Departamentos Bariloche, Ñorquinco, Pilcaniyeu y 25 de Mayo, en la Provincia de Río Negro, y los Departamentos de Gastre, Cushamen, Futaleufú, Languiñeo, Paso de Indios, Tehuelches y Río Senguer, en la Provincia de Chubut.

Se detallan los umbrales de consumo definidos en la Resolución ENARGAS 409/2008, para cada subcategoría de usuario residencial:

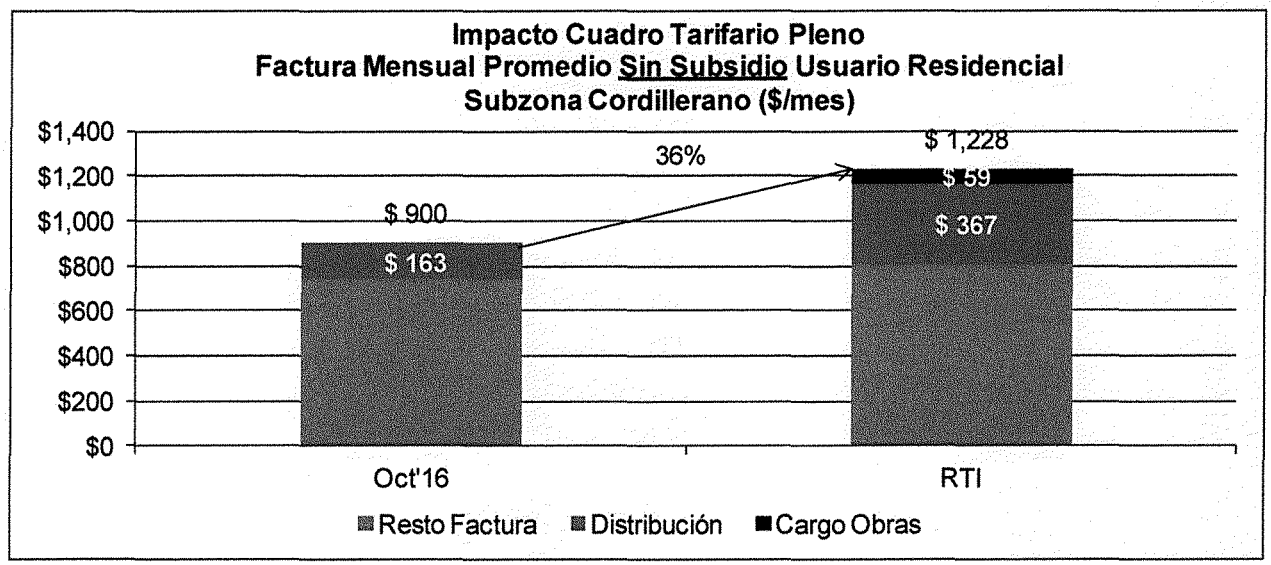
Subcategoría Residencial	Desde (m³/año)	Hasta (m³/año)
R1	1	2,200
R21	2,201	2,650
R22	2,651	3,150
R23	3,151	3,800
R31	3,801	4,750
R32	4,751	5,950
R33	5,951	7,400
R34	7,401	

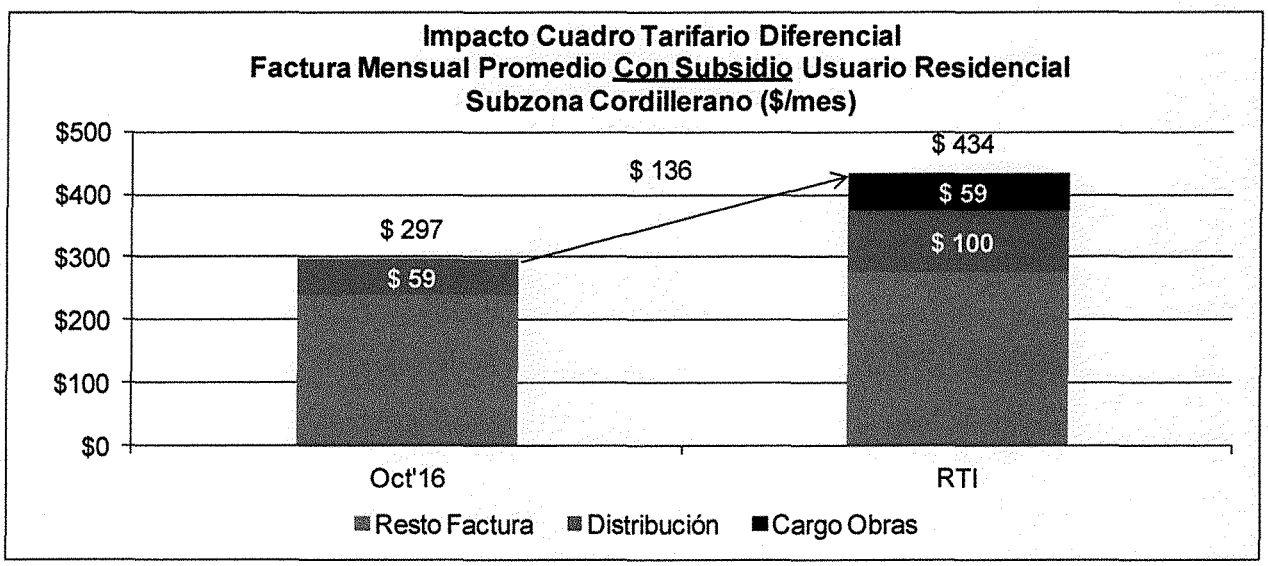
La media de consumo anual de un usuario residencial promedio en esta subzona tarifaria es de 4.840m³. Para una PyME dicho volumen de consumo medio es de 28.969 m³/año.

A continuación, se expone el monto correspondiente al componente de distribución de la tarifa en la factura mensual promedio, comparándose con el mes de octubre 2016 *vis a vis* la propuesta formulada en el presente proceso de Revisión Tarifaria Integral:

JULIANA REGGI
APODERADA

a) usuario residencial de consumo medio[6]:



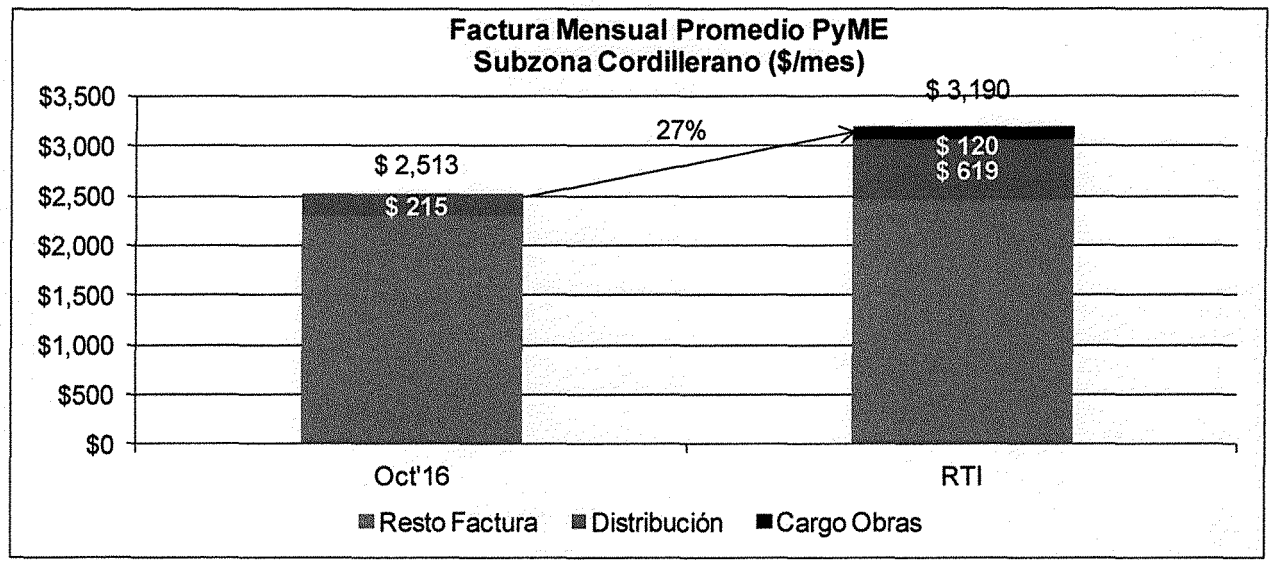


b) PyME de consumo medio[7]:

[6] Nota Metodológica: el aumento consignado incluye el componente de la tarifa de distribución y el "cargo para obras de infraestructura".

[7] Nota Metodológica: el aumento consignado incluye el componente de la tarifa de distribución y el "cargo para obras de infraestructura".

JULIANA REGGI
APODERADA



4.2.3. Subzona Buenos Aires Sur

Comprende el Partido de Patagones, en la Provincia de Buenos Aires, los Departamentos Pichi Mahuida, Conesa, San Antonio, Valcheta y Adolfo Alsina, en la Provincia de Río Negro, y los Departamentos de Biedma, Telsen, Gaiman, Rawson, Mártires y Florentino Ameghino, en la Provincia de Chubut.

Se detallan los umbrales de consumo definidos en la Resolución ENARGAS 409/2008, para cada subcategoría de usuario residencial:

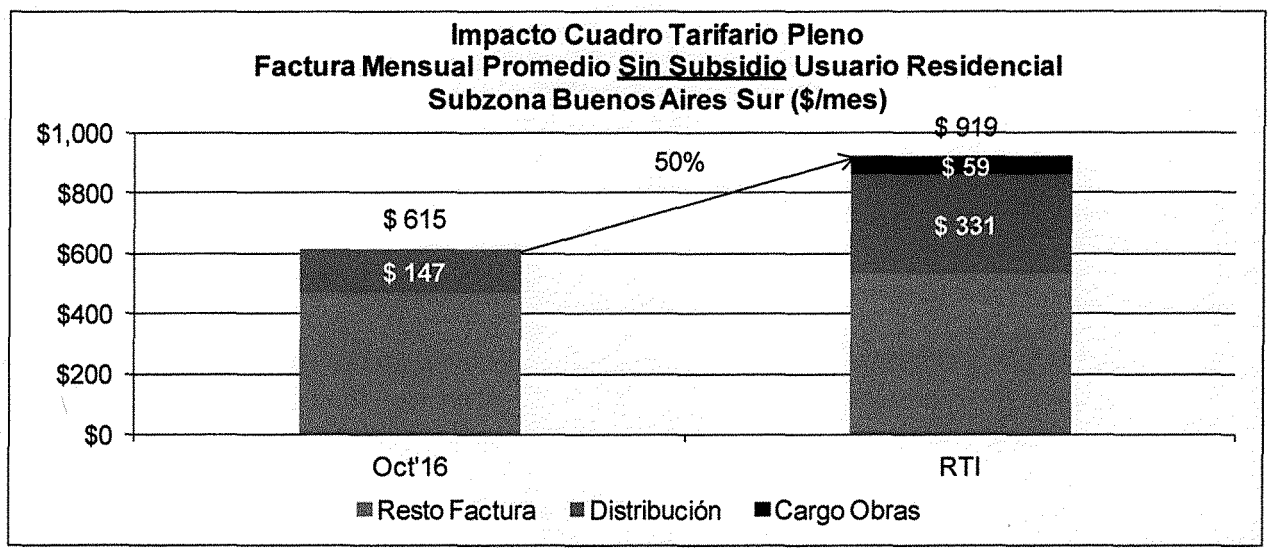
Subcategoría Residencial	Desde (m³/año)	Hasta (m³/año)
R1	1	1,700
R21	1,701	2,000
R22	2,001	2,300
R23	2,301	2,700
R31	2,701	3,400
R32	3,401	4,100
R33	4,101	4,900
R34	4,901	

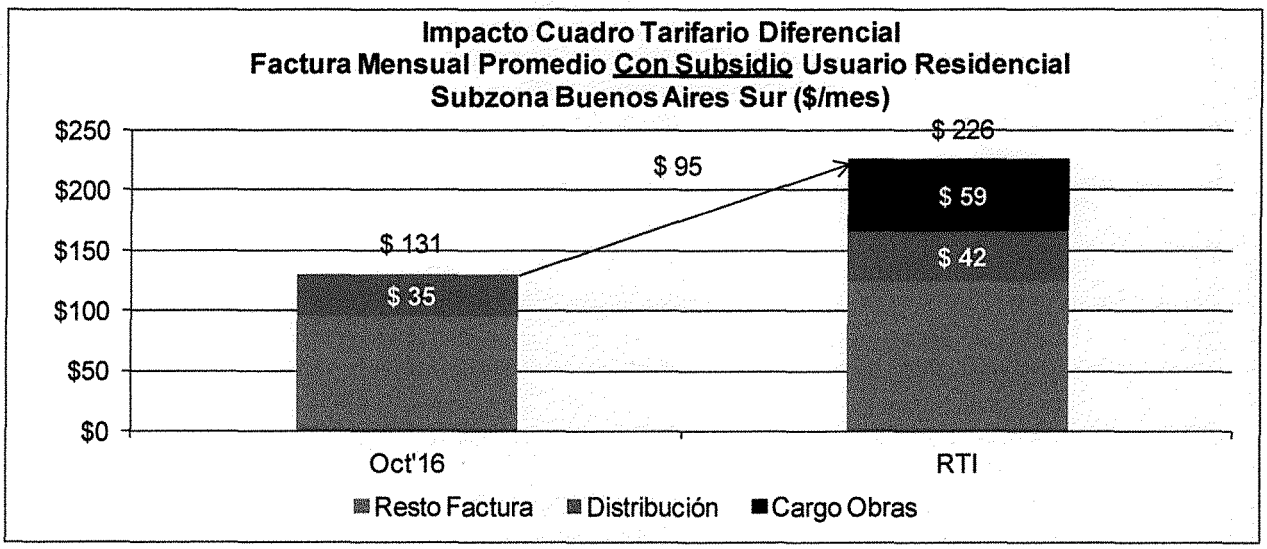
La media de consumo anual de un usuario residencial promedio en esta subzona tarifaria es de 3.206m³. Para una PyME dicho volumen de consumo medio es de 26.429 m³/año.

A continuación, se expone el monto correspondiente al componente de distribución de la tarifa en la factura mensual promedio, comparándose con el mes de octubre 2016 *vis a vis* la propuesta formulada en el presente proceso de Revisión Tarifaria Integral:

JULIANA REGGI
APODERADA

a) usuario residencial de consumo medio[8]:



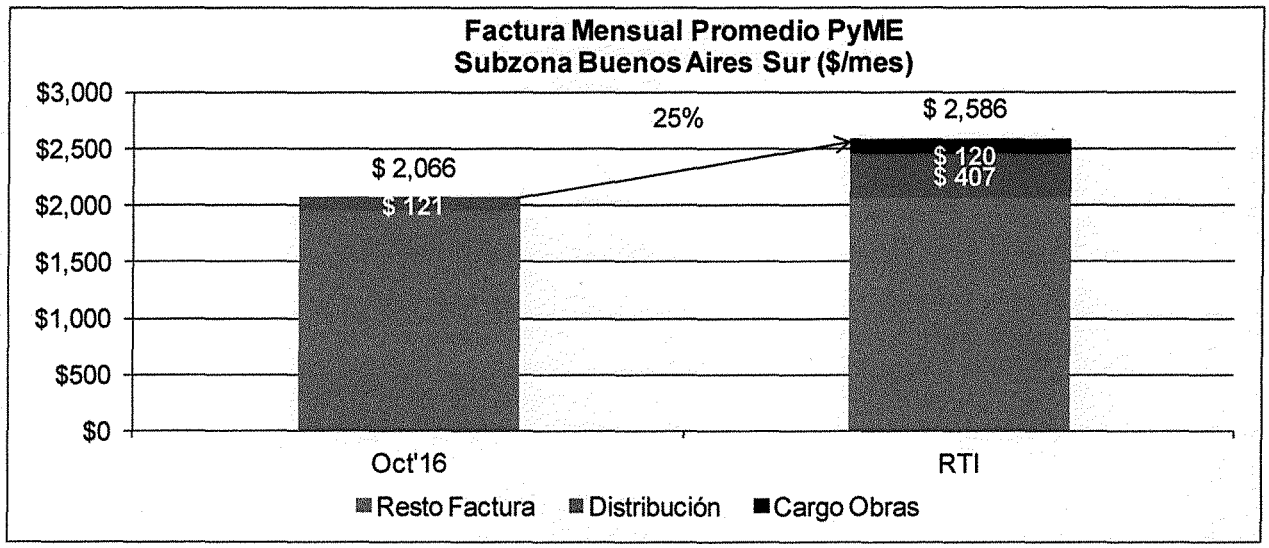


b) PyME de consumo medio[9]:

[8] Nota Metodológica: el aumento consignado incluye el componente de la tarifa de distribución y el "cargo para obras de infraestructura".

[9] Nota Metodológica: el aumento consignado incluye el componente de la tarifa de distribución y el "cargo para obras de infraestructura".

JULIANA REGGI
APODERADA



4.2.4. Subzona Chubut Sur

Comprende los Departamentos de Escalante y Sarmiento, en la Provincia de Chubut, y los Departamentos Deseado, Lago Buenos Aires, Magallanes y Río Chico, en la Provincia de Santa Cruz.

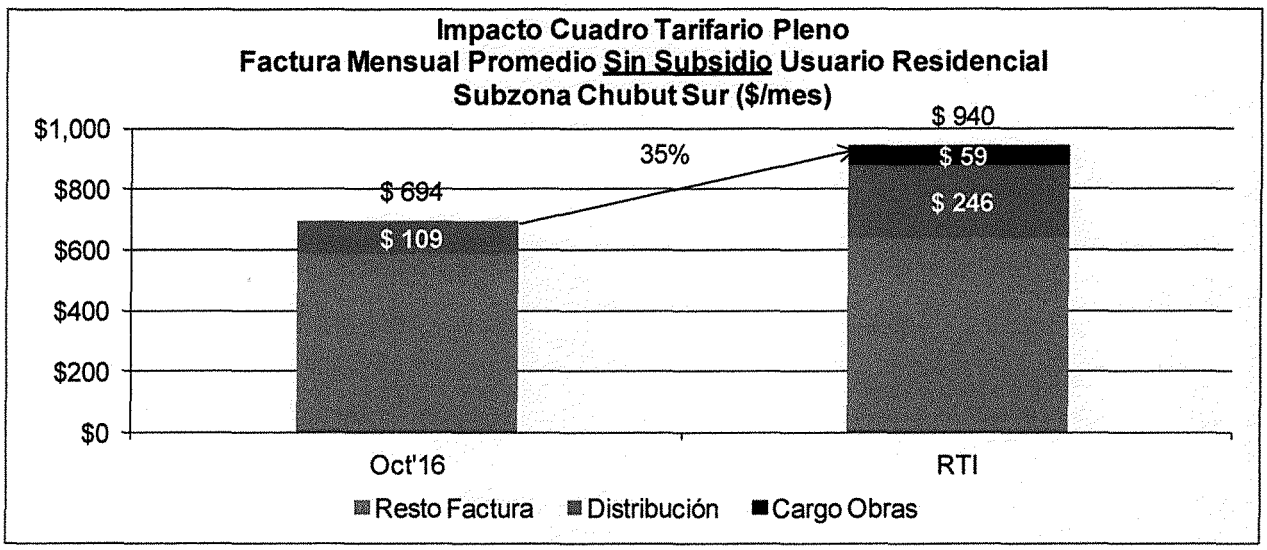
Se detallan los umbrales de consumo definidos en la Resolución ENARGAS 409/2008, para cada subcategoría de usuario residencial:

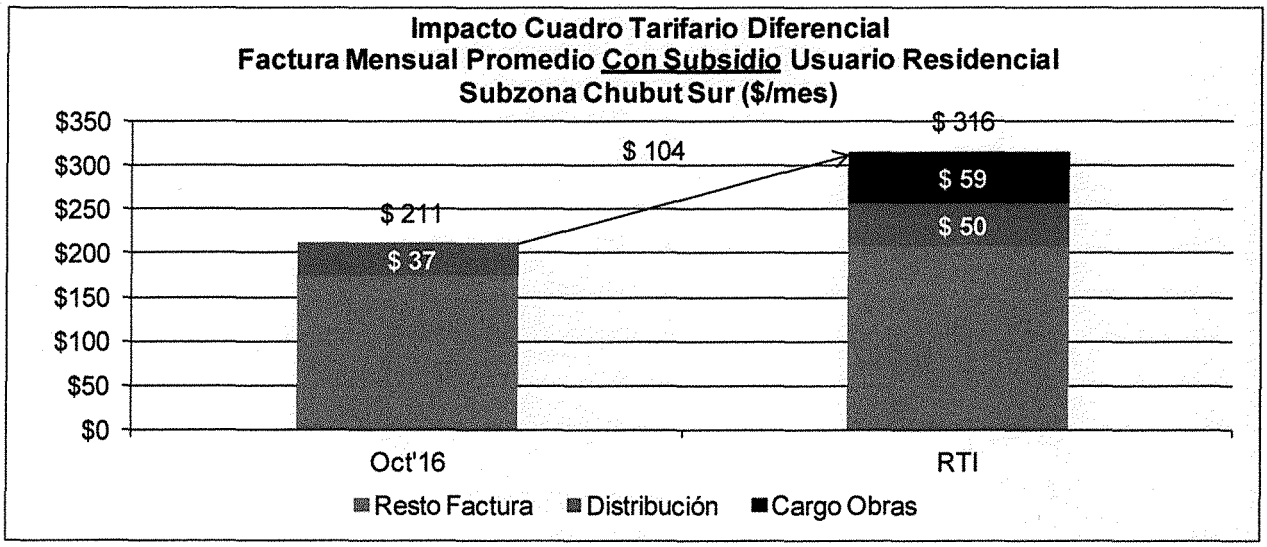
Subcategoría Residencial	Desde (m³/año)	Hasta (m³/año)
R1	1	2,200
R21	2,201	2,650
R22	2,651	3,200
R23	3,201	3,800
R31	3,801	4,750
R32	4,751	5,700
R33	5,701	6,850
R34	6,851	

La media de consumo anual de un usuario residencial promedio en esta subzona tarifaria es de 4.471m³. Para una PyME dicho volumen de consumo medio es de 27.695 m³/año.

A continuación, se expone el monto correspondiente al componente de distribución de la tarifa en la factura mensual promedio, comparándose con el mes de octubre 2016 *vis a vis* la propuesta formulada en el presente proceso de Revisión Tarifaria Integral:

a) usuario residencial de consumo medio[10]:



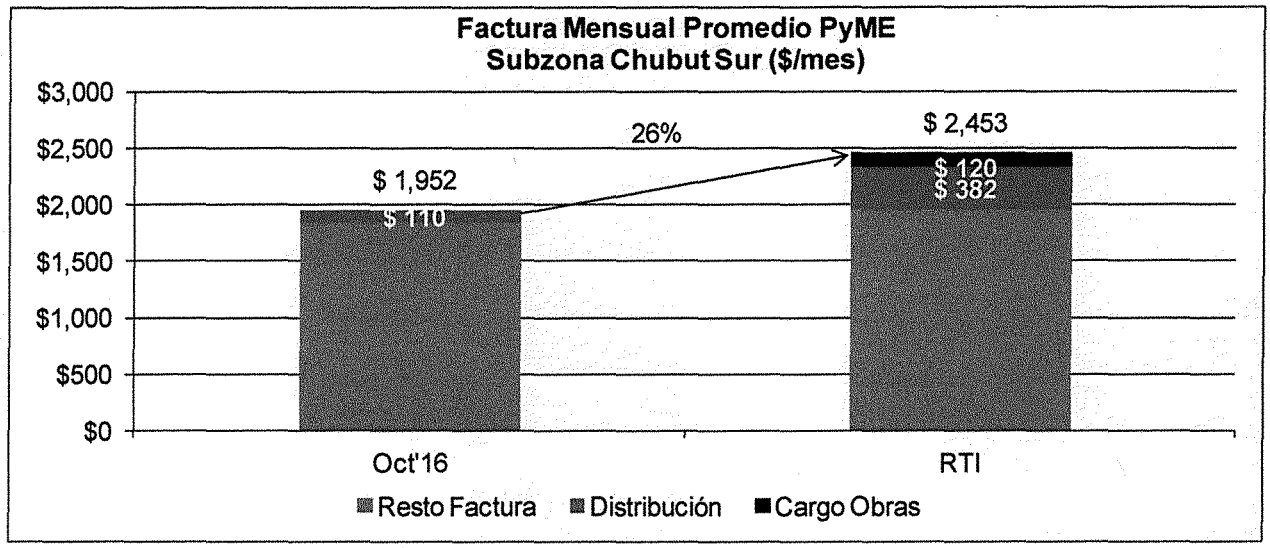


b) PyME de consumo medio[11]:

[10] Nota Metodológica: el aumento consignado incluye el componente de la tarifa de distribución y el "cargo para obras de infraestructura".

[11] Nota Metodológica: el aumento consignado incluye el componente de la tarifa de distribución y el "cargo para obras de infraestructura".

JULIANA REGGI
APODERADA



4.2.5. Subzona Santa Cruz Sur

Comprende los Departamentos de Corpen Aike, Güer Aike y Lago Argentino, en la Provincia se Santa Cruz.

Se detallan los umbrales de consumo definidos en la Resolución ENARGAS 409/2008, para cada subcategoría de usuario residencial:

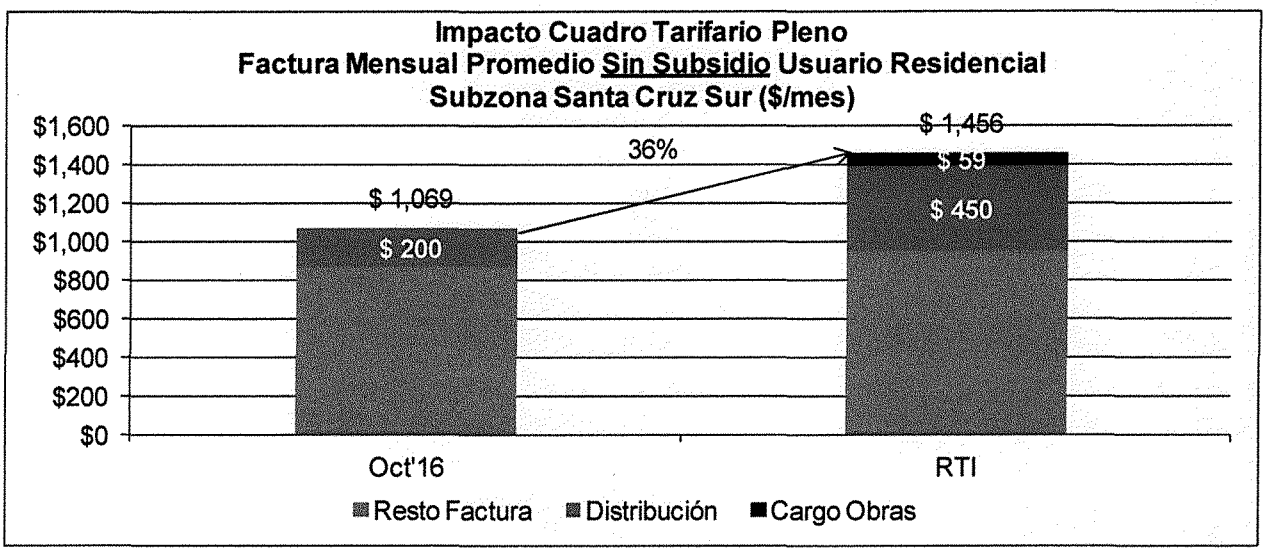
Subcategoría Residencial	Desde (m³/año)	Hasta (m³/año)
R1	1	4,300
R21	4,301	5,000
R22	5,001	5,900
R23	5,901	6,900
R31	6,901	8,650
R32	8,651	10,400
R33	10,401	12,450
R34	12,451	

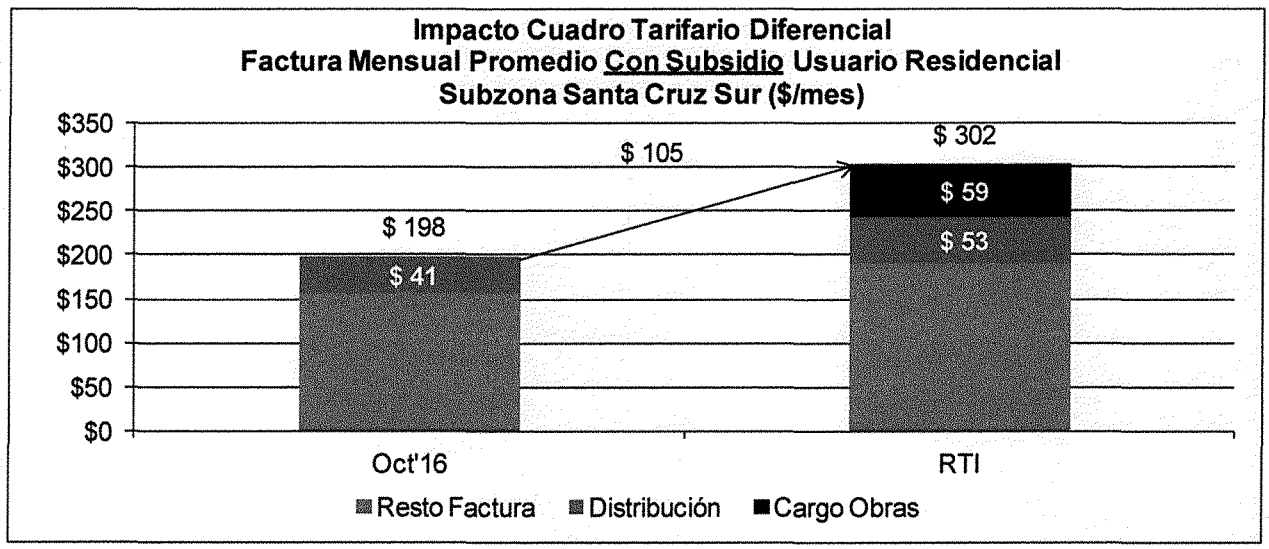
La media de consumo anual de un usuario residencial promedio en esta subzona tarifaria es de 7.680m³. Para una PyME dicho volumen de consumo medio es de 29.369 m³/año.

A continuación, se expone el monto correspondiente al componente de distribución de la tarifa en la factura mensual promedio, comparándose con el mes de octubre 2016 *vis a vis* la propuesta formulada en el presente proceso de Revisión Tarifaria Integral:

a) usuario residencial de consumo medio[12]:

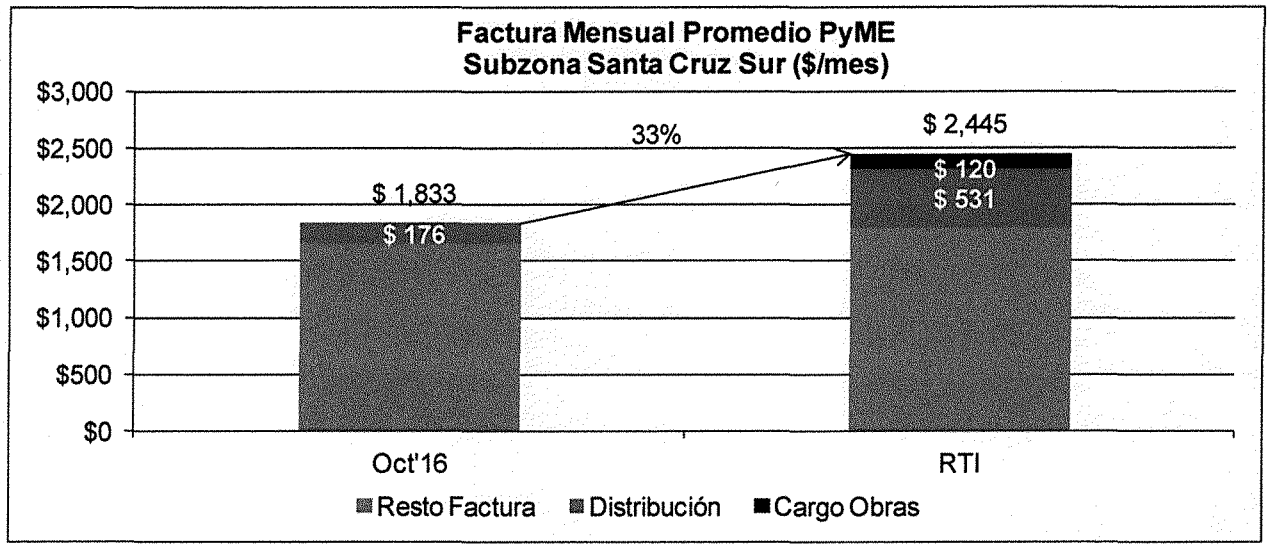
[12] Nota Metodológica: el aumento consignado incluye el componente de la tarifa de distribución y el "cargo para obras de infraestructura".





b) PyME de consumo medio[13]:

[13] Nota Metodológica: el aumento consignado incluye el componente de la tarifa de distribución y el "cargo para obras de infraestructura".



4.2.6. Subzona Tierra del Fuego

Comprende la Provincia homónima.

Se detallan los umbrales de consumo definidos en la Resolución ENARGAS 409/2008, para cada subcategoría de usuario residencial:

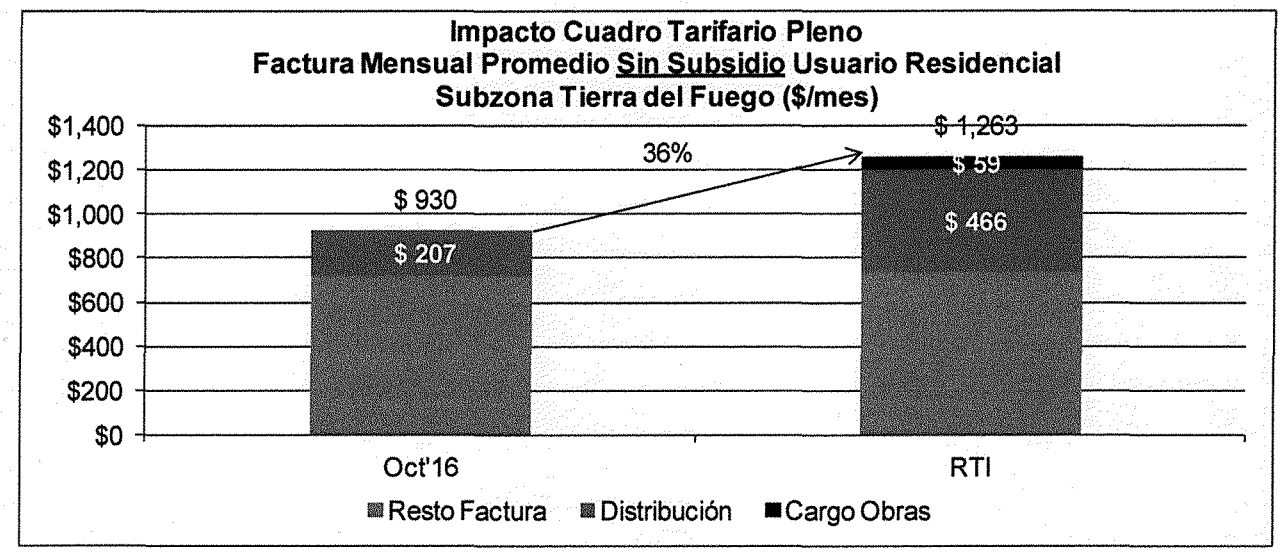
Subcategoría Residencial	Desde (m³/año)	Hasta (m³/año)
R1	1	4,700
R21	4,701	5,650
R22	5,651	6,750
R23	6,751	8,100
R31	8,101	10,150
R32	10,151	12,200
R33	12,201	14,600
R34	14,601	

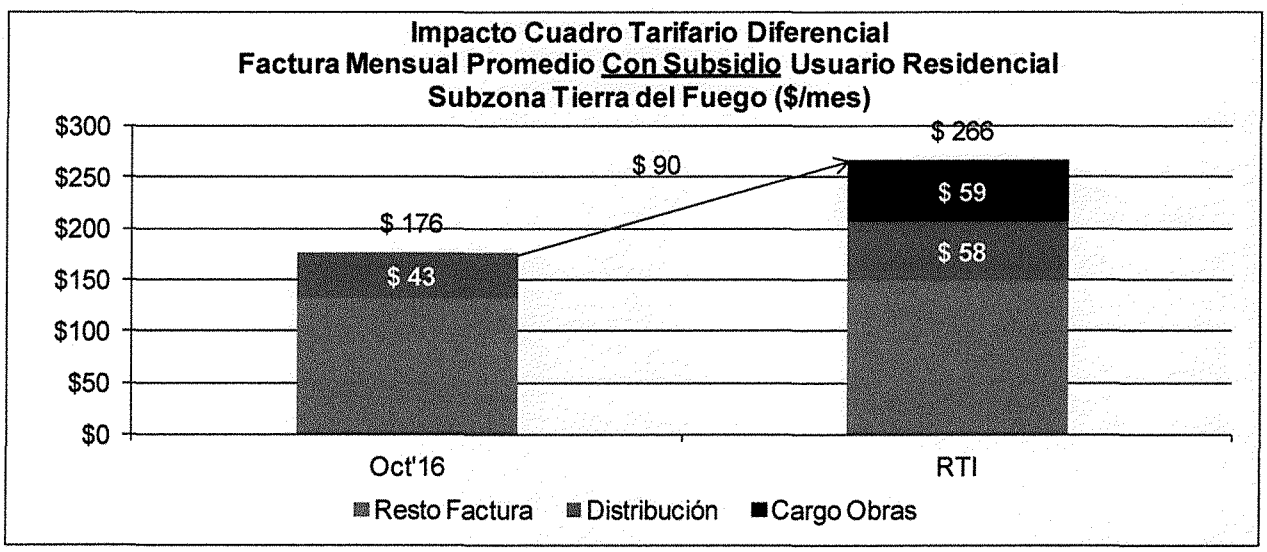
La media de consumo anual de un usuario residencial promedio en esta subzona tarifaria es de 8.496m³. Para una PyME dicho volumen de consumo medio es de 30.635 m³/año.

A continuación, se expone el monto correspondiente al componente de distribución de la tarifa en la factura mensual promedio, comparándose con el mes de octubre 2016 *vis a vis* la propuesta formulada en el presente proceso de Revisión Tarifaria Integral:

a) usuario residencial de consumo medio[14]:

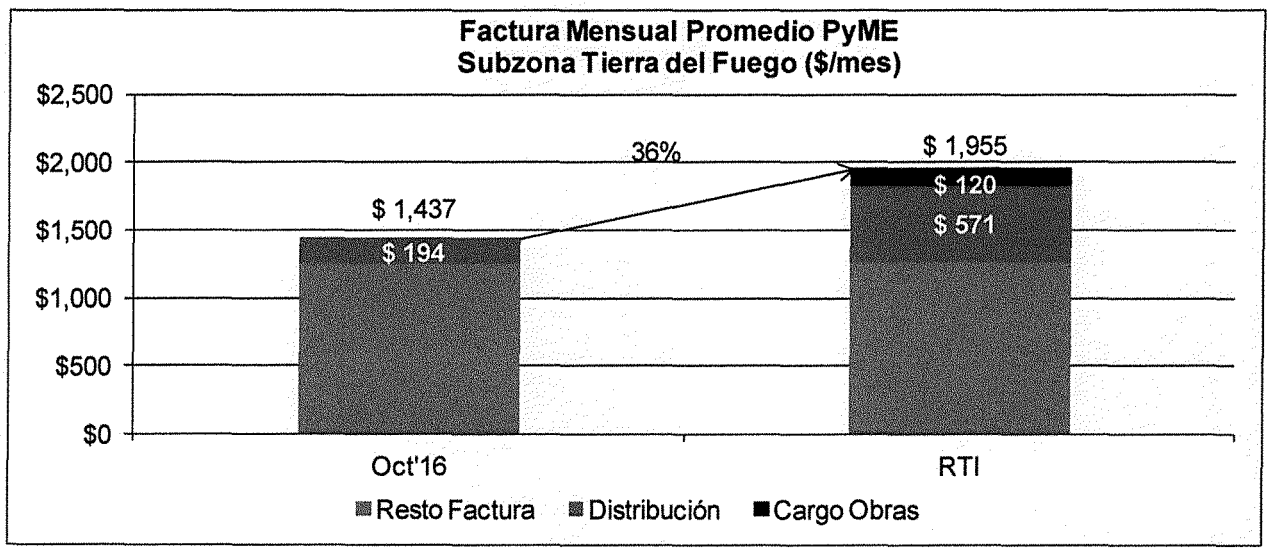
[14] Nota Metodológica: el aumento consignado incluye el componente de la tarifa de distribución y el "cargo para obras de infraestructura".





b) PyME de consumo medio[15]:

[15] Nota Metodológica: el aumento consignado incluye el componente de la tarifa de distribución y el "cargo para obras de infraestructura".


Factura Mensual Promedio PyME
Subzona Tierra del Fuego ($/mes)
$2,500
$2,000
$1,500
$1,000
$500
$0
$ 1,437
$ 194
36%
$ 1,955
$ 120
$ 571
Oct'16
RTI
Resto Factura
Distribución
Cargo Obras

5. Aspectos Particulares del Proceso de Revisión Tarifaria

Respecto de las condiciones evaluadas se destaca que, a los fines de elaborar un modelo tarifario acorde a los requerimientos de la presente Revisión Tarifaria, se evaluaron las cuantificaciones de la Base estimadas en oportunidad del trabajo elaborado y encomendado por Camuzzi Gas Sur en la "Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público", según la Cláusula quinta del Acta Acuerdo.

Así pues, se evaluó como principio fundamental la necesidad de realizar un Plan de Inversiones que permita formular una adecuada prestación del Servicio Público compatible con una base tarifaria acorde a tal propósito.

Bajo este criterio se ensayaron dos opciones posibles de modelización y de contorno, a saber: a) valuar el resultado tarifario y económico -financiero considerando un valor de los activos históricos (depreciados) actualizado por índices que reflejen la evolución de los costos y precios de la economía, y b) valuar dichas variables considerando el valor técnico residual de los activos (depreciados). En este sentido, se ha convalidado que en la primera de las condiciones no se posibilita el efectuar y financiar un "Plan de Inversiones" necesario para la provisión de los nuevos clientes, y a su vez cumplimentar con lo establecido en los Artículos 38 y 39 del Marco Regulatorio. Todo ello con el objeto de adecuar el abastecimiento del Servicio Público bajo los estándares que Camuzzi se ha propuesto.

De manera que se optó por elegir una opción que asimilara el financiamiento del mencionado "Plan de Inversiones" y que a su vez sea compatible con las condiciones de contorno (económico financieras), hecho que se ha cumplimentado al alcanzar un valor intermedio entre lo postulado en a) y b). Es decir, sobre el escenario esbozado en a) se ha calculado un delta sobre la base tarifaria, necesario para cumplir los objetivos consignados. De esta manera, metodológicamente se hallaron aquellas tarifas que, a la demanda y costos vigentes, permitieran efectuar las inversiones valuadas en Pesos Argentinos $ 3.951 millones (que incluyen a la totalidad de las obras, otras inversiones y bonificaciones por redes transferidas).

Cabe mencionar que, Camuzzi considera oportuno reflejar que este valor de delta de base tarifaria, no será incorporado al concepto de requerimiento de remuneración de activos, en tanto se lo considera un "cargo para desarrollo de infraestructura "que se adicionará a las tarifas bajo condiciones específicas, teniendo en cuenta las particularidades del actual proceso de revisión tarifaria.

Por su parte, a pesar de no haberse planteado en la modelización la inclusión de los activos cedidos por terceros, se deja constancia del ejercicio del derecho que posibilitaría a Camuzzi solicitar oportunamente tal requerimiento. Ello pues, dada la magnitud que presentan, generan intrínsecamente un riesgo para Camuzzi, no sólo en la operación, sino en las condiciones de mantenimiento y seguridad del sistema, de forma que se podría prever una prima de remuneración por tales conceptos o, en otros términos, "un delta de remuneración por operar y mantenerlos".

JULIANA BEGGI
APODERADA

Respecto del criterio de amortizaciones se ha respetado lo consignado regulatoriamente por el ENARGAS.

Por su parte, se explicita que no se han propuesto obras a contemplarse bajo la modalidad del Factor K en las tarifas de Camuzzi.

Complementariamente se destaca que se ha analizado una metodología de ajuste semestral de las tarifas, de acuerdo a las condiciones regulatorias establecidas en regímenes bajo incentivos "Price Cap". En tal marco, se sugiere efectuar ajustes sistemáticos y semestrales conforme la evolución de los indicadores de la economía de manera de mantener los ingresos de Camuzzi en términos reales y asimismo garantizar la sostenibilidad de las tarifas en el mediano plazo. Se adjunta el desarrollo en el **APARTADO 6,** considerando los siguientes aspectos:

- ✓ Base de Activos;
- ✓ Plan de Inversiones;
- ✓ Tasa de Costo de Capital;
- ✓ Costos Operativos;
- ✓ Demanda; y
- ✓ Mecanismo de Ajuste Tarifario Semestral.

Se han considerado todos los elementos que en adición hacen a la metodología de la revisión tarifaria, asimilando detalles que se expondrán a continuación. La puntualización de cada uno se explicita en el **APARTADO 7.**

Para finalizar, se advierte que el detalle de los resultados principales (ingreso requerido, tarifas medias, tarifas por categoría, evolución de la base tarifaria, inversiones y costos operativos) se especifican en el **APARTADO 8** del documento.

JULIANA REGGI
APODERADA

6. Detalles Metodológicos de la Revisión Tarifaria

6.1. Base de Activos

A los fines de avanzar en la evaluación de la "Base de Activos", Camuzzi Gas del Sur ha cumplimentando los requerimientos de información recibidos por parte del ENARGAS, como así también llevado adelante el proceso de "Auditoría Técnica y Económica de los bienes necesarios para la prestación del Servicio Público", en los términos que le ha sido requerido por dicha Autoridad Regulatoria y de acuerdo con lo previsto en el Acta Acuerdo.

La Base Tarifaria constituye uno de los elementos fundamentales para determinar los márgenes de distribución y, probablemente aquél donde más influye es el criterio metodológico adoptado por el regulador. Es importante destacar que lo más relevante es reconocer que la Base Tarifaria representa el valor de los activos eficientes necesarios para la prestación del servicio, y por ende la forma de calcularla es una consecuencia de lo evidenciado primeramente.

En este marco, se considera pertinente considerar que los métodos de valuación de la Base de Activos debieran contemplar un objetivo rector que de sustento a la sostenibilidad y expansión del Servicio Público de Distribución. Así pues, en el actual contexto se verifica la necesidad de adoptar una metodología o un conjunto de premisas para la valuación de la Base de Capital, de manera que se cumpla, a través de su aplicación, con el principio básico de alentar las inversiones establecido en el Acta Acuerdo y en la Ley 24.076.

En este sentido, el Marco Regulatorio prevé dentro de su política general de regulación del transporte y distribución de gas natural, en el Art. 2 b) de la Ley 24.076, la de "promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar las inversiones para asegurar el suministro a largo plazo".

De este modo, se considera prioritario hacer hincapié en que la determinación de la valuación de los activos de Camuzzi Gas Pampeana, resulta primordial a los fines de establecer las condiciones marco que le den sostenibilidad y vigor al proceso de inversiones que se emanará de la próxima Revisión Tarifaria Integral.

Por consiguiente, e independientemente de los criterios asumidos por el Organismo Regulador, se considera indispensable compensar mediante el reconocimiento de la "Base de Activos", la realización de obras, que, de no ser por el retraso tarifario, esta Licenciataria seguramente hubiera realizado y que considera imperioso sean incorporadas en el presente proceso de cálculo tarifario.

Sucintamente se explicita que la valuación contable resulta muy afectada por la evolución del tiempo y asimismo las dificultades que en términos de expansiones se han verificado en los últimos años, debilitando la representatividad que adquiere un análisis meramente contable con más una adición incremental por índices. Ello demuestra la disrupción no sólo macroeconómica, sino la evidenciada en el

JULIANA PEGGI
APODERADA

sector energético cuyo reflejo es el deterioro económico financiero de las empresas de distribución de gas natural. Situación que debería ser contemplada a los fines de permitir las inversiones y los alcances propuestos en el presente proceso de análisis tarifario.

Ello así, se destaca que el valor contable residual actualizado por índices, de los activos pertenecientes a Camuzzi Gas del Sur en función de una ponderación algebraica (estilizada metodológicamente mediante nota 3563/16 del ENARGAS) alcanza el valor en Pesos Argentinos de $ 4.564.681.428, mientras su valoración residual técnico la supera ampliamente, con una cuantificación que asciende a los Pesos Argentinos $ 15.429.873.827.

A tales fines, se adjunta un detalle metodológico que explicita las formas alternativas de valuación y su relevancia en el actual contexto económico, **ANEXO 6.1.**

JULIANA REGGI
APODERADA

6.2. Plan de Inversiones 2017 - 2021

El programa formal elaborado y remitido al ENARGAS, a los fines de su evaluación en la RTI, contempla la realización de las obras necesarias para atender el crecimiento de la demanda de sus usuarios hasta el año 2021. Sus valores ascienden a la cifra estimativa del orden de Pesos Argentinos, $ 3.711 millones. Si a ello se le adicionan las bonificaciones por redes transferidas, estimadas en Pesos Argentinos $240 millones, se alcanza un total de inversiones para el quinquenio de Pesos Argentinos $ 3.951 millones.

Dichas inversiones fueron diseñadas de forma tal de asegurar el servicio de distribución de gas natural a los nuevos usuarios y a los existentes en el área de licencia de Camuzzi.

Las obras programadas incluyen: a) la renovación de redes de distribución y gasoductos, b) la realización de las obras necesarias para mantener las cañerías de acero con niveles de protección catódica adecuados, c) la instalación de válvulas de bloqueo de línea adicionales a las existentes en aquellos casos donde, por cuestiones operativas o normativas, se considera necesaria su inclusión, d) la construcción de nuevos puentes de medición y la adecuación o reemplazo de partes de puentes existentes y equipos auxiliares, e) la instalación de odorizadores y de infraestructura vinculada, f) la instalación de equipos de telemedición de variables operativas, con el fin de aumentar la confiabilidad del sistema, y f) la realización de aquellas obras necesarias para asegurar la confiabilidad de las plantas reguladoras de presión.

Asimismo, se incluyen otras inversiones necesarias para operar eficientemente y mantener los niveles de seguridad y confiabilidad del sistema de distribución:

- Renovación de la Flota Operativa de Vehículos
- Maquinarias, Herramientas e Instrumentos
- Medidores de Gas y Unidades Correctoras
- Equipamiento de Oficinas, Depósitos y Talleres
- Mejoras edilicias en los inmuebles de la Distribuidora
- Informática y Sistemas

A tales fines se adjunta el detalle de las obras y la metodología empleada en su proyección y determinación para el quinquenio en el **ANEXO 6.2.**

JULIANA REGGI
APODERADA

6.3. Tasa de Costo de Capital

El objetivo de la cuantificación del costo del capital en los procesos de revisión de tarifas es asegurar que las inversiones sean remuneradas de forma razonable y adecuadamente. En las industrias reguladas la determinación del coste promedio del capital, o WACC (del inglés Weighted Average Cost of Capital), adquiere mayor relevancia y por ende su cuantificación e interacción con las expectativas que a futuro se proyecten no sólo en el sector de la industria del gas, sino también en cuanto a la evolución de las variables financieras que resultan determinantes.

La tasa de costo de capital fue estimada a partir de la metodología descripta en las diversas normativas y especificaciones definidas por el ENARGAS. En tal entender, se ha elaborado su cálculo en base al modelo estándar CAPM (del inglés Capital Asset Pricing Model) y se han considerado detalles que proponen las condiciones del mercado argentino particularmente para la industria del gas, regulada por "Price Cap".

Cabe mencionar que, de acuerdo al estudio contratado al IAE por ADIGAS, en oportunidad de la RTI, el valor estilizado y proyectado del costo promedio ponderado del capital en dólares constantes después de impuestos y a valores constantes para las empresas distribuidoras de gas en Argentina, estaría dentro del rango del 12,47% y el 13,52%, dependiendo de la estructura de partcipación del capital para cada año.

Como se explicitara, se adjunta el detalle estadístico y su correspondiente explicación en el **ANEXO 4.b** "INFORME IAE", que da sustento a la actual propuesta.

Con fecha 15 de noviembre la distribuidora ha recibido del ENARGAS "el informe de Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital elaborado por Delta Finanzas S.A.". Dicho informe determina una tasa de costo de capital después de impuestos del orden del 9,33% para empresas distribuidoras de gas en Argentina. Se adjunta en el **ANEXO 6.3.a** el Informe recibido oportunamente del ENARGAS.

En tal sentido, se hace presente que Camuzzi Gas del Sur no refrenda los parámetros y estimaciones en que se basó DELTA FINANZAS, ni en consecuencia la tasa así determinada. Ello pues, no representa con precisión el coste de capital de las distribuidoras de gas natural en la Argentina. Se adjunta en el **ANEXO 6.3.b** el análisis que sobre el informe de Delta Finanzas ha efectuado IAE.

En este marco, se comparte el enfoque de utilizar el Costo Promedio de Capital (WACC) planteado por Delta Finanzas, ya que es el sistema que emplean otros reguladores y asimismo porque es el que remunera tanto al coste de capital de los accionistas como el de terceros. Se desarrolla su fórmula, a saber:

$$WACC = kd \times (1 - t) \times \frac{D}{D + E} + ke \times \frac{E}{D + E}$$

No obstante, tal como se expuso en párrafos previos, se difiere de la estimación propuesta por ENARGAS en tanto se han utilizado otras cuantificaciones en ciertas variables para determinar la tasa WACC.

JULIANA REGGI
APODERADA

Respecto de la moneda de valuación a emplear, se considera correcto tomar la estimación en Pesos Argentinos.

Teniendo en cuenta las variables que forman el Costo de Capital para las distribuidoras de gas, exponemos brevemente las tasas que proponemos para descontar la Base de Capital de Camuzzi Gas del Sur:

- Año 2017: 13,52%,
- Año 2018: 13,26%,
- Año 2019: 13%,
- Año 2020: 12,74%, y
- Año 2021: 12,47%

JULIANA REGGI
APODERADA

6.4. Costos Operativos

La elaboración de los costos operativos proyectados para el quinquenio se ha efectuado siguiendo el correspondiente patrón de apertura: a) remuneraciones, b) honorarios, c) materiales, d) servicios y suministros, e) gastos de correo y telecomunicaciones, f) arrendamientos, g) transportes y fletes, h) servidumbres, i) materiales de oficina, j) viajes y seguros, k) mantenimiento y reparaciones, l) impuestos y tasas, m) publicidad, n) gastos y comisiones bancarias y finalmente o) gastos generales.

Cabe mencionar que los gastos proyectados alcanzan en 2017 a la cifra de Pesos Argentinos $ 1.011,2 millones, escalándose hasta ascender a los Pesos Argentinos $ 1.265,2 millones en el año 2021.

Se explicita que dichos costos están expresados en moneda constante a valores de octubre 2016, por lo cual no se consideran los incrementos que pudieran tener éstos, como consecuencia del aumento en el índice general de precios durante el quinquenio 2017 a 2021.

Cabe considerar que no se proyectaron las amortizaciones de bienes de uso e intangibles, entendiendo que el monto de las mismas dependerá del criterio de valuación que finalmente se adopte para determinar la Base de Capital Regulatoria.

Se adjunta en el **ANEXO 6.4** el detalle de proyección de los gastos de Camuzzi Gas Sur y la metodología específica aplicada a cada rubro con un detalle exhaustivo que profundiza cada uno.

JULIANA REGGI
APODERADA

6.5. Demanda

La estimación de usuarios se elaboró considerando el detalle del año 2015 y la tendencia de 2016, conforme la proyección del número de usuarios residenciales y comerciales. En tal sentido, se consideró como criterio la saturación de redes y el crecimiento histórico en cada una de las localidades. Asimismo, se tuvo bajo consideración el plan de obras de inversiones previstas en los sistemas de alimentación.

Teniendo en cuenta lo anterior para el período 2017-2021 se está previendo la incorporación de **149.000** nuevos clientes Residenciales y SGP (Comerciales).

La evolución de la demanda se ha estilizado considerando grandes colectivos: a) los usuarios que demandan servicio completo del segmento residencial y comercial o Pymes (SGP), b) el GNC, y c) los grandes consumos con la apertura específica de las centrales térmicas y las grandes industrias.

A los fines de evaluar el comportamiento de residenciales y comercios se han tomado los datos históricos, proyectando a futuro una línea tendencial. En el caso del GNC se estilizó la evolución evidenciada en el corto plazo, luego del incremento tarifario aplicado en abril de 2016.

Cabe mencionar que, en el caso de la demanda residencial se estilizó la incidencia de la elasticidad precio en el consumo proyectado. En tal sentido, como ya se explicitara se adjunta el detalle estimativo en el **ANEXO 4.d**.

En este marco, los próximos aumentos progresivos estipulados por el Ministerio de Energía, en abril y octubre de cada año, incidirán indefectiblemente en el valor absoluto de las variables de la demanda. Asimismo, particularmente, en el caso de la distribuidora Camuzzi se considera que existe un amplio margen para racionalizar el consumo de gas en cada hogar, propiciándose un uso eficiente en el consumo en el próximo quinquenio.

Finalmente, en el caso de los grandes consumos se elaboró un análisis detallado por segmento de consumo, teniendo en consideración la evolución probable de las principales variables macroeconómicas (PBI, EMI, Indicadores de evolución sectorial) y todos aquellos detalles explicativos que resulten significativos.

Para mayor abundancia, se adjunta el detalle de cálculo de la demanda de los usuarios en el **ANEXO 6.5.a y ANEXO 6.5.b.**

6.6. Mecanismo de Ajuste Semestral

El margen de distribución es lo que permite a la distribuidora hacer frente a los costos que necesita erogar para garantizar la prestación del Servicio Público encomendado, incluyendo las inversiones, la remuneración del capital y el pago de impuestos. Este margen se encuentra regulado y, por ende, no es de libre adecuación y aplicación, por lo tanto, es necesario ajustarlo periódicamente en aras de mantener su valor en términos reales, máxime considerando contextos de inflación.

La propuesta elaborada consiste en la adecuación del régimen establecido por la Ley N° 24.076, sus complementarias y accesorias, y se enmarca en las previsiones establecidas en el ACTA ACUERDO firmada por esta Licenciataria con el Estado Nacional.

En este sentido se propone la introducción de un mecanismo que contemple la utilización de índices locales que permite ajustar semestralmente la tarifa de distribución, en función de la variación que hayan tenido dichos índices y su incidencia en los gastos operativos (OPEX) y en las Inversiones (CAPEX) de la distribuidora.

En esta línea conceptual, la propuesta es crear la figura de un "Coeficiente de Sustentabilidad Tarifaria (CST)" que refleje la adecuación necesaria del margen de distribución, requerida para mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación del servicio tal como lo prevén los compromisos asumidos por el ESTADO NACIONAL en el ACTA ACUERDO.

Para calcular el CST, se propone una *Ecuación Polinómica* de aplicación semestral y automática que contemple, en principio, la proporción de OPEX y CAPEX dentro de las erogaciones corrientes de la licenciataria y a su vez se consideren tres índices locales que reflejen el aumento general de precios que sufrieran tanto los gastos operativos como las inversiones.

Considerando los OPEX y CAPEX proyectados para el quinquenio 2017-2021 se propone asignar la siguiente proporción en las erogaciones de la Licenciataria:

OPEX (Gastos de Operación, Comercialización y Administración)	**65%**
CAPEX (Inversiones)	**35%**

Asimismo, se considerarán los incrementos en los precios de dichas erogaciones, que podrían medirse objetivamente en función de tres índices locales:

JULIANA REGGI
APODERADA

- ✓ Salarios Básicos Industria de la Construcción (ISBIC)
- ✓ Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM)
- ✓ Tipo de Cambio del dólar americano (Tipo Vendedor BNA)

En función a un análisis efectuado por esta Distribuidora sobre el impacto de dichos índices en cada uno de los rubros que componen los gastos e inversiones, se propone el siguiente porcentaje de incidencia, a saber:

INDICE	GASTOS	INVERSIONES	PONDERADO
Salarios Básicos Industria de la Construcción **(ISBIC)**	72%	75%	73%
Indice de Precios Internos al por Mayor **(IPIM)**	21%	6%	16%
Tipo de Cambio U$S **(Tipo de Cambio Vendedor BNA)**	7%	19%	11%

Por lo tanto, la Ecuación Polinómica propuesta para recomponer la tarifa de la Distribuidora, producto de los eventuales incrementos en los precios de materiales y servicios que debe adquirir en su operatoria habitual, es la que sigue a continuación:

$$CST = \frac{(ISBIC_{(m-1)} * 0,73 + IPIM_{(m-1)} * 0,16 + TC\,USD_{(m-1)} * 0,11)}{(ISBIC_{(x)} * 0,73 + IPIM_{(x)} * 0,16 + TC\,USD_{(x)} * 0,11)}$$

En donde:

CST: es el Coeficiente de Sustentabilidad Tarifaria a aplicar

% OPEX: es la proporción de los Gastos en las erogaciones proyectadas de la Distribuidora (60%)

% CAPEX: es la proporción de las Inversiones en las erogaciones proyectadas de la Distribuidora (40%)

ISBIC: Índice de Salarios Básicos Industria de la Construcción

IPIM: Índice de Precios Internos al por Mayor

TC USD: Dólar Tipo de Cambio Vendedor BNA

m: es el mes en curso

JULIANA REGGI

x: es el mes que se corresponde con la última redeterminación de tarifas por CST o el correspondiente a la fecha prevista para el inicio de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios emanados de la RTI.

Luego, para redeterminar la tarifa de distribución actualizada, se aplicará la siguiente ecuación:

$$T_1 = T_0 * (1 + CST)$$

En donde:

T0 = tarifa anterior

T1 = tarifa actualizada

CST = Coeficiente de Sustentabilidad Tarifaria (desde la última actualización aplicada)

En este marco, la Distribuidora propone presentar al ENARGAS los cuadros tarifarios ajustados por la variación del CST para su aprobación, juntamente con la memoria de cálculo correspondiente. Dichos cuadros tarifarios se harán efectivos, si no mediare observación de la Autoridad Regulatoria, dentro de los 15 días corridos una vez efectuada su presentación, siendo los mismos retroactivos al primer día de cada semestre.

JULIANA REGGI
APODERADA

7. ANEXO METODOLÓGICO INFORME

En este Apartado se adjuntan todos y cada uno de los ANEXOS mencionados en el presente informe:

- ✓ ANEXO 1
- ✓ ANEXO 2
- ✓ ANEXO 3
- ✓ ANEXO 4
- ✓ ANEXO 5
- ✓ ANEXO 6

JULIANA REGGI
APODERADA

Apartado 7
Anexos

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 1

A continuación, se adjunta la documentación que acredita el **"La Audiencia Pública" de Camuzzi Gas Sur en la Actualidad".**

JULIANA REGGI
APODERADA

Anexo

1

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

16 SEP 13 17:07

P/JJM n° 0111

Buenos Aires, 13 de Septiembre de 2016.

Señores
Ente Nacional Regulador del Gas
S / D

Ref.: Amplía informe de la exposición a realizar en la Audiencia Pública a celebrarse el 16 de Septiembre de 2016. Informa orador. Actuación N° 27.879.

De mi consideración:

Juan José Mitjans, en mi carácter de Presidente de Camuzzi Gas Pampeana S.A, en representación de la misma, manteniendo el domicilio en Avda. Alicia Moreau de Justo 240, 3 er. Piso de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, me dirijo a esa Autoridad Regulatoria en el marco de la presentación efectuada el pasado 2 de Septiembre a efectos de participar en la Audiencia Pública N° 83 a celebrarse el 16 de Septiembre de 2016 a las 9:00 horas en la Usina del Arte, sita en Agustín Caffarena 1, de esta ciudad.

Ampliando la presentación efectuada en dicha oportunidad, se acompaña Informe con el detalle de la exposición a realizar.

Asimismo, se informa que la Dra. Juliana Reggi, en su carácter de Gerente de Asuntos Regulatorios, hará uso de la palabra en representación de la empresa.

Sin otro particular, saludo a Ustedes muy atentamente.

1

JUAN JOSÉ MITJANS
PRESIDENTE

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi
Gas Pampeana

AUDIENCIA PÚBLICA Nº: 83

FECHA DE CELEBRACION: 16.09.2016

INFORME DE EXPOSICION

DEC. PEN 1172/2003, Anexo I, Artículo 14.B

RES. ENRG 3158/2005, Anexo I, Artículo 2.B

JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

I.- CONSIDERACIONES PREVIAS

El presente Informe de Exposición se presenta en el marco de la Audiencia Pública convocada por el Ente Nacional Regulador del Gas ("Enargas") mediante las Resoluciones Enargas N° 3953/2016, modificada por Resolución Enargas N° 3957/2016, fijada para el día 16/09/16, a fin de considerar:

a) el traslado a tarifa de los precios de gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte y
b) las tarifas transitorias de transporte y distribución, que estarán vigentes hasta la aprobación definitiva de los cuadros tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria Integral.

El presente informe se realiza en un todo de acuerdo con lo previsto por el Decreto PEN 1172/2003, Anexo I, Art. 14 inc. b) y la Resolución Enargas 3158/2005, Anexo I, Art. 2 inc. b) dando así cumplimiento con las disposiciones allí estipuladas, haciendo expresa reserva de nuestro derecho a ampliar y/o modificar el informe, como así también, acompañar toda otra documentación respaldatoria que estimemos pertinente, dentro del plazo previsto a tal efecto.

II.- INDICE DE LA EXPOSICION

1.- LA DISTRIBUIDORA. SU ÁREA DE LICENCIA. 3

2.- TARIFAS. MARCO REGULATORIO. FALTA DE ACTUALIZACIÓN DE LA TARIFA DE DISTRIBUCIÓN. CRISIS. LEY DE EMERGENCIA..... 4

3.- DIFERENTES COMPONENTES EN LA FACTURA. 9

4.- LOS USUARIOS RESIDENCIALES Y SU CONSUMO MEDIO ANUAL.....17

5.- AUMENTO DE LA TARIFA DE DISTRIBUCIÓN ESTABLECIDO POR LA RESOLUCIÓN ENARGAS N° I/3732 CON ORIGEN EN LA RESOLUCIÓN N° 31 DEL MINEM. 19

6.- NECESIDADES MÍNIMAS DE FONDOS. AÑO 2016 25

7.- PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS 26

8.- TARIFA SOCIAL.....29

9. LAS MEDIDAS JUDICIALES QUE AFECTARON LA APLICACIÓN DE LOS AUMENTOS EN LA TARIFA DE DISTRIBUCIÓN. 30

10. RESTRICCIONES EN LOS SISTEMAS. 31

11. INCREMENTO DE PRECIOS DE LA ECONOMÍA Y COMPARATIVA DE LA TARIFA FINAL RESIDENCIAL CON OTROS SERVICIOS.....32

12.- CONCLUSION.....34

JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

Camuzzi Gas Pampeana

1.- LA DISTRIBUIDORA. SU ÁREA DE LICENCIA.

Camuzzi Gas Pampeana S.A. (en adelante "Camuzzi" o "Distribuidora" o "Licenciaria" o "Sociedad") posee una licencia para distribuir gas natural en la Provincia de La Pampa (70 localidades) y aproximadamente el 85% de la Provincia de Buenos Aires (162 localidades desde la Ciudad de La Plata hacia el Sur. Comprende la mayor parte de la Provincia de Buenos Aires excepto los Partidos incluidos en el área cubierta por las Distribuidoras Metrogas, Gas Natural Fenosa, Litoral Gas y Camuzzi Gas del Sur).

La Sociedad inició sus operaciones de distribución de gas natural el 28 de diciembre de 1992 en el marco de la privatización de Gas del Estado, es decir que hace casi aproximadamente 24 años que viene prestando el servicio en forma regular e ininterrumpida.

Su área de servicio abarca 410.000 km2, lo que representa el 15% del país, con una cantidad de usuarios que asciende a 1.338.778, representativo del alrededor del 16% de todo el país (en términos de volúmenes distribuidos).

La red de Distribución de Camuzzi abarca 27.794 km. de los cuales 6.169 km. corresponden a Gasoductos y Ramales y 21.625 km. a Redes de Distribución.

Se adjunta cuadro comparativo de la evolución, respecto del inicio de la licencia, de la cantidad de localidades y usuarios abastecidos y de la cantidad de metros de redes, ramales y gasoductos de nuestro sistema:

	Año 1993	Año 2016	Crecimiento 1993 / 2016
Redes, Ramales y Gasoductos (Km)	12,957	27,794	**115%**
Localidades Abastecidas (N°)	86	232	**170%**
Usuarios (N°)	629.902	1.338.778	**112%**

JUAN JOSÉ MITJANS
APODERADO

JULIANA BEGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

2.- TARIFAS. MARCO REGULATORIO. FALTA DE ACTUALIZACIÓN DE LA TARIFA DE DISTRIBUCIÓN. CRISIS. LEY DE EMERGENCIA.

Como consecuencia de la crisis que afectó a nuestro país desde fines del año 2001, a partir de enero de 2002 el Gobierno Nacional dictó leyes, decretos y diversas regulaciones que produjeron efectos de importancia en la ecuación económica y financiera de la Sociedad, en su negocio y en el Marco Regulatorio.

El principal fue La Ley de Emergencia Pública N° 25.561 ("LEP") que dispuso:

- la pesificación de las tarifas de servicios públicos a la relación un peso igual un dólar estadounidense ($ 1 = US$ 1).
- la derogación de las cláusulas de ajustes basadas en índices de precios de otros países previstas en la Licencia (mecanismo de ajuste semestral basado en el Producer Price Index ("PPI"). [1]
- la renegociación integral de los contratos de obras y servicios públicos, entre los cuales se encontraba comprendida la Licencia de Camuzzi.

Previo a ello, las tarifas de distribución se calculaban en dólares y estaban expresadas en pesos y sujetas a ajustes periódicos y automáticos, ajustes por índices especiales, entre ellos el PPI, ajustes por modificaciones de las tasas impositivas y una revisión quinquenal de todo el procedimiento de ajuste por parte del Enargas. La primera revisión quinquenal fue realizada en 1997, entrando en vigencia el 1° de enero de 1998. (RQT I).

Desde la sanción de la LEP quedó sin efecto la Segunda Revisión Quinquenal de Tarifas que debía realizar el Enargas, cuyos ajustes debían entrar en vigencia a partir del 1° de enero de 2003 (RQT II).

El organismo designado para llevar adelante el proceso de renegociación fue la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos ("**UNIREN**").

Desde que fuera puesto en marcha dicho proceso de renegociación, Camuzzi, solicitó al Enargas, al Ministerio de Economía de la Nación y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos en la tarifa de distribución tendientes a revertir los impactos negativos de la coyuntura que había provocado la pesificación de la tarifa, la derogación de las actualizaciones previstas en el Marco Regulatorio y la suspensión del proceso de RQT II.

---

[1] Índice de Precios del Productor - Bienes Industriales de los Estados Unidos de Norteamérica.
No obstante, los incumplimientos del marco regulatorio, en cuanto a la actualización tarifaria, comenzaron antes de la Ley de Emergencia, cuando dejaron de aplicarse en el año 2000 las actualizaciones por PPI previstas en la licencia, cuya aplicación resulto diferida por el Decreto 669/00.

JUAN JOSÉ MITJANS
APODERADO

Camuzzi Gas Pampeana

El proceso de renegociación recién llegó a su fin en Octubre de 2008 con la firma por parte de Camuzzi de dos acuerdos: el Acuerdo Transitorio y el Acta Acuerdo, aprobados con intervención del Poder Ejecutivo Nacional y del Congreso de la Nación.[2]

Cabe señalar que dichas Actas Acuerdo tuvieron como antecedente la propuesta de entendimiento que la UNIREN envió a Camuzzi y que fuera sometida a un **proceso de Audiencia Pública, que se realizó el 28 de Abril de 2005 en la Ciudad de Bahía Blanca y posibilitó la participación y la expresión de opiniones de los usuarios y consumidores, así como también de distintos sectores y actores sociales, elementos de juicio que fueron incorporados por la UNIREN al análisis de la renegociación.**

El Acta Acuerdo comprendió la renegociación integral del Contrato de Licencia de Camuzzi abarcando el período desde el 6 de enero de 2002 y la finalización del Contrato de Licencia y en lo que aquí interesa, establecía:

- ***Una Revisión Tarifaria Integral (RTI)***, que fija un nuevo régimen de tarifas máximas por el término de cinco años. Esta RTI debía finalizar el 28 de febrero de 2009 con la entrada en vigencia del Cuadro Tarifario resultante de dicho proceso de revisión, **es decir desde hace 7 años.**
- ***Un Régimen Tarifario de Transición***, vigente hasta la finalización de la RTI, consistente en un aumento inicial del 27% en la tarifa de distribución. Recordemos, como ya se mencionó precedentemente, que el **último aumento en la tarifa de distribución había tenido lugar en el año 1999**.
- ***Un mecanismo de Monitoreo de Costos*** (MMC) consistente en un ajuste semestral no automático para reconocer las variaciones de costos durante el Período Tarifario de Transición dispuesto en dichos Actas Acuerdos.

Pese a la firma de las referidas Actas Acuerdo y su plena vigencia, las mismas no fueron cumplimentadas y **Camuzzi continuó facturando la misma tarifa de distribución del año 1999**.

Recién en el año 2012, el Enargas mediante Resolución Enargas N° 2407/2012 de fecha 27 de noviembre de 2012, autorizó a Camuzzi a "*aplicar un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuario*".

No obstante ello, la recaudación de dicho cargo, denominado Cargo Focegas debía ser depositado en un Fideicomiso creado al efecto -por lo que el mismo no era administrado por la Distribuidora -en un principio- como así también destinado

[2] Acuerdo Transitorio Dec N° 1904/09. Publicación BO 9.12.2009
Acta Acuerdo. Dec N° 1989/09. Publicación BO 16.12.2009

JUAN JOSÉ MITJANS
APODERADO

JULIANA REGGI
APODERADA

para financiar la ejecución de obras de infraestructura, mantenimiento y todo otro gasto conexo necesario para la prestación del servicio público de distribución de gas -por lo que el mismo no podía ser aplicado a paliar el déficit operativo o prestación del servicio público-.

Dos años después, **luego de 15 años de congelamiento tarifario**, el Enargas emite la Resolución N° I/2844 en el marco del esquema anunciado por el Gobierno Nacional el día 27 de marzo de 2014 y de la aplicación de las disposiciones contenidas en la Resolución de la ex Secretaría de Energía de la Nación (SE) N° 226/14 de fecha 31 de marzo de 2014, por la que se aprueba un mecanismo de racionalización del consumo de gas natural y se fijan nuevos precios del gas en boca de pozo.

La SE observó que resultaba necesario determinar un conjunto de nuevos precios para el gas natural y que era oportuno contemplar un esquema que procurara un consumo racional del gas natural, incentivando el ahorro para generar un uso responsable y eficiente de los recursos. En tales términos, previó el otorgamiento de beneficios para todos aquellos consumidores residenciales y comerciales de servicio completo que redujeran su demanda. Como se explicará más adelante, este esquema de ahorro resultaba absolutamente teórico.

Así entonces, se aprobaron cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril, 1° de junio y 1° de agosto de 2014, que preveían incrementos para los clientes Residenciales principalmente y para los clientes SGP de servicio completo, de manera marginal. Este incremento se realizó durante el Régimen Tarifario de Transición y a cuenta de lo previsto en las Actas Acuerdo.

Cabe señalar asimismo que los mencionados cuadros tarifarios contenían un incremento asimétrico entre los componentes tarifarios gas, transporte y distribución **siendo el ajuste del valor gas muy superior**.

Posteriormente, cabe destacar que el 23 de abril de 2014 el Enargas publicó su resolución N° I 2880/14, modificando para la provincia de La Pampa los valores de tarifa establecidos en su Resolución N° 2844/14. Esta nueva disposición mantuvo sin variación la tarifa diferencial que pagaban los usuarios residenciales hasta ese momento y el incremento fue absorbido por el subsidio del Estado Nacional. **Por lo tanto, los usuarios de la provincia de La Pampa no tuvieron que pagar una tarifa mayor a la que pagaban hasta ese momento.**

Volviendo sobre el esquema de racionalización del consumo, los cuadros aprobados mediante la Resolución Enargas N° 2844/2014 establecieron un mecanismo de racionalización de consumo que teóricamente debía premiar a los usuarios que lograran ahorrar respecto de mismo período del año anterior, pero que paradójicamente terminó costeando la Distribuidora con resignación de su tarifa de distribución (tarifa de distribución promedio usuario Residencial de CGP

JUAN JOSÉ MITJANS
APODERADO

año 2014: 21 $/mes), originado ello en un clima más benigno que por una conducta de ahorro.

En decir, dichos cuadros tarifarios preveían valores diferentes según:

a. los usuarios Residenciales y del Servicio General P tuvieran un ahorro en su consumo mayor al 20% respecto a igual bimestre/mes –según corresponda- del año anterior.

b. los usuarios Residenciales y del Servicio General P tuvieran un ahorro en su consumo de entre el 5% y el 20% respecto a igual bimestre/mes –según corresponda- del año anterior.

c. los usuarios Residenciales y del Servicio General P tuvieran un ahorro en su consumo menor al 5% respecto a igual bimestre/mes –según corresponda- del año anterior

Ahora bien, dado que el esquema comparaba con el mismo período del año anterior, y que dichos períodos podían no tener la misma temperatura, se generaron situaciones de clientes que mostraron grandes ahorros, originados solo en la condición climática.

Así, por el menor consumo del cliente la Distribuidora resignaba su aumento de la tarifa de distribución, circunstancia que tuvo lugar en forma genérica tanto en el año 2014 como en el año 2015, con motivo de los inviernos cálidos que tuvieran lugar en esos años, respecto de los períodos con los que se comparaba.

Producto entonces de dicho ahorro artificial, el premio consistía en:

- aplicar el cuadro tarifario a), que resultaba ser el vigente desde noviembre de 2008 que sólo tenía actualización de costo de gas y que mantenía la tarifa de distribución a valores nominales de julio de 1999 (16 años después).

Es decir que la distribuidora tuvo que resignar el reacomodamiento parcial de su tarifa de distribución por una condición climática que nada tenía que ver con el ajuste de consumo que debía haber generado cada cliente por si mismo, quedando desvinculado del nivel de costos e inversiones requeridos por la distribuidora para prestar el servicio.

Adicionalmente a lo anterior, se establecía que los cuadros tarifarios mencionados en el punto a) anterior eran de aplicación a los usuarios esenciales (centros asistenciales públicos, entidades educativas públicas, entidades religiosas, etc.) como así también a los usuarios que quedaran incluidos en un Régimen de Exceptuados, implementado mediante Resolución Enargas N° I - 2905/2014.

JUAN JOSE M...
APODERADO

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

Paradójicamente y pese a lo explicitado en cuanto al impacto del aumento dado en la tarifa de distribución de Camuzzi, la Sociedad fue oportunamente notificada de medidas cautelares dictadas por distintos Juzgados Federales, que ordenaban la suspensión de la aplicación de los incrementos dispuestos por la Res. 226/014 de la ex SE y la consiguiente Res. 2844/2014 dictada por el Enargas, ordenando la aplicación de los cuadros tarifarios vigentes al 31.03.2014.

Producto de lo anterior, el 51% de los usuarios Residenciales y SGP, beneficiados por las medidas cautelares, continuaron pagando la tarifa de distribución del cuadro tarifario del año 1999.

Luego de ello, el Enargas emite nuevos cuadros tarifarios mediante la Resolución N° I 3356/15 de fecha 5 de junio de 2015, por medio de los cuales solo se incrementa el costo de transporte, manteniendo el esquema de ahorros de la resolución del 2014. **Esta Resolución no contempló un ajuste en la tarifa de Distribución.**

Dada la imperiosa necesidad de ingresos de las Distribuidoras que vieron frenados los exiguos aumentos de su tarifa de distribución producto de la situación judicial imperante, la ex SE mediante Resolución SE N° 263 de fecha 05.06.15, aprobó una erogación con carácter de **asistencia económica transitoria ("AET")**, por parte del Estado Nacional, **que estaba destinada a mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y mantenimiento del sistema de distribución**, hasta que se materializaran los procesos previstos en el Período de Transición y se concluyera con la RTI. **No había rentabilidad para la Distribuidora. Asimismo cabe señalar que a la fecha del presente Informe y luego de varios meses de demora, se adeuda una última cuota de AET por $25,8 millones.**

Recién este año, el Gobierno consideró nuevamente incrementar la tarifa de distribución de la Distribuidora.

En este sentido, mediante Resolución 31/16 del Ministerio de Energía y Minería ("MINEN"), el MINEM dispuso que resultaba necesario que el Enargas evaluara la situación económico-financiera de las empresas Licenciatarias y efectuara **una adecuación tarifaria transitoria** que permitiera asegurar la continuidad de la normal prestación de los servicios públicos a su cargo, hasta tanto se establecieran los cuadros tarifarios definitivos resultantes de la RTI.

Así el Enargas, en cumplimiento de tal instrucción, emitió la Resolución I-3732/16 por la cual dispuso un incremento de la tarifa de distribución con vigencia a partir del 1 de abril de 2016, cuyo alcance se explicará seguidamente.

Dicho aumento se encuentra debidamente justificado en el marco del cumplimiento del proceso de readecuación del Contrato de Licencia, que el

JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

Estado Nacional no ha cumplimentado a la fecha pese a los 8 años transcurridos de su firma.

Más aún, los aumentos otorgados en la tarifa de distribución son inferiores a los que le corresponden a Camuzzi por la aplicación del aumento inicial (27%) más el MMC previstos en los acuerdos firmados en el año 2008; así es que todas las resoluciones que otorgan aumentos en la tarifa de distribución siempre expresan que los mismos "son a cuenta" del proceso de RTI que se encuentra en marcha.

Para concluir:

- *No ha habido actualización de la tarifa de distribución de acuerdo al marco regulatorio desde el año 1999.*
- *Han pasado 17 años bajo un régimen tarifario de transición parcialmente incumplido.*
- *No se ha cumplido con el Acta Acuerdo ni con el Acuerdo Transitorio firmados en octubre de 2008, que preveían tener resuelta la RTI en febrero de 2009.*
- *La nueva fecha prevista para implementar la RTI es el 31 de Diciembre de 2016 (art. 3°, Resolución MEyM N°129/2016).*
- *De implementarse el Cuadro Tarifario resultante del proceso de RTI a partir del 1° de enero de 2017, se habrán registrado 18 años de postergaciones en la recomposición de la licencia de distribución por parte del Estado Nacional.*
- *Desde el inicio de sus operaciones, -28 de diciembre de 1992- Camuzzi sólo ha tenido 7 años de cumplimiento por parte del Concedente.*

3.- DIFERENTES COMPONENTES EN LA FACTURA.

En forma previa a entrar en el análisis de los Cuadros Tarifarios implementados por el Enargas mediante la Resolución N° I 3732/16 –objeto de debate en la presente Audiencia-, cabe destacar dos cuestiones:

i) que el área de concesión de Camuzzi está dividida en cuatro regiones o Subzonas Tarifarias de gas natural, con una misma tarifa de gas para los usuarios residenciales de una misma subzona, pero diferentes entre las distintas subzonas. Estas subzonas son:

- **Buenos Aires:** comprende la mayor parte de la Provincia de Buenos Aires excepto los Partidos incluidos en la subzona Bahía Blanca y el área cubierta por las Distribuidoras Metrogas, Gas Natural Ban, Litoral Gas y Camuzzi Gas del Sur.

- **Bahía Blanca:** comprende los Partidos de Villarino, Bahía Blanca y Cnel. Rosales, en la Provincia de Buenos Aires.

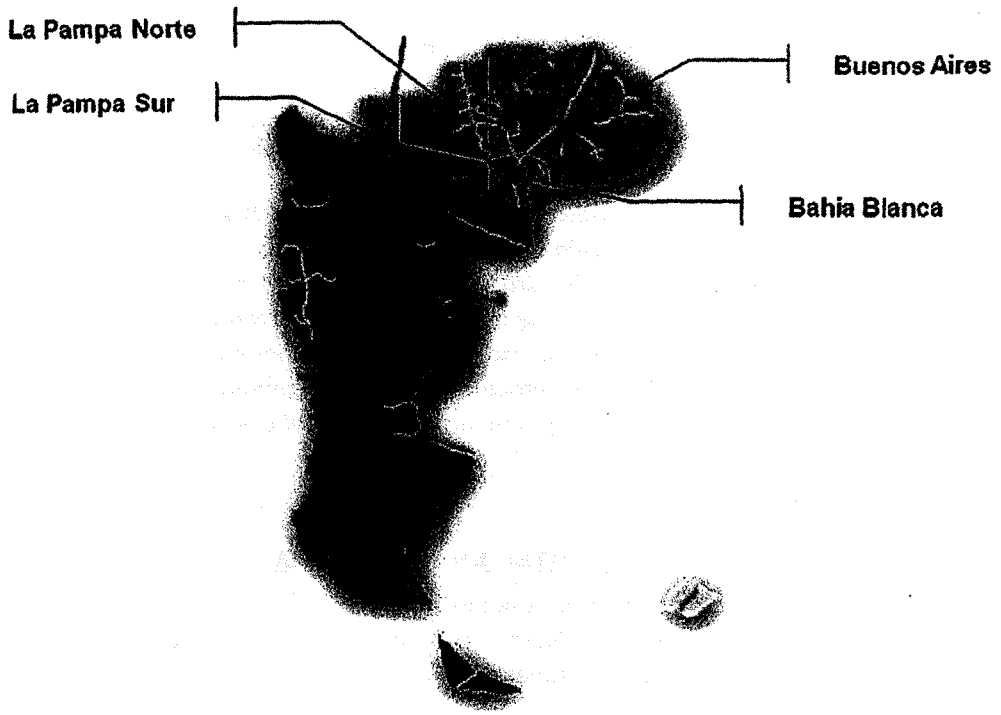
JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

JULIANA REGGI
APODERADA

- **La Pampa Norte:** comprende los Departamentos de Atreuco, Capital, Catriló, Conhello, Chapaleufú, Guatraché, Maracó, Quemú Quemú, Rancul, Realicó, Toay, Trenel, Leventué, Utracán y Hucal, en la Provincia de La Pampa.

- **La Pampa Sur:** comprende los restantes departamentos de la Provincia de La Pampa.

Cada área abarca aproximadamente el área que se indica en el mapa a continuación:



ii) Resulta fundamental tener presente que el importe consignado en la factura que recibe y paga cada uno de los usuarios, **no sólo lo percibe la Distribuidora**.

Así, la Ley de Gas Natural establece el precio del gas natural vendido por las empresas distribuidoras, como la suma de los siguientes rubros: (i) el costo del gas natural comprado en el punto de ingreso al sistema de transporte; (ii) el costo de transporte; y (iii) una tarifa de distribución.

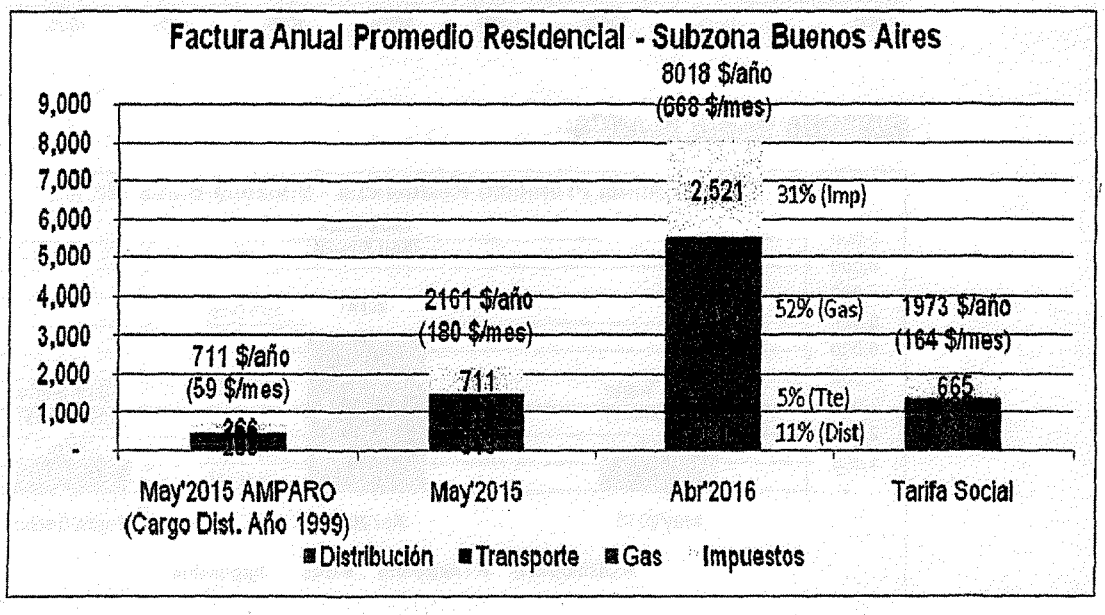
JUAN JOSÉ MITJANS
APODERADO

Entonces, el importe percibido por factura residencial promedio, según el cuadro tarifario previsto en la Resolución I-3732/2016 del Enargas, se reparte entre los siguientes componentes, tomando como ejemplo la Zubzona Buenos Aires:

- el precio del gas del productor 52%; Este precio la Distribuidora lo percibe del cliente y lo paga al productor.
- los impuestos nacionales (excepto impuesto a las ganancias), provinciales y municipales que representan el 31%;
- la tarifa de transporte que tiene una participación en la factura del 5%; Este precio la Distribuidora lo percibe del cliente y lo paga a la transportista;
- la tarifa de distribución que representa el 11% del total de la factura, **que es el único porcentaje que finalmente percibe Camuzzi para poder hacer frente a sus costos de operación, mantenimiento e inversiones**.

A continuación se expone la participación e incidencia de cada componente de la factura en las distintas subzonas tarifarias de Camuzzi Gas Pampeana:

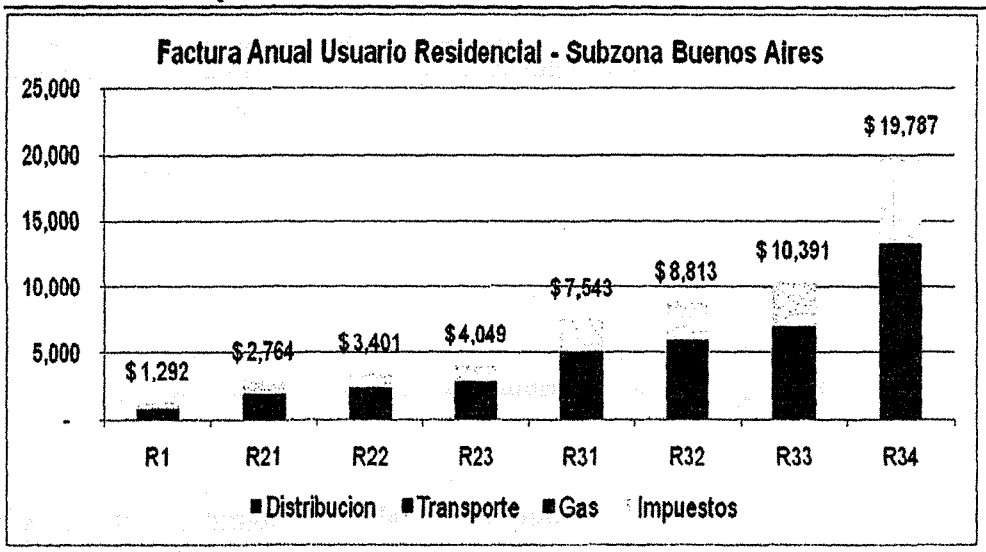
SUBZONA BUENOS AIRES:



JUAN JOSÉ MITJANS
APODERADO

JULIANA REGGI
APODERADA

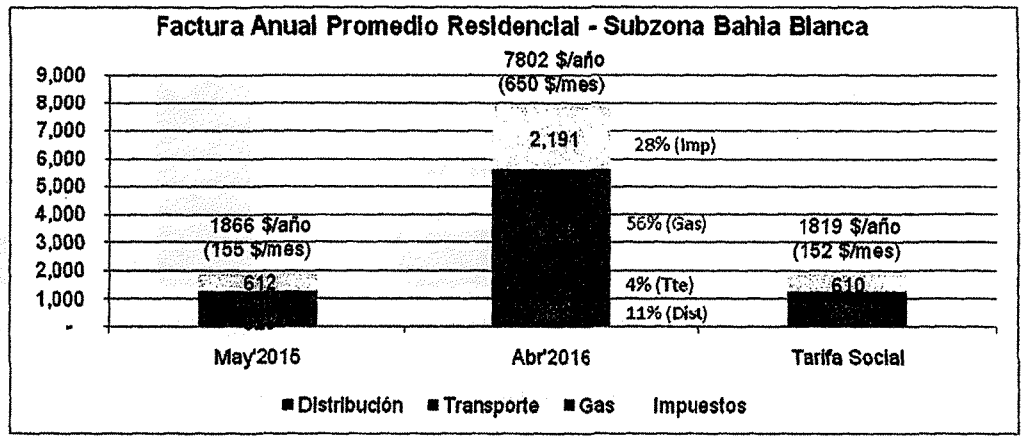
Camuzzi Gas Pampeana



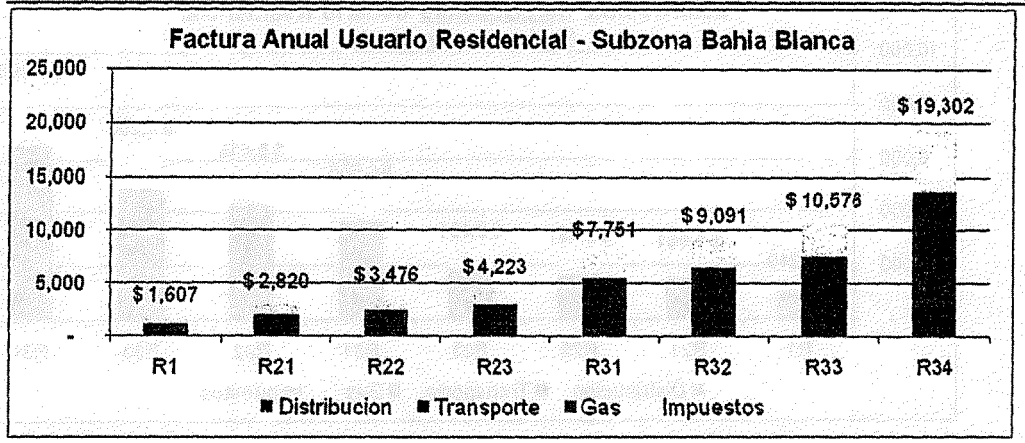
% en factura

	R1	R21	R22	R23	R31	R32	R33	R34
Distribución	25%	15%	15%	15%	11%	11%	13%	11%
Transporte	6%	7%	7%	7%	5%	5%	5%	4%
Gas	37%	46%	45%	45%	52%	52%	50%	53%
Impuestos	32%	32%	32%	33%	32%	32%	33%	33%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

SUBZONA BAHÍA BLANCA:

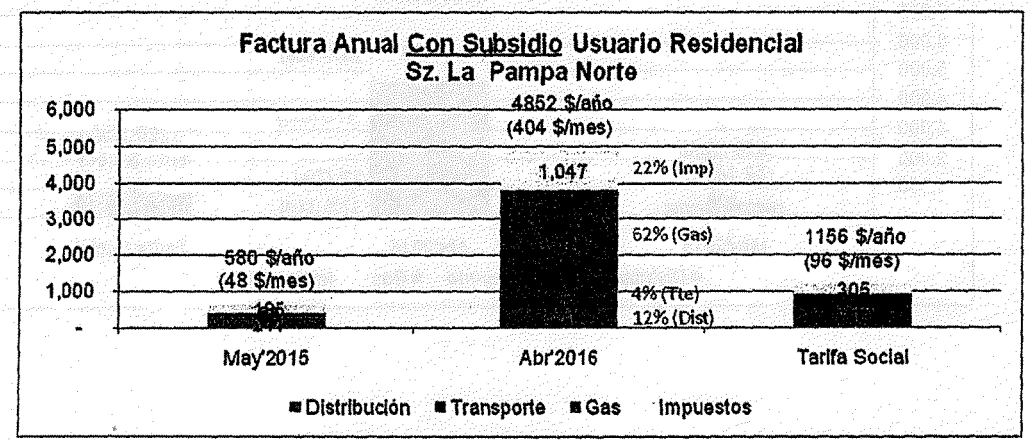


JUAN JOSE MITJANS
APODERADO



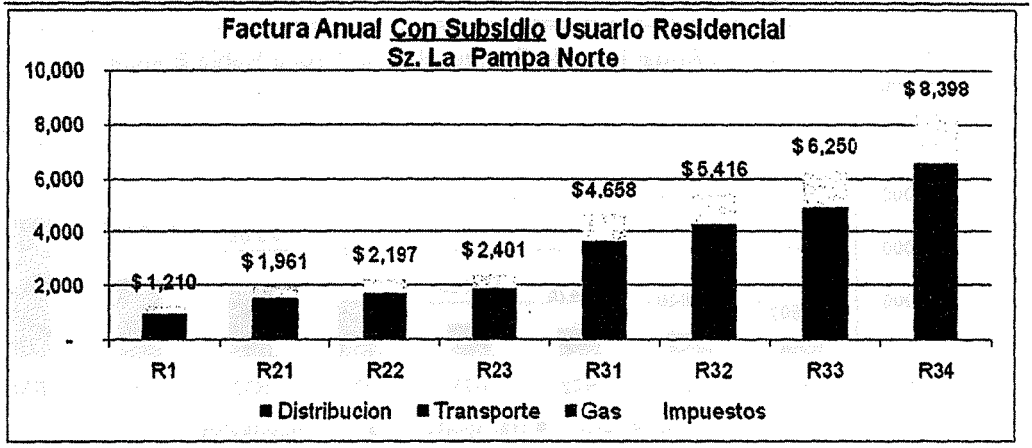
% en factura	R1	R21	R22	R23	R31	R32	R33	R34
Distribución	22%	15%	16%	16%	11%	11%	14%	11%
Transporte	6%	7%	7%	6%	4%	4%	4%	3%
Gas	44%	50%	50%	49%	56%	56%	54%	57%
Impuestos	28%	28%	28%	28%	28%	28%	29%	29%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

SUBZONA LA PAMPA NORTE:



JUAN JOSÉ MITJANS
APODERADO

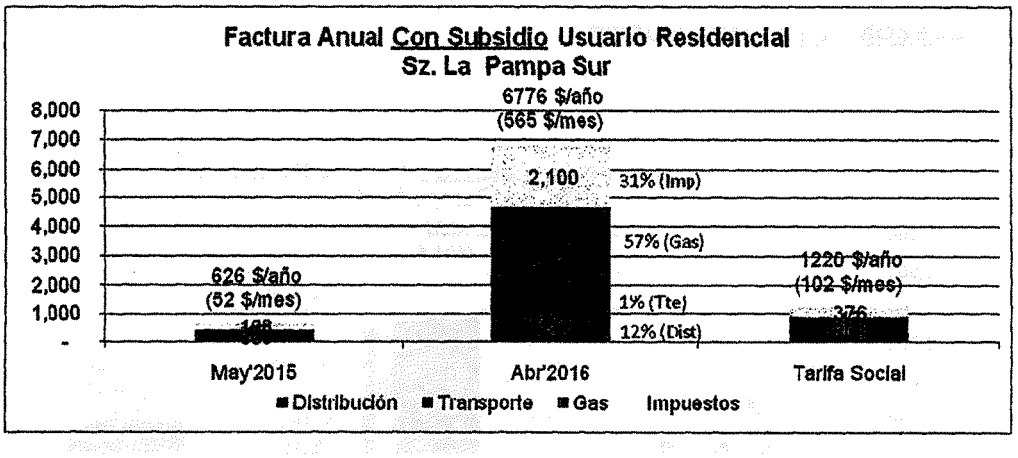
JULIANA REGGI
APODERADA



% en factura

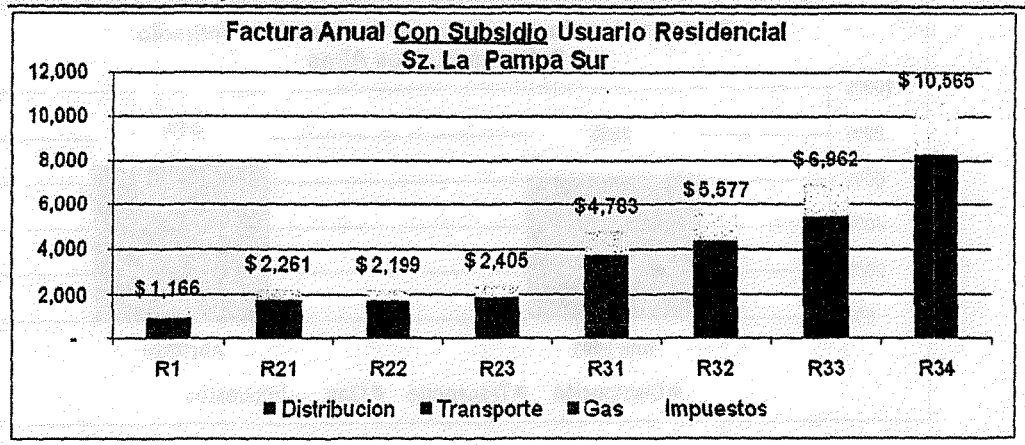
	R1	R21	R22	R23	R31	R32	R33	R34
Distribución	16%	12%	14%	15%	11%	11%	13%	13%
Transporte	7%	7%	7%	7%	4%	4%	4%	3%
Gas	55%	58%	57%	56%	63%	63%	61%	62%
Impuestos	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

SUBZONA LA PAMPA SUR:



JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

Camuzzi Gas Pampeana



% en factura

	R1	R21	R22	R23	R31	R32	R33	R34
Distribución	19%	15%	17%	18%	13%	14%	15%	13%
Transporte	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Gas	58%	62%	60%	59%	65%	64%	63%	65%
Impuestos	22%	22%	22%	22%	21%	21%	22%	21%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tal como surge de los gráficos precedentes se puede apreciar fácilmente que:

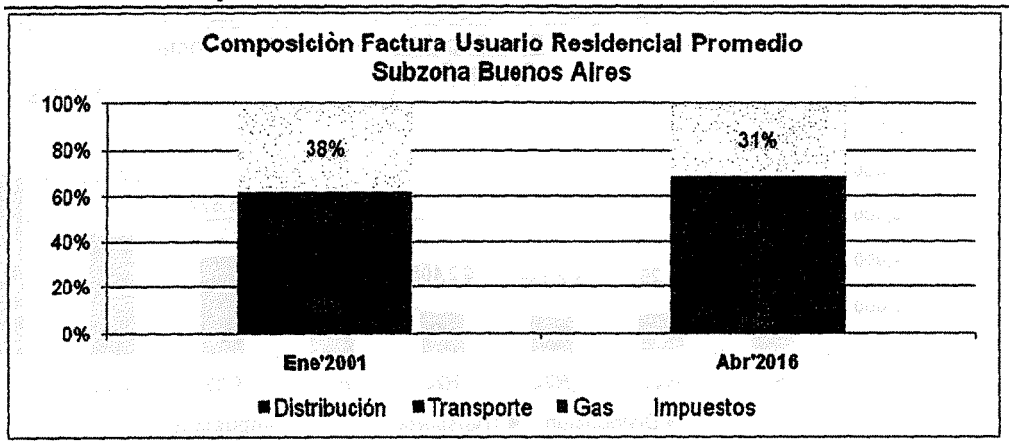
- el componente más significativo de la factura es el precio del gas a pagar al productor;
- luego los impuestos nacionales (excepto impuesto a las ganancias), provinciales y municipales;
- finalmente las componente reguladas de la tarifa (transporte y distribución) tienen la menor participación en la factura a pagar por el cliente residencial.

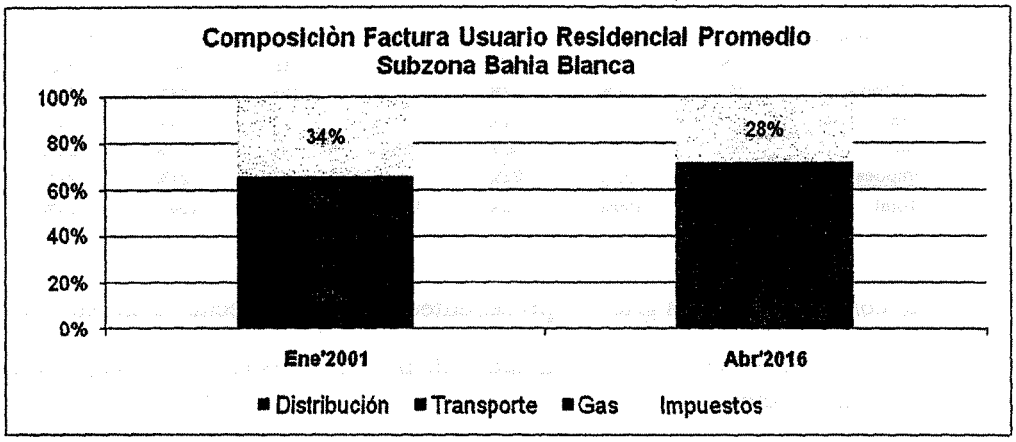
Para finalizar, si comparamos estos porcentajes de participación, con los existentes previo a la emergencia económica, queda en clara evidencia la falta de actualización de la tarifa de distribución, tal como se muestra en los cuadros siguientes:

JUAN JOSE M...
APODERADO

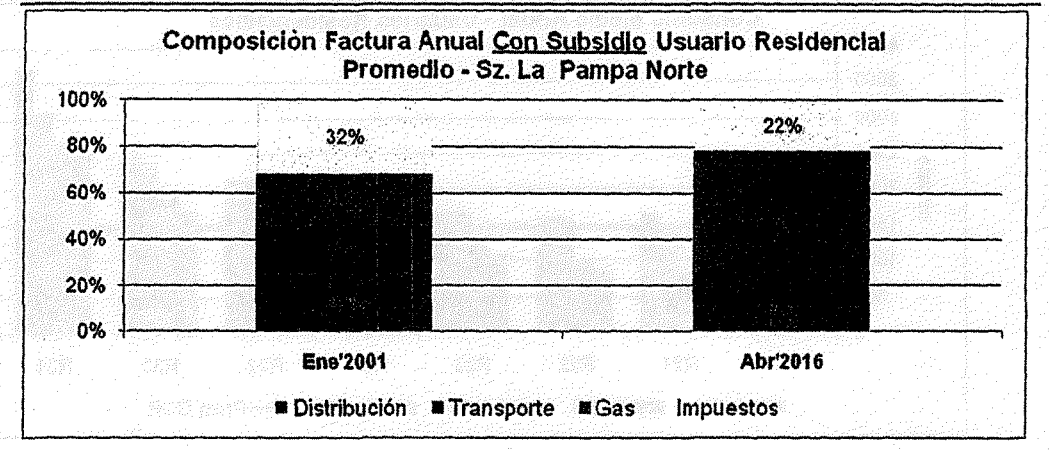
JULIANA REGGI
APODERADA

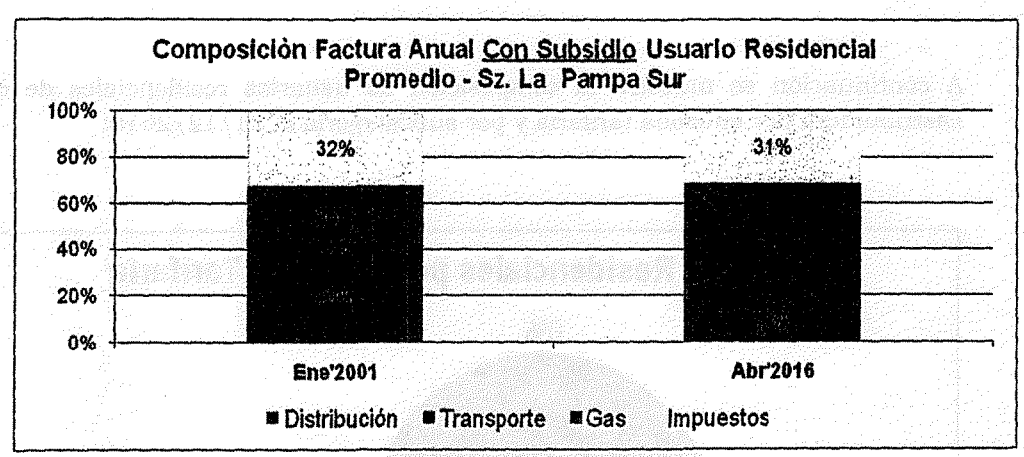
Camuzzi Gas Pampeana





JUAN JOSÉ MITJA...
APODERADO





4.- LOS USUARIOS RESIDENCIALES Y SU CONSUMO MEDIO ANUAL.

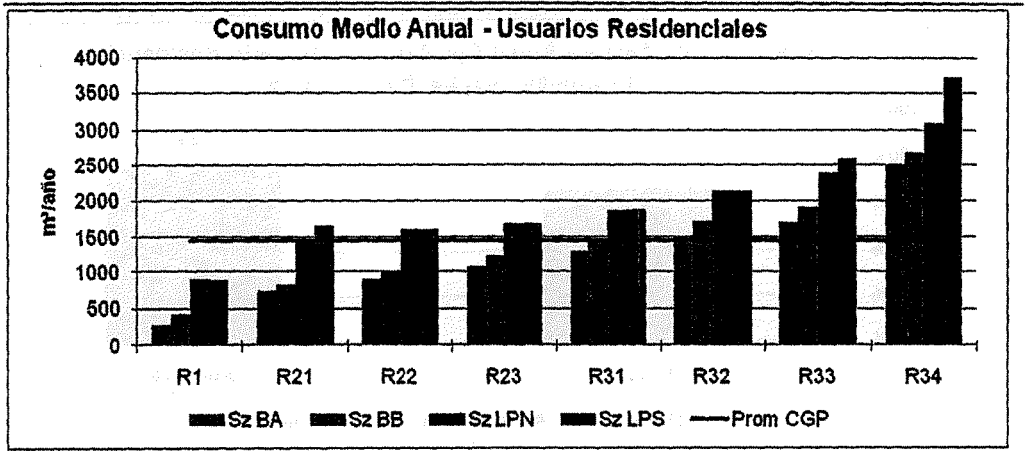
Cabe tener presente que el monto a pagar por cada usuario en la factura no sólo depende de la tarifa de gas sino también del consumo del cliente.

En tal sentido, en Camuzzi el consumo anual medio de un usuario residencial durante el año 2015 fue de 1455 m³.

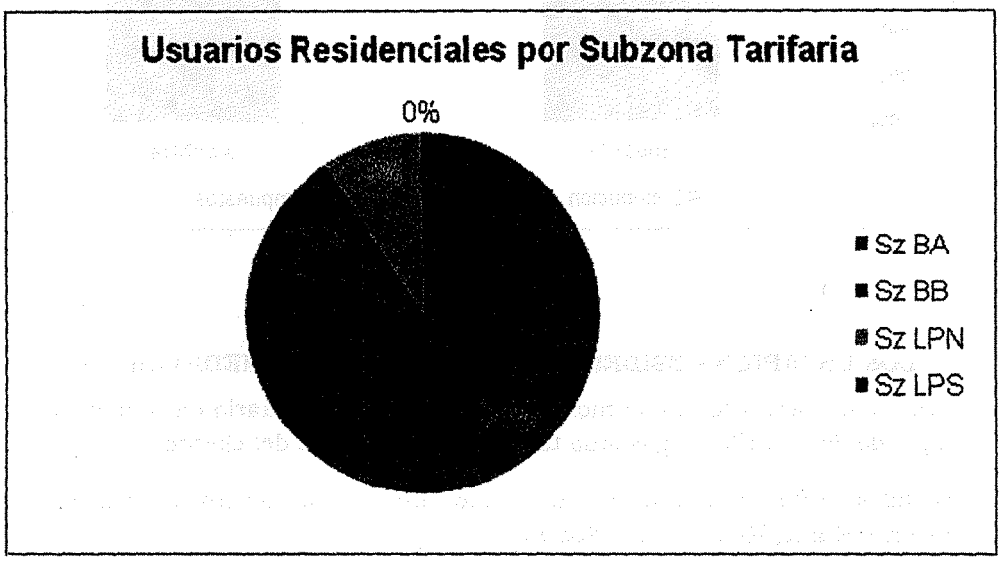
Según se muestra en el gráfico que sigue, dicho consumo depende de la subzona tarifaria y subcategoría a la que pertenece cada usuario Residencial.

JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

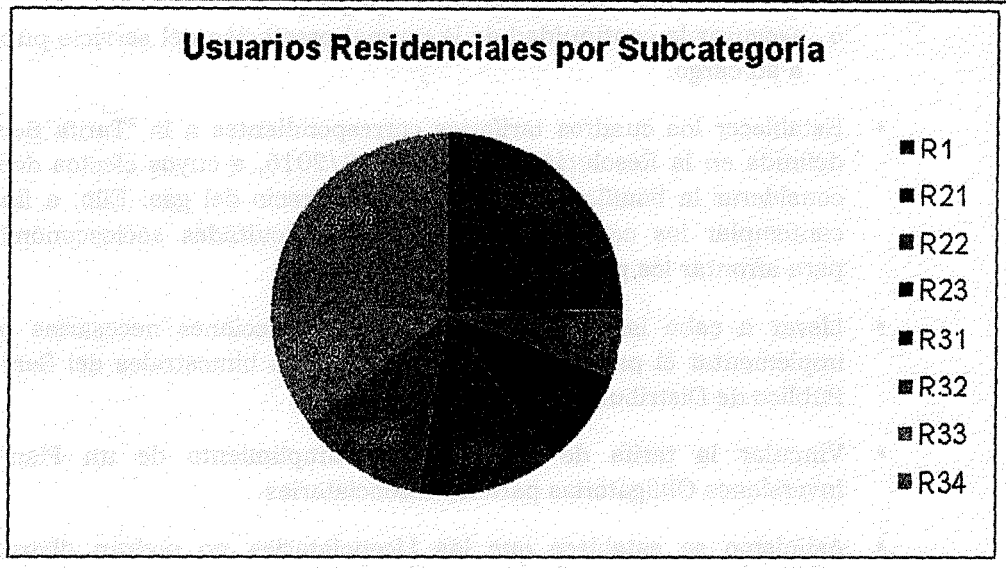
JULIANA REGGI
APODERADA



A continuación se muestra la composición de usuarios residenciales de esta Distribuidora por subzona tarifaria y por subcategoría al 31/12/2015:



JUAN JOSE MITJANS
APODERADO



5.- <u>AUMENTO DE LA TARIFA DE DISTRIBUCIÓN ESTABLECIDO POR LA RESOLUCIÓN ENARGAS N° I/3732 CON ORIGEN EN LA RESOLUCIÓN N° 31 DEL MINEM</u>.

El MINEM, a través de la Resolución N° 31/2016 de fecha 29 de marzo de 2016, instruyó al Enargas a:

- Llevar adelante el procedimiento de RTI previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual celebradas con las Licenciatarias, el que debiera estar concluido para el 1.04.2017 (fecha posteriormente modificada al 1.01.2017, según Resolución MINEM N° 129/16).
- **<u>Efectuar una adecuación de las tarifas de transición vigentes para el transporte y la distribución de gas natural</u>** en el marco de las Actas Acuerdo y de los Acuerdos Transitorios suscriptos con aquéllas, que les permita, **<u>hasta tanto se establezcan los cuadros tarifarios definitivos que resulten de la RTI</u>**:
    - cumplir con la ejecución del plan de inversiones correspondiente al año 2016,
    - afrontar sus gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización,
    - dar cumplimiento a los vencimientos de las obligaciones contraídas,

JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

JULIANA REGGI
APODERADA

- el mantenimiento de la cadena de pagos y
- asegurar la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo.

- Establecer los cuadros tarifarios correspondientes a la "Tarifa Social" definida en la Resolución MINEM N° 28/2016, a cuyos efectos deberá considerar la bonificación del 100% del precio del gas. Ello, a fin de contemplar los casos de usuarios con dificultades socioeconómicas para afrontar los pagos.

- Llevar a cabo las modificaciones y/o instrucciones necesarias para implementar el pago mensual de las facturas bimestrales del Servicio Público de Distribución de Gas Natural.

- Vincular la tarifa de transición al cumplimiento de un Plan de Inversiones Obligatorias para las Licenciatarias.

- Asimismo se establece que las Licenciatarias no podrán distribuir dividendos sin la previa acreditación ante el Enargas del cumplimiento del Plan de Inversiones Obligatorias, debiendo para ello contar con la autorización de esa autoridad.

Así, el Enargas emitió la Resolución I-3732/2016 que establece, **para la tarifa de distribución**, una adecuación tarifaria transitoria que le permita a Camuzzi cubrir únicamente:

- los gastos de operación y mantenimiento del año 2016;

- un plan de inversiones obligatorias, cuyo cumplimiento será verificado por el ENARGAS; y

- mantener la cadena de pagos de forma tal de continuar con la normal prestación del servicio público.

Dicho cuadro tarifario, puesto a consideración en esta Audiencia, que se implementó a partir del 1° de abril de 2016 mediante Resolución ENARGAS I-3732/2016, se construyó a partir de la información solicitada por Enargas a la Distribuidora y considera un aumento de la tarifa de distribución para permitir a la empresa afrontar sólo gastos e inversiones y re-encauzar la cadena pagos a los proveedores de gas, tal como se detalló precedentemente.

Una vez más, el ingreso percibido a través de la tarifa de distribución, que permite aplicar este nuevo cuadro tarifario es "a cuenta" del ajuste de transición previsto en el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual hasta tanto se finalice el proceso de Revisión Tarifaria Integral.

JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

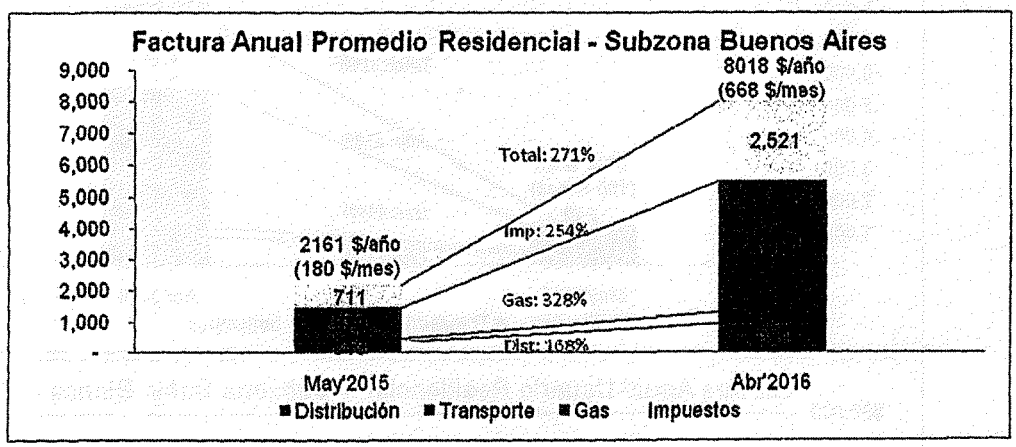
Las tarifas finales que se les cobra a los usuarios Residenciales y SGP de servicio completo de la Resolución ENARGAS I-3732/2016, incluyen los tres (3) componentes a que hicimos referencia en el punto anterior, es decir,

- el precio del gas natural,
- la tarifa de transporte y
- la tarifa de distribución.

La tarifa de distribución, único ingreso que percibe Camuzzi por el servicio brindado a los usuarios y que representa aproximadamente el 11% del total que pagan los usuarios Residenciales de Camuzzi, nos permite atender los múltiples costos asociados a la prestación del servicio, sin remunerar ninguna rentabilidad.

A continuación se muestran los valores de las facturas anuales promedio y de cada categoría de usuario residencial para las distintas Subzonas Tarifarias de Camuzzi Gas Pampeana. Las mismas resultan de aplicar este cuadro tarifario:

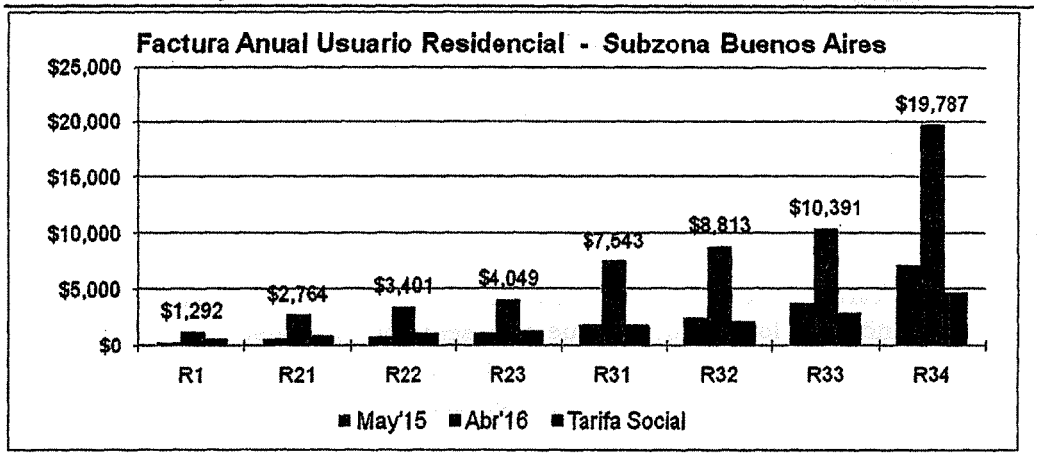
SUBZONA BUENOS AIRES:



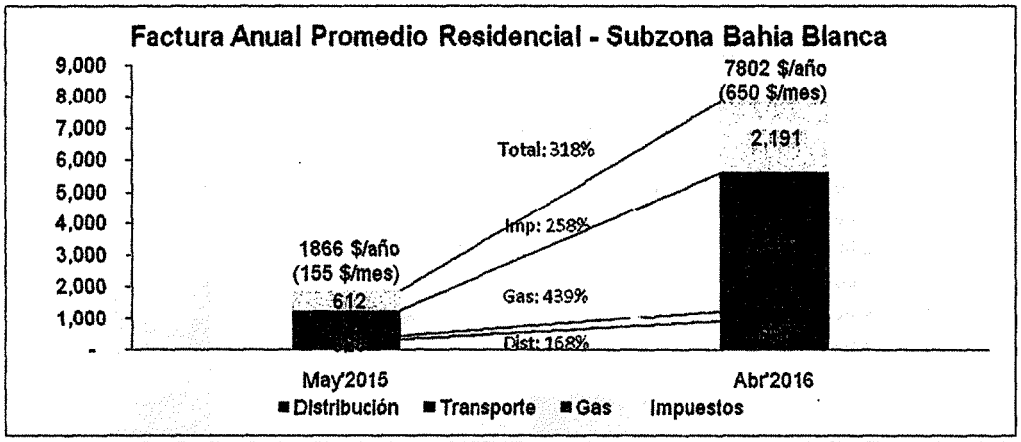
JUAN JOSÉ MITJANS
APODERADO

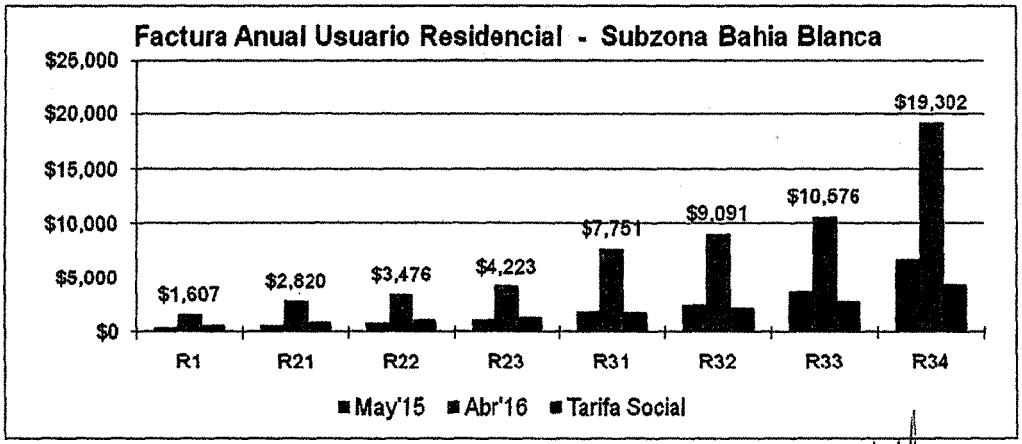
JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana



SUBZONA BAHIA BLANCA:

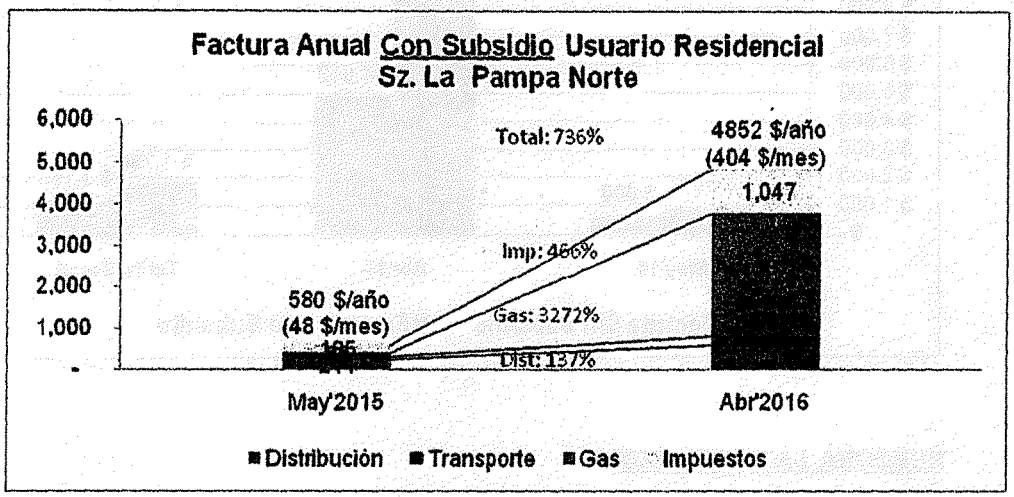


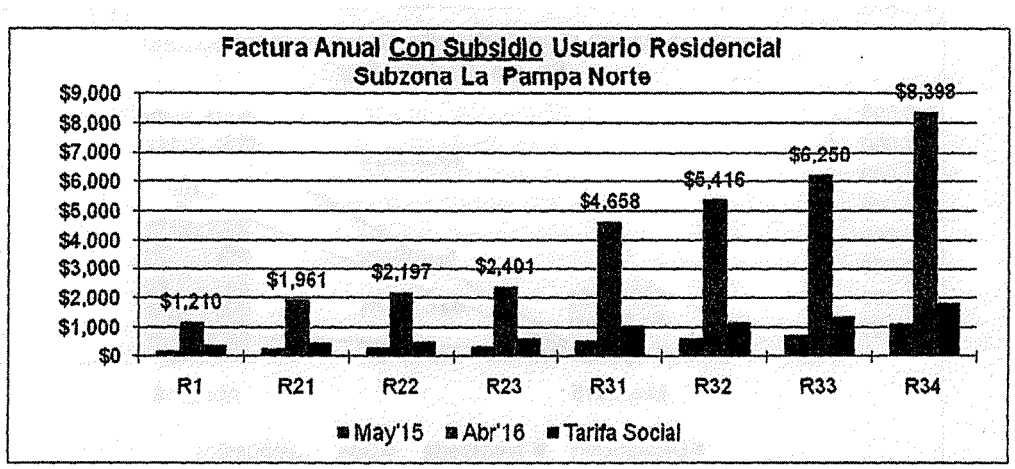


JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

Camuzzi Gas Pampeana

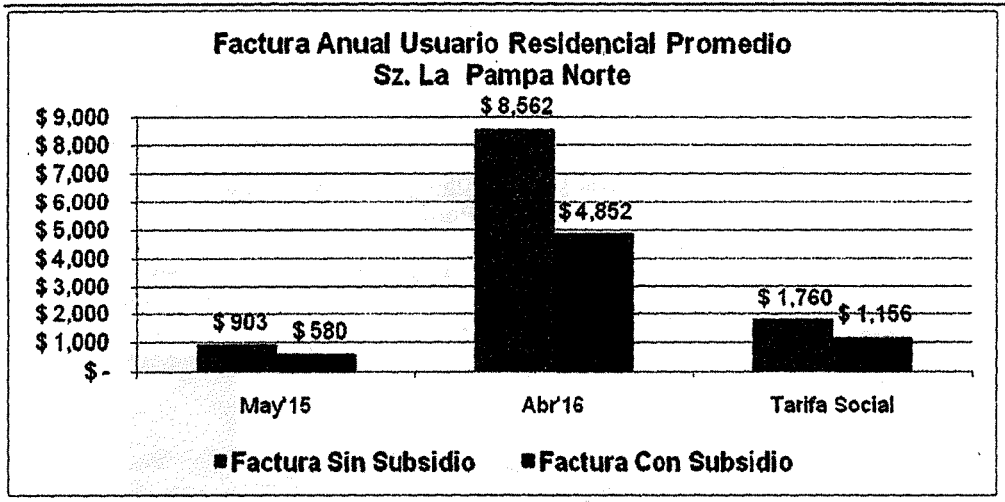
SUBZONA LA PAMPA NORTE:



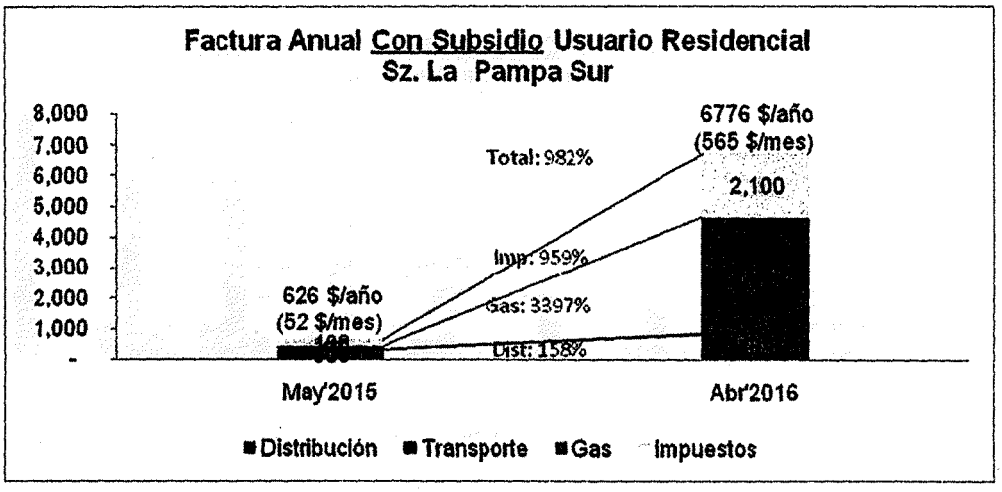


JUAN JOSÉ MITJANS
APODERADO

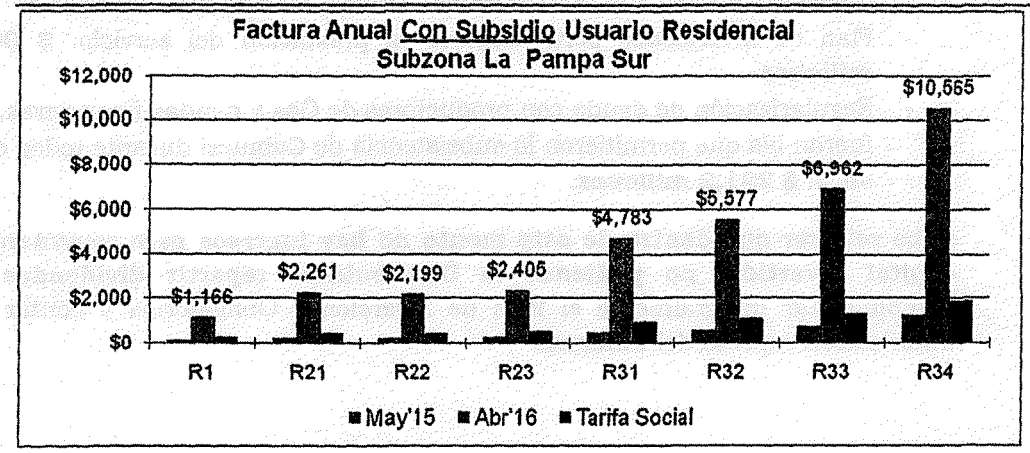
JULIANA REGGI
APODERADA

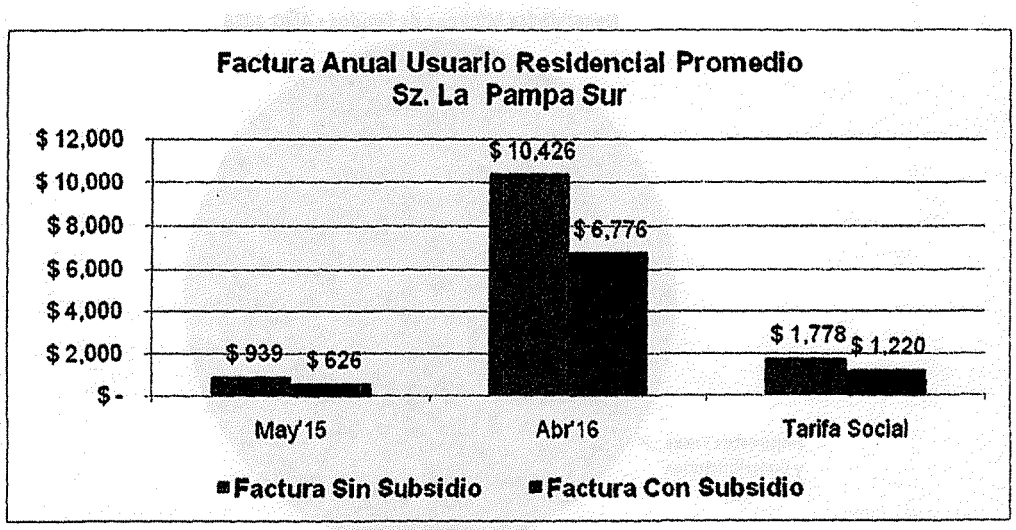


SUBZONA LA PAMPA SUR:



JUAN JOSÉ MITJANS
APODERADO





De los mismos se advierte que si se considera solo la tarifa de distribución de la factura, la Distribuidora percibe por ejemplo $ 921 anuales (77$/mes) por cada usuario Residencial promedio de la Subzona Buenos Aires, que le permite hacer frente unicamente a sus gastos e inversiones que se detallan en los puntos 6 y 7 siguientes.

6.- NECESIDADES MÍNIMAS DE FONDOS. AÑO 2016

El total de las necesidades de fondos para el año 2016 a los fines antes descriptos, es de $ 1620.5 millones.

Dichos ingresos, frenados producto de la situación judicial imperante, estaban previstos para que Camuzzi hiciera frente a:

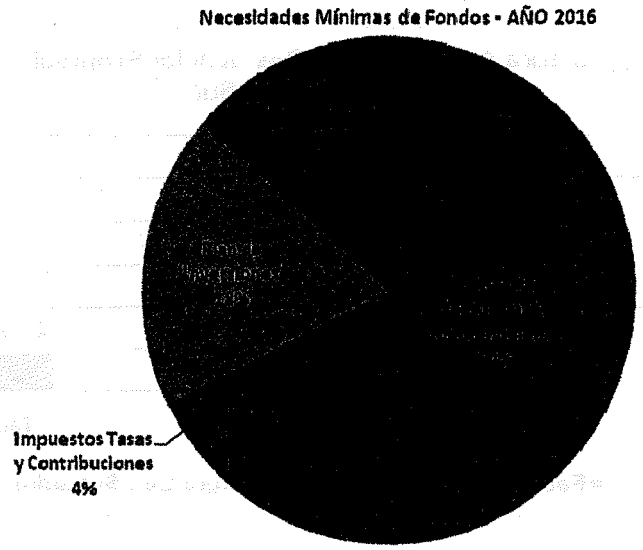
- Costos de operación y mantenimiento. **$ 1033.5 millones.**

JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

JULIANA REGGI
APODERADA

- Impuestos tasas y contribuciones (no incluye IIGG): **$ 63.7 millones**
- Plan de inversiones para asegurar la prestación del servicio: **$ 302.1 millones**
- Regularización de deuda con productores de Gas y deudas financieras, que fueron las que permitieron la subsistencia de Camuzzi durante todos estos años: **$ 221,2 millones**.

Cabe reiterar que dentro de este monto no hay ingresos para remunerar el capital invertido, no pudiendo la Distribuidora repartir dividendos sin cumplimentar integralmente el Plan de Inversiones Obligatorias y contar con autorización expresa del Enargas.



7.- PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS

El aumento de la tarifa de distribución determinado por el Enargas en la Resolución I-3732/2016 prevé la ejecución de un plan de inversiones obligatorio en un plazo de 12 meses desde el dictado de la referida resolución, necesario para cumplir con los estándares de seguridad, eficiencia y calidad de la prestación del servicio.

JUAN JOSÉ MITJANS
APODERADO

El cumplimiento de este plan, que asciende a $ 302 Millones, debe ser verificado por el Enargas, y se establecen penalidades muy onerosas en caso de incumplimiento[3].

Dentro de este Plan de Inversiones está prevista la ejecución de las siguientes Obras:

Obra	Monto (Miles de $)
Recambio de Tramo de Gasoducto de Alimentación a Tres Arroyos	12,024.3
Renovación cruce de canal de Gasoducto de Alimentación a Vedia	732.0
Renovación de 5 tramos de red	1,220.0
Adecuación ERP CMS	1,919.1
Renovación de red (calle Madariaga).	1,430.5
Renovación de red zona centrica	7,295.6
Renovación alimentación YPF y Ensenada	25,000.0
Renovación tramo gasoducto (45 kg/cm2) de alimentación a Ex FACO	2,033.6
Renovación cañería en cruce de arroyo	2,857.5
Instalación odorizador en Gasoducto Alimentación a Carlos Casares	2,575.6
Renovación de 6 tramos de red	4,230.0
Adecuación derivación a Estomba	792.6
Renovación tramo ramal (10 Kg/cm2)	10,866.6
Renovación cañería en cruce de canal.	3,154.1
Renovación de red en Barrio 104 Viviendas	2,308.1
Sectorización Gasoducto de alimentación a Polo Petroquímico	6,502.8
Refuerzo del sistema de Protección Catódica	30,508.9
Refuerzo red de distribución Pehuajo	1,586.0
Nueva inyección a red Azul	4,880.0
Refuerzo red Olavarría	2,619.1

[3] El Artículo 12 de la Res. 3732/2016 establece que la "tasa de interés compensatoria a aplicar por la mora en la ejecución del Plan de Inversiones será equivalente al 150% de la tasa de interés activa promedio mensual para descuento de documentos a 30 días del Banco de la Nación Argentina, la que se aplicará sobre el monto de los trabajos comprometidos y no ejecutados en los plazos previstos en dicho plan de inversiones". Asimismo, se establece "con carácter punitorio, un recargo del 100% sobre la base de interés compensatoria".

JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

Refuerzo red Quequén	3,927.2
Refuerzo red Balcarce	3,173.3
Refuerzo red Ensenada	2,049.4
Instalación odorizador en Gasoducto Alimentación a Gral. Belgrano	5,074.6
Adecuación ERP Santa Rosa 1° Etapa	5,576.7
Adecuación ERP Quequén 1° Etapa	3,325.0
Adecuación ERP Carhue 1° Etapa	2,465.9
Adecuación ERP Carhue 2° Etapa	767.3
Adecuación ERP Cámara Norte	6,978.0
Adecuación ERP General Pico	5,339.7
Adecuación ERP Lobos 1° Etapa (2 saltos de regulación)	818.2
Adecuación ERP Elpidio Gonzalez	4,092.7
Instalación de filtro ciclónico en TS Villa Gesell	3,891.7
Plan de Cambio de 20 válvulas reguladoras y de bloqueo por falta de repuestos u obsoletas	4,844.8
Plan de Cambio de 20 válvulas Epta en rama de regulación	4,844.8
Instalación de válvula de Bloqueo en ramal Invernada - ERP Chile - Usina 9 de Julio 1° Etapa	4,167.8
Instalación de alarmas	3,983.9
Acopio de Materiales para Protección Catódica	2,218.8
Compra de 6 válvulas reguladoras para acopio	923.8
Reprueba decenal en tanques de Planta de GLP General Villegas	1,000.0
Reprueba de reservas de GNC en Planta Carlos Tejedor	1,362.0
Renovación de tramo de gasoducto de alimentación a Salto	3,165.6
Adquisición de medidores de gas y unidades correctoras.	34,869.3
Adquisición de muebles y equipamientos para oficinas, depósitos y talleres.	2,930.4
Mejoras edilicias en oficinas, depósitos y talleres.	789.6
Adquisición de vehículos para renovación de flota operativa.	27,276.7
Adquisición de Maquinarias, Herramientas Mayores e Instrumentos.	6,394.0
Adquisición de Hardware y Software para operar los sistemas informáticos de la compañía.	31,335.4
	302,122.8

JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

Camuzzi Gas Pampeana

Tal como surge del listado anterior, se trata de obras de conexión, repotenciación/expansión y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, que aseguren un mantenimiento adecuado a los niveles de seguridad que tiene Camuzzi.

Cabe señalar asimismo que de los $302.1 millones comprometidos, Camuzzi ya ha contratado obras por valor de $ 188.5 millones. A su vez, de estos, ya se han ejecutado obras por valor de $57.4 millones, estando el resto en etapa de ejecución.

Es de destacar que, en los años 2014 y 2015 y a pesar de no disponer de ningún mecanismo de remuneración, esta Licenciataria realizó obras de inversión por los siguientes montos: $ 135 millones y $ 129 millones respectivamente. Se adjunta cuadro comparativo:

Año	Monto (MM$)
2016	302
2015	129
2014	135

8.- <u>TARIFA SOCIAL</u>

Mediante la Resolución Enargas N° I-3732/16 se fijaron los criterios de elegibilidad para ser beneficiario de la tarifa social.

Recordemos que los usuarios incorporados a dicho régimen, tienen bonificado el 100% del precio del gas.

Al día de la fecha se han incorporado a dicho Régimen 356.514 usuarios residenciales, que representan el 27% del total de clientes de esta Distribuidora, quienes solo abonan la tarifa de distribución y transporte.

Para graficar lo expuesto, a continuación se detallan por categoría, los clientes beneficiarios de la Tarifa Social.

JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

JULIANA REGGI
APODERADA

Rótulos de fila	Cant Us Tarifa Social	Alcance
R1	58,825	16.50%
R21	15,596	4.37%
R22	19,763	5.54%
R23	31,019	8.70%
R31	46,786	13.12%
R32	45,203	12.68%
R33	44,237	12.41%
R34	95,085	26.67%
Total general	356,514	100%

Aplicando estos cuadros tarifarios, un cliente Residencial promedio paga $ 164 por mes en la subzona Buenos Aires.

En los gráficos incluidos en los puntos 3 y 5 anteriores se puede comparar la tarifa social respecto de la tarifa plena para las distintas categorías de usuarios residenciales en las distintas subzonas tarifarias de Camuzzi.

A su vez, la Resolución permite que aquellos que consideren que le asisten razones particulares para acceder al beneficio y no estén comprendidos, pueden presentar su situación particular mediante un trámite muy sencillo a través de la página del ENARGAS www.Enargas.gov.ar; de la Distribuidora www.Camuzzigas.com.ar y personalmente en cada uno de los centros de atención.

9.- LAS MEDIDAS JUDICIALES QUE AFECTARON LA APLICACIÓN DE LOS AUMENTOS EN LA TARIFA DE DISTRIBUCIÓN.

Con respecto a los aumentos establecidos en la Resolución Enargas N° I-2844, Camuzzi ha sido notificada de las medidas cautelares dictadas por distintos Juzgados Federales, según el siguiente detalle: Juzgado Federal de Mar del Plata (Nro. 4), Necochea, Azul (Nro. 2), Juzgado Federal de Bahia Blanca (Nro. 2), Dolores y Junín.

Cómo quedara adelantado, dichas medidas cautelares establecen la suspensión de la aplicación de la Res. 226/2014 de la ex Secretaría de Energía de la Nación y la consiguiente Res. 2844/2014 dictada por el Enargas, ordenando la aplicación de los cuadros tarifarios vigentes al 31.03.2014.

Por su parte, con respecto a los aumentos establecidos en la Resolución Enargas N° I-3732/2016, Camuzzi ha sido notificada de las medidas cautelares dictadas por el Juzgado Federal de Dolores con impacto en los Partidos de General Belgrano, General Madariaga, de la Costa y Villa Gesell.

JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

Camuzzi Gas Pampeana

Dichas medidas cautelares establecen la inmediata suspensión de la aplicación de las resoluciones que dieron origen a los nuevos cuadros tarifarios.

En este punto de exposición, cabe destacar que la Corte Suprema de Justicia de la Nación, resolvió con fecha 18 de agosto de 2016, en autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y Otros c/Ministerio de Economía y Minería s/Amparo Colectivo" (Expte. 8399/2016/CS1) confirmar parcialmente lo resuelto en la instancia anterior, en cuanto a la nulidad de las resoluciones 28/2016 y 31/2016 del MINEM, decisión que se circunscribió al colectivo de usuarios residenciales del servicio de gas natural, manteniéndose respecto de ellos y en la medida en que resultara más beneficioso, la vigencia de la tarifa social correspondiente al cuadro tarifario por dicho Tribunal examinador.

Cabe señalar que todas estas medidas cautelares, amparos y el fallo de la Corte afectan gravemente las posibilidades de cubrir los gastos de operación, mantenimiento e inversiones necesarios para mantener la calidad del servicio a los actuales usuarios; además de imposibilitar el ingreso de otros usuarios que hoy no tienen el servicio de gas natural y se ven obligados a utilizar medios de calefacción más caros, ineficientes e inseguros, tal como se expone en el punto siguiente.

10.- RESTRICCIONES EN LOS SISTEMAS.

Debido al sostenido crecimiento de la demanda que se ha producido en los últimos años, las instalaciones que conforman los sistemas de abastecimiento de gas natural se encuentran, en su mayoría, al límite de su capacidad operativa.

Frente a esta situación, esta Licenciataria solicita al requirente de un nuevo servicio que trae aparejado una expansión del sistema - de acuerdo a la magnitud del pedido y la situación particular del sistema involucrado- la obra necesaria de refuerzo que permite la incorporación de dicho usuario en forma estable.

Este estado de saturación del sistema se da en 117 localidades (aprox. el 50%) del total de localidades abastecidas por Camuzzi.

La zona que actualmente, presenta la mayor restricción es la correspondiente a la Costa Atlántica.

Dada esta situación, es necesaria la realización de importantes obras de refuerzo para permitir la nueva incorporación de usuarios en los sistemas saturados.

JUAN JOSÉ MITJANS
APODERADO

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

11.- INCREMENTO DE PRECIOS DE LA ECONOMÌA Y COMPARATIVA DE LA TARIFA FINAL RESIDENCIAL CON OTROS SERVICIOS.

Es importante considerar que la economía nacional luego de la crisis del 2001 ha sufrido procesos inflacionarios que se han acentuado en los últimos años. Esto castigó duramente los costos internos de todas las empresas del país, pero a diferencia de otros sectores de la economía y por tratarse de un negocio regulado, la Distribuidora no pudo trasladar dichos incrementos en igual medida a la Tarifa de Distribución.

A modo de ejemplo, y para graficar esta situación, en el cuadro siguiente se refleja el incremento de precios de algunos materiales que utiliza normalmente la Distribuidora en su operatoria diaria:

Medidor de Gas para usuario Residencial	$ 43.04	$ 684.03	1489%
Odorante (por litro)	$ 9.63	$ 121.65	1163%
Caño de Acero API 5LX42 Ø 6" (por metro lineal)	$ 23.98	$ 761.28	3075%
Caño de Polietileno 25 mm (para conexión de servicio - por metro lineal)	$ 0.31	$ 12.35	3884%
Resma de papel A4	$ 2.62	$ 49.50	1789%
Toner para impresora HP 2100	$ 82.95	$ 1,723.30	1764%

Asimismo, el congelamiento en los ingresos fue de tal magnitud que la tasa regulada que cobra la Distribuidora por la conexión de un nuevo servicio (costo que justamente se recupera con esta tasa y no con la tarifa de distribución) no ha sido actualizada desde enero de 2002. Sin embargo los costos que debió afrontar la Distribuidora para realizar dicha conexión tuvo un incremento considerable como lo muestra el siguiente cuadro con el ejemplo de conectar a un nuevo usuario en la ciudad de Bahía Blanca:

	ENE-02	JUL-2013	% INCREMENTO
Costo de Mano de Obra y Materiales (no incluye medidor)	$ 175	$ 1,684	862%
Tasa por Conexión cobrada al usuario	$ 142	$ 142	0%

JUAN JOSE VII
APODERADO

Camuzzi Gas Pampeana

Estos ejemplos grafican que a consecuencia del atraso tarifario, la Distribuidora a tenido que afrontar serias dificultades de caja en estos últimos años, situación que la llevó a tener que priorizar las inversiones en seguridad y mantenimiento del sistema de gas, en detrimento de las inversiones de expansión necesarias para poder atender el constante crecimiento vegetativo en toda su área de servicio. Consecuencia de ello también ha sido la imposibilidad de la Distribuidora de poder cumplir en tiempo y forma con sus obligaciones comerciales con los Productores de Gas.

Sin lugar a dudas el gas domiciliario constituye un servicio esencial para la vida de la gente pero también es cierto que otros productos no menos importantes y que integran la llamada "canasta básica" han tenido considerables incrementos desde el 2001 a la fecha, como lo muestra el siguiente cuadro elaborado a partir de datos extraídos del INDEC (Informe IPC):

	AÑO 2001	AÑO 2016	INCREMENTO
Pan francés tipo flauta (1 kilo)	$ 1.66	$ 33.07	1892%
Leche fresca entera sachet (1 litro)	$ 0.77	$ 16.53	2047%
Azúcar (1 kilo)	$ 0.59	$ 12.76	2063%
Yerba mate (500 grs)	$ 1.16	$ 27.29	2253%
Harina de Trigo común 000 (1 kilo)	$ 0.51	$ 9.48	1759%
Arroz blanco simple (1 kilo)	$ 0.99	$ 16.81	1598%
Asado (1 kilo)	$ 3.51	$ 103.13	2838%
Pollo entero (1 kilo)	$ 1.87	$ 32.95	1673%
Aceite mezcla (1,5 litro)	$ 2.04	$ 28.07	1325%
Manteca (200 grs)	$ 1.33	$ 27.37	1958%
Papa (1 kilo)	$ 0.40	$ 11.91	2878%

Asimismo y tal como surge del cuadro siguiente, el gas natural aún con el aumento que había sido previsto para el 2016, continúa siendo el servicio más económico entre los costos que afrontan las familias.

Servicio mensual	Costo Anual	Costo Promedio Mensual
Nafta Super (1)	$ 21,419	$ 1,785
Cable e Internet (2)	$ 10,668	$ 889
Telefonía Móvil (3)	$ 11,040	$ 920
Gas (4)	$ 8,018	$ 668

(1) Se consideró el uso de 1 automóvil 12.000 kms por año.
(2) Se consideró un abono clásico de Cable + Internet
(3) Se consideró 4 abonos básicos de telefonía celular
(4) Consumo Promedio Residencial Subzona Buenos Aires

JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

12.- CONCLUSION

Por todo lo expuesto se solicita:

- La implementación inmediata de los Márgenes de Distribución contenidos en la Resolución Enargas N° I 3732/16 -hasta la conclusión del proceso de RTI- necesario para garantizar la normal prestación del servicio público en condiciones de seguridad, accesibilidad, continuidad, calidad y seguridad. Asimismo para continuar dando cumplimiento a los Planes de Inversión comprometidos para el año 2016.

- La implementación de un mecanismo destinado a compensar los incumplimientos bajos las Actas Acuerdo como así también que permita a la Distribuidora percibir los ingresos de distribución (netos de gas y transporte) que debió haber percibido producto de los nuevos cuadros tarifarios dispuestos por la Resolución Enargas N° I-3732 correspondientes a los períodos de consumo registrados entre el 1 de Abril hasta la fecha y que dejaron de percibirse producto de la situación descripta en el punto 9 del presente Informe de Exposición.

- La finalización del proceso de RTI previsto en la Resolución N° 31 del MINEM que contemple el otorgamiento y efectiva implementación de las tarifas definitivas que permitan atender las necesidades de inversión en reposición, mantenimiento y mejora de calidad del servicio, garantizando la mejor operación y confiabilidad del sistema, resguardando la seguridad de los usuarios y la comunidad en general, como así también que contemplen una rentabilidad justa y razonable de acuerdo a lo previsto en el Marco Regulatorio.

JUAN JOSE MITJANS
APODERADO

ANEXO 2

A continuación, se adjunta la documentación que acredita el **"Estado de Situación de Camuzzi Gas Sur en la Actualidad".**

JULIANA REGGI
APODERADA

Anexo

2

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

ENARGAS

16 NOV 25 15:30

AR/JR/GC/2753

Buenos Aires, 25 de Noviembre de 2016

Señores
Ente Nacional Regulador del Gas
S / D

Ref.: Nota ENRG GDyE/GAL N° 10119. Asistencia Económica Transitoria.

De nuestra mayor consideración:

Nos dirigimos a esa Autoridad Regulatoria en el marco de la nota de referencia, a fin de rectificar la información que fuera enviada por esta Distribuidora mediante Nota AR/JR/GC/er/2633 del pasado 11 de noviembre.

En esta oportunidad se consideró el efecto impositivo que tiene la Asistencia Económica Transitoria (AET) en el Flujo de Fondos de la Distribuidora, como consecuencia que dicha Asistencia está gravada por el Impuesto a las Ganancias.

Cabe considerar que al recibir esta AET, la Distribuidora deberá afrontar el correspondiente Impuesto a las Ganancias, lo que impacta directamente en su flujo de fondos. Por tal motivo se efectuó el cálculo del impuesto a pagar de tal manera de percibir neto de dicho impuesto, la Asistencia necesaria para atender las obligaciones contraídas.

Para estimar dicho efecto impositivo se procedió a realizar el siguiente cálculo: **IIGG a Pagar = AET (antes de impuesto) / 0,65 * 0,35**

Dicho cálculo arrojó un valor de Impuesto a las Ganancias a Pagar de $ 1.039,4 millones, elevando el monto total de la Asistencia Económica Transitoria a $ 2.969,7 millones.

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi
Gas Pampeana

En virtud de lo anterior, se adjunta a la presente cuadro anexo que reemplaza al remitido oportunamente por esta Distribuidora mediante la Nota AR/JR/GC/cr/2633 citada precedentemente.

En función de lo expuesto, solicitamos se tenga por efectuado el correspondiente reemplazo, reiterando la necesidad de contar en forma urgente con una ASISTENCIA ECONOMICA TRANSITORIA, a fin de poder afrontar los gastos asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público, como así también para poder continuar haciendo frente al Plan de Inversiones comprometido para el presente año, honrar los compromisos asumidos con los productores de gas y el mantenimiento de la cadena de pagos.

Sin otro particular, aprovechamos la oportunidad para saludarlos atentamente.

JULIANA REGGI
Gerente
Asuntos Regulatorios

Camuzzi Gas Pampeana S.A.

CUADRO ANEXO - Nota ENRG GDyE/GAL N° 10119

	Miles de $
- Saldo de efectivo e inversiones financieras al 30 de septiembre de 2016:	445,181
Caja e Inversiones Financieras según Balance de Publicación al 30.09.2016	448,570
Cargos de Terceros a Depositar (Decreto 2007)	(3,389)
- Ingresos previstos por cobranzas desde el 1 de octubre al 31 de diciembre 2016	1,497,098
Cobranzas a Usuarios	1,470,699
Cobranzas de Subsidios	26,399
- Erogaciones previstas de gastos de Operación, Mantenimiento y Comercialización:	(528,046)
- Erogaciones por Obras incluidas en el Plan de Inversiones Obligatorias 2016:	(89,505)
- Cuotas pendientes al 31/12/16 de la Deuda con Productores año 2014 (Res. SE 263/2015)	(168,432)
- Monto a pagar por deuda vencida con Productores de Gas y Transportistas Año 2016	(2,576,625)
Deuda con Productores de Gas al 30/09/16 (1)	(1,471,643)
Gas Corriente 2016 (Periodos devengados de Octubre y Noviembre)	(804,174)
Deuda con Transportistas al 30/09/16	(79,138)
Transporte Corriente 2016 (Periodos devengados de Octubre y Noviembre)	(221,672)
- Obligaciones Contraidas con Acreedores Privados:	0
- Deuda con Productores de Gas Año 2013	(63,933)
- Intereses al 31/12/2016 por Regularización Deuda con Productores de Gas y Transportistas (2	(155,233)
DEFICIT DE CAJA PERIODO OCTUBRE-DICIEMBRE 2016	(2,934,576)
- SALDO DE CAJA TEÓRICO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016	(1,639,495)
- Ingresos previstos por cobranzas desde el 1 de Enero al 31 de Marzo de 2017	1,469,893
Cobranzas a Usuarios	1,467,842
Cobranzas de Subsidios	2,051
- Erogaciones previstas de gastos de Operación, Mantenimiento y Comercialización:	(552,676)
- Erogaciones Proyectadas por Obras incluidas en el Plan de Inversiones Obligatorias 2016	(137,070)
- Anticipos Inversiones Plan 2017 (obras de Confiabilidad y Seguridad)	(11,264)
- Cuotas Primer Trimestre 2017 de la Deuda con Productores año 2014 (Res. SE 263/15)	(53,639)
- Cuotas Restantes Deuda con Productores año 2014 (Res. SE 263/15 - Abril 2017 a Febrero 2018)	(188,413)
- Pagos a Productores de Gas y Transportistas Primer Trimestre 2017:	(807,437)
Gas Corriente Proyectado (Periodos devengados Diciembre 2016 a Febrero 2017)	(602,823)
Costo de Transporte Corriente Proyectado (Periodos devengados Diciembre 2016 a Febrero 2017)	(204,614)
- Obligaciones Contraidas con Acreedores Privados:	0
DEFICIT DE CAJA PERIODO ENERO-MARZO 2017	(290,806)
- SALDO DE CAJA TEÓRICO AL 31 DE MARZO DE 2017	(1,930,302)
- IMPUESTO A LAS GANANCIAS A PAGAR POR ASISTENCIA ECONOMICA TRANSITORIA	(1,039,393)
- SALDO DE CAJA TEÓRICO (CON IMPUESTO A LAS GANANCIAS POR A.E.T.)	(2,969,695)
FLUJO DE CAJA TOTAL (CON IMPUESTO A LAS GANANCIAS)	(3,414,876)

(1) Deuda con Productores de Gas al 30/09/2016: para el Gas de Abril a Septiembre 2016, se calculó el mes de Junio a Febrero mayor a un 30%).
El balance entre un 5% y 20%) y C (ahorro menor al 5%) en función de la facturación del año 2015, hasta tanto se regularice la facturación del año 2016.

(2) Intereses al 31/12/16 Deuda con Productores y Transportistas: A los efectos del cálculo se aplica la Tasa de Descuento de Documentos BNA (27% TI).
Cabe recordar que la Distribuidora no ha sido intimada legalmente al pago de sumas adeudadas por compra de gas más los intereses correspondientes desde la fecha de vencimiento de las facturas hasta la efectiva cancelación de las mismas.

JULIANA REGGI
Gerente
Asuntos Regulatorios

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

ENARGAS
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

16 JUN 28 11 :41

AR/JR/1464

RECIBIDO
MESA DE ENTRADAS
NO IMPLICA CONFORMIDAD

Buenos Aires, 27 de Junio de 2016

Señores
Ente Nacional Regular del Gas
S / D

Ref.: Continuación Nota AR/JR/1190. Estado de Situación. Nuevos Cuadros Tarifarios. Resolución ENARGAS I/3732. I) Fondo Fiduciario. Recaudación. II) Amparos Judiciales. III) Petición de Quiebra PAE. IV) Deuda AET 2015 y Subsidio 2015 y 2016.

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a esa Autoridad Regulatoria continuando con nuestra Nota AR/JR/1190 del 1 de Junio pasado.

A través de la citada Nota, Camuzzi Gas Pampeana S.A. ("Camuzzi", la "Compañía" o la "Sociedad") puso formalmente de manifiesto ante dicho Organismo las problemáticas enunciadas en la referencia y que se le presentan como consecuencia de la aplicación de los nuevos Cuadros Tarifarios emitidos por esa Autoridad Regulatoria a través de la Resolución ENARGAS N° I/3732.

Asimismo en dicha misiva, a la cual nos remitimos por razones de brevedad, se explicitaron y desarrollaron los pormenores de las cuestiones enunciadas en la referencia, como así también se manifestó que, de no poder solucionarse dichas problemáticas en el corto plazo, la Sociedad enfrentará una grave alteración de su ecuación económica y financiera, tornando de cumplimiento imposible atender **en tiempo y forma** los compromisos asumidos por esta Licenciataria en materia de inversiones, deuda con los productores de gas y mantenimiento de la cadena de pagos, desvirtuándose así los objetivos buscados con los incrementos tarifarios de transición dispuestos por ese Organismo.

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

En virtud de lo anterior, atento el tiempo transcurrido sin respuesta a la fecha y siendo que las situaciones oportunamente puestas de manifesto permanecen sin solución, y se acentúan con el correr del tiempo, es que **solicitamos tenga a bien concedernos una reunión con carácter de urgente**, dada la gravedad de la situación descripta y la necesidad de adoptar medidas que permitan dar solución a los temas expuestos.

Remarcamos que el objetivo de la presentación oportunamente realizada a través de la Nota AR/JR/1190 como así también de la reunión aquí peticionada es poner de relieve el tema, de manera de buscar soluciones posibles con la finalidad primordial de dar cabal cumplimiento a las obligaciones y objetivos buscados a través de la Resolución Enargas N° I/3732/16, los cuales no podrán ser atendidos en tiempo y forma de no solucionarse los temas planteados.

En virtud de lo anterior y en el entendimiento que esa Autoridad Regulatoria comprende la gravedad y premura que conlleva dar urgente tratamiento y solución a los temas expuestos, les agradecemos tengan a bien **conceder la reunión solicitada por la Compañía**, dando participación a cualquier otro Organismo del Estado que, según vuestro mejor entender, deba tomar participación de esta problemática y de su apremiante solución.

Sin otro particular saludamos a Uds. atentamente.

JUAN JOSÉ MITJANS
PRESIDENTE

Camuzzi Gas Pampeana

AR/JR/1462

Buenos Aires, 27 de Junio de 2016

Señores
Jefatura de Gabinete de Ministros
Sr. Jefe de Gabinete de Ministros
Lic. Marcos Peña
S / D

Ref.: Continuación Nota AR/JR/1194. Estado de Situación. Nuevos Cuadros Tarifarios. Resolución ENARGAS I/3732. I) Fondo Fiduciario. Recaudación. II) Amparos Judiciales. III) Petición de Quiebra PAE. IV) Deuda AET 2015 y Subsidio 2015 y 2016.

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. continuando con nuestra Nota AR/JR/1194 del 1 de Junio pasado.

A través de la citada Nota, Camuzzi Gas Pampeana S.A ("Camuzzi", la "Compañía" o la "Sociedad") puso formalmente de manifiesto ante esa Jefatura de Gabinete las problemáticas enunciadas en la referencia y que se le presentan como consecuencia de la aplicación de los nuevos Cuadros Tarifarios emitidos por esa Autoridad Regulatoria a través de la Resolución ENARGAS N° I/3732.

Asimismo en dicha misiva, a la cual nos remitimos por razones de brevedad, se explicitaron y desarrollaron los pormenores de las cuestiones enunciadas en la referencia, como así también se manifestó que, de no poder solucionarse dichas problemáticas en el corto plazo, la Sociedad enfrentará una grave alteración de su ecuación económica y financiera, tornando de cumplimiento imposible atender **en tiempo y forma** los compromisos asumidos por esta Licenciataria en materia de inversiones, deuda con los productores de gas y mantenimiento de la cadena de pagos, desvirtuándose así los objetivos buscados con los incrementos tarifarios de transición dispuestos por ese Organismo.

GABRIEL XIGHI
28-06-2016

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

En virtud de lo anterior, atento el tiempo transcurrido sin respuesta a la fecha y siendo que las situaciones oportunamente puestas de manifesto permanecen sin solución, y se acentúan con el correr del tiempo, es que **solicitamos tenga a bien concedernos una reunión con carácter de urgente**, dada la gravedad de la situación descripta y la necesidad de adoptar medidas que permitan dar solución a los temas expuestos.

Remarcamos que el objetivo de la presentación oportunamente realizada a través de la Nota AR/JR/1194 como así también de la reunión aquí peticionada es poner de relieve el tema, de manera de buscar soluciones posibles con la finalidad primordial de dar cabal cumplimiento a las obligaciones y objetivos buscados a través de la Resolución Enargas N° I/3732/16, los cuales no podrán ser atendidos en tiempo y forma de no solucionarse los temas planteados.

En virtud de lo anterior y en el entendimiento que Ud. comprende la gravedad y premura que conlleva dar urgente tratamiento y solución a los temas expuestos, le agradecemos tenga a bien **conceder la reunión solicitada por la Compañía**, dando participación a cualquier otro Organismo del Estado que, según vuestro mejor entender, deba tomar participación de esta problemática y de su apremiante solución.

Sin otro particular saludamos a Ud. atentamente.

JUAN JOSÉ MITJANS
PRESIDENTE

Camuzzi Gas Pampeana

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA
D.G.D. y M.E.

AR/JR/1461

2016 JUN 28 13 : 25

Buenos Aires, 27 de Junio de 2016

EL TIMBRADO CORRESPONDE A RECEPCION Y NO PRESTA CONFORMIDAD

Ministerio de Energía y Minería
Ing. Juan José Aranguren
S / D

Ref.: Continuación Nota AR/JR/1192. Estado de Situación. Nuevos Cuadros Tarifarios. Resolución ENARGAS I/3732. I) Fondo Fiduciario. Recaudación. II) Amparos Judiciales. III) Petición de Quiebra PAE. IV) Deuda AET 2015 y Subsidio 2015 y 2016.

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. continuando con nuestra Nota AR/JR/1192 del 1 de Junio pasado.

A través de la citada Nota, Camuzzi Gas Pampeana S.A. ("Camuzzi", la "Compañía" o la "Sociedad") puso formalmente de manifiesto ante dicho Organismo las problemáticas enunciadas en la referencia y que se le presentan como consecuencia de la aplicación de los nuevos Cuadros Tarifarios emitidos por esa Autoridad Regulatoria a través de la Resolución ENARGAS N° I/3732.

Asimismo en dicha misiva, a la cual nos remitimos por razones de brevedad, se explicitaron y desarrollaron los pormenores de las cuestiones enunciadas en la referencia, como así también se manifestó que, de no poder solucionarse dichas problemáticas en el corto plazo, la Sociedad enfrentará una grave alteración de su ecuación económica y financiera, tornando de cumplimiento imposible atender **en tiempo y forma** los compromisos asumidos por esta Licenciataria en materia de inversiones, deuda con los productores de gas y mantenimiento de la cadena de pagos, desvirtuándose así los objetivos buscados con los incrementos tarifarios de transición dispuestos por ese Organismo.

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

En virtud de lo anterior, atento el tiempo transcurrido sin respuesta a la fecha y siendo que las situaciones oportunamente puestas de manifesto permanecen sin solución, y se acentúan con el correr del tiempo, es que **solicitamos tenga a bien concedernos una reunión con carácter de urgente**, dada la gravedad de la situación descripta y la necesidad de adoptar medidas que permitan dar solución a los temas expuestos.

Remarcamos que el objetivo de la presentación oportunamente realizada a través de la Nota AR/JR/1192 como así también de la reunión aquí peticionada es poner de relieve el tema, de manera de buscar soluciones posibles con la finalidad primordial de dar cabal cumplimiento a las obligaciones y objetivos buscados a través de la Resolución Enargas N° I/3732/16, los cuales no podrán ser atendidos en tiempo y forma de no solucionarse los temas planteados.

En virtud de lo anterior y en el entendimiento que ese Ministerio comprende la gravedad y premura que conlleva dar urgente tratamiento y solución a los temas expuestos, les agradecemos tengan a bien **conceder la reunión solicitada por la Compañía**, dando participación a cualquier otro Organismo del Estado que, según vuestro mejor entender, deba tomar participación de esta problemática y de su apremiante solución.

Sin otro particular saludamos a Ud. atentamente.

JUAN JOSÉ MITJANS
PRESIDENTE

Camuzzi Gas Pampeana

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA
D.G.D. y M.E.

AR/JR/er/1437

2016 JUN 23 16 : 46

Buenos Aires, 23 de Junio de 2016

EL TIMBRADO CONSTITUYE RECEPCION -NO- PRESTA CONFORMIDAD

Señores
Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos
Ing. José Luis Sureda
S / D

Ref.: Deuda Subsidios Dec. 786/02 y Asistencia Económica Transitoria- Resolución SE N° 263/15.

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud., en representación de Camuzzi Gas Pampeana S.A. ("Camuzzi", la "Compañía" o la "Sociedad") con relación a los temas de la referencia.

Sobre el particular y tal como fuera oportunamente informado al Ente Nacional Regulador del Gas, al Ministerio de Economía y Minería de la Nación y a la Jefatura de Gabinete de Ministros -entre otros temas que apremian a la Sociedad-, ésta tiene pendiente de cobro sumas correspondiente a la Asistencia Económica Transitoria ("AET") dispuesta para el año 2015 a través de la Resolución de la ex Secretaría de Energía de la Nación N° 263/15, como así también sumas correspondientes a los Subsidios que Camuzzi debe percibir del Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumo Residenciales de Gas Natural y Gas Licuado en el marco del Art. 75 de la ley 25.565 y su Decreto Reglamentario 786/02.

En este sentido, según fuera informado en las Notas presentadas recientemente ante las autoridades mencionadas, al 1 de junio de 2016 la Sociedad tenía pendiente de cobro la suma de $88.800.000 correspondiente a la AET adeudada por el mes de octubre, noviembre y diciembre de 2015 como así también la suma de $ 5.900.000 que Camuzzi debía percibir por los Subsidios correspondientes a diciembre de 2015 y enero, febrero y marzo de 2016.

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

Al día de la fecha la situación expuesta precedentemente permanece sin cambio alguno respecto de la deuda correspondiente a la AET, situación que impacta en el cumplimiento en tiempo y forma de las obligaciones a cargo de esta Licenciataria asumidas en el marco de la referida Resolución. En particular cabe destacar las obligaciones de pago asumidas para con los productores de gas, quienes han efectuado reserva de derechos por el reclamo de los intereses correspondientes.

Por su parte, la deuda por Subsidios correspondientes a los meses de diciembre de 2015 y enero, febrero y marzo de 2016, fue percibida el pasado 2 de junio.

No obstante lo anterior, cabe remarcar que las demoras en los pagos registrados oscilaron entre los 100 y 30 días de su fecha de vencimiento, situación que deja en evidencia los perjuicios que ello ocasiona a esta Sociedad y que originan la presentación que nos ocupa. Asimismo, y como consecuencia de las demoras aquí descriptas, la Sociedad hace expresa reserva del derecho a reclamar los intereses que correspondan por los pagos efectuados fuera de término.

En particular y con relación a la deuda de Subsidios, cabe recordar aquí lo dispuesto por el Decreto 786/02, reglamentario del régimen de subsidios, el cual destaca en sus considerandos la necesidad de resguardar el principio de indiferencia aplicable a las Distribuidoras de gas natural, de forma tal que no resulten alterados los ingresos de la empresa, ni deban soportar costos financieros, o vean modificado el regular flujo de sus cobranzas por la aplicación de tarifas preferenciales.

En virtud de lo anterior, dada la gravedad de la situación descripta y la necesidad de adoptar medidas que permitan dar solución a los temas expuestos, es que **solicitamos tenga á bien concedernos una reunión** dando participación a cualquier otro Organismo del Estado que, según vuestro mejor entender, deba tomar participación de esta problemática y de su apremiante solución.

Camuzzi
Gas Pampeana

En el entendimiento que ese Secretario comprende la gravedad y premura que conlleva dar urgente tratamiento a los temas señalados, y a la espera de la reunión peticionada, saludo a Ud. Atentamente.

JUAN JOSÉ MITJANS
PRESIDENTE

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

AR/JR/sc/1194

Buenos Aires, 1° de Junio de 2016

Señores
Jefatura de Gabinete de Ministros
Sr. Jefe de Gabinete de Ministros
Lic. Marcos Peña
S / D

Ref.: Nuevos Cuadros Tarifarios - Estado de Situación

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud., en el marco de los nuevos cuadros tarifarios (los "Cuadros Tarifarios") instrumentados mediante las Resoluciones 28/2016 y 31/2016 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación ("MINEM") y ENARGAS N° I/3732, que han entrado en vigencia a partir del pasado 1° de abril para los usuarios del área de Licencia de Camuzzi Gas Pampeana S.A. ("Camuzzi" o la "Sociedad",) a fin de hacerle saber la gravedad del cuadro de situación de la Sociedad, habiendo transcurrido dos meses desde la implementación de dichos Cuadros Tarifarios.

En primer lugar , la aplicación de los nuevos Cuadros Tarifarios y la forma en que se encuentra estructurado el Régimen de Subsidios a los Consumos Residenciales de Gas en la Patagonia, ha generado a la Sociedad un problema estructural que requerirá –luego de aplicados los nuevos Cuadros Tarifarios- para el corriente año la suma de $300.000.000 para fondear el Fondo Fiduciario creado por la Ley 25.565, a fin de compensar a Camuzzi por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales de gas en la Patagonia.

F/S Federico 1/6/16

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

En igual sentido, los incrementos decididos por el Gobierno Nacional con los nuevos Cuadros Tarifarios han sido objeto de innumerables medidas judiciales tendientes a eliminar los efectos de dichos incrementos. A la fecha, la Sociedad ha tomado conocimiento de la existencia de -al menos- 12 acciones de amparo contra Camuzzi Gas Pampeana. En ellas, los actores – Gobernadores en representación de los habitantes de sus Provincias, Intendentes en representación de sus ciudadanos, legisladores, concejales, organizaciones de consumidores, ligas de amas de casa, entre otros- han solicitado y, en algunos casos obtenido, medidas judiciales ordenando la inmediata suspensión de la aplicación de las resoluciones que dieron origen a los nuevos Cuadros Tarifarios, incluyendo, por ejemplo, una medida –que si bien no se encuentra firme- ordena al Estado Nacional a convocar a Audiencia Pública para todos los usuarios y consumidores, a fin de debatir y reevaluar las disposiciones 28/16 y 31/16 del Ministerio de Energía y Minería, todo ello, bajo apercibimiento de suspender la normativa antes aludida hasta que se dé cumplimiento con el referido mecanismo de participación ciudadana.

Al cuadro de situación mencionado cabe agregar que a la fecha de la presente, la Sociedad tiene pendiente de cobro la suma de $88.800.000 correspondiente a las Asistencias Económicas Transitorias ("AET") adeudadas por el mes de octubre, noviembre y diciembre de 2015 como así también la suma de $5.900.000 que Camuzzi debió percibir por los Subsidios correspondientes a diciembre de 2015 y enero, febrero y marzo de 2016.

Por último, le hago saber a Ud. que con fecha 31 de mayo de 2016, el Juzgado Comercial N°25, Secretaría N°49, en los autos caratulados "Camuzzi Gas Pampeana S.A. s/ Pedido de Quiebra por Pan American Sur S.A." ha citado a Camuzzi a fin de brindar explicaciones en relación al presunto estado de cesación de pagos alegado por Pan American Sur S.A., luego del cual el Juez deberá admitir o rechazar el pedido de quiebra solicitado.

En consecuencia, es necesario hacer saber a Ud. que la grave situación aquí descripta,: (i) echa por tierra los objetivos buscados con la emisión de los nuevos Cuadros Tarifarios, dejando sin solución la crítica situación general

Camuzzi Gas Pampeana

del sistema que ya había sido reconocida en distintas normas dictadas por diferentes autoridades, y perjudicando aún más la situación de la Sociedad que, en este marco, ni siquiera cuenta con las AET previstas en las normas anteriormente vigentes; (ii) impone una limitación en las inversiones para atender únicamente las condiciones de seguridad del sistema, lo que torna de imposible cumplimiento la ejecución del Plan de Inversiones comprometidas para el año en curso, incluyendo aquellas obras de infraestructura indispensables para la ampliación de la red de distribución de gas, (iii) disminuye drásticamente la generación de los fondos del sistema, necesarios para afrontar los gastos de operación, mantenimiento, administración y comercialización de la Sociedad, y (iv) provocará nuevamente un corrimiento en la exigibilidad de las obligaciones de pago contraídas especialmente con los productores de gas, subordinándolas al pago de aquellas que permitan la operación de la Sociedad, todo lo cual afectará la cadena de pagos, imposibilitando asimismo, la asunción de nuevas obligaciones como por ejemplo la contractualización de las compra de gas a productores o la adquisición de capacidad de transporte en firme. En este último sentido, no puede dejar de señalarse que la suspensión de los nuevos Cuadros Tarifarios por un lado, fuente de los ingresos de la Sociedad, y el mantenimiento de las obligaciones y exigencias a las que se sujetaron aquellos cuadros por el otro, que constituyen sus erogaciones, provoca una situación absurdamente inequitativa que coloca a la Sociedad en una situación aún más perjudicial que la preexistente a dichos cuadros.

Sin perjuicio de lo expresado en los párrafos precedentes, la extensión en el tiempo de la situación aquí descripta y sus consecuencias han generado en los usuarios innumerables actitudes de desaprobación y descontento que son de público y notorio conocimiento. Estos hechos –marchas y protestas de todo tipo a lo largo de las áreas de licencia de la Sociedad, fortísimas declaraciones en los medios, amenazas de cortes de suministro por la fuerza, entre otras- han tenido como principal destinatario a Camuzzi, su personal y sus sucursales, poniendo en riesgo la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo como así también la seguridad e integridad física de sus empleados.

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

Deseamos manifestarles que la Sociedad ha arbitrado ya todos los medios a su alcance para poner en conocimiento de todas las autoridades nacionales involucradas, la dimensión y trascendencia de la situación por la que atraviesan sus operaciones, haciendo las presentaciones ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación, tribunal en el que tramita una causa caratulada ACUBA y Otro C/ Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Otros S/ Ley de Defensa Del Consumidor (Nro. FMP 14577/14), en la que se encuentra pendiente de definición la procedencia de la medida cautelar dictada por el Tribunal inferior y el alcance de las facultades judiciales para interferir en el dictado de normas que hacen a la regulación de la actividad de distribución del gas natural como así también en las políticas tarifarias dictadas por el Poder Ejecutivo. Sin embargo, hasta el momento la Sociedad no ha encontrado solución definitiva alguna.

Por lo expuesto, en el entendimiento que Ud. comprenderá la gravedad de la situación descripta, y de que tiene potestades para encaminarla a una urgente solución, le agradeceré tenga a bien arbitrar los medios necesarios a tal fin. Cabe señalar, que por razones estacionales y operativas, a partir del mes de julio la situación aquí descrita solo será aún más perjudicial para la Sociedad.

Sin otro particular saludo a Ud. Atentamente,

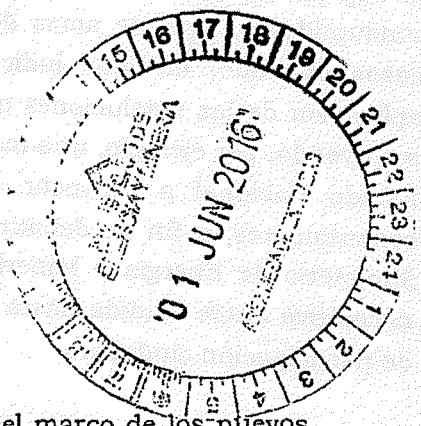
JUAN JOSÉ MITJANS
PRESIDENTE

Camuzzi Gas Pampeana

AR/JR/sc/1192

Buenos Aires, 1° de Junio de 2016

Señores
Ministerio de Energía y Mineria
Ing. Juan José Aranguren
S / D



Ref.: Nuevos Cuadros Tarifarios - Estado de Situación

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud., en el marco de los nuevos cuadros tarifarios (los "Cuadros Tarifarios") instrumentados mediante las Resoluciones 28/2016 y 31/2016 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación ("MINEM") y ENARGAS N° I/3732, que han entrado en vigencia a partir del pasado 1° de abril para los usuarios del área de Licencia de Camuzzi Gas Pampeana S.A. ("Camuzzi" o la "Sociedad",) a fin de hacerle saber la gravedad del cuadro de situación de la Sociedad, habiendo transcurrido dos meses desde la implementación de dichos Cuadros Tarifarios.

En primer lugar , la aplicación de los nuevos Cuadros Tarifarios y la forma en que se encuentra estructurado el Régimen de Subsidios a los Consumos Residenciales de Gas en la Patagonia, ha generado a la Sociedad un problema estructural que requerirá –luego de aplicados los nuevos Cuadros Tarifarios- para el corriente año la suma de $300.000.000 para fondear el Fondo Fiduciario creado por la Ley 25.565, a fin de compensar a Camuzzi por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales de gas en la Patagonia.

En igual sentido, los incrementos decididos por el Gobierno Nacional con los nuevos Cuadros Tarifarios han sido objeto de innumerables medidas judiciales tendientes a eliminar los efectos de dichos incrementos. A la

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

fecha, la Sociedad ha tomado conocimiento de la existencia de -al menos- 12 acciones de amparo contra Camuzzi Gas Pampeana. En ellas, los actores – Gobernadores en representación de los habitantes de sus Provincias, Intendentes en representación de sus ciudadanos, legisladores, concejales, organizaciones de consumidores, ligas de amas de casa, entre otros- han solicitado y, en algunos casos obtenido, medidas judiciales ordenando la inmediata suspensión de la aplicación de las resoluciones que dieron origen a los nuevos Cuadros Tarifarios, incluyendo, por ejemplo, una medida –que si bien no se encuentra firme- ordena al Estado Nacional a convocar a Audiencia Pública para todos los usuarios y consumidores, a fin de debatir y reevaluar las disposiciones 28/16 y 31/16 del Ministerio de Energía y Minería, todo ello, bajo apercibimiento de suspender la normativa antes aludida hasta que se dé cumplimiento con el referido mecanismo de participación ciudadana.

Al cuadro de situación mencionado cabe agregar que a la fecha de la presente, la Sociedad tiene pendiente de cobro la suma de $88.800.000 correspondiente a las Asistencias Económicas Transitorias ("AET") adeudadas por el mes de octubre, noviembre y diciembre de 2015 como así también la suma de $5.900.000 que Camuzzi debió percibir por los Subsidios correspondientes a diciembre de 2015 y enero, febrero y marzo de 2016.

Por último, le hago saber a Ud. que con fecha 31 de mayo de 2016, el Juzgado Comercial N°25, Secretaría N°49, en los autos caratulados "Camuzzi Gas Pampeana S.A. s/ Pedido de Quiebra por Pan American Sur S.A." ha citado a Camuzzi a fin de brindar explicaciones en relación al presunto estado de cesación de pagos alegado por Pan American Sur S.A., luego del cual el Juez deberá admitir o rechazar el pedido de quiebra solicitado.

En consecuencia, es necesario hacer saber a Ud. que la grave situación aquí descripta,: (i) echa por tierra los objetivos buscados con la emisión de los nuevos Cuadros Tarifarios, dejando sin solución la crítica situación general del sistema que ya había sido reconocida en distintas normas dictadas por diferentes autoridades, y perjudicando aún más la situación de la Sociedad que, en este marco, ni siquiera cuenta con las AET previstas en las normas anteriormente

Camuzzi Gas Pampeana

vigentes; (ii) impone una limitación en las inversiones para atender únicamente las condiciones de seguridad del sistema, lo que torna de imposible cumplimiento la ejecución del Plan de Inversiones comprometidas para el año en curso, incluyendo aquellas obras de infraestructura indispensables para la ampliación de la red de distribución de gas, (iii) disminuye drásticamente la generación de los fondos del sistema, necesarios para afrontar los gastos de operación, mantenimiento, administración y comercialización de la Sociedad, y (iv) provocará nuevamente un corrimiento en la exigibilidad de las obligaciones de pago contraídas especialmente con los productores de gas, subordinándolas al pago de aquellas que permitan la operación de la Sociedad, todo lo cual afectará la cadena de pagos, imposibilitando asimismo, la asunción de nuevas obligaciones como por ejemplo la contractualización de las compra de gas a productores o la adquisición de capacidad de transporte en firme. En este último sentido, no puede dejar de señalarse que la suspensión de los nuevos Cuadros Tarifarios por un lado, fuente de los ingresos de la Sociedad, y el mantenimiento de las obligaciones y exigencias a las que se sujetaron aquellos cuadros por el otro, que constituyen sus erogaciones, provoca una situación absurdamente inequitativa que coloca a la Sociedad en una situación aún más perjudicial que la preexistente a dichos cuadros.

Sin perjuicio de lo expresado en los párrafos precedentes, la extensión en el tiempo de la situación aquí descripta y sus consecuencias han generado en los usuarios innumerables actitudes de desaprobación y descontento que son de público y notorio conocimiento. Estos hechos –marchas y protestas de todo tipo a lo largo de las áreas de licencia de la Sociedad, fortísimas declaraciones en los medios, amenazas de cortes de suministro por la fuerza,- entre otras- han tenido como principal destinatario a Camuzzi, su personal y sus sucursales, poniendo en riesgo la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo como así también la seguridad e integridad física de sus empleados.

Deseamos manifestarles que la Sociedad ha arbitrado ya todos los medios a su alcance para poner en conocimiento de todas las autoridades nacionales involucradas, la dimensión y trascendencia de la situación por la que atraviesan sus operaciones, haciendo las presentaciones ante la Corte Suprema de

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

Justicia de la Nación, tribunal en el que tramita una causa caratulada ACUBA y Otro C/ Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Otros S/ Ley de Defensa Del Consumidor (Nro. FMP 14577/14), en la que se encuentra pendiente de definición la procedencia de la medida cautelar dictada por el Tribunal inferior y el alcance de las facultades judiciales para interferir en el dictado de normas que hacen a la regulación de la actividad de distribución del gas natural como así también en las políticas tarifarias dictadas por el Poder Ejecutivo. Sin embargo, hasta el momento la Sociedad no ha encontrado solución definitiva alguna.

Por lo expuesto, en el entendimiento que Ud. comprenderá la gravedad de la situación descripta, y de que tiene potestades para encaminarla a una urgente solución, le agradeceré tenga a bien arbitrar los medios necesarios a tal fin. Cabe señalar, que por razones estacionales y operativas, a partir del mes de julio la situación aquí descrita solo será aún más perjudicial para la Sociedad.

Sin otro particular saludo a Ud. Atentamente,

JUAN JOSÉ MITJANS
PRESIDENTE

Camuzzi Gas Pampeana

ENARGAS
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

AR/JR/sc/1190

16 JUN -1 12:49

RECIBIDO
MESA DE ENTRADAS
(NO IMPLICA CONFORMIDAD)

Buenos Aires, 1° de Junio de 2016

Señores
Ente Nacional Regulador del Gas
S / D

Ref.: Nuevos Cuadros Tarifarios - Estado de Situación

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud., en el marco de los nuevos cuadros tarifarios (los "Cuadros Tarifarios") instrumentados mediante las Resoluciones 28/2016 y 31/2016 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación ("MINEM") y ENARGAS N° I/3732, que han entrado en vigencia a partir del pasado 1° de abril para los usuarios del área de Licencia de Camuzzi Gas Pampeana S.A. ("Camuzzi" o la "Sociedad",) a fin de hacerle saber la gravedad del cuadro de situación de la Sociedad, habiendo transcurrido dos meses desde la implementación de dichos Cuadros Tarifarios.

En primer lugar , la aplicación de los nuevos Cuadros Tarifarios y la forma en que se encuentra estructurado el Régimen de Subsidios a los Consumos Residenciales de Gas en la Patagonia, ha generado a la Sociedad un problema estructural que requerirá –luego de aplicados los nuevos Cuadros Tarifarios- para el corriente año la suma de $300.000.000 para fondear el Fondo Fiduciario creado por la Ley 25.565, a fin de compensar a Camuzzi por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales de gas en la Patagonia.

En igual sentido, los incrementos decididos por el Gobierno Nacional con los nuevos Cuadros Tarifarios han sido objeto de innumerables

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

medidas judiciales tendientes a eliminar los efectos de dichos incrementos. A la fecha, la Sociedad ha tomado conocimiento de la existencia de -al menos- 12 acciones de amparo contra Camuzzi Gas Pampeana. En ellas, los actores – Gobernadores en representación de los habitantes de sus Provincias, Intendentes en representación de sus ciudadanos, legisladores, concejales, organizaciones de consumidores, ligas de amas de casa, entre otros- han solicitado y, en algunos casos obtenido, medidas judiciales ordenando la inmediata suspensión de la aplicación de las resoluciones que dieron origen a los nuevos Cuadros Tarifarios, incluyendo, por ejemplo, una medida –que si bien no se encuentra firme- ordena al Estado Nacional a convocar a Audiencia Pública para todos los usuarios y consumidores, a fin de debatir y reevaluar las disposiciones 28/16 y 31/16 del Ministerio de Energía y Minería, todo ello, bajo apercibimiento de suspender la normativa antes aludida hasta que se dé cumplimiento con el referido mecanismo de participación ciudadana.

Al cuadro de situación mencionado cabe agregar que a la fecha de la presente, la Sociedad tiene pendiente de cobro la suma de $88.800.000 correspondiente a las Asistencias Económicas Transitorias ("AET") adeudadas por el mes de octubre, noviembre y diciembre de 2015 como así también la suma de $5.900.000 que Camuzzi debió percibir por los Subsidios correspondientes a diciembre de 2015 y enero, febrero y marzo de 2016.

Por último, le hago saber a Ud. que con fecha 31 de mayo de 2016, el Juzgado Comercial N°25, Secretaría N°49, en los autos caratulados "Camuzzi Gas Pampeana S.A. s/ Pedido de Quiebra por Pan American Sur S.A." ha citado a Camuzzi a fin de brindar explicaciones en relación al presunto estado de cesación de pagos alegado por Pan American Sur S.A., luego del cual el Juez deberá admitir o rechazar el pedido de quiebra solicitado.

En consecuencia, es necesario hacer saber a Ud. que la grave situación aquí descripta,: (i) echa por tierra los objetivos buscados con la emisión de los nuevos Cuadros Tarifarios, dejando sin solución la crítica situación general del sistema que ya había sido reconocida en distintas normas dictadas por diferentes autoridades, y perjudicando aún más la situación de la Sociedad que, en

Camuzzi Gas Pampeana

este marco, ni siquiera cuenta con las AET previstas en las normas anteriormente vigentes; (ii) impone una limitación en las inversiones para atender únicamente las condiciones de seguridad del sistema, lo que torna de imposible cumplimiento la ejecución del Plan de Inversiones comprometidas para el año en curso, incluyendo aquellas obras de infraestructura indispensables para la ampliación de la red de distribución de gas, (iii) disminuye drásticamente la generación de los fondos del sistema, necesarios para afrontar los gastos de operación, mantenimiento, administración y comercialización de la Sociedad, y (iv) provocará nuevamente un corrimiento en la exigibilidad de las obligaciones de pago contraídas especialmente con los productores de gas, subordinándolas al pago de aquellas que permitan la operación de la Sociedad, todo lo cual afectará la cadena de pagos, imposibilitando asimismo, la asunción de nuevas obligaciones como por ejemplo la contractualización de las compra de gas a productores o la adquisición de capacidad de transporte en firme. En este último sentido, no puede dejar de señalarse que la suspensión de los nuevos Cuadros Tarifarios por un lado, fuente de los ingresos de la Sociedad, y el mantenimiento de las obligaciones y exigencias a las que se sujetaron aquellos cuadros por el otro, que constituyen sus erogaciones, provoca una situación absurdamente inequitativa que coloca a la Sociedad en una situación aún más perjudicial que la preexistente a dichos cuadros.

Sin perjuicio de lo expresado en los párrafos precedentes, la extensión en el tiempo de la situación aquí descripta y sus consecuencias han generado en los usuarios innumerables actitudes de desaprobación y descontento que son de público y notorio conocimiento. Estos hechos –marchas y protestas de todo tipo a lo largo de las áreas de licencia de la Sociedad, fortísimas declaraciones en los medios, amenazas de cortes de suministro por la fuerza, entre otras- han tenido como principal destinatario a Camuzzi, su personal y sus sucursales, poniendo en riesgo la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo como así también la seguridad e integridad física de sus empleados.

Deseamos manifestarles que la Sociedad ha arbitrado ya todos los medios a su alcance para poner en conocimiento de todas las autoridades nacionales involucradas, la dimensión y trascendencia de la situación por la que

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana

atraviesan sus operaciones, haciendo las presentaciones ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación, tribunal en el que tramita una causa caratulada ACUBA y Otro C/ Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Otros S/ Ley de Defensa Del Consumidor (Nro. FMP 14577/14), en la que se encuentra pendiente de definición la procedencia de la medida cautelar dictada por el Tribunal inferior y el alcance de las facultades judiciales para interferir en el dictado de normas que hacen a la regulación de la actividad de distribución del gas natural como así también en las políticas tarifarias dictadas por el Poder Ejecutivo. Sin embargo, hasta el momento la Sociedad no ha encontrado solución definitiva alguna.

Por lo expuesto, en el entendimiento que Ud. comprenderá la gravedad de la situación descripta, y de que tiene potestades para encaminarla a una urgente solución, le agradeceré tenga a bien arbitrar los medios necesarios a tal fin. Cabe señalar, que por razones estacionales y operativas, a partir del mes de julio la situación aquí descrita solo será aún más perjudicial para la Sociedad.

Sin otro particular saludo a Ud. Atentamente,

JUAN JOSÉ MITJANS
PRESIDENTE

ANEXO 3

A continuación, se adjunta la documentación que detalla la **"Reseña Regulatorio de Camuzzi Gas Sur".**

3.1 Camuzzi Gas del Sur ante la primera revisión tarifaria.

A partir de mediados de 1995 comenzó el proceso de revisión quinquenal para el período 1998-2002 en el cual la licencia previó la incorporación de dos factores (Factor K de inversión y Factor X de eficiencia) los que afectarían sumando y restando respectivamente del margen de transporte y distribución y, por ende, la tarifa final para el siguiente quinquenio. Durante 1996 se definió el costo de capital al que se descontarían los proyectos de inversión que realizara la Licenciataria en un 13,1 % en términos reales.

Con fecha 30 de junio de 1997 el ENARGAS emitió la Resolución Nº 468 en virtud de la cual aprobó la revisión quinquenal de tarifas, fijando los nuevos valores para los factores K y X por subzona tarifaria, que regirían durante el quinquenio 1998-2002.

Dentro del esquema tarifario establecido, se previó la incorporación de estos dos factores (Factor K y Factor X de Eficiencia), los que afectarían sumando y restando respectivamente del margen de distribución y, por ende, en la tarifa final para el siguiente quinquenio.

Durante el año 1997 Camuzzi Gas del Sur efectuó sus presentaciones de proyectos de inversión para la definición del Factor K, los que una vez analizados por el ENARGAS fueron aprobados a fines de Octubre del año 1997 para las subzonas Buenos Aires Sur (construcción de un nuevo ramal de alimentación a Trelew, cuya inversión ascendió a $ 5.572,898.72), Tierra del Fuego (Planta Compresora en el gasoducto a Ushuaia, con una inversión de $ 3.104.320,96) y Santa Cruz Sur (refuerzo del gasoducto de alimentación a Río Gallegos, cuya inversión fue de $ 1.217.870,85) . Asimismo, y dada las particularidades de la zona se definió la creación de la subzona Cordillerana con un Factor X asociado a obras de refuerzo en el respectivo gasoducto (con una inversión de $ 4.438.761.92). Paralelamente, el ENARGAS definió un factor de eficiencia (X) de 4,6 % para Camuzzi Gas del Sur a partir del 1º de enero de 1998, a través del cual se contemplaban las mejoras que en tal sentido lograría en el siguiente quinquenio, manteniendo de esta manera la misma rentabilidad justa y razonable establecida en la Ley de Gas.

De acuerdo con los términos de la Licencia de Distribución, las tarifas que percibe la Sociedad, medidas en dólares estadounidenses, deberían ser ajustadas semestralmente de acuerdo con la variación registrada por el Índice de Precios Industriales de los Estados Unidos de América, denominado "Producer Price Index" (PPI). Los ajustes de tarifas, de acuerdo al mecanismo antes mencionado, fueron autorizados para su aplicación sin restricciones desde el año 1993 hasta el año 1999 inclusive. Hacia fines del año 1999, el Poder Ejecutivo Nacional primeramente postergó y luego interrumpió los ajustes por indicadores internacionales. El ENARGAS no ha autorizado el traslado a tarifas de ningún ajuste por variaciones del índice PPI que hubiese sido de aplicación desde el 1° de enero del año 2000.

JULIANA REGGI
APODERADA

3.2 Ley de emergencia N° 25.561 - Año 2002-

En razón de varias causales internas y externas (crisis del Tequila, Sudeste Asiático, Crisis Rusa, la devaluación en Brasil a comienzos de 1999, etc.), la recesión que comenzó en 1998 se profundizó, agravándose la situación fiscal, económica financiera, política y social en los años siguientes. Así, en enero de 2002, en medio de la crisis económica y social que afrontó el país, se sancionó la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561 (en adelante "Ley de Emergencia") y demás disposiciones complementarias, todo lo cual alteró la forma de determinación de las y los mecanismos de ajustes de las mismas. Entre los hechos más destacables se pueden mencionar:

- ✓ El PBI real cayó un 28% en 2002 desde su máximo en 1998
- ✓ El peso se devaluó en enero de 2002, depreciándose hasta 4 pesos por dólar antes de su recuperación parcial.
- ✓ La inflación, que fuera baja o negativa desde 1991, en 2002 trepó al 41%.
- ✓ El desempleo aumentó del 12,4% en 1998 al 18,3% en 2001 y al 23,6% en 2002.
- ✓ La tasa de pobreza creció del 25,9% en 1998 al 38,3% en 2001 y al 57,5% en 2002.
- ✓ Los salarios cayeron un 23,7% en términos reales en 2002.

Principales medidas que afectaron las garantías y derechos de las Licenciatarias:

- ✓ Pesificación de las tarifas (antes establecidas en dólares y expresadas en pesos)
- ✓ Eliminación definitiva de cláusulas de ajuste por PPI y cualquier otro ajuste indexatorio
- ✓ El Poder Ejecutivo quedó facultado a renegociar todos los contratos de licencia de los servicios públicos.

A pesar de la mejora que evidenció la economía del país en los años siguientes, la Ley de Emergencia que fuera aprobada en un contexto excepcional, fue repetidamente prorrogada, encontrándose aún vigente hasta el 31 de diciembre de 2017, es decir que el estado de excepción ya se ha extendido por 16 años.

La Ley de Emergencia autorizó al Poder Ejecutivo a renegociar los Contratos de Obras y Servicios Públicos. Dicho proceso de renegociación tuvo inicio en febrero de 2002 y debería haberse concluido en el plazo perentorio de 120 días.

Con fecha 2 de diciembre de 2002 y 29 de enero de 2003, el Poder Ejecutivo Nacional sancionó los Decretos Presidenciales N° 2437/02 y 146/03, respectivamente, que establecían un ajuste de tarifas en forma transitoria y hasta tanto concluyera el proceso de renegociación. Los efectos y la aplicación de los mencionados decretos fueron suspendidos de forma inmediata por pronunciamientos judiciales de alcance nacional promovidos a instancia de medidas cautelares introducidas por asociaciones de consumidores.

Como consecuencia de las disposiciones citadas, y en virtud de resolución emanada del ENARGAS, el proceso de la segunda revisión quinquenal de tarifas que se hallaba en curso, cuya vigencia debía tener efectos a partir del 1° de enero de 2003, fue definitivamente suspendido.

JULIANA REGGI

3.3 Acta Acuerdo – Acuerdo Transitorio Año 2007 - 2008-

En el marco del proceso de renegociación de los contratos, el 26 de abril de 2007 se suscribió el Acta Acuerdo entre Camuzzi Gas del Sur y la UNIREN.

Estando pendiente el cumplimiento de ciertos requisitos que hacían a la entrada en vigencia de la misma la Sociedad fue notificada por la UNIREN de la voluntad de las Autoridades Nacionales de llevar adelante un incremento transitorio de la tarifa de gas, para lo cual con fecha 17 de septiembre de 2008 la UNIREN le propuso a la Sociedad la firma de un Acuerdo Transitorio que preveía un aumento de la tarifa de un 27% desde el 1º de septiembre de 2008, aumento cuyo producido quedaría exclusivamente sujeto a un contrato de fideicomiso destinado a la ejecución de obras autorizadas por el ENARGAS.

Posteriormente, el 10 de octubre de 2008, se recibió una nueva propuesta de la UNIREN, con dos documentos: (i) un Acta Acuerdo de Renegociación Contractual y (ii) un Acuerdo Transitorio. Ambos Acuerdos fueron suscriptos por la Sociedad y la UNIREN con fecha 23 de octubre de 2008.

La propuesta contempló el reconocimiento del incremento de tarifas devengado según lo pautado en el Acta Acuerdo aprobada por el Congreso de la Nación para el período que iba desde el 1° de julio de 2007 hasta el 31 de agosto de 2008, y una readecuación de precios y tarifas a partir del 1° de septiembre de 2008, según la metodología que allí se describía, que no podría ser superior al 27% contemplado en el Acta Acuerdo de fecha 26 de abril de 2007.

Quedó de ese modo establecido un Régimen Tarifario de Transición ("RTT") hasta que se realizara una Revisión Tarifaria Integral ("RTI") de la que resultaría un nuevo cuadro tarifario.

El Acuerdo Transitorio y Acta Acuerdo de Renegociación contractual, fueron ratificados por Decretos 2149/2009 y 923/2010 publicados en el Boletín Oficial los días 31 de diciembre de 2009 y 30 de Junio de 2010.

Así, y después de 5 años de congelamiento tarifario, se había acordado un período de Transición Contractual que contemplaba un ajuste inicial y una redeterminación semestral de las tarifas, ambos mecanismos dispuestos para atenuar el impacto en los costos de prestación del servicio derivados de la variación en los precios de la economía desde el dictado de la Ley de Emergencia.

Las principales características de los Acuerdos eran las siguientes:

- Incremento en un 27% del margen de distribución que percibe Camuzzi Gas del Sur S.A.;
- Establecimiento de una Revisión Tarifaria Integral que debía finalizar el 28 de febrero de 2009;
- Reconocimiento de los derechos retroactivos oportunamente concedidos a Camuzzi Gas del Sur S.A. para: (i) la percepción de un aumento del 27% de la tarifa de distribución desde el mes de julio de 2007 hasta el 31 de agosto de 2008 y, (ii) la aplicación de un Mecanismo de Monitoreo de Costos que ajustara la tarifa según la evolución de ciertos índices durante el mismo período.
- La suspensión del trámite del proceso arbitral en el CIADI contra la República Argentina;
- El compromiso de no iniciar nuevos reclamos contra la República Argentina fundados en los hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley N° 25.561 y a la anulación del Índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América), respecto al Contrato de Licencia de Camuzzi Gas del Sur S.A.;

JULIANA REGGI
APODERADA

- El desistimiento de todo proceso, reclamo o demanda que SEI pudiera tener en contra de la República Argentina fundados en los hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley N° 25.561 y a la anulación del Índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América), respecto al Contrato de Licencia de Camuzzi Gas del Sur S.A.

Este período de transición debía culminar en febrero de 2009 en una Revisión Tarifaria Integral, que no se realizó, y que el actual Ministerio de Energía y Minería, a través de las Resoluciones Nº 31/2016 y 129/2016 ha puesto nuevamente en marcha con la meta de finalizarla en diciembre de 2016.

Principales Incumplimientos

Pese a la firma de las referidas Actas Acuerdo y su plena vigencia, las mismas no fueron cumplimentadas y **Camuzzi continuó facturando la misma tarifa de distribución del año 1999.**

En consecuencia:

- No hubo actualización de la tarifa de distribución de acuerdo al marco regulatorio desde el año 1999, hasta el otorgamiento de paliativos transitorios -comenzando con un Cargo FOCEGAS **recién en el año 2012**- de los que se dará cuenta en los apartados 3.4, 3.5, 3.6 y 3.7 siguientes.
- Transcurrieron 17 años bajo un régimen tarifario de transición parcialmente incumplido.
- No se cumplió con el Acta Acuerdo ni con el Acuerdo Transitorio firmados en octubre de 2008, que preveían tener resuelta la RTI en febrero de 2009.

3.4 Camuzzi Gas del Sur ante el incumplimiento del Estado Nacional

Conforme se indicó en el punto 3.4 en el mes de octubre del año 2008 se llevó a cabo la firma de dos acuerdos entre Camuzzi la UNIREN: el Acuerdo Transitorio y el Acta Acuerdo, aprobados con intervención del Poder Ejecutivo Nacional y del Congreso de la Nación.

Dichas Actas Acuerdo tuvieron como antecedente la propuesta de entendimiento que la UNIREN envió a Camuzzi y que fuera sometida a un proceso de Audiencia Pública, que se realizó el 28 de abril de 2005 en la Ciudad de Bahía Blanca y posibilitó la participación y la expresión de opiniones de los usuarios, consumidores y distintos sectores y actores sociales, elementos de juicio que fueron incorporados por la UNIREN al análisis de la renegociación.

Asi las cosas, por nota Nº 1157 de fecha 2 de julio de 2012 se solicitó al Enargas la aprobación y publicación del cuadro tarifario que estipule la Tarifa de Distribución a aplicar durante el periodo de transición, solicitud que fue remitida por Camuzzi al Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios mediante nota Nº 1159, sin recibir respuesta alguna por parte de ambos organismos.

Atento el tiempo transcurrido desde la ratificación del Acuerdo Transitorio y del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual y la falta de recomposición de los ingresos de Camuzzi, con fecha 15 de noviembre de 2012 Camuzzi solicitó al Enargas que, en orden a la implementación de dichas Actas, se celebre un Acuerdo que contemple la posibilidad de establecer un mecanismo para el cobro de los

JULIANA REGGI

valores resultantes de la aplicación de las disposiciones contenidas en las mismas, que incluya la aplicación de un monto fijo a percibir por la Distribuidora, discriminado por categoría de usuario, para la ejecución de obras de infraestructura, mantenimiento correctivo de las instalaciones de la Licenciataria y otros aspectos relativos al servicio público de distribución de gas.

En virtud de lo anterior, con fecha 21 de noviembre de 2012 Camuzzi, al igual que el resto de las Distribuidoras excepto una, firmaron con el Enargas un Acuerdo por medio del cual se estableció la aplicación de un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de cliente. Asimismo se dispuso la creación de un Fideicomiso exclusivo para depositar los valores percibidos por la Distribuidora, en concepto de "FONDO DE OBRAS DE CONSOLIDACIÓN Y EXPANSIÓN" y se limitó la utilización de los importes resultantes en forma exclusiva, para la ejecución de obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación, expansión y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo.

Por último, se dispuso que los montos que percibiera la Distribuidora con motivo de dicho mecanismo, serían considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco del Régimen Tarifario de Transición (Decretos PEN N° 923/10 y 2149/09).

Dos años después, luego de 15 años de congelamiento tarifario y ante la necesidad de Camuzzi de contar con ingresos adicionales con el objeto de atender el circuito de pagos y garantizar la seguridad y confiablidad del servicio público a su cargo –situación que fuere plasmada mediante nota enviada al Enargas el 21 de marzo de 2014-, esa Autoridad emitió la Resolución N° I/2849 en el marco del esquema anunciado por el Gobierno Nacional el día 27 de marzo de 2014 y de la aplicación de las disposiciones contenidas en la Resolución de la ex Secretaría de Energía de la Nación (SE) N° 226/14 de fecha 31 de marzo de 2014, por la que se aprobó un mecanismo de racionalización del consumo de gas natural y se fijaron nuevos precios del gas en boca de pozo.

Ahora bien, no obstante, el aumento mencionado que fuera dispuesto a partir de abril del 2014, objeto además de distintas medidas cautelares que dispusieron la suspensión de dicha Resolución, conforme se desarrollará en el punto 3.6, los ingresos con los que contaba Camuzzi no le permitían cubrir la totalidad de los costos operativos y el mantenimiento de la cadena de pagos a los productores. Esta situación fue plasmada mediante nota enviada al Ministerio de Planificación Federal, al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas y al Enargas en diciembre de 2014, por la cual además se le solicitó a ese último Organismo, llevar a cabo acciones tendientes a gestionar ingresos adicionales a los ya otorgados mediante la Resolución 2849/2014.

Por último, cabe señalar que los ingresos requeridos no contemplaban los montos necesarios para llevar adelante las Obras de inversión a los fines de la expansión de los Sistemas de Distribución, los cuales comenzaban a operar al límite de su capacidad producto del sostenido crecimiento de la demanda que se venía registrando, en parte todo potenciada por el congelamiento tarifario.

Dicha situación generó un atraso en las obras de expansión de los Sistemas de Distribución de Camuzzi Gas Sur, que se puede estimar en un retraso de Obras por $ 2.300 millones cuya solución requiere de

JULIANA REGGI
APODERADA

importantes Obras de Refuerzo para permitir la incorporación de nuevos usuarios a los Sistemas, a cuyo fin resulta necesario contar con una Tarifa de Distribución que permita llevar adelante las referidas Obras.

3.5 Reasignación de Subsidios y Consumo Responsable - Año 2014-

El 27 de marzo de 2014 los Ministros de Economía y de Planificación Federal anunciaron los principales lineamientos del nuevo programa formulado por el Gobierno Nacional, denominado "Reasignación de Subsidios y Consumo Responsable para los servicios de gas natural y agua potable", que modificaba las tarifas de gas natural de los segmentos residencial y comercial. El 31 de marzo de 2014 la Secretaría de Energía de la Nación emitió la Resolución N° 226, por la cual determinó un esquema de racionalización de uso del gas natural e indicó los nuevos precios para el gas en boca de pozo a abonar a los Productores.

En el marco descripto, la resolución SE N° 226/14 determinó la aplicación de un esquema de racionalización de uso del gas natural, indicando entre otros puntos:

- los nuevos precios de cuenca que serían de aplicación exclusivamente para las ventas de gas destinadas al consumo de usuarios residenciales y comerciales de servicio completo que en un bimestre/mes, según corresponda, registraran un ahorro superior al 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior.

- los nuevos precios de cuenca que serían de aplicación exclusivamente para las ventas de gas destinadas al consumo de usuarios residenciales y comerciales de servicio completo que en un bimestre/mes, según corresponda, registraran un ahorro de su consumo de entre el 5% y el 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior.

- Que en atención a las implicancias climáticas que se suscitan en la zona geográfica sur de nuestro país, correspondía mantener los Precios de Cuenca actualmente vigentes a los usuarios del servicio de gas completo del Área geográfica de la Licencia de Camuzzi Gas del Sur S.A., ya sea que los mismo sean abastecidos por la Distribuidora o por los Subdistribuidores que operan en dicha área.

Asimismo, se instruyó al ENARGAS para que iniciara, en el marco de su competencia, los procedimientos que correspondan a los efectos de dar cumplimiento al punto 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, en orden a las disposiciones allí contenidas, lo que ha sido implementado en los Cuadros Tarifarios correspondientes.

En virtud de lo indicado, el ENARGAS entendió razonable y procedente autorizar nuevos Cargos Fijos y Cargos por m3 a percibir por los usuarios, manteniendo sin variación el Monto Fijo en Factura establecido por Resolución N° I-2407/12.

Así, el 7 de abril de 2014 el ENARGAS emitió la Resolución N° I-2849, aprobando nuevos Cuadros Tarifarios, con vigencia a partir del 1 de abril de 2014, del 1 de junio de 2014 y del 1 de agosto de 2014.

3.6 Asistencia económica transitoria - Año 2015 -

Con fecha 5 de junio de 2015, el Enargas mediante la Resolución N° I 3355/15 emitió nuevos cuadros tarifarios, por medio de los cuales solo se incrementó el costo de transporte, manteniendo el esquema de ahorros de la resolución Nº 2849 del 2014 sin contemplar un ajuste en la tarifa de Distribución.

Así las cosas y dada la imperiosa necesidad de ingresos de las Distribuidoras que vieron frenados los exiguos aumentos de su tarifa de distribución, la ex SE mediante Resolución SE N° 263 de fecha 5 de junio de 2015, aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria ("AET"), por parte del Estado Nacional, destinada a mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y mantenimiento del sistema de distribución, hasta que se materializaran los procesos previstos en el Período de Transición y se concluyera con la RTI.

Dicha asistencia debió desembolsarse en diez (10) cuotas mensuales y consecutivas. El reconocimiento de este ingreso fue efectuado al 31 de diciembre de 2015 por la suma de $ 349.000.000, conforme al siguiente cronograma de desembolsos:

	Desembolso
mar-15	12%
abr-15	10%
may-15	14%
jun-15	14%
jul-15	10%
ago-15	10%
sep-15	9%
oct-15	8%
nov-15	7%
dic-15	6%

Asimismo, estableció que los montos a percibir fueran afrontados con fondos del Estado Nacional a través de la Secretaría de Energía, en moneda nacional y en forma mensual hasta completar el total de las diez (10) cuotas consecutivas y siempre que la mencionada Secretaria no hubiera detectado incumplimientos de acuerdo a lo dispuesto por los Artículo 4° y 5° de dicha Resolución.

En tal sentido, la mentada Resolución indicaba que Camuzzi debió:

JULIANA REGGI
APODERADA

- Dar cabal cumplimiento a las obligaciones que determine el ENARGAS, de acuerdo a la normativa que se dicte al respecto.
- Destinar parte de los fondos percibidos a cancelar las deudas contraídas y vencidas hasta el día 31 de diciembre de 2014 con las empresas productoras de gas natural.
- Destinar parte de los fondos percibidos al pago del costo del gas natural cuyo vencimiento se produzca durante el año 2015, expresando que no se podrán acumular más deuda por compras de gas natural realizadas a partir de la fecha de entrada en vigencia de dicha Resolución.
- Destinar parte de los fondos percibidos a efectivizar los depósitos pendientes relativos a percepciones efectuadas por cuenta y orden de terceros.

Por su parte, la Distribuidora debió abstenerse de:

- Distribuir dividendos conforme la cláusula 7.4 de las respectivas Actas Acuerdo de Adecuación Contractual.
- Utilizar los fondos para cancelar deudas financieras contraídas con socios, adquirir otras empresas, otorgar créditos, ni realizar otras operaciones que no estén estrictamente relacionadas con el pago de salarios del personal, y pagos a proveedores de bienes y/o servicios relacionados con la prestación del servicio público de distribución del gas natural por redes.

Con fecha 10 de junio de 2015 y en cumplimiento de lo requerido, Camuzzi manifestó expresamente su voluntad de adhesión a la asistencia económica transitoria aprobada por Resolución SE N° 263/15, prestando conformidad a las condiciones allí previstas. Asimismo, manifestó su compromiso de cumplir con las obligaciones a su cargo en el marco del proceso de renegociación de su contrato de Licencia y remitir toda la información y documentación faltante a tal fin y la que esa Autoridad considere necesaria para el cálculo de la tarifa que resulte de la Revisión Tarifaria Integral. Cabe destacar que Camuzzi ha cumplimentado periódicamente los requerimientos de información a su cargo.

En lo que respecta a los montos, cabe señalar que los mismos solo alcanzaban para cubrir una parte de la deuda con los productores de gas natural. Asimismo cabe puntualizar el significativo retraso con que los mismos fueron percibidos. Así, recién con fecha 10 de agosto de 2015 Camuzzi percibió la suma de $ 125.640.000 correspondiente a las primeras tres cuotas del cronograma indicado en la Resolución SE N° 263/15, correspondientes a los meses de marzo, abril y mayo; con fecha 26 de noviembre de 2015 percibió la suma de $ 150.070.000 correspondiente a las cuotas 4, 5, 6 y 7 del cronograma indicado.

Finalmente, con fecha 16 de mayo de 2016 Camuzzi percibió la suma de $ 52.350.000 correspondiente a las cuotas 8 y 9 del cronograma indicado en la Resolución SE Nº 263/15, correspondiente a los meses de octubre y noviembre. Con relación a la cuota 10 correspondiente a diciembre de 2015 el ingreso de fondos por $ 20.940.000 ocurrió el 26 de septiembre de 2016.

3.7 Tarifas de transición – Año 2016

Con fecha 28 de marzo de 2016 el Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución MINEM Nº 28/16, estableció nuevos precios para el gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, con

JULIANA REGGI
APODERADA

vigencia a partir del 1º de abril de 2016. Asimismo, se estableció un esquema de bonificación para usuarios residenciales que registraran un ahorro en su consumo igual o superior al 15% con respecto a igual período del año anterior, a quienes se aplicarían los precios establecidos en el Anexo II de la citada Resolución.

En otro orden consideró situaciones particulares que justifiquen la aplicación de una tarifa final diferenciada a aquellos usuarios que por su menor capacidad de pago, se vieran imposibilitados de abonar los Cuadros Tarifarios Finales correspondientes. Esa tarifa diferenciada se denominó "Tarifa Social" y consistió en una bonificación del cien por ciento (100%) del precio de Gas Natural o del Gas Propano incluido en las tarifas.

Asimismo, se instruyó al Enargas a efectos de dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución; ello sin perjuicio de los valores que correspondiera trasladar a los usuarios comprendidos en el régimen de compensación al consumo residencial de gas natural por redes para la Región Patagónica (que incluye a la Provincia de la Pampa, conforme a lo dispuesto por la Ley Nº 23.272 y su modificatoria Ley Nº 25.955).

Con fecha 29 de marzo de 2016 el Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución MINEM Nº 31/16, estableció e instruyó al Enargas a que lleve adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las Licenciatarias en el marco de lo dispuesto en la Ley Nº 25.561, sus modificaciones y complementarias; el que debería concluirse en un plazo no mayor a UN (1) año desde la fecha de la presente medida.

Por otra parte, se instruyó al Enargas a que efectúe, sobre la base de la situación económico-financiera de las empresas Licenciatarias y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, una adecuación de las tarifas de transición vigentes de los Servicios Públicos de Transporte y Distribución de Gas Natural en el marco de las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral y de los Acuerdos Transitorios suscriptos con aquellas Licenciatarias que a la fecha no hayan arribado a un acuerdo de renegociación integral, que permitiera a las Licenciatarias cumplir con la ejecución del plan de inversiones correspondiente al año 2016, afrontar sus gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización, y dar cumplimiento a los vencimientos de las obligaciones contraídas, manteniendo la cadena de pagos, a los efectos de asegurar la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo hasta tanto se establecieran los cuadros tarifarios definitivos que resulten de la Revisión Tarifaria Integral. El incremento de los márgenes de transporte y distribución que resultaran de las nuevas tarifas de transición deberían ser considerado en la Revisión Tarifaria Integral.

En la misma línea se instruyó al Enargas a establecer los Cuadros Tarifarios correspondientes a la "Tarifa Social" definida en el Artículo 5º de la Resolución Nº 28 de fecha 28 de marzo de 2016 del Ministerio de Energía y Minería, a cuyos efectos debería considerar la bonificación del cien por ciento (100%) del precio de Gas Natural o del Gas Propano allí dispuesta sobre las tarifas resultantes.

Por último se estableció que las Licenciatarias no podrían efectuar distribución de dividendos sin la previa acreditación ante el Enargas del cumplimiento del Plan de Inversiones Obligatorias a fin de contar con la autorización de dicha Autoridad Regulatoria.

Con fecha 31 de marzo de 2016 el Enargas emitió la Resolución 3733 que aprobó con vigencia a partir del 1º de abril de 2016, los cuadros tarifarios, que serían de aplicación a los usuarios de CAMUZZI GAS del SUR S.A., los cuadros tarifarios, que serían de aplicación a los usuarios Residenciales del área de licencia de CAMUZZI GAS del SUR S.A. que registraran un ahorro en su consumo igual o superior al 15% con respecto a igual período del año anterior, y los cuadros tarifarios, que serían de aplicación a los usuarios del área de licencia de CAMUZZI GAS del SUR S.A. inscriptos en el Registro dispuesto por la Resolución ENARGAS Nº I-2905/14, con las modificaciones introducidas en virtud de lo dispuesto en el Articulo 5 de la Resolución MINEM Nº 28/16.

Adicionalmente, se instruyó a CAMUZZI GAS del SUR S.A. para que el cobro de las facturas de servicio que emitiera en forma bimestral, se instrumentara como una obligación de pago mensual, estableciendo para ello dos pagos mensuales equivalentes cada uno de ellos al 50% del importe total de la factura bimestral, distantes 30 días uno del otro, los que serían tenidos en consideración a todos los efectos que pudieran corresponder y a que discontinuara la inclusión de los importes derivados del cargo instituido por el Decreto Nº 2.067/2008 en las factura que emitiera en adelante.

Por otra parte se dispuso que el Plan de Inversiones Obligatorias sería el presentado y comprometido por la Distribuidora, cuyo monto total ascendía a la suma de pesos $127.900.000 debiendo Camuzzi presentar ante el Enargas el cronograma de ejecución y desembolsos mensuales de cada uno de los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones Obligatorias previsto. Dicho cronograma sería tenido en consideración a los efectos de evaluar el grado de cumplimiento del Plan de Inversiones Obligatorias por parte de la Licenciataria. Tal requerimiento fue cumplido por Camuzzi.

Por último se estableció que Camuzzi no podría distribuir dividendos sin la previa acreditación ante el Enargas del cumplimiento integral del Plan de Inversiones Obligatorias, debiendo contar a tal fin con la autorización expresa por parte del ENARGAS.

Atento los incrementos en el monto de las facturas, se dictaron distintas medidas cautelares que establecieron la inmediata suspensión de la aplicación de las resoluciones que dieron origen a los nuevos cuadros tarifarios. Dichas medidas alcanzaron al 95 % de la totalidad de usuarios del área de Licencia.

En consecuencia, el Gobierno Nacional adoptó medidas para definir un límite en el incremento del monto final a facturar por las prestatarias de distribución de gas por redes a usuarios Residenciales y a los usuarios del Servicio General P (SGP), respecto del valor que hubiere correspondido facturar aplicando, al consumo del período actual, el Cuadro Tarifario vigente hasta el 31 de Marzo de 2016.

Así se dictó la Res. MINEM 99/2016 por la cual, a través del Art. 1 se resolvió instruir al Enargas para que dispusiere las medidas necesarias a fin de que, durante el año 2016, los montos, sin impuestos, de las facturas que emitieran las prestatarias del servicio de distribución de gas por redes de todo el país, que los usuarios residenciales (categoría R y subcategorías) debieran abonar por consumos a partir del 1 de abril, no superaran en más de un 400% al monto final, sin impuestos, que para dichos consumos hubiere correspondido facturar de aplicarse, al mismo usuario y para el volumen consumido en el nuevo período de facturación, las tarifas vigentes al 31 de marzo del 2016.

JULIANA REGG

En igual sentido, se instruyó al Enargas para que dispusiere las medidas necesarias a fin de que, durante el año 2016, los montos, sin impuestos, de las facturas que emitieran las prestatarias del servicio de distribución de gas por redes de todo el país, que los usuarios de la Categoría Servicios General P con servicio completo (subcategorías P1, P2 y P3 y equivalente en el servicios de distribución de propano indiluído por redes; y que incluyan el costo de adquisición de gas natural) debieran abonar por consumos a partir del 1 de abril del corriente, no superaran en más de un 500% al monto final, sin impuestos, que para dichos consumos hubiere correspondido facturar de aplicarse, al mismo usuario y para el volumen consumido en el nuevo periodo de facturación, las tarifas vigentes al 31 de marzo del 2016.

En línea con lo anterior, el Enargas emitió la Res. Nº I/3843 de fecha 8 de junio de 2016.

Producto del significativo incremento del consumo de gas vinculado a las condiciones climáticas registradas en determinadas regiones del país, se registraron facturas a usuarios por montos totales significativamente superiores a los del mismo período del año anterior.

Consecuentemente, se dictó la Res. MINEM 129/2016 por la cual se resolvió sustituir el Art. 1º de la Res. MINEM 99/2016 instruyendo al Enargas a disponer las medidas necesarias a fin de que, durante el año 2016, el monto total, impuestos incluidos, de las facturas que emitan las prestatarias del servicio de distribución de gas por redes de todo el país, que los usuarios residenciales (categoría R y subcategorías) debieran abonar por consumos a partir del 1 de abril del corriente, no superaran en más de un 400% al monto total, impuestos incluidos, de la factura emitida al mismo usuario con relación al mismo período de facturación correspondiente al año anterior; es decir, que el monto facturado no superara una suma equivalente a 5 veces el monto total de la factura emitida al mismo usuario con relación al mismo período de facturación correspondiente al año anterior.

Asimismo, se instruyó al Enargas para que disponga las medidas necesarias a fin de que, durante el año 2016, el monto total, impuestos incluidos, de las facturas que emitan las prestatarias del servicio de distribución de gas por redes de todo el país, que los usuarios de la categoría Servicio General P con servicio completo (subcategorías P1, P2 y P3, y equivalentes en el servicio de distribución de propano indiluído por redes y que incluyan el costo de adquisición del gas natural) no superara en más de un 500% al monto total, impuestos incluidos, de la factura emitida al mismo usuario con relación al mismo período de facturación correspondiente al año anterior; es decir, que el monto facturado no superara una suma equivalente a 6 veces el monto total de la factura emitida al mismo usuario con relación al mismo período de facturación correspondiente al año anterior.

Por último, se instruyó al Enargas a adoptar las medidas necesarias a los efectos de concluir antes del 31 de diciembre de 2016 el proceso de Revisión Tarifaria Integral al que se refirió el Artículo 1º de la Resolución Nº 31 de fecha 29 de marzo de 2016.

En línea con lo anterior, el Enargas emitió la Res. Nº I/3896 de fecha 13 de julio de 2016, a través de la cual instrumentó las medidas anteriormente descriptas, en cumplimiento de la instrucción impartida por el Ministerio de Energía y Minería en la Res. 129/2016. No obstante, la Res. del Enargas Nº I/3896 de fecha 13 de julio de 2016 no fue publicada en el Boletín Oficial.

JULIANA REGGI
APODERADA

Posteriormente, el Enargas emitió la Res. Nº I/3902 de fecha 15 de julio de 2016, a través de la cual revocó la Resolución Enargas 3896/16 e instruyó a las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural a que inicien y/o continúen con las adecuaciones pertinentes en sus sistemas de facturación y demás medidas preparatorias y de análisis que correspondan en los términos de los considerandos expuestos en la Res. Enargas Nº I/3902 de fecha 15 de julio de 2016.

A su vez, es importante destacar que la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata, resolvió con fecha 07 de julio de 2016, en autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y Otros c/Ministerio de Economía y Minería s/Amparo Colectivo" (Expte. 8399/2016), declarar la nulidad de las Resoluciones 28 y 31 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, retrotrayéndose la situación tarifaria a la existente previamente al dictado de ambas (fallo "CEPIS").

Mediante Nota ENRG/GAL/GDyE/GRGC/I Nº 6824 de fecha 25 de julio de 2016, se indicó a Camuzzi que no era factible la aplicación de la Resolución ENARGAS Nº I/3733 del 31 de marzo de 2016 (nuevos cuadros tarifarios) hasta tanto se resolviera la concesión o denegación del Recurso Extraordinario Federal interpuesto por el Estado Nacional y sus efectos en autos "CEPIS".

Con fecha 04 de agosto de 2016 la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata en autos "CEPIS", resolvió conceder CON EFECTO DEVOLUTIVO el recurso extraordinario deducido por el Estado Nacional y elevar las actuaciones a la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

Con fecha 18 de Agosto de 2016 la Corte Suprema de Justicia de la Nación confirmó parcialmente la sentencia dictada por la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata en autos "CEPIS", en cuanto a la nulidad de las Resoluciones 28 y 31 del MINEM, decisión que se circunscribió al colectivo de Usuarios Residenciales del servicio de gas natural, manteniéndose respecto de ellos, y en la medida que resultara más beneficiosa, la vigencia de la tarifa social correspondiente al cuadro tarifario con vigencia a partir del 1º de abril de 2016.

En función de lo anterior, el MINEM emitió la Resolución Nº 152-E/2016, donde adoptó una serie de instrucciones respecto de la Autoridad Regulatoria, que fueron ponderadas e implementadas por dicho Organismo mediante las Resoluciones ENARGAS Nº I-3960 y Nº I-3961.

En este sentido, la Autoridad Regulatoria dispuso:

- con respecto a los Usuarios Residenciales y Subdistribuidores, por consumos registrados a partir del 1º de abril de 2016, la aplicación de los cuadros tarifarios vigentes al 31 de marzo de 2016. (Resolución ENARGAS Nº I-3961, Art. 1 y 4).

- con respecto a los Usuarios del Servicio General P con servicio completo, derogar el Artículo 2º de la Resolución ENARGAS Nº I-3843/16, fijando un tope de facturación que no podría superar en un 500% el monto total facturado al mismo usuario para el mismo período correspondiente al año 2015. (Resolución ENARGAS Nº I-3960, Art. 2).

En virtud de todo lo expuesto, Camuzzi se vio imposibilitada de cobrar por el período que se extendió desde el 1º de abril de 2016 al 6 de octubre de 2016, los aumentos dispuestos por los nuevos cuadros tarifarios respecto del: i) 100% de sus Usuarios Residenciales producto de lo resuelto por la Corte

JULIANA REGGI

Suprema de Justicia de la Nación en el Fallo "CEPIS" y de lo dispuesto en el Art. 1 de la Resolución Enargas Nº I-3961, ii) 100% de los Subdistribuidores de su área de Licencia, producto de lo dispuesto en el Art. 4 de la Resolución Enargas Nº I-3961 y iii) 91 % de Usuarios SGP de su área de Licencia, producto de las medidas cautelares notificadas a la Sociedad y que alcanzan a los referidos usuarios.

En tal contexto, Camuzzi se vio en la necesidad de solicitar al Enargas, sobre la base de la situación económico-financiera, y a causa de la falta de percepción de los aumento dispuestos por los nuevos cuadros tarifarios, el pedido de una nueva Asistencia Económica Transitoria por la suma de $ 2.316.7 millones (pesos dos mil millones trescientos dieciséis mil setenta) para el año 2016, a fin de afrontar los gastos asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público, como así también para poder continuar haciendo frente al Plan de Inversiones comprometido para el 2016, a fin de honrar los compromisos asumidos con los productores de gas y el mantenimiento de la cadena de pagos.

Habiéndose dado tratamiento a las distintas presentaciones efectuadas en el marco de la AUDIENCIA PUBLICA llevada a cabo el día 16 de Septiembre de 2016, el MINEM estableció nuevos precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) para el gas natural y las bonificaciones para los usuarios residenciales que registren un ahorro en su consumo.

Así el Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución MINEM Nº 212 - E/2016, estableció nuevos precios para el gas natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST).

Que, asimismo, en su Artículo 2º se determinaron nuevos Precios para el gas natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) con una bonificación para los usuarios Residenciales de gas natural que registraran ahorro en su consumo igual o superior al 15% con respecto al mismo período del año 2015, conforme se consigna en el Anexo II de dicha Resolución.

Que, en ese orden, el Artículo 3º de la Resolución MINEM Nº 212- E/2016 determinó nuevos Precios del Gas Propano destinados a la distribución de Gas Propano Indiluido por Redes, estableciéndolo en $ 800 por tonelada métrica para los usuarios Residenciales y Servicio General P1 y P2, y $ 2.100 para los usuarios Servicio General P3.

Que, además, el Artículo 4º determinó con relación al nuevo Precio del Gas Propano destinado a la distribución de Gas Propano Indiluido por redes, que aquellos usuarios Residenciales que registraran un ahorro en su consumo igual o superior al 15% con respecto al mismo período del año 2015 tendrán una bonificación igual al 30% del precio indicado en el Artículo 3º.

Asimismo, se instruyó al Enargas a que aplique, sobre la base de la situación económico-financiera de las empresas Licenciatarias y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, una adecuación de las tarifas de transición vigentes de los Servicios Públicos de Transporte y Distribución de Gas Natural en el marco de las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral y de los Acuerdos Transitorios suscriptos con aquellas Licenciatarias que a la fecha no hayan arribado a un acuerdo de renegociación integral, que permita a las Licenciatarias cumplir con la ejecución del plan de inversiones correspondiente al presente año, afrontar sus gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización, y dar cumplimiento a los vencimientos de las obligaciones contraídas, manteniendo la cadena de pagos, a los

efectos de asegurar la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo hasta tanto se establezcan los cuadros tarifarios definitivos que resulten de la Revisión Tarifaria Integral.

Se agregó que dicha tarifa de transición estará vinculada al cumplimiento del Plan de Inversiones Obligatorias para las Licenciatarias de los Servicios Públicos de Transporte y Distribución de Gas Natural determinado en función de lo previsto en el Artículo 6º de la Resolución Nº 31 de fecha 29 de marzo de 2016 del MINEM, en cuyo marco las Licenciatarias no podrán efectuar distribución de dividendos sin la previa acreditación ante el ENARGAS del cumplimiento del referido Plan y contar a tal fin con la autorización de dicha Autoridad Regulatoria, en los términos de lo establecido en los acuerdos.

También se instruyó al ENARGAS a establecer los cuadros tarifarios correspondientes a la "Tarifa Social" definida en el Artículo 5º de la Resolución Nº 28 de fecha 28 de marzo de 2016 del MINEM, a cuyos efectos se deberá considerar la bonificación del 100% del precio del Gas Natural o del Gas Propano sobre las tarifas resultantes de lo dispuesto en la Resolución 212 – E/2016.

Que el Artículo 10º de la Resolución MINEM Nº 212 – E/16 instruyó al ENARGAS a que disponga las medidas necesarias a fin de que, el monto total, impuestos incluidos, de las facturas que emitan las prestadoras del servicio público de distribución de gas por redes de todo el país, que los usuarios deban abonar por consumos realizados a partir de la entrada en vigencia de los precios de gas en PIST establecidos en dicha Resolución, no superen los montos máximos equivalentes a los porcentajes que a continuación se enuncian, considerados como porcentajes de incremento sobre el monto total, impuestos incluidos, de la factura emitida al mismo usuario con relación al mismo período de facturación correspondiente al año anterior:

- Usuarios R1-R23: 300%

- Usuarios R31-R33: 350%

- Usuarios R34: 400%

- Usuarios SGP: 500%

Que agregó dicho Artículo 10º que los límites de incremento establecidos precedentemente sobre los montos finales facturados se aplicarán siempre que el monto total de la factura supere, para el semestre que inicia en el mes de octubre de 2016, la suma de $ 250.

Mediante el Artículo 11º de la Resolución de marras, se estableció que las diferencias que surjan entre el monto final resultante de los cuadros tarifarios que apruebe el ENARGAS en función de lo previsto en la Resolución y el monto efectivamente facturado en función de lo dispuesto en el párrafo anterior, será aplicado como un descuento sobre los precios a ser facturados por los proveedores de gas de las prestatarias del servicio de distribución de gas por redes, que se aplicará en forma proporcional por todos los proveedores de gas natural en función del volumen de gas suministrado a cada Distribuidor.

Por su parte el Artículo 12º de la Resolución MINEN Nº 212 – E/16 dispuso que las diferencias que surjan entre el monto final resultante de los cuadros tarifarios que apruebe el ENARGAS en función de lo previsto en la Resolución y el monto efectivamente facturado en función de lo dispuesto en el Artículo 10º de la Resolución MINEM Nº 212-E/16, con relación al gas suministrado a los Subdistribuidores y por

JULIANA REGGI
APODERADA

éstos a sus usuarios, con excepción de aquellos que adquieran el gas natural directamente a los productores, será aplicado como descuento sobre las facturas que las Licenciatarias de Distribución emitan para cada Subdistribuidor. Las Licenciatarias de Distribución darán a dicho descuento el tratamiento dispuesto en el Artículo 11º referido en el párrafo precedente.

Finalmente, según el Artículo 13º de la Resolución MINEM Nº 212- E/16 las disposiciones contenidas en dicha Resolución serán de aplicación para los consumos de gas realizados a partir del día 7 de octubre de 2016.

En el sentido expuesto, con fecha 6 de octubre de 2016 el Enargas emitió la Resolución ENARGAS Nº I/4047 que resolvió aprobar con vigencia a partir del 7º de octubre de 2016 los cuadros tarifarios, que serán de aplicación a los usuarios de CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. , los cuadros tarifarios, que serán de aplicación a los usuarios del área de licencia de CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. que registren un ahorro en su consumo igual o superior al 15% con respecto a igual periodo del año anterior, y los cuadros tarifarios, que serán de aplicación a los usuarios del área de licencia de CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. inscriptos en el Registro dispuesto por la Resolución ENARGAS Nº I-2905/14 y sus modificatorias, de acuerdo con la previsión del Articulo 5 de la Resolución MINEM Nº 28/16.

En el Artículo 5º de la Resolución de marras, se dispone que el monto total, con impuestos incluidos, de las facturas que emitan CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. a sus usuarios por los consumos realizados a partir de la fecha de entrada en vigencia de la Resolución de marras, no podrá superar el monto máximo que resulte de aplicar los porcentajes que a continuación se enuncian, a la factura con impuestos incluidos, emitida al mismo usuario e igual período de la facturación correspondiente al año anterior:

- Usuarios R1-R23: 300%

- Usuarios R31-R33: 350%

- Usuarios R34: 400%

- Usuarios SGP: 500%

Agregó que los límites de incremento sobre los montos finales facturados se aplicarán siempre que el monto total de la factura supere, para el semestre que inicia en el mes de octubre de 2016, la suma de $ 250.

Asimismo, se dispuso que para aquellos usuarios residenciales del servicio de distribución de gas (Art. 6º) y para aquellos usuarios del Servicio General P de gas por redes de servicio completo (Art. 7º) donde la comparación descripta en el Artículo 5º de la Resolución de marras no pueda realizarse por modificaciones en la titularidad del servicio, por no disponer de una factura emitida en base a un período regular en igual mes o bimestre del año anterior, o por no contar –por cualquier otra circunstancia con una factura válida para el mismo período del año anterior según corresponda, los montos con impuestos que dichos usuarios deban abonar por el pago de las facturas que se emitan por los consumos realizados a partir del 7 de octubre de 2016, no podrán superar el monto, con impuestos, que hubiere correspondido facturar de aplicarse, para la misma categoría de usuario y para el mismo volumen

JULIANA REGGI

consumido en el período de facturación, las tarifas vigentes en el mismo período del año anterior incrementadas por los porcentajes establecidos en el Artículo 5º.

La diferencia entre el monto final de la factura con impuestos que resulte de la aplicación de los cuadros tarifarios que forman parte de la Resolución como Anexos I a III, y el monto efectivamente facturado en función de lo dispuesto en los Artículos 5º a 7º de la Resolución ENARGAS Nº I/4047, deberá ser deducida de la factura que se emita al usuario. La suma de dichas bonificaciones será aplicada como un descuento sobre los precios a ser facturados por los proveedores de gas de la prestataria del servicio de distribución de gas por redes, que se aplicará en forma proporcional por todos los proveedores de gas natural en función del volumen de gas suministrado al Distribuidor.

Adicionalmente, se instruyó a CAMUZZI GAS del SUR S.A. para que el cobro de las facturas de servicio que emite en forma bimestral, se instrumente como una obligación de pago mensual, estableciendo para ello dos pagos mensuales equivalentes cada uno de ellos al 50% del importe total de la factura bimestral, distantes 30 días uno del otro, los que serán tenidos en consideración a todos los efectos que pudieran corresponder.

Por otra parte, se ratificó el Plan de Inversiones Obligatorias de la Sociedad que obra como Anexo IV de la Resolución de marras, manteniéndose respecto del mismo las obligaciones y penalidades establecidas.

Con fecha 11 de octubre de 2016 el MINEM emitió la Resolución 219 – E/2016, mediante la cual se sustituyó el Anexo III de la Resolución Nº 28 del 28 de marzo de 2016 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación. Se establecieron así los criterios de elegibilidad para ser beneficiario de la Tarifa Social.

Con fecha 11 de octubre de 2016 el MINEM emitió la Resolución 218 – E/2016 mediante la que –a los fines de la aplicación del Régimen Tarifario Específico para Entidades de Bien Público creado por la Ley Nº 27.218- se instruyó al ENARGAS a incorporar en los cuadros tarifarios de los servicios de distribución de gas natural, la categoría "Entidades de Bien Público", fijando para dicha categoría, tarifas máximas equivalentes a las correspondientes a la categoría "Residencial" de dichos servicios, de acuerdo a los rangos de consumo que correspondan.

Finalmente, mediante Resolución ENARGAS n° 4122 se convocó a Camuzzi la Audiencia Pública a realizarse el día 2 de diciembre de 2016 a fin de considerar a) la Revisión Tarifaria Integral; b) las propuestas de modificaciones, elaboradas por esta Autoridad Regulatoria, en los Reglamentos de Servicio de Transporte y Distribución aprobados por Decreto N° 2255/92 y c) la metodología de ajustes semestrales.

Adicionalmente a lo anterior, cabe señalar que esta Distribuidora posee derecho a reclamos derivados de los incumplimientos de los compromisos y obligaciones asumidas por el Estado Nacional en el marco del Acuerdo Transitorio y del Acta Acuerdo, que no se encuentran contemplados en este proceso de RTI. En este sentido, el reconocimiento de dicho crédito regulatorio deberá ser oportunamente atendido por el Estado Nacional en su carácter de Poder Concedente de la Licencia.

Finalmente cabe señalar que, todo este período de congelamiento tarifario, generó un atraso en las obras de expansión de los Sistemas de Distribución de Camuzzi Gas Sur, que se puede estimar en un retraso de

JULIANA PEGGI
APODERADA

Obras por $ 2.300 millones, cuya solución requiere de importantes Obras de Refuerzo para permitir la incorporación de nuevos usuarios a los Sistemas saturados, a cuyo fin resulta necesario contar con una Tarifa de Distribución que permita llevar adelante las referidas Obras.

JULIANA REGGI
APODERADA

Anexo

4

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 4.a.

A continuación se adjunta el documento: **"Revisión Tarifaria Integral 2016: Tratamiento de la Base Tarifaria".**

Ing. Raúl Bertero, CEARE (UBA)

JULIANA REGGI
APODERADA

Anexo 4 a

JULIANA REGGI
APODERADA

REVISION TARIFARIA INTEGRAL 2016

TRATAMIENTO DE LA BASE TARIFARIA

DR. ING. RAUL BERTERO

5 DE OCTUBRE DE 2016

INDICE

1. OBJETO Y ALCANCE 3

2. RESUMEN EJECUTIVO 3

3. BREVE INTRODUCCION TEORICA AL CALCULO TARIFARIO 4

4. HISTORIA DE LAS REVISIONES TARIFARIAS Y LAS ACTAS ACUERDO EN LA ARGENTINA – DEPENDENCIA DEL MARCO SOCIO-ECONOMICO 6

4.1. BASE TARIFARIA EN EL MOMENTO DE LA PRIVATIZACION 6

4.2 PRIMERA Y SEGUNDA REVISIÓN TARIFARIA – REVISIÓN TARIFARIA MARGINAL Y REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL 7

4.3 EMERGENCIA ECONOMICA – ACTAS ACUERDO 8

5. CARÁCTER EXCEPCIONAL DE LA REVISION TARIFARIA REALIZADA LUEGO DE 14 AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA 10

6. CONVENIENCIA PARA EL ESTADO Y LOS USUARIOS DE UNA TARIFA FINAL QUE ALIENTE LAS INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA 11

6.1 INTRODUCCION CONCEPTUAL 11

6.2 INVERSIONES REALIZADAS DURANTE LOS PRIMEROS AÑOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA LICENCIA 12

6.3 REDES CEDIDAS POR TERCEROS Y OBRAS DE CASO BASE FINANCIADAS POR TERCEROS 13

6.3.1 Descripción de la situación 13

6.3.2 Consideración en la Base Tarifaria de las obras cedidas o financiadas por terceros 15

7. INTERPRETACIÓN Y ACLARACIÓN DE LA CLÁUSULA DE LAS ACTAS ACUERDO REFERIDA A QUE LA TARIFA DEBE ALENTAR LAS INVERSIONES EN EL SISTEMA 15

JULIANA REGGI
APODERADA

8. ASPECTOS TEORICOS Y FORMAS DE TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA BASE TARIFARIA 16

8.1. POSIBLES ENFOQUES DE LA BASE TARIFARIA 16
8.2 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FINANCIERO 17
8.2.1 Aspectos generales 17
8.2.2 Aplicación de la valuación contable en la situación actual de nuestro país 18
8.3 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO 20
8.3.1 Costo de reemplazo depreciado y optimizado (DORC) 21
8.3.2 Valor nuevo de reemplazo en su estado actual de conservación (VNR) 21
8.3.3 Valor Técnico Residual (VTR) o Valor Técnico Depreciado (VTD) 22
8.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS ENFOQUES DE EVALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA 23
8.5 COMPARACIÒN DE LOS ENFOQUES DE VALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA 26

9. MODELO PROPUESTO DE VALUACION DE LA BASE TARIFARIA PARA CONTEMPLAR LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO Y EQUIDAD 28

9.1 METODOLOGÍA DE EVALUACION MÁS CONVENIENTE LUEGO DE 14 DE AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA 28
9.2 INCIDENCIA DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN EN LA TARIFA FINAL A LOS USUARIOS 28

10 CONCLUSIONES 30

REVISION TARIFARIA INTEGRAL 2016

TRATAMIENTO DE LA BASE TARIFARIA

DR. ING. RAUL BERTERO

5 de Octubre de 2016

1. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del presente trabajo es presentar un aporte académico para un tratamiento justo y razonable de la Base Tarifaria de las Licenciatarias de Transporte y Distribución de Gas Natural teniendo en cuenta el Marco Regulatorio, la evolución histórica del sistema desde su privatización hasta la fecha y, especialmente, su sostenibilidad futura para permitir que su evolución impulse el desarrollo industrial y social de nuestro país.

Respecto de la posibilidad legal de la revisión de la metodología para el cálculo de tarifas es importante señalar que el mismo está previsto en el Art. 42 del decreto reglamentario 1738/92: *"La revisión global del método empleado para el cálculo de las tarifas nunca podrá tener efectos retroactivos ni ajustes compensatorios, y se mantendrá por un nuevo período de CINCO (5) años contados a partir de su vigencia, procurando observar los principios de estabilidad, coherencia y previsibilidad tanto para los Consumidores como para los Prestadores. El Ente establecerá las normas de procedimiento para la revisión del método empleado en el cálculo de las tarifas que asegure la participación de los sujetos de la Ley."*

2. RESUMEN EJECUTIVO

La Base Tarifaria constituye uno de los elementos fundamentales para determinar los márgenes de transporte y distribución y, probablemente, aquél donde más influye el criterio adoptado por el regulador para su determinación.

Es importante reconocer en primer lugar que la Base Tarifaria representa el valor de los activos eficientes necesarios para la prestación del servicio y no su forma de calcularla.

Existen dos métodos reconocidos internacionalmente para calcular la Base Tarifaria, la valuación como activo financiero o contable y la valuación como activo físico. En todos los países, y aún en el nuestro, la elección de uno u otro método ha ido variando en función de la historia de la regulación del servicio y las situaciones particulares. El método de valuación fue adaptándose, en el momento de cada Revisión Tarifaria, de modo de evitar conductas especulativas de los inversores y asegurar la sustentabilidad futura del servicio.

En Argentina, el ENARGAS se inclinó en la segunda revisión tarifaria por una valuación financiera o contable por las razones que se exponen en este trabajo mientras que el ENRE y la mayoría de los

JULIANA REGGI
APODERADA

reguladores provinciales de electricidad han optado por la valuación de la Base Tarifaria como activo físico.

Se demuestra en este trabajo la justicia, razonabilidad y conveniencia para los usuarios futuros de los servicios que luego de 14 años de emergencia económica tanto para el sistema eléctrico como el sistema de gas natural se determine la Base Tarifaria de las Licenciatarias como un activo físico.

3. BREVE INTRODUCCION TEORICA AL CALCULO TARIFARIO

La valuación de los activos necesarios para la prestación del servicio regulado es uno de los principales elementos a definir en el momento de la determinación tarifaria (tanto al inicio de un período de concesión como en las revisiones posteriores).

En términos de la incidencia tarifaria, la remuneración de las inversiones se encuentra influenciada tanto por el costo del capital como por la valuación de los activos necesarios para la prestación del servicio, los cuales son denominados indistintamente como Base Tarifaria, Activos Regulatorios, Base de Remuneración o Base de Capital Regulada (BT es el término que se adoptará en adelante en este informe).

La relevancia de estas variables en la redefinición de tarifas puede resumirse a través de las ecuaciones fundamentales para el cálculo de tarifas. A modo de ilustración se exponen seguidamente las ecuaciones de cálculo de tarifas correspondientes a dos de las principales metodologías utilizadas en la práctica regulatoria. Se puede demostrar que las dos expresiones siguientes llamadas: a) Costo por Período o b) Flujo de Fondos, aplicadas al mismo período de tiempo son matemáticamente equivalentes y conducen al mismo resultado.

a) Ecuación de cálculo de tarifas en función del costo del servicio en un período:

$$T \, x \, Q_i = Opex_i + Deprec_i + r \, x \, BT_{i-1}$$

b) Ecuación de cálculo de tarifas mediante flujo de fondos:

$$\sum_{i=1}^{N} \frac{T \times Q_i}{(1+r)^i} = BT_0 + \sum_{i=1}^{N} \frac{Opex_i + Capex_i}{(1+r)^i} - \frac{BT_N}{(1+r)^N}$$

dónde:

T = Tarifa
Q_i = Demanda de cada año
BT_{i-1} = valor de la base tarifaria al inicio de cada año
$Opex_i$ = OPEX [gastos de Operación y Mantenimiento (O&M) y Administración y Comercialización (A&C) e impuestos] de cada año
$Capex_i$ = Inversiones de cada año
$Deprec_i$ = depreciaciones o amortizaciones de cada año
r = costo de oportunidad del capital (tasa de retorno "razonable")
i = cada año del próximo período regulatorio

En las ecuaciones anteriores las depreciaciones están consideradas explícitamente en la ecuación a) y en forma implícita en la evolución que experimenta la base tarifaria en la ecuación b) ya que la Base Tarifaria evoluciona año a año según la ecuación siguiente, $BT_i = BT_{i-1} + Capex_i - Deprec_i$.

La determinación de cada uno de los términos de la ecuación tarifaria anterior es el objetivo del conjunto de estudios que componen una Revisión Tarifaria Integral, tal como se resume esquemáticamente en la Fig. 1.

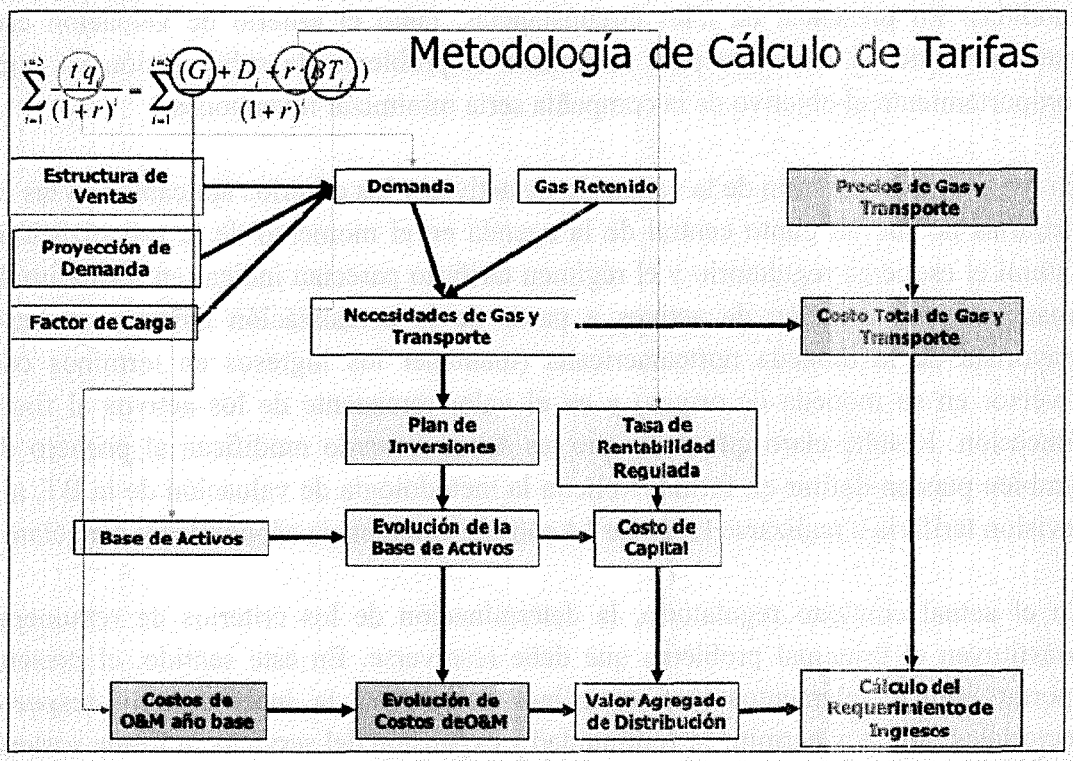


Fig. 1 Aspectos que intervienen en una Revisión Integral de Tarifas

El valor de la tasa de retorno "razonable" aceptada por el regulador surge del cálculo del costo de oportunidad del capital, que busca determinar el retorno que obtendrían los inversores en una actividad de riesgo equivalente. La práctica usual es la que utiliza el promedio ponderado de distintas fuentes de financiamiento de la firma (Deuda y Capitales propios), método conocido como WACC (*Weighted Average Cost of Capital*).

La determinación de la BT implica valuar los activos iniciales así como las inversiones realizadas a lo largo del período regulatorio. El problema de fijar precios para los servicios que se prestan con activos existentes es equivalente al problema de valuar el capital de la firma. Una particularidad de los servicios de transporte y distribución de gas natural, que resulta sumamente relevante desde el punto de vista económico, es la presencia de activos específicos o especializados[1]. Si los activos no fuesen especializados, como sucede en otras industrias, para no ser transferidos a otra actividad deberían valuarse al costo de reposición (valor de reventa en el mercado secundario) y obtener un retorno igual al costo del capital.

[1] Activos especializados: son bienes de capital cuyo valor económico fuera del uso específico es irrelevante. Su existencia denota la presencia de "costos hundidos", ya que una vez realizada la inversión la misma no puede relocalizarse sin una pérdida de capital significativa: el costo de salida es muy alto

JULIANA REGGI
APODERADA

En presencia de activos especializados, la determinación de la BT resulta un aspecto regulatorio destacado. Esto porque la especificidad de los activos introduce la posibilidad de oportunismo y subinversión. Dado que las inversiones en activos especializados constituyen costos hundidos para la firma, éstas no son relevantes para la decisión prospectiva de permanecer en el mercado, la cual dependerá del costo de oportunidad de los recursos que pueden relocalizarse en otras actividades (costos evitables: básicamente conformados por los costos de operación y mantenimiento y las nuevas inversiones). En este contexto, un regulador con objetivos de corto plazo tiene incentivos a subvaluar la BT, de modo que las tarifas sólo cubran los costos evitables e ignoren las inversiones hundidas. En presencia de tales circunstancias, tanto el criterio de valuación escogido como su mantenimiento es relevante para minimizar el problema de subinversión ya que de prever este comportamiento el objetivo de la compañía sería minimizar inversiones.

En Argentina, la cuestión de la valuación de activos y los criterios aplicables en las futuras revisiones tarifarias no fue un punto central de la agenda en el momento de la privatización, aunque en gas natural el esquema regulatorio y el régimen tarifario parecían indicar en forma implícita un enfoque financiero de valuación de activos a partir de la actualización tarifaria en base a la inflación mayorista de la moneda norteamericana (mantener los ingresos en términos constantes para el inversor en su moneda de origen) y en el valor remanente de los activos al final del período de concesión. Resulta claro que dado que las Actas Acuerdo modifican el primero de estos aspectos también pueden definir en forma explícita la metodología de valuación de la BT, al menos para una revisión tarifaria a realizarse luego de 14 años de emergencia económica y congelamiento tarifario.

En el actual contexto regulatorio, la determinación de los criterios de remuneración del capital constituyen el principal problema que debe resolverse. En este sentido, el presente trabajo busca aportar algunos elementos para contribuir a despejar la incertidumbre respecto de las reglas sectoriales futuras y permitir la continuidad y expansión del servicio en forma sostenible.

4. HISTORIA DE LAS REVISIONES TARIFARIAS Y LAS ACTAS ACUERDO EN LA ARGENTINA – DEPENDENCIA DEL MARCO SOCIO-ECONOMICO

Como se demuestra a continuación, las Revisiones Tarifarias en general y la BT en particular dependen fundamentalmente del marco socio-económico en que se desarrollan. Algunos aspectos pueden ser cambiados por decisión de la autoridad regulatoria, esto son todos aquellos que implican modificaciones en el Reglamento del Servicio, sin perjuicio del derecho de la Licenciataria de requerir el correspondiente reajuste de la Tarifa si el efecto neto de tal modificación alterase el equilibrio económico-financiero existente antes de tal modificación (Numeral 18.2. de las RBL). Sin embargo, aquellos que constituyen cambios en las Reglas Básicas de la Licencia requieren del acuerdo entre el poder concedente (el Estado Nacional) y las Licenciatarias.

4.1. BASE TARIFARIA EN EL MOMENTO DE LA PRIVATIZACION

En la Fig. 2 se muestra la evolución histórica de las revisiones tarifarias de gas natural en Argentina. La primera revisión tarifaria se realizó en el año 1998, luego de la privatización de Gas del Estado a fines del año 1992.

En el momento de la privatización las empresas ofertaron por la infraestructura con tarifas establecidas por el Estado. El valor de los activos en ese momento es lo que las Licenciatarias estuvieron dispuestas a pagar en ese momento y, por lo tanto, es natural que inicialmente la BT haya tenido un enfoque financiero o contable definido por el mercado.

Es importante notar que los inversores, sabiendo que a los 5 años se realiza una revisión tarifaria evaluando la BT como activo financiero, pueden adoptar una conducta especulativa para asegurarse el control de los activos. Es decir, ofertar por los activos un valor excesivamente elevado, teniendo una baja rentabilidad en los primeros 5 años pero asegurándose el control en la licitación, alcanzando una suba tarifaria en el momento de la primera revisión. Es por ello que los reguladores cuando realizan una valuación de la BT como activo financiero establecen que la BT no puede ser mayor que su valor como activo físico y definen que la BT es el valor mínimo de los dos.

Sin embargo, es importante reconocer que la definición como un valor mínimo está asociada a la valuación contable. Si el contexto hiciera aconsejable la valuación como activo físico, la valuación contable solo sería un elemento de referencia.

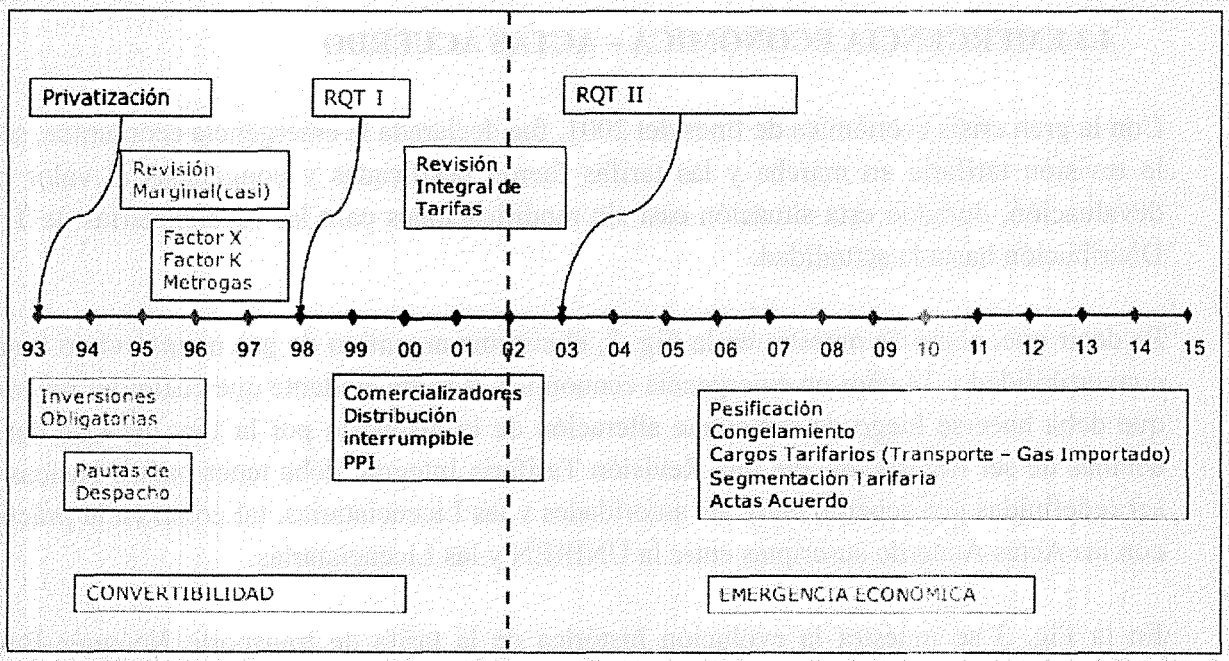


Fig. 2 Evolución histórica de las revisiones tarifarias en el sistema argentino de gas natural

4.2 PRIMERA Y SEGUNDA REVISIÓN TARIFARIA – REVISIÓN TARIFARIA MARGINAL Y REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

La primer revisión tarifaria, RQT I, fue fundamentalmente una revisión marginal, es decir basada en la determinación de los factores de inversión (K) y factores de eficiencia (X), sin analizar la rentabilidad de las empresas y por lo tanto sin necesidad de evaluación de la BT.

Durante los primeros 5 años desde la privatización, la inflación en Argentina había sido más alta que la inflación en Estados Unidos, por lo cual las tarifas valorizadas en dólares tenían un costo descendente para la población y las empresas y no existía tensión en relación con el valor de las tarifas. En estos primeros años la preocupación regulatoria estuvo concentrada en las Reglas de Despacho y en el aumento sostenido de la capacidad de transporte. En el caso de Metrogas, sin embargo, que había tenido que aumentar considerablemente su reserva de capacidad de transporte se

JULIANA REGGI
APODERADA

le consideró esta circunstancia (por lo tanto eludiendo una revisión puramente marginal), mostrando cómo siempre una Revisión Tarifaria debe ajustarse a las condiciones de contexto.

Tanto la privatización como la primera revisión tarifaria fueron realizadas en el contexto de la convertibilidad, con tarifas valorizadas en dólares e indexadas según el PPI (Producer Price Index) de los Estados Unidos. Luego de transcurridos casi 10 años desde la privatización y con el sistema económico argentino en crisis, en el año 2000 el ENARGAS decidió que la segunda revisión (la RQT II) que debía entrar en vigencia en el año 2003 fuera una revisión tarifaria integral, es decir una evaluación de tarifas justas y razonables a partir de la revisión de todos los elementos que entran en juego en la ecuación tarifaria.

En un contexto de normalidad regulatoria, con salarios y tarifas en dólares que permitían la realización de expansiones "a tarifa" (es decir que los flujos adicionales permitían el financiamiento de las inversiones) y a solo 10 años del pago inicial, el ENARGAS decidió realizar una evaluación contable de la BT. Es decir que la BT se calculó a partir de los valores pagados en la privatización sumando las inversiones y restando las depreciaciones.

4.3 EMERGENCIA ECONOMICA – ACTAS ACUERDO

Con la gran crisis económica de fines del 2001, fue declarada la emergencia económica, se suspendió la revisión tarifaria en marcha y las tarifas fueron pesificadas y congeladas al valor previo a la devaluación, durando esta situación casi sin modificaciones para las Licenciatarias de Transporte y Distribución hasta la actualidad.

Es decir que, como se muestra en la Fig. 2, el sistema argentino de gas natural vivió 9 años bajo la convertibilidad y 14 años en emergencia económica. Resulta evidente que cualquier revisión tarifaria que deba hacerse luego de semejante alteración de lo dispuesto por la Ley del Gas del año 1992, además de ser necesariamente una Revisión Tarifaria Integral, debe tener pautas básicas que deben ser redefinidas por acuerdo entre las autoridades y las Licenciatarias, tal como en la práctica sucedió con las Actas Acuerdo suscriptas entre la UNIREN y las Licenciatarias.

En la Fig. 3 se muestra la evolución histórica de la tarifa de transporte Neuquén-Buenos Aires (representativa del resto de las tarifas reguladas en el período considerado) y del salario mínimo en dólares en Argentina desde el año 1993 hasta el año 2015.

La tarifa de transporte osciló entre 0.55 y 0.60 US$/MMBTU hasta el año 2001. La pesificación tarifaria y la fuerte devaluación inicial dividieron las tarifas por tres en los primeros dos años. En los años siguientes la tarifa en dólares siguió disminuyendo en forma constante hasta alcanzar en el año 2015 valores de aproximadamente 1/6 de los existentes en la década del 90.

Paralelamente, el salario mínimo también sufrió un fuerte descenso en los primeros dos años. Sin embargo contrariamente a lo sucedido con las tarifas reguladas, a partir del año 2003 inició una recuperación sostenida. En el año 2006 ya había alcanzado los valores de la década del 90 (200 US$) y alcanzando un máximo de casi 600 US$ en el año 2013.

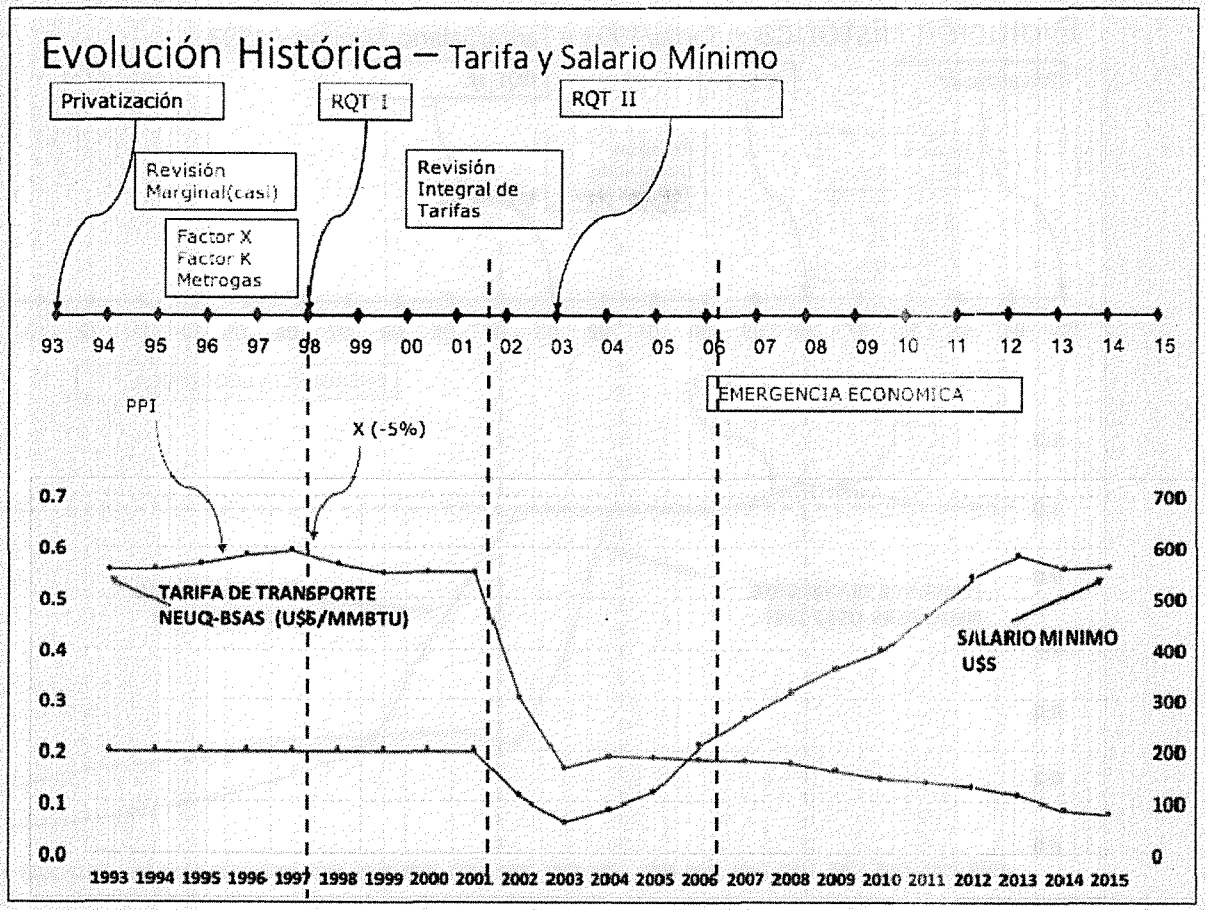


Fig. 3 Evolución histórica de la tarifa y el salario mínimo

En la Fig. 4 se muestra la evolución de la tarifa de transporte Neuquén-Buenos Aires en dólares dividida por la tarifa del año 1993 hasta llegar a valores de 1/6 en el año 2015.

También se indica en dicha figura el valor de la Tarifa dividida por el Salario Mínimo de cada año en relación con ese valor correspondiente al año 1993. Se puede apreciar en la figura que dicha relación se mantuvo aproximadamente igual a uno hasta el año 2003. A partir de dicho año la relación Tarifa/Salario Mínimo descendió fuertemente hasta aproximadamente 1/3 en el año 2006 para seguir descendiendo en forma más lenta en los años siguientes hasta menos de 1/10 en el año 2015.

Este gráfico muestra claramente que las actuales dificultades de normalización tarifaria tienen su origen en la falta de acompañamiento de las tarifas reguladas a la mejora del salario real conseguida a partir del año 2003.

La excepcional disminución tarifaria tiene una gran incidencia en la forma de evaluación de la Base Tarifaria a ser realizada luego de varios años de emergencia económica. Las tarifas notablemente bajas de las Licenciatarias, que claramente no se corresponden con las tarifas justas y razonables a las cuales tienen derecho por la Ley del Gas según se desprende de la simple comparación anterior, impidió a las Licenciatarias (varias de ellas en situación de "default") realizar inversiones significativas lo cual llevó a una marcada disminución de su base tarifaria contable.

JULIANA REGGI
APODERADA

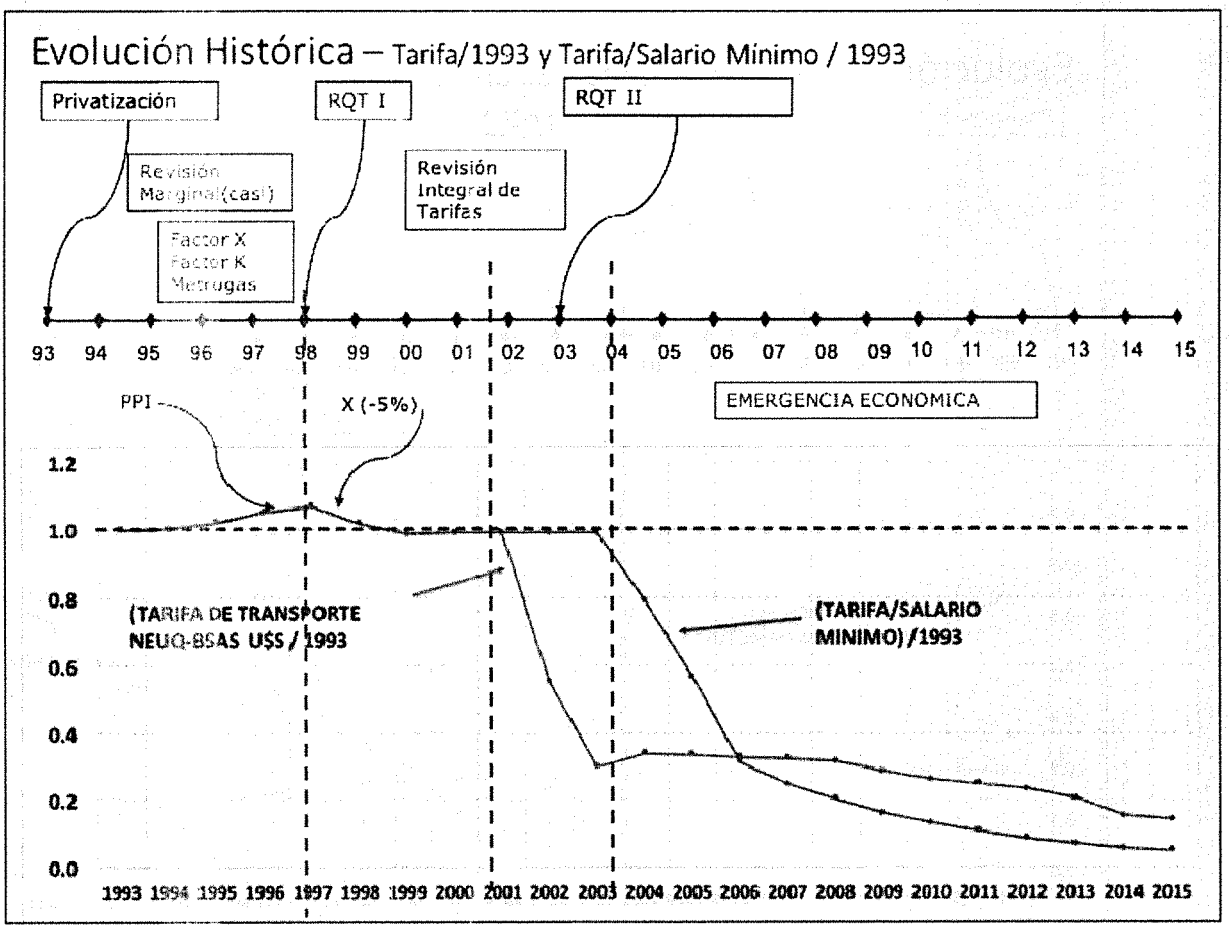


Fig. 4 Evolución histórica de la Tarifa y la relación Tarifa/Salario mínimo

Es decir que, si el Estado Argentino luego de 14 años de emergencia económica decidiera realizar una valuación contable de la base tarifaria estaría afectando doblemente a las Licenciatarias. Las perjudicó durante 10 años por no actualizar las tarifas y además las estaría perjudicando en el futuro al no reconocerles una base tarifaria que seguramente habría sido más alta si esos ingresos se hubieran ajustado de acuerdo a lo dispuesto por la Ley de Gas.

Aún si el regulador optara por aprovechar el carácter hundido de las inversiones para, mediante una valuación contable mantener artificialmente baja la BT, estimar la base tarifaria por debajo de su valuación como activo físico perjudicará notablemente las inversiones futuras, la flexibilidad del sistema para seguir los cambios en la oferta y demanda de gas natural y la modernización y eficiencia de las redes como se describe más adelante en este informe.

5. CARÁCTER EXCEPCIONAL DE LA REVISION TARIFARIA REALIZADA LUEGO DE 14 AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA

Consideremos la ecuación de cálculo de tarifas en función del costo del servicio por período que habíamos llamado ecuación a) en la Sección 3.

$$T \times Q_i = Opex_i + Deprec_i + r \times BT_{i-1}$$

Si suponemos que el Regulador decide realizar una valuación contable de la Base Tarifaria, esta evoluciona año a año a partir de la suma de las inversiones y la resta de las depreciaciones

$$BT_i = BT_{i-1} + Capex_i - Deprec_i$$

A lo largo de 14 años de emergencia económica con tarifas entre 1/3 y 1/6 de los valores justos y razonables que habrían surgido de una revisión tarifaria (ver Fig. 4), las inversiones se redujeron a un mínimo y la base tarifaria resultante es aproximadamente

$$BT_{14} = BT_0 - \sum_{i=1}^{14} Deprec_i$$

Es decir que como consecuencia de la prolongada falta de actualización de tarifas, la Base Tarifaria de las Licenciatarias disminuye notablemente. En el límite, de continuar esta situación durante el número de años de vida útil de las instalaciones, la Base Tarifaria tendería a 0 y la tarifa solo retribuiría costos operativos. Esta situación, resulta en un doble castigo para las Licenciatarias ya que no solo no recibieron las tarifas que les hubieran correspondido en el pasado, sino que como consecuencia de ello tampoco recibirán una retribución razonable por sus activos en el estado actual ya que el valor residual contable no refleja razonablemente el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio, su estado de mantenimiento, ni su vida útil remanente real. Es decir, si se hubiese autorizado un incremento tarifario, las licenciatarias podrían haber realizado inversiones, lo cual hubiese generado que la base tarifaria actual sea mayor Debe recordarse que la Base Tarifaria representa el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio que claramente en el ejemplo límite analizado no sería igual a cero.

Aún más importante para el Estado [2] y los usuarios son las consecuencias negativas de esta decisión sobre el nivel de inversiones futuras, la optimización y modernización del sistema de gas natural que traería aparejado la decisión de realizar una valuación contable de la Base Tarifaria luego de 14 años de emergencia económica como se muestra en la sección siguiente.

6. CONVENIENCIA PARA EL ESTADO Y LOS USUARIOS DE UNA TARIFA FINAL QUE ALIENTE LAS INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA

6.1 INTRODUCCION CONCEPTUAL

Supongamos un caso extremo donde la Base Tarifaria tendiera a cero y la tarifa solo remunerara operación y mantenimiento. En este caso las posibilidades de inversión en el sistema serían las

[2] La importancia para el Estado de alentar las inversiones se ve reflejada en el Marco Legal reiteradamente como se desprende de las siguientes citas: Ley 24076 art. 2 inc. B) "... y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.". Decreto 1738/92 art. 2 inc. (5) "A fin de aplicar la política de libre acceso, el Ente emitirá normas de alcance general que resulten compatibles con tal principio incluyendo: ...(ii) disposiciones que alienten las inversión para incrementar la capacidad del sistema,..."

JULIANA REGGI
APODERADA

siguientes: a) Inversión a realizar por las Licenciatarias como factor K o b) Inversiones realizadas por el Estado o por terceros.

En el caso de las inversiones como factor K, los proyectos deben ser propuestos por las Licenciatarias y aceptados por el ENARGAS en el momento de la revisión tarifaria. Por las razones expresadas anteriormente, si el Regulador convalida una valuación contable de la Base Tarifaria en las condiciones actuales lo más probable es que las Licenciatarias no presenten proyectos K y aún si lo hicieran no reflejarían necesariamente la dinámica de un sistema donde los cambios tecnológicos en los sistemas de medición y los cambios en los patrones de producción (gas no convencional, importación de GNL, inversión de flujo en los gasoductos) y demanda requieren flexibilidad en la definición y ejecución de los proyectos que optimicen en cada momento el sistema.

En cuanto a las inversiones realizadas por el Estado o por terceros se aplican las mismas limitaciones anteriores con el agravante de que no existen incentivos a la realización de obras más económicas para la sociedad y, peor aún, en muchos casos existen incentivos en sentido contrario. Este sistema de inversión estatal fue precisamente el ejecutado por el gobierno anterior bajo la forma de fideicomisos que resultaron en obras costosas y no siempre justificadas por la evolución de la oferta de gas.

Por el contrario, si la tarifa de transporte y distribución permitiera la realización de "expansiones a tarifa", es decir que la tarifa permitiera el pago del financiamiento para la realización de la expansión, el sistema iría evolucionando en forma óptima siguiendo las variaciones de los patrones de oferta y demanda de gas natural.

6.2 INVERSIONES REALIZADAS DURANTE LOS PRIMEROS AÑOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA LICENCIA

Durante los primeros 9 años desde la privatización, antes de la emergencia económica, la mayor parte de las inversiones en el sistema de transporte y distribución se realizaron "a tarifa" como se muestra en las Fig. 5 y Fig. 6, donde se indican las inversiones anuales en millones de dólares de las dos transportistas y las 8 distribuidoras.

Como se puede ver en la figura, tanto las inversiones obligatorias establecidas en la privatización como las realizadas como factor K en la primera revisión tarifaria tuvieron valores relativamente pequeños. Sin embargo, el sistema casi duplicó su capacidad de transporte entre los años 1993 y 2000, realizando expansiones óptimas a medida que las mismas eran requeridas por las Distribuidoras y Grandes Usuarios, luego de que estos acordaron con los productores la disponibilidad de gas natural desde las distintas cuencas.

Como en casi todos los casos la tarifa regulada permitía pagar el financiamiento de las expansiones, los usuarios que requerían capacidad de transporte solo debían solicitarla en los llamados "Open Season" y realizaban contratos de transporte por los que solo empezaban a pagar el valor de la tarifa regulada una vez terminada la obra. Bajo este sistema, la Licenciataria tiene un fuerte incentivo a optimizar la obra y los costos de ejecución ya que ello redunda en un beneficio económico. En la próxima revisión tarifaria ese beneficio puede ser compartido por los usuarios al evaluar la rentabilidad.

La única condición para que este sistema funcione es que la base tarifaria de la Licenciataria contemple el costo marginal de largo plazo de las expansiones optimizadas, es decir que se corresponda con una evaluación de la base tarifaria como activo físico y no como un activo financiero.

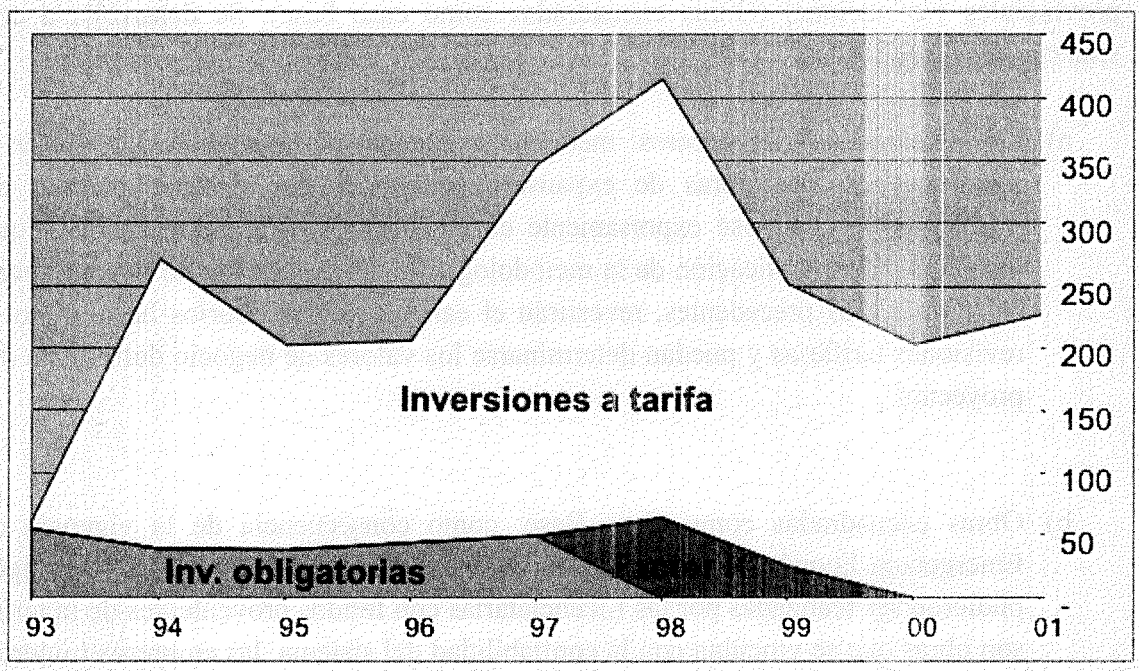


Fig. 5 Inversiones en transporte 1993 -2000

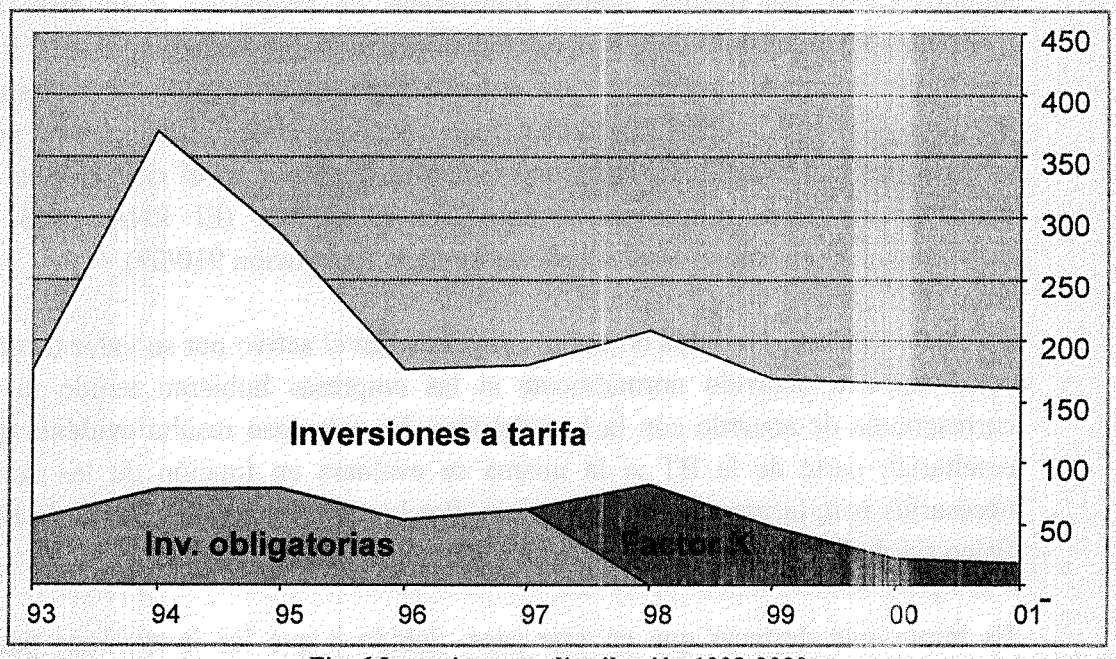


Fig. 6 Inversiones en distribución 1993-2000

6.3 REDES CEDIDAS POR TERCEROS Y OBRAS DE CASO BASE FINANCIADAS POR TERCEROS

6.3.1 Descripción de la situación

En el caso de las Licenciatarias de Transporte han existido durante la emergencia económica un conjunto de expansiones financiadas por terceros mediante un sistema de fideicomisos.

JULIANA REGGI
APODERADA

Por su parte, en el caso de las Licenciatarias de Distribución ha habido en general un conjunto de obras de expansión que en condiciones normales son financiadas fundamentalmente por terceros con aportes de las Distribuidoras y luego transferidas a las Distribuidoras (Obras realizadas por terceros) y obras de confiabilidad del sistema realizadas luego de las crisis económica del 2001 que debido a la notable insuficiencia tarifaria mencionada anteriormente se realizaron con aportes de los gobiernos provinciales y/o nacional (Obras encuadradas como caso base). Se desarrolla a continuación la situación en estos casos.

a) Obras realizadas por terceros: mediante el dictado de la Resolución 910/09, se dispuso el tratamiento de las obras de expansión solicitadas por terceros durante el período de transición. Aclarándose expresamente en el Anexo VI, último párrafo "...que los valores resultantes de la aplicación de la metodología de determinación de la contraprestación citada en los párrafos precedentes, revestirán el carácter de provisorios hasta tanto concluyan las revisiones tarifarias y puedan determinarse los valores de negocio definitivos de los distintos proyectos".

b) Obras encuadradas como Caso Base: como consecuencia de la vigencia de la Ley de Emergencia Económica y la suspensión de las Revisiones Tarifarias, este tipo de obras no pudieron ser realizadas por las Licenciatarias con fondos provenientes de la tarifa, y dado que son obras que se vinculan con la confiabilidad del sistema, las empresas tuvieron que recurrir a buscar soluciones coyunturales. En este contexto los gobiernos provinciales canalizaron fondos del Estado Nacional o Provincial para solventarlas, y dada la situación especial, en algunos casos, las mismas fueron transferidas en propiedad y en otras situaciones en usufructo. En el primero de los casos (transferencia en propiedad) conforme lo dispuesto por el ENARGAS igual que en el caso anterior hasta tanto se normalice el sistema con una Revisión Tarifaria Integral las mismas fueron valorizadas en el activo sólo por los gastos o erogaciones generadas para su incorporación al mismo y en el caso de los usufructos, las mencionadas obras no se incorporaron en el activo. (El ENARGAS ordenó a las distribuidoras, encuadrar estas obras dentro de la Resolución 910/09)

   En esta situación, las obras no están valorizadas en el activo por su valor de construcción, tal como hubiera ocurrido normalmente si las empresas hubieran tenido la tarifa que les correspondía de acuerdo con la Ley del Gas. En este caso resulta evidente que las mismas resultarían parte de la BT si la misma se evaluara en función de los activos eficientes necesarios para la prestación del servicio. Por lo tanto, una valuación de la BT como activo físico sin duda contemplaría a los mismos dentro de la BT.

   Es importante destacar que en este caso, debido a que las inversiones para mantener la confiabilidad del sistema constituyen inversiones obligatorias de la Distribuidora, las mismas no pueden ser consideradas obras de expansión, donde alguno de los terceros interesados podría haber financiado las mismas como mencionamos en el caso a), y consecuentemente ser encuadradas en la Resolución del Enargas que solo comprende obras de este tipo.

   Son obras que por sus características de permitir "Adecuar y/o incrementar la capacidad de suministro mediante refuerzos de los sistemas de Distribución, permiten acompañar el crecimiento vegetativo de la demanda", como se describe a las obras Caso Base en el marco de las revisiones tarifarias, con lo cual, son obras que la Distribuidora, si hubiera contado con

el ingreso tarifario, de acuerdo a las previsiones del Marco Regulatorio, debió haberlas financiado y, por lo tanto, formarían parte de la BT.

En el pasado distintos autores han mencionado la posibilidad de crear un "activo regulatorio" para tener en cuenta aquellas obras que fueron financiadas por los gobiernos como consecuencia de la notoria falta de actualización tarifaria de las compañías, y que resulta claro, que estas deberían haber hecho con sus ingresos si estos hubieran sido suficientes. Si como caso extremo una Licenciataria tuviera todos sus activos bajo estas condiciones, y no se considerara este "activo regulatorio", la empresa no tendría ninguna retribución por las mismas y correría con todo el riesgo de la operación de las mismas sin tener ninguna retribución.

6.3.2 Consideración en la Base Tarifaria de las obras cedidas o financiadas por terceros

Surge de lo anteriormente descripto que, además del obvio reconocimiento de los costos de operación y mantenimiento, las Licenciatarias cargan con toda la responsabilidad por cualquier accidente en las mismas, por imagen de marca, reputación nacional e internacional, aporte de know-how, capital de trabajo, capacidad de operación disponible, la necesidad de realizar inversiones para la expansión vegetativa, etc.

Se desprende de este análisis que existen dos posibilidades de evaluar estos factores: i) una BT específica correspondiente a la valuación técnica de las obras cedidas o financiadas por terceros (que se incorporen como Activo Regulatorio sin depreciación), con una tasa de rentabilidad específica y diferente de la general o ii) o una BT que incluya parte de las obras cedidas o financiadas por terceros con una tasa de rentabilidad regulada única. La valuación de la parte de las obras cedidas o financiadas por terceros podría realizarse de tal modo de obtener el mismo valor que surgiría de la alternativa i).

En el caso puntual de las Obras encuadradas como Caso Base, que son indispensables para la prestación del servicio, el Regulador, podría reconocer a la Licenciataria, como inversión, la adquisición de estos gasoductos o redes, al costo de construcción y formar parte a ese valor, de la base tarifaria.

7. INTERPRETACIÓN Y ACLARACIÓN DE LA CLÁUSULA DE LAS ACTAS ACUERDO REFERIDA A QUE LA TARIFA DEBE ALENTAR LAS INVERSIONES EN EL SISTEMA

Las últimas Actas-Acuerdo firmadas por las Licenciatarias incluyen explícitamente el concepto de que las tarifas deben alentar las inversiones en el sistema tal como ya estaba presente en el Marco Regulatorio (ver Sección 5). Surge de lo discutido anteriormente que la valuación contable de la BT no cumple con esta condición.

Como ya hemos explicado debido a la existencia de una tarifa por debajo de los valores establecidos en la Licencia y, aún más, por debajo de cualquier valor razonable, las Licenciatarias se vieron impedidas de realizar inversiones durante el largo período de vigencia de la Ley de Emergencia Económica. Como consecuencia, una valuación contable de la BT conduciría a un valor tarifario

JULIANA REGGI
APODERADA

muy por debajo de los niveles que permitirían realizar inversiones a las Licenciatarias salvo bajo el sistema del factor K previsto en la Licencia. Hemos visto también que en estas condiciones lo más probable es que las Licenciatarias no presenten proyectos K[3] y aún si lo hicieran no reflejarían necesariamente la dinámica de un sistema donde los cambios tecnológicos en los sistemas de medición y los cambios en los patrones de producción (gas no convencional, importación de GNL, inversión de flujo en los gasoductos) y demanda requieren flexibilidad en la definición y ejecución de los proyectos que optimicen en cada momento el sistema.

Surge de lo anteriormente expuesto que para cumplir con la condición de que las tarifas resultantes alienten las inversiones en el sistema la valuación de la BT debería ser realizada como un activo físico, utilizando algunas de las metodologías que se describen en el punto siguiente.

Por otro lado existe un inconveniente adicional a la valuación contable de la BT: requiere el uso de índices de actualización oficiales. Los índices oficiales del gobierno argentino serán objeto de cuestionamiento y judicialización por parte de las licenciatarias, fundado en la emergencia estadística y los mismos considerandos del Decreto N° 55/16. Los índices oficiales del exterior (mucho más representativos de la realidad de los bienes transables) podrían ser objeto de cuestionamiento y judicialización por parte de las asociaciones de consumidores. Además, si el Ente ajusta con los índices locales, la discrecionalidad en que incurrirá pondrá en duda la principal ventaja del criterio del costo histórico: preservar el poder de compra de las inversiones para estimular nuevas inversiones.

8. ASPECTOS TEORICOS Y FORMAS DE TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA BASE TARIFARIA

8.1. POSIBLES ENFOQUES DE LA BASE TARIFARIA[4]

A nivel internacional la práctica regulatoria no exhibe un consenso con respecto a la metodología más apropiada para valuar la BT, coexistiendo una serie de metodologías alternativas. En algunos casos, las normas regulatorias o los contratos establecen en forma predeterminada cierto enfoque metodológico, mientras que en otros casos la agencia regulatoria debe optar por alguna de las alternativas de valuación en el momento de revisar las tarifas o renegociar contratos.

Una primera aproximación implica reconocer una valuación de la BT acorde al valor económico que reflejan los activos de la firma. De esta forma se podría valuar dicha base en función del precio de demanda de los bienes de capital, determinado por el valor presente de los beneficios netos que un activo puede generar durante su "vida útil".

---

[3] La inversiones por el mecanismo de factor K son recuperadas vía tarifa a largo plazo una vez que las obras están habilitadas, por lo que requieren de un financiamiento hoy no accesible para las compañías. Esta situación podría cambiar si se consideraría un período de repago inferior como fue utilizado en el caso de los fideicomisos para las inversiones de transporte.

[4] Esteban Greco y Raúl Bertero (2004) – "*La remuneración del capital y la tarifa post-devaluación*". CEARE

$$BT_0 = \sum_{i=1}^{N} \frac{T \times Q_i - Opex_i - Capex_i}{(1+r)^i} + \frac{BT_N}{(1+r)^N}$$

El problema con dicha metodología, cuando el valor de la BT debe ser utilizado para el cálculo de tarifas, radica en que genera un sistema de ecuaciones subdeterminado, pudiendo obtenerse distintos pares de valores de BT y tarifas que sean consistentes entre sí debido a la circularidad del cálculo.

En términos generales se observan dos grandes enfoques en materia de valuación de activos regulados, que pueden ser útiles a fin de clasificar las diversas metodologías específicas aplicables: uno que trata la BT como un activo financiero y otro que la concibe como un activo físico. Estos enfoques servirán de guía para la exposición de las próximas secciones.

Tabla 1 Clasificación de las metodologías de valuación según el enfoque adoptado

Enfoques	
BT como Activo Financiero	**BT como Activo Físico**
Valuación a Costos Históricos Valor de mercado Valuación Financiera (Valor privatización)	Costo de reemplazo optimizado depreciado (DORC) Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)
$\Rightarrow BT_t = BT_{t-1} + I_t$ Donde BT_t: BT al final del período t I: Nuevas inversiones netas	$\Rightarrow BT_t = P_t S_t$ Donde P: Precio de los activos S: Stock de activos necesarios para prestar el servicio

8.2 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FINANCIERO

8.2.1 Aspectos generales

El tratamiento de la BT como un activo financiero implica que se busca mantener en el tiempo el valor de la inversión, es decir que el poder adquisitivo del inversor, implícito en la remuneración del capital, sea constante en términos reales. Ello no significa garantizar un nivel determinado de retorno sino utilizar un mismo criterio de valuación de activos de modo que el valor actualizado de la BT al final de un ciclo tarifario (dado por una revisión tarifaria) sea utilizado como punto de partida para el cálculo de las tarifas del siguiente período.

Con este enfoque la metodología específica más tradicional es la valuación a **Costo Histórico**. La utilización de esta metodología implica determinar el valor del activo regulado según el costo a que el mismo se registró contablemente en el momento del inicio de operaciones. A dicho valor se le adicionan las inversiones realizadas a posteriori (entre revisiones tarifarias), descontando el monto de

JULIANA REGGI
APODERADA

depreciaciones correspondientes. Finalmente, con el objetivo de mantener el valor real de los activos, la base es actualizada en el momento de la revisión según la evolución del índice de precios.

El sistema de valuación basado en costos históricos ha sido el comúnmente utilizado por las agencias regulatorias en Estados Unidos en el momento de las revisiones tarifarias ("Rate Cases"). La preeminencia de dicho esquema en la práctica norteamericana ha llevado a asociar este método con el mecanismo de regulación por Tasa de Retorno.

Algunas variantes del enfoque financiero de la BT han sido desarrolladas en aquellos casos donde existió un cambio estructural que impedía la valuación histórica. Una primera variante viene reflejada por la visión adoptada en Gran Bretaña a posteriori del proceso de privatización. Dada la discontinuidad "institucional" en el tipo de firma (de propiedad pública a privada), el regulador se veía imposibilitado de utilizar el valor histórico para valuar a la firma, por lo que la valuación inicial surgió de considerar el valor de mercado de las acciones en el momento de la privatización. Si el valor a considerar por el regulador (en la revisión tarifaria) hubiera correspondido a lo asentado en libros, las empresas hubieran obteniendo ganancias extraordinarias, debido a que los valores pagados en el momento de la privatización resultaron inferiores al valor de libros que poseían las nuevas empresas. Es por tal motivo que dichos valores fueron ajustados considerando los **precios de mercado** de las acciones de las empresas privatizadas en un período base que busque evitar el problema de circularidad.[5]

En la Argentina, a semejanza del caso británico, la privatización discontinúa los valores "referentes" a utilizarse, lo cual impide utilizar el esquema de valor de libros. Sin embargo, a diferencia de lo observado en aquel país, las privatizaciones en la Argentina no implicaron (en todos los casos) una apertura del capital de la firma al mercado, ni tampoco los principales accionistas presentaban como característica su "atomización" en el mercado. Ambos fenómenos, sumados al carácter reputacional del proceso privatizador y a las condiciones macroeconómicas imperantes, impulsaron un esquema de valuación de tipo financiero diferente al observado en Gran Bretaña. El objetivo en la valuación de BT era mantener el poder de compra de los inversores en el mercado internacional. Dada la poca liquidez del mercado de capitales local, la determinación de la BT inicial se asoció en nuestro país con su **valuación en el momento de la privatización**.

8.2.2 Aplicación de la valuación contable en la situación actual de nuestro país

Como ya hemos aclarado anteriormente la excepcional disminución tarifaria tiene una gran incidencia en la forma de evaluación de la Base Tarifaria a ser realizada luego de varios años de emergencia económica. Las tarifas notablemente bajas impidieron a las Licenciatarias (varias de ellas en situación de "default") realizar inversiones significativas lo cual llevó a una marcada disminución de su base tarifaria contable. Es decir no solo las tarifas estuvieron por debajo de los valores establecidos en el Marco Regulatorio, afectando notablemente por 14 años el mantenimiento en el tiempo de la inversión, sino que como consecuencia la base tarifaria seguramente habría sido más alta si esos ingresos se hubieran ajustado de acuerdo a lo dispuesto por la Ley de Gas.

[5] En Reino Unido, en el caso del gas, se ajustó el valor de libros (superior al de mercado) mediante la MAR (market-to-assets ratio=60%) utilizando un período base (1991) para evitar la circularidad

Por otra parte, desde el punto de vista del ajuste contable de la BT es conveniente recodar lo mencionado por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas en relación con el ajuste por inflación de los Estados Contables de Entes de la República Argentina:

- El decreto (PEN) 55/2016 que declara en estado de emergencia administrativa al Sistema Estadístico Nacional reconoce de manera contundente la situación descripta en los párrafos 3 y 4 de sus considerandos:

  - Que información de dominio público da cuenta de una administración irregular del Organismo a partir de un conjunto de circunstancias, algunas de ellas oportunamente denunciadas ante la Justicia Nacional en lo Criminal y Correccional Federal, que fueron desenvolviéndose desde el año 2006 y hasta el cambio de las autoridades nacionales ocurrido el 10 de diciembre pasado, que dieron lugar al desplazamiento de sus puestos de trabajo de buena parte del personal de supervisión técnica del Organismo reemplazado en ocasiones por personal sin la debida calificación.

  - Que al asumir las nuevas autoridades del Instituto Nacional de Estadística y Censos han podido verificar que existe una situación anómala en el Organismo que le impide, en la actualidad brindar con regularidad el servicio a cargo, suministrando información estadística suficiente y confiable en temas particularmente sensibles como precios al consumidor, producto bruto interno y comercio exterior, estimando que el proceso de reordenamiento interno habrá de demorar no menos de seis meses.

Por lo expuesto, se concluye que existiendo un pronunciamiento oficial que claramente indica la falta de fiabilidad de las estadísticas públicas producidas en los últimos años en la Argentina, el IPIM – actual índice que debe ser utilizado para practicar el ajuste por inflación – distorsionaría la información y no permitiría alcanzar los requisitos para que la información contenida en los estados contables sea útil.

Alternativas para solucionar la situación patrimonial de los entes por la falta de aplicación del ajuste por inflación:

1. Revaluar los activos no financieros de largo plazo de los entes medidos en base a costos históricos (por ejemplo, bienes de uso).

2. Ajustar el capital y otros componentes apropiados del patrimonio de un ente.

Las prácticas internacionales han mostrado su preferencia por soluciones basadas en el uso de valores de mercado frente al efecto de la inflación sobre la información contable.

Para ello podría utilizarse el trabajo de Auditoría Técnica y Económica de los bienes necesarios para la Prestación del Servicio Publico encargado por ENARGAS, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral, con el objeto de determinar el valor técnico de los activos utilizados para la prestación del servicio, considerando su estado actual de conservación y vida útil remanente.

Por otra parte, es importante considerar que la Resolución 1660 del Enargas acepta la realización de revalúos técnicos. En la pág. 116 de la Resolución 1660, ésta dice, respecto a la cuenta de Revalúo Bienes de Uso, "esta cuenta sólo podría utilizarse en la medida que esta modalidad de revalúo sea aceptada por la normativa vigente y se acredite previamente ante el ENARGAS el cumplimiento de

JULIANA REGGI
APODERADA

la totalidad de los requisitos exigidos por la misma". Se entiende que por la normativa vigente, se refiere a la normativa contable, según la cual se pueden hacer revalúos técnicos.

8.3 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO

La concepción de la BT como un conjunto de activos físicos implica que el objetivo regulatorio es mantener la capacidad de producción de dichos activos. Este enfoque resulta consistente con distintas metodologías de valuación asociadas al costo de reposición o reemplazo de dichos activos. En general, las diversas metodologías requieren determinar el costo actual (a precios de mercado) de reemplazar un activo por otro que pueda brindar el mismo servicio y capacidad. Es por ello que el principal objetivo perseguido por este enfoque se vincula con otorgar un valor a la firma que le permita a ésta mantener la capacidad productiva necesaria para su funcionamiento en forma "eficiente".

Este enfoque busca aproximar las tarifas a los costos marginales de largo plazo que se verificarían en un mercado competitivo, en el cual los inversores asumen riesgos tecnológicos y de oferta y demanda. Por ejemplo, suele ser el enfoque utilizado para la determinación de los cargos de interconexión de redes de comunicaciones a través de la metodología TELRIC (Total Element Long Run Incremental Cost).

En cuanto al funcionamiento "eficiente", se lo asocia con el tamaño de planta (red) "óptimo" y en este sentido, el proceso de determinación de la BT no conlleva solamente la valuación de los activos existentes sino también la exclusión de los activos considerados innecesarios o redundantes. Sin embargo, pese a que este procedimiento suele ser citado como una característica del enfoque de la BT como activo físico, también puede ser aplicable al enfoque financiero, como lo muestra la exclusión de inversiones "imprudentes" en la experiencia norteamericana y de activos "innecesarios" en la experiencia más reciente de gas y electricidad en Argentina.

En términos metodológicos el costo de reemplazo se halla generalmente calculado a partir de la utilización de distintas técnicas, entre las cuales se encuentran las siguientes: DORC (Depreciated Optimised Replacement Cost), VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) y VTR O VTD (Valor Técnico Residual o Valor Técnico Depreciado).

El criterio del costo de reposición es utilizado tanto por el regulador en Nueva Zelanda como en Australia. En Australia, en las provincias de New South Wales y Victoria, se utilizó el costo de reemplazo para determinar la tarifa inicial. Sin embargo, en las revisiones posteriores se adoptó un enfoque financiero que tomó como punto de partida el valor reconocido en la tarifa inicial. Esto podría ser utilizado en las futuras revisiones tarifarias en Argentina luego de la presente revisión y una vez normalizada la industria de gas natural.

Dentro del contexto latinoamericano y considerando lo observado en el sector eléctrico, tanto Perú como Chile utilizan una variante de los criterios de valuación según el costo reposición que es la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de una *empresa eficiente o empresa modelo.*

8.3.1 Costo de reemplazo depreciado y optimizado (DORC)

Este procedimiento mide el costo actual de reemplazar un activo de la forma más eficiente y moderna posible, depreciado de acuerdo a la antigüedad y uso del activo existente.

El proceso de optimización establece, desde una perspectiva ingenieril, cuáles son los activos más eficientes necesarios para producir un nivel específico de servicios, dada la tecnología existente. Todo activo que no contribuya a la provisión del servicio, es decir, a la capacidad operativa de la red, es excluido del valor de la BT, disminuyendo así los precios que deberían pagar los usuarios;

El cálculo del DORC comprende varias etapas:

- Registro detallado de los activos de la firma (cantidad, localización, estado, antigüedad y mantenimiento de los activos)
- Cálculo del costo de reemplazo de los activos
- Cálculo de la depreciación basado en la antigüedad del activo existente (Método Asset Life: vida útil total activo = años uso + vida útil remanente)
- Optimización del sistema: determinar una configuración de redes apropiada teniendo en cuenta factores como uso actual y futuro, seguridad de abastecimiento, capacidad ociosa, activos innecesarios;
- Determinar el DORC;

El objetivo implícito en la elección de este método de valuación se vincula con mantener competitivo el sector. Siguiendo esta metodología y un estimador del WACC de mercado, se podría imitar el resultado competitivo. En este sentido, la valuación debe ser consistente con el precio fijado por un entrante en la industria (ACCC, 1999).

8.3.2 Valor nuevo de reemplazo en su estado actual de conservación (VNR)

A diferencia de la metodología precedente, el método del VNR, sumado a una retribución del capital calculada como una anualidad fija, no requiere fijar un criterio explícito de depreciación. Al calcularse una anualidad en función del horizonte del proyecto (de la concesión o de la vida promedio estimada de los activos) y de la tasa de retorno aprobada, se unifican en dicha anualidad dos conceptos que en la metodología de cálculo de tarifas en función del costo del servicio por período se encuentran separados: la recuperación del valor del activo representada por la depreciación y el retorno sobre la BT. Financieramente, la anualidad fija lleva implícita una depreciación lenta de los activos (menor al inicio y mayor al final) y un retorno acelerado (mayor al inicio y menor al final).

$$CK = COK + CMK = BT_0 \left[\frac{wacc}{1-(1+wacc)^{-VU}} \right]$$

Donde CK es el costo de capital, COK el costo de oportunidad del capital y CMK la depreciación. Considerando un Método Francés de depreciación económica, el costo de capital es una anualidad constante e incluye al costo de oportunidad del capital y la depreciación.

JULIANA REGGI
APODERADA

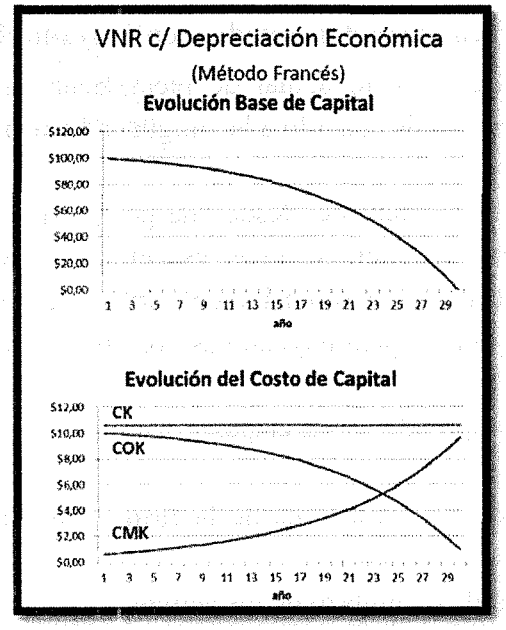


Fig. 7 Valor Nuevo de Reemplazo

Esta es la metodología aplicada en los casos del sector eléctrico en Chile y Perú, en los cuales la remuneración del capital que se incorpora al cálculo del valor agregado de distribución surge de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del "sistema económicamente adaptado".

Este concepto de "sistema económicamente adaptado" se vincula con el de empresa modelo y se define como aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

Esta metodología es incluida en este informe para presentar el panorama teórico de las variantes principales disponibles. Sin embargo, sería de muy difícil aplicación al caso de la RTI de las empresas de gas de nuestro país ya que obligaría no solo a un cambio en el input del modelo tarifario (BT a valor de reposición vs BT contable) sino también cambiar por completo el modelo de cálculo, incluyendo una anualidad fija.

8.3.3 Valor Técnico Residual (VTR) o Valor Técnico Depreciado (VTD)

El cálculo del VTR comprende varias etapas:

- Registro detallado de los activos de la firma necesarios para la prestación del servicio (cantidad, localización, estado, antigüedad y mantenimiento de los activos);
- Cálculo del costo de reemplazo de los activos necesarios para la prestación del servicio a los valores actuales de construcción o compra;
- Cálculo de la depreciación basado en su estado actual de conservación y vida útil remanente del activo existente;
- Determinación del VTR

Este método ha sido utilizado en la actual propuesta de RTI por EDENOR y EDESUR, pero teniendo en cuenta la vida útil regulatoria de cada uno de los activos. Es decir, se valuó la BT como un activo

físico correspondiente a un valor técnico ajustado por depreciación, considerando para esto la vida útil regulatoria.

Esta alternativa es también la que ha sido seleccionada por el ENARGAS para la Auditoría Técnica y Económica de los bienes necesarios para la Prestación del Servicio Publico encargado por Ente, en el marco de la actual Revisión Tarifaria Integral, con el objeto de determinar el valor técnico de los activos utilizados para la prestación del servicio, considerando su estado actual de conservación y vida útil remanente.

La mencionada Auditoría del ENARGAS debería terminar a mediados de Octubre del presente año por lo cual ya estarían disponibles los resultados para ser utilizados a los fines de la valuación de la BT como un activo físico.

8.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS ENFOQUES DE EVALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA

Aunque la preeminencia de un enfoque de valuación no puede considerarse como resuelta, la práctica internacional muestra la importancia de mantener un enfoque una vez adoptado salvo cuando ocurren eventos excepcionales que afecten el orden regulatorio como una privatización o una crisis económica grave y prolongada. El análisis histórico siguiente se vincula fundamentalmente con lo observado en EE.UU., debido a que dicho país muestra una larga historia en materia de regulación de empresas prestadoras de servicios públicos.

- EE.UU.

En Norteamérica, la determinación del enfoque de valuación observa diferentes períodos. En una primera etapa, iniciada a finales del siglo XIX culminando en los años cuarenta del siglo pasado, el papel principal en la materia estuvo en manos de la justicia. La imposibilidad en que regulador y regulado llegaran a un acuerdo respecto al esquema de valuación a adoptar, llevó a que esta decisión llegara recurrentemente a las cortes, para allí determinar un criterio particular.

El primer fallo de la Corte Suprema de Justicia (CSJ) corresponde al caso Smyth vs. Ames (1898). Este caso estuvo originado en una disputa sobre tarifas en el transporte ferroviario. La Corte Suprema introduce una serie de criterios que deben ser respetados en el momento de evaluar la BT, que incluían:

- El costo de construcción original, como también los montos gastados en mejoras.
- El monto y el valor de mercado de los bonos y las acciones.
- Valor presente.
- Capacidad (probable) de ganancias.
- Gastos operativos.

Sin embargo, los criterios introducidos por el fallo generaban una serie de inconvenientes que volvían imposible su utilización. En particular, se presentaba un problema de circularidad en el momento de calcular simultáneamente la capacidad de obtener ganancias con el valor de mercado de los bonos y las acciones de la firma.

JULIANA REGGI
APODERADA

A partir de dicho caso el debate se centró en las ventajas y desventajas asociadas con los métodos históricos y de reposición. Dicho debate se producía en un contexto económico donde se observaban fuertes variaciones en los precios. Algunos autores comprobaron estadísticamente la existencia de correlación entre el criterio de valuación de activos propuesto por firmas y reguladores, y la tendencia en el precio de los bienes de capital.[6]

Cuando la revisión tarifaria se desarrollaba en un contexto de deflación (como ocurrió en el período de la gran depresión de los años 30), se incrementaba el interés del regulador en fijar el criterio de reposición como aquel que debía prevalecer, a fin de reducir las tarifas. Lógicamente, en dicho contexto las empresas favorecían al criterio de costos históricos. En contextos con una tendencia al alza de precios, las compañías se inclinaban por favorecer el criterio de valuación al costo de reposición, mientras que el Regulador optaba por la variante de costo histórico. [7]

La etapa judicial termina con el fallo en el caso Hope (1944), a partir de éste se establece una presunción a favor del regulador en materia de determinación del método de valuación de la base tarifaria. La resolución impuesta no especificó ningún esquema particular para la determinación de la BT, ***imponiendo como único criterio a seguir que el regulador debe considerar la tarifa final que surge del proceso de valuación más que la teoría con que ésta será determinada***. Desde entonces, en la mayoría de los casos que siguieron el esquema utilizado por el regulador fue el de costos históricos.

- Gran Bretaña

En el caso de Gran Bretaña, como se planteó anteriormente, el esquema de costos históricos no podía ser aplicado: el valor en libros de la firma a privatizar no reflejaba su verdadero valor. De esta forma, la utilización de la valuación a precios de mercado surgió como forma de impedir ganancias extraordinarias. Sin embargo, independientemente del criterio adoptado inicialmente, la determinación de la BT no fue considerada como importante. Solo se consideraba como relevante, desde un punto de vista regulatorio, la introducción de un esquema de incentivos. Pese al desinterés inicial, el tema surge como destacado en el momento de la Revisión Tarifaria Quinquenal. Allí es donde realmente se comienza a discutir sobre el criterio a seguir, observándose las siguientes especificidades por sector:

- Telecomunicaciones: El método de costos históricos fue utilizado en las 2 primeras revisiones (1988-92). En la tercera revisión se cambia hacia el método de Valuación a Costo Corriente, una variante de la valuación a costos de reposición.

- Gas: Al no existir acuerdo entre la empresa (BG) y el regulador (OFGAS) sobre el método más conveniente, el tema pasó a la Monopolies and Mergers Commission (MMC) quien finalmente opta por el de valuación a precios de mercado (es decir a partir de lo efectivamente pagado en la privatización). Este método comienza a utilizarse a partir de 1991.

---

[6] Grout, P. y A. Jenkins (2001). Regulatory Opportunism and Asset Valuation: Evidence from the US Supreme Court and UK Regulation. CMPO Working Paper Series N°01/38.

[7] Al respecto véanse los casos "Los Angeles Gas & Electric Corp vs. Railroad Commission"(1933) y "California Railroad Commission v. Pacific Gas & Electric Co." (1938).

- Agua: En la práctica, la valuación consideró el valor (promedio) de las acciones en los primeros 200 días (desde la privatización).

- Electricidad: Se utilizó el valor de cotización en el momento de la privatización. En el caso de las empresas regionales, a dicho valor se le adiciona un 15% (cifra que alcanzaba la valuación a costos corrientes de la firma).

- Trenes: Valor de cotización en el momento de la privatización.

A partir de la breve reseña introducida se podría plantear que, aún en los países con mayor historia regulatoria, se han evidenciado cambios de reglas y fluctuaciones en la determinación de los esquemas de valuación a través del tiempo. En particular, resulta relevante señalar los fuertes incentivos al oportunismo que encuentran su origen en las características de los activos regulatorios y su incidencia tarifaria. Este oportunismo puede ser bilateral (tanto para los reguladores como para las firmas), como ha sido corroborado en la experiencia norteamericana.[8]

El análisis de esta evidencia no busca de ningún modo sugerir que la discrecionalidad deba ser considerada como conveniente, sino que resulta útil para ilustrar las dificultades que enfrentan las partes para establecer un esquema de valuación a ser utilizado a lo largo de todo el período relevante.

En teoría, es recomendable que la elección del esquema de valuación sea única y realizada al inicio. Sin embargo, dadas las circunstancias cambiantes en que se desenvuelve la regulación, un método puede ser más conveniente que otro en un período; para luego volverse desventajoso. Si bien lo anterior incita a la renegociación, ésta a veces se presenta como la mejor alternativa cuando el esquema planteado no arroja resultados aceptables para las partes.

En el contexto argentino post devaluación, las opciones extremas de no renegociación eran[9]: mantener las reglas contractuales previas en cuanto al ajuste de las tarifas según el tipo de cambio, lo cual hubiera resultado en aumentos de tarifarios insostenibles (probablemente superiores a los precios de un monopolio libre); congelar las tarifas en pesos indefinidamente, lo cual, además de los problemas jurídicos derivados de los tratados de protección de inversiones, impediría la sostenibilidad del servicio en el largo plazo, aumentando el costo de oportunidad de nuevas inversiones. En la práctica se optó por una de las soluciones extremas (congelamiento indefinido) con el consiguiente impacto en materia de inversiones en el sistema de gas natural.

En tal marco, la opción de la renegociación de los contratos era efectivamente una alternativa superior para ambas partes.

La opción del congelamiento indefinido adoptada en el pasado aumenta hoy la relevancia de elegir el método de valuación que más estimule las nuevas inversiones, de manera de aportar sustentabilidad al sistema en el largo plazo. Cabe destacar que entre los dos enfoques analizados, el que valúa la base tarifaria como Activo Físico es aquel que más promueve las inversiones ya que está orientado a

[8] Grout, P. y A. Jenkins (2001), op. cit.
[9] Gerchunoff, P.; Greco, E.; y Bondorevsky, D. (2003). "Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002". Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social – ILPES. CEPAL. Serie Gestión Pública N°34. Santiago de Chile.

JULIANA REGGI
APODERADA

mantener la capacidad productiva de la empresa. Este principio es el contenido en las Actas Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia, tal como se verá seguidamente.

8.5 COMPARACIÒN DE LOS ENFOQUES DE VALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA

De lo expuesto hasta aquí se evidencia la presencia de dos grandes enfoques: uno financiero y otro asociado al costo de reposición de la capacidad productiva. El primero muestra como principal preocupación el proteger el valor de la inversión, mientras que el segundo trata de mantener la capacidad productiva de los activos.

Tabla 2 Rasgos relevantes de los enfoques de valuación de la BT

Concepto	Enfoque activo financiero	Enfoque activo físico
Retorno de capital	Representa un retorno del capital invertido	Representa un cargo para reemplazar los activos
Indexación	Sí, ajusta por cambios en el poder de compra general de la moneda	Contabilizado vía costos de reemplazo
Activos redundantes	No forman parte del enfoque, pero en la práctica se eliminan de la BT	Considerado vía la revaluación periódica.
Nuevos Activos	Inversiones a ser incluidas en la BT	Contabilizados vía revaluación periódica.

Fuente: Elaboración propia en base a IPART (1999)

En términos teóricos, aunque no existe a priori una correspondencia exacta entre método de valuación de activos y esquema de regulación, numerosos autores plantean las ventajas de asociar el esquema de valuación basado en el costo de reposición con los *sistemas de incentivos* como el utilizado en nuestro país; destacando las desventajas –en términos de incentivos- de las metodologías que se hallan cimentadas en la aplicación del esquema basado en costos históricos (o alguna de sus variantes). La adopción de esquemas regulatorios con alto poder de incentivos (en términos de estimular el aumento de la eficiencia productiva) adaptaba mejor con los sistemas de valuación más prospectivos, como las metodologías de valuación en función de costos de reposición optimizados más modernas. Sin embargo, en la práctica no existe una asociación clara entre metodologías de valuación y sistemas de regulación.

De hecho, es común observar la adopción de mecanismos de regulación de características similares en cuanto al esquema de incentivos pero con diferentes enfoques de valuación de activos. Dentro de un primer grupo (esquemas de valuación de tipo financiero conviviendo con sistemas de regulación basado en incentivos) se observa lo actuado en Gran Bretaña y en algunas revisiones tarifarias en Australia; mientras que lo observado en Perú, Chile y Nueva Zelanda se engloba dentro de un segundo grupo (esquemas de valuación a costo de reposición con sistemas regulatorios basados en incentivos).

En lo que sigue se introduce las principales ventajas y desventajas asociadas con ambos métodos en condiciones regulatorias normales. Es decir sin introducir los aspectos especiales de lo que sucede con cambios bruscos de titularidad (como en el caso de una privatización) o luego de varios años de tarifas insuficientes como resulta actualmente en el caso Argentino. Estos puntos se tratan en la Sección siguiente.

Tabla 3 Comparación de Métodos de Valuación

Enfoque	Ventajas	Desventajas
Activo Financiero	• Preserva el poder de compra de la inversión original • Provee un valor de activos fácilmente auditable • Provoca escasa incertidumbre regulatoria, dado que la base tarifaria al final de cada período regulatorio es utilizada como valor inicial de los activos del siguiente período (con los correspondientes ajustes por actualización)	• No relaciona las decisiones de inversión (monetarias y físicas) • Preserva el valor del capital independientemente del grado de obsolescencia técnica y geográfica • Menos incentivos a la inversión eficiente • Difícil aplicación en un contexto en que no hay índices de precios locales y confiables • Mayor conflictividad por la falta de índices de precios locales y confiables
Activo físico	• Asegura el incentivo a las inversiones por considerar su valor de reposición • Orientada a mantener la capacidad productiva de la firma • Permite ajuste por obsolescencia técnica o ante decisiones de inversión erróneas • Promueve la entrada de competidores "eficientes" (aquellos utilizando tecnologías óptimas) • Permite trasladar a los usuarios los beneficios del avance tecnológico • Puede incluir activos financiados por usuarios en caso de resultar justo y conveniente para la sustentabilidad del sistema • Evita la necesidad de utilizar índices de precios poco confiables y la conflictividad asociada.	• Podría introducir mayor volatilidad en las tarifas • Mayor exposición al "oportunismo regulatorio". • Caso de empresas privatizadas: ganancias (pérdidas) de capital si el VNR es mayor (menor) que el valor pagado por la firma

Fuente: elaboración propia en base a IPART (1999)

En el momento de elegir un método de valuación particular, no existe consenso respecto de un enfoque o metodología que pueda considerarse como superior: las diversas ventajas y desventajas requieren un análisis caso por caso para poder obtener conclusiones más robustas.

Este tipo de análisis en el particular contexto en que se desarrolla la presente RTI en nuestro país lleva a la preferencia por una valuación como Activo Físico debido que por un lado permite impulsar inversiones eficientes y optimizadas y por otra parte permite eludir la dificultad de una valuación contable en una situación de largos años en los cuales se carecen de índices de precios locales confiables.

JULIANA REGGI
APODERADA

9. MODELO PROPUESTO DE VALUACION DE LA BASE TARIFARIA PARA CONTEMPLAR LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO Y EQUIDAD

9.1 METODOLOGÍA DE EVALUACION MÁS CONVENIENTE LUEGO DE 14 DE AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA

Como hemos visto a lo largo del presente trabajo, resultó razonable que en la Metodología Detallada de la Segunda Revisión Tarifaria de Gas Natural, el ENARGAS haya adoptado una evaluación de la BT como activo financiero a partir de lo efectivamente pagado en la privatización sumando inversiones y restando depreciaciones y, para neutralizar posibles conductas especulativas, estimar una valuación técnica para finalmente definir la BT como el valor mínimo de los dos.

Para la presente Revisión Tarifaria, las Actas Acuerdo y los Acuerdos Transitorios que han surgido de la Renegociación de Contratos entre las Licenciatarias y el Otorgante, dispusieron la realización de una Revisión Tarifaria Integral, detallándose entre las pautas básicas, la posibilidad de una valuación de la BT como activo físico, cuando expresamente dispone en el Punto 12.7 del Acta Acuerdo: *"...Como Criterio General, la Base de Capital de la Licenciataria se determinará tomando en cuenta los bienes necesarios para la prestación del servicio público, considerando lo dispuesto en la Cláusula Décimo Sexta del presente instrumento. Para la valuación de dichos bienes, se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el contrato de licencia como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes."*

El ENARGAS es la Autoridad de Aplicación del Acta Acuerdo, lo cual lógicamente comprende la facultad de interpretar sus términos y alcance para el ejercicio de la competencia que en tal sentido le ha sido otorgada.

Luego de más de 14 años de congelamiento y tarifas muy por debajo de los valores que permitan realizar inversiones a un ritmo normal, la base tarifaria evaluada en forma contable no permitiría alcanzar un nivel tarifario que incentive la realización de inversiones por parte de las Licenciatarias.

En este contexto, el análisis de los posibles enfoques realizado en la Sección precedente demuestra claramente la conveniencia de adoptar una valuación como activo físico de la BT, siendo la valuación contable meramente un valor de referencia.

9.2 INCIDENCIA DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN EN LA TARIFA FINAL A LOS USUARIOS

Ha quedado establecido en este trabajo los beneficios para la sostenibilidad futura del sistema de gas natural y para la obtención de una industria de redes moderna y eficiente la evaluación de la BT como un activo físico. El hecho de no considerar una BT contable, aprovechando los efectos de las bajísimas tarifas de la última década tiene sin duda una influencia sobre los niveles tarifarios de transporte y distribución. Sin embargo, es importante considerar cuál sería el efecto sobre el usuario final teniendo en cuenta que la participación en la tarifa final a los usuarios de los distintos

segmentos que la componen: a) Precio del Gas, b) Tarifa de Transporte, c) Tarifa de Distribución y d) Impuestos.

Las Tablas siguientes muestran para usuarios del Gran Buenos Aires que consumen 1000, 1200 y 2000 m3/año las tarifas establecidas en los cuadros tarifarios del ENARGAS de los años 2015 y 2016 y las participaciones porcentuales de las distintas componentes en la tarifa final.

Surge de la observación de estas tablas que aproximadamente el 50% de la tarifa final está conformada por el precio del gas en boca de pozo y el 28 % por impuestos. Esto quiere decir que apenas un 20% de la tarifa final corresponde al sector regulado de transporte y distribución.

Resulta muy claro que considerar la BT de estos segmentos de forma de asegurar la evolución sostenible y eficiente del sistema mediante una valuación como activo físico con la finalidad de promover las inversiones (que solo va a incidir sobre el 20% de la tarifa final) no puede tener un efecto significativo sobre la tarifa final.

Tabla 4 Ejemplo de participación del Gas, el Transporte y la Distribución en la Tarifa Final

RES.3350/2015 TARIFAS PLENAS							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	$ 414	$ 97	$ 226	$ 280	$ 1,018
1200	R3-1	PLENO	$ 814	$ 116	$ 362	$ 491	$ 1,783
2000	R3-4	PLENO	$ 3,176	$ 194	$ 817	$ 1,633	$ 5,820

RES. 3725/2016 TARIFAS PLENAS							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	$ 1,822	$ 329	$ 640	$ 1,061	$ 3,852
1200	R3-1	PLENO	$ 3,797	$ 395	$ 1,023	$ 1,982	$ 7,197
2000	R3-4	PLENO	$ 8,754	$ 658	$ 2,311	$ 4,572	$ 16,297

Aumentos 2016/2015							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	340%	240%	183%	278%	278%
1200	R3-1	PLENO	366%	240%	183%	304%	304%
2000	R3-4	PLENO	176%	240%	183%	180%	180%

JULIANA REGGI
APODERADA

Tabla 5 Participación porcentual de los distintos componentes en la Tarifa Final

Participaciones componentes 2015							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	41%	10%	22%	28%	100%
1200	R3-1	PLENO	46%	7%	20%	28%	100%
2000	R3-4	PLENO	55%	3%	14%	28%	100%

Participaciones componentes 2016							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	47%	9%	17%	28%	100%
1200	R3-1	PLENO	53%	5%	14%	28%	100%
2000	R3-4	PLENO	54%	4%	14%	28%	100%

10 CONCLUSIONES

De los análisis realizados en este informe surgen las siguientes Conclusiones.

- Existen dos metodologías de evaluación de la BT: la evaluación como activo financiero o contable y la evaluación como activo físico.
- Ambas metodologías son utilizadas internacionalmente y en nuestro país de acuerdo con experiencias históricas y situaciones coyunturales.
- La Ley de Gas no impide adoptar una u otra de las metodologías mencionadas precedentemente.
- El sistema argentino de gas natural vivió 9 años bajo la convertibilidad y 14 años en emergencia económica. Resulta evidente que cualquier revisión tarifaria que deba hacerse luego de semejante alteración de lo dispuesto por la Ley del Gas del año 1992, además de ser necesariamente una Revisión Tarifaria Integral, debe tener pautas básicas que han surgido de la renegociación de contratos y que no impiden la utilización de una valuación de la BT como activo físico sino que lo impulsarían desde el punto de vista de la incentivación de las inversiones.
- Como consecuencia de la prolongada falta de actualización de tarifas, la Base Tarifaria de las Licenciatarias disminuye notablemente. En el límite, de continuar esta situación durante el número de años de vida útil de las instalaciones, la Base Tarifaria tendería a 0 y la tarifa solo retribuiría costos operativos. Esta situación, resulta en un doble castigo para las Licenciatarias ya que no solo no recibieron las tarifas que les hubieran correspondido en el pasado, sino que como consecuencia de ello tampoco recibirán una retribución razonable por sus activos en el estado actual ya que la depreciación contable no refleja razonablemente el valor actual de los mismos, su estado de mantenimiento ni su vida útil remanente real. En un caso extremo donde la Base Tarifaria tendiera a cero y la tarifa solo remunerara operación y mantenimiento, las posibilidades de inversión en el sistema serían las siguientes: a) Inversión a realizar por las Licenciatarias como factor K o b) Inversiones realizadas por el Estado o por terceros.

- En el caso de las inversiones como factor K, los proyectos deben ser propuestos por las Licenciatarias y aceptados por el ENARGAS en el momento de la revisión tarifaria. En las condiciones actuales lo más probable es que las Licenciatarias no presenten proyectos K[10] y aún si lo hicieran no reflejarían necesariamente la dinámica de un sistema donde los cambios tecnológicos en los sistemas de medición y los cambios en los patrones de producción (gas no convencional, importación de GNL, inversión de flujo en los gasoductos) y demanda requieren flexibilidad en la definición y ejecución de los proyectos que optimicen en cada momento el sistema.

- En cuanto a las inversiones realizadas por el Estado o por terceros se aplican las mismas limitaciones anteriores con el agravante de que no existen incentivos a la realización de obras más económicas para la sociedad y, peor aún, en muchos casos existen incentivos en sentido contrario. Este sistema de inversión estatal fue precisamente el ejecutado por el gobierno anterior bajo la forma de fideicomisos que resultaron en obras costosas, y no siempre justificadas por la evolución de la oferta de gas.

- Si la tarifa de transporte y distribución permitiera la realización de "expansiones a tarifa", es decir que la tarifa permitiera el pago del financiamiento para la realización de la expansión, el sistema iría evolucionando en forma óptima siguiendo las variaciones de los patrones de oferta y demanda de gas natural.

- En el pasado distintos autores han mencionado la posibilidad de crear un "activo regulatorio" para tener en cuenta aquellas obras que fueron financiadas por los gobiernos como consecuencia de la notoria falta de actualización tarifaria de las compañías, y que resulta claro, que estas deberían haber hecho con sus ingresos si estos hubieran sido suficientes. Si como caso extremo una Licenciataria tuviera todos sus activos bajo estas condiciones, y no se considerara este "activo regulatorio", la empresa no tendría ninguna retribución por las mismas y correría con todo el riesgo de la operación de las mismas sin tener ninguna retribución.

- Las Licenciatarias cargan con toda la responsabilidad por cualquier accidente en las obras cedidas o financiadas por terceros, por imagen de marca, reputación nacional e internacional, aporte de know-how, capital de trabajo, capacidad de operación disponible, la necesidad de realizar inversiones para la expansión vegetativa, etc. Se desprende de este análisis que existen dos posibilidades de evaluar estos factores: i) una BT específica correspondiente a la valuación técnica de las obras cedidas o financiadas por terceros (que se incorporen como Activo Regulatorio sin depreciación), con una tasa de rentabilidad específica y diferente de la general o ii) o una BT que incluya parte de las obras cedidas o financiadas por terceros con una tasa de rentabilidad regulada única. La valuación de la parte de las obras cedidas o financiadas por terceros podría realizarse de tal modo de obtener el mismo valor que surgiría de la alternativa i).

- Existe un inconveniente adicional a la valuación contable de la BT: requiere el uso de índices de actualización oficiales. Los índices oficiales locales no son representativos de la inflación

[10] La inversiones por el mecanismo de factor K son recuperadas vía tarifa a largo plazo una vez que las obras están habilitadas, por lo que requieren de un financiamiento hoy no accesible para las compañías. Esta situación podría cambiar si se consideraría un período de repago inferior como fue utilizado en el caso de los fideicomisos para las inversiones de transporte.

JULIANA REGGI
APODERADA

y/o variación de costos, tal como surge de la emergencia estadística y los mismos considerandos del Decreto N° 55/16.

- Además, si el Ente ajusta con los índices locales, la discrecionalidad en que incurrirá pondrá en duda la principal ventaja del criterio del costo histórico: preservar el poder de compra de las inversiones para estimular nuevas inversiones.
- La evaluación de la BT como un activo físico al responder al costo marginal de expansiones de largo plazo permitiría retomar el ciclo virtuoso de las expansiones eficientes "a tarifa" del sistema de transporte y distribución y contemplar los "activos regulatorios" de las Licenciatarias.
- Las últimas Actas-Acuerdo firmadas por las Licenciatarias incluyen el concepto de que las tarifas deben alentar las inversiones en el sistema. La evaluación contable de la BT no cumple con esta condición ya que debido a los años de congelamiento tarifario la BT contable arrojaría valores muy bajos que impedirían obtener tarifas capaces de remunerar inversiones.
- Luego de 14 años de emergencia económica y congelamiento tarifario para obtener inversiones y un sistema sustentable resulta conveniente adoptar una valuación como activo físico de la BT, siendo la valuación contable meramente un valor de referencia.

Dr. Ing. Raul Bertero

ANEXO 4.b.

A continuación, se adjunta el documento: **"Determinación del Costo Promedio del Capital, Distribuidoras".**

Informe elaborado por el IAE

JULIANA REGGI
APODERADA

Anexo 4 b

JULIANA REGGI
APODERADA

El Costo de Capital

Informe Elaborado para

las Empresas Distribuidoras de Gas

de la República Argentina

por

Ariel A. Casarín
Javier García Sánchez
Lorenzo A. Preve
Virginia Sarria Allende

Octubre 2016

JULIANA REGGI
APODERADA

Índice de Contenidos

1 Objetivos 3

2 El costo del capital en industrias reguladas 5

3 La estructura de capital 8

3.1 Evidencias académicas 11

3.2 Análisis comparado 13

4 El costo de la deuda 16

5 El costo del capital propio 20

5.1 El modelo de crecimiento de los dividendos 20

5.2 El capital asset pricing model (CAPM) 21

5.3 Los modelos multifactoriales – El arbitrage pricing theory (APT) 25

6 Riesgos y el costo del capital en industrias reguladas 26

6.1 Riesgos simétricos y el parámetro beta 27

6.2 Riesgos asimétricos 30

6.2.1 El riesgo político 34

6.2.2 El riesgo devaluatorio 36

7 La implementación del CAPM para la industria del gas natural 38

7.1 La tasa libre de riesgo 38

7.2 La prima por riesgo de mercado 40

7.3 El parámetro beta 46

7.3.1 El impacto del endeudamiento en el parámetro beta 48

7.3.2 El sistema de regulación y el parámetro beta 49

7.3.3 Evidencias académicas 52

7.3.4 El riesgo regulatorio del sistema tarifario en la práctica 56

7.3.5 Una estimación del riesgo regulatorio para la distribución de gas natural en Argentina 57

7.3.6 Una estimación del parámetro beta para la industria del gas natural 59

7.4 La prima por riesgo país 64

7.4.1 Ajuste del riesgo país según el sector industrial 67

8 La utilización del WACC en dólares 76

8.1 Del WACC nominal en dólares al WACC real en dólares 76

8.2 La tasa real en pesos y la prima por riesgo devaluatorio 76

8.3 La utilización de una tasa real 80

9 El costo de capital para la distribución de gas natural 85

10 El problema de la base tarifaria 87

JULIANA REGGI
APODERADA

1 Objetivos

1. Las empresas Distribuidoras de Gas de la República Argentina, de ahora en adelante las Licenciatarias, nos han solicitado nuestra opinión objetiva e independiente sobre una estimación de la tasa de rentabilidad regulada (en adelante el costo de capital) para esas compañías. En particular, las Licenciatarias nos han requerido que específicamente examinemos cuatro aspectos de esa estimación. En primer lugar, se nos ha solicitado que detallemos las principales metodologías que se emplean para estimar el costo de capital de empresas reguladas. En segundo lugar, las empresas nos han requerido que examinemos las modificaciones que habitualmente se aplican a esas metodologías cuando se emplean en mercados emergentes. En tercer lugar, las Licenciatarias nos han requerido que examinemos las metodologías empleadas por otros reguladores para determinar el costo de capital de compañías reguladas. Finalmente, se nos ha solicitado que realicemos una estimación del costo de capital para la industria. En este informe brindamos nuestra opinión objetiva e independiente sobre estos cuatro puntos.

2. Nuestras opiniones se basan en el análisis de estados financieros, información pública de los mercados financieros, estudios académicos y profesionales, la normativa regulatoria y en los contratos de concesión de las compañías, así como también en nuestro conocimiento detallado del sistema regulatorio de la distribución de gas natural en Argentina y en otros países.

3. El Dr. Ariel A. Casarin es Profesor de la Escuela de Negocios de la Universidad Adolfo Ibáñez, en Chile. Tiene un PhD en Economía y una Maestría en Ciencias en Economía y Finanzas de la Escuela de Negocios de la Universidad de Warwick, y una Maestría en Finanzas de la Universidad CEMA. El Dr. Casarin ha realizado publicaciones académicas en temas regulatorios y de organización industrial. Además de sus actividades académicas, ha sido consultor de la Procuración del Tesoro de la Nación, el Fondo para la Investigación Científica y Tecnológica, el Instituto Argentino del Gas y el Petróleo, el Instituto Mundial para la Investigación en Desarrollo Económico (Finlandia) y el Instituto de Investigación

JULIANA REGGI
APODERADA

para el Desarrollo Social de las Naciones Unidades (Suiza). El Dr. Casarin ha también asesorado sobre temas regulatorios a empresas, entes reguladores y otras entidades públicas. Anteriormente se desempeño como Profesor del área académica de Empresa, Sociedad y Economía del IAE.

4. El Dr. Javier García Sánchez es Profesor del IAE, la Escuela de Dirección y Negocios de la Universidad Austral. Tiene un PhD en Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad de Navarra, España. Fue miembro del Consejo de Dirección del IAE, como Director de Desarrollo de Personal Académico y como Administrador. Su investigación y docencia está vinculada a temas de Finanzas Corporativas, especialmente en Países Emergentes. Ha realizado diversos trabajos de consultoría, especialmente en el campo de la valoración de empresas y estimación de costo de capital. El Dr. García Sánchez ha también asesorado sobre temas regulatorios a empresas, entes reguladores y otras entidades públicas. Antes de dedicarse a la actividad académica, el Dr. García Sánchez trabajó en el sector financiero.

5. El Dr. Lorenzo Preve es Profesor del IAE, la Escuela de Dirección y Negocios de la Universidad Austral. Tiene un PhD en Finanzas en la University of Texas at Austin, USA. Anteriormente realizó un Executive MBA en el IAE, y es Licenciado en Administración de Empresas por la Universidad Católica Argentina en Buenos Aires. Es director del Área Académica de Finanzas del IAE. La investigación del Dr. Preve se centra en temas relacionados a las finanzas corporativas, más específicamente en temas de gestión de riesgo, estimación de costo de capital en mercados emergentes, financial distress y gestión de capital de trabajo. Además de su actividad académica, el Dr. Preve se ha dedicado a la consultoría en temas de finanzas corporativas y mercados de capitales, desarrollando su actividad en Argentina e Italia.

6. La Dra. Virginia Sarria Allende es Profesora del IAE, la Escuela de Dirección y Negocios de la Universidad Austral. Tiene un PhD en Finanzas en Columbia University, New York, USA. Anteriormente realizó el Postgrado en Economía en

JULIANA REGGI
APODERADA

la Universidad Torcuato Di Tella, el Programa de Global CEO para Latino América de Wharton, IESE y CEIBS y los Programa de Desarrollo Directivo y Programa para Directivos Financieros en el IAE. La Dra. Virginia Sarria Allende es Vicedecana del IAE. Ha realizado trabajos de investigación en temas de toma de decisiones financieras en contexto de mercados con fricciones, analizando una amplia gama de los problemas de Finanzas en Países Emergentes. Ha participado también en algunos proyectos de investigación en el Banco Mundial. Además de sus actividades académicas la Dra. Sarria Allende ha trabajado en bancos, en temas relacionados al análisis de riesgo crediticio y medición de la rentabilidad de la gestión financiera.

2 El costo del capital en industrias reguladas

7. El costo de capital es uno de los factores más importantes que los reguladores y las compañías precisan estimar. El costo del capital representa el rendimiento mínimo que debe obtener un proyecto o empresa de manera que los mercados financieros estén dispuestos a proveer recursos a ese proyecto o a comprar una participación en esa compañía. El costo de capital requerido a una empresa por los mercados de capitales debe ser igual a la tasa de rendimiento esperada que prevalece en los mercados de capitales para inversiones alternativas de riesgo similar. Esto indica que el costo de capital de las empresas reguladas, como el de las que no lo están, está determinado por los mercados financieros.

8. El rol principal del costo del capital en los procesos de revisión de tarifas es asegurar que las inversiones sean remuneradas adecuadamente. Para ello es necesario distinguir entre el costo de capital determinado por el mercado y otra medida de rendimiento esperado que puede ser empleada en un proceso de revisión de tarifas. En las industrias reguladas, la interacción entre la tasa de rendimiento considerada aceptable por el regulador y el costo de capital requerido por el mercado es muy importante porque determina el valor de las empresas. Si la tasa de rendimiento establecida por el regulador es menor al costo de capital establecido por el mercado, el valor del capital de la compañía caerá. El uso de

JULIANA REGGI
APODERADA

una tasa de rendimiento esperada menor al costo de capital reduce las tarifas de los usuarios en el corto plazo, pero tiene efectos no deseados en el largo plazo, porque dificulta a las compañías obtener recursos financieros de los mercados de capitales para mantener los activos actuales y financiar nuevas inversiones.

9. Aunque existen diversas formas por las que las compañías pueden obtener recursos, estas pueden esencialmente clasificarse en dos categorías básicas: deuda y capital de accionistas. El costo del capital puede entonces ser expresado como el promedio ponderado del costo de la deuda y del capital de los accionistas de la siguiente manera:

$$(1) \quad WACC = \frac{E}{D+E} * K_e + \frac{D}{D+E} * K_d$$

donde WACC representa el costo promedio ponderado del capital (en sus siglas en inglés), E es el valor del capital de los accionistas, D el de la deuda y k_e y k_d los costos del capital de los accionistas y de la deuda, respectivamente. Los recursos de deuda y de capital de los accionistas tienen riesgos diferentes, por lo que las tasas de rendimientos requeridas también lo son. La expresión (1) muestra que esos costos se ponderan según su participación relativa en la financiación total. Así, [E / (D+E)] es la proporción del capital de los accionistas sobre el capital total y [D / (D+E)] el de la deuda sobre ese capital total.

10. Como en la gran mayoría de los países, el costo de la deuda k_d (o lo que es lo mismo, los intereses) puede en Argentina ser deducido a los fines del cómputo del impuesto a las ganancias en cabeza de la compañía. Por ese motivo, el financiamiento con recursos de deuda permite a la empresa disminuir el monto de impuestos relativo al que le correspondería pagar si hubiera estado financiada solamente con capital propio. Por lo tanto, el costo efectivo de la deuda no es k_d sino su expresión "después de impuestos", [k_d x (1-t)], donde t la tasa de impuestos. La expresión del costo promedio del capital corregida por el beneficio fiscal de los intereses sería así:

$$(2) \quad WACC = \frac{E}{D+E} * K_e + \frac{D}{D+E} * K_d * (1 - t)$$

JULIANA REGGI
APODERADA

Esta expresión muestra que el cómputo del costo promedio ponderado del capital requiere estimar el costo de la deuda, el costo del capital de los accionistas, la combinación entre deuda y capital y la tasa de impuestos. El resto de nuestro informe detalla esos cómputos.

11. El costo del capital puede expresarse en términos nominales o reales, neto del efecto de la inflación. Por razones prácticas, a lo largo de nuestro informe expresamos los cálculos preliminares al cómputo final del costo del capital en términos nominales, ignorando los efectos de la inflación general. Sin embargo, al final de nuestro informe expresamos el costo del capital real, considerando los efectos de la inflación esperada. Esto lo hacemos así por dos motivos. Primero, porque este enfoque permite interpretar la evidencia de manera más sencilla, especialmente para el largo plazo. Segundo, porque las estimaciones en términos reales reflejan la naturaleza de los sistemas regulatorios, que protegen a las compañías de los efectos originados por los cambios en los precios generales.

12. El resto de nuestro informe se organiza de la siguiente manera. La siguiente sección presenta nuestras estimaciones y opinión respecto la estructura de capital. La Sección 4 presenta nuestros cómputos para el costo de la deuda en la industria. La Sección 5 introduce los modelos empleados con más frecuencia para estimar el costo del capital propio, mientras que la Sección 6 discute sobre riesgos y el costo del capital en industrias reguladas. La Sección 7 presenta nuestros cálculos que permiten aplicar el modelo CAPM para estimar el costo del capital propio para la industria de distribución de gas natural, en dólares corrientes. La Sección 8 detalla cómo convertir el costo de capital en dólares corrientes a uno en pesos constantes, tal como lo requiere el regulador. La Sección 9 presenta todos los cálculos para arribar al costo de capital para la industria de distribución de gas natural, en pesos constantes. La última sección comenta algunos aspectos claves vinculados con el costo de capital y la base tarifaria.

JULIANA REGGI
APODERADA

3 La estructura de capital

13. Existen básicamente dos enfoques para considerar la estructura de capital en la determinación del costo de capital de empresas reguladas. Un enfoque consiste en emplear la estructura de capital *actual* de las empresas, lo que sería razonable en casos donde no existan motivos que permitan suponer un cambio próximo en la estructura de endeudamiento de la firma. El otro enfoque sugiere emplear datos de la estructura de capital promedio de la industria o, incluso, una estructura *objetivo.* Esta postura es la que ha prevalecido en la práctica regulatoria reciente. En nuestra opinión, el uso de una estructura de capital promedio de la industria, o una estructura *objetivo* si ésta fuere razonablemente similar a la observada en promedio, sería el criterio más adecuado para establecer la estructura de capital de las Licenciatarias en la determinación de su costo de capital.[1]

14. Las estructuras de capital óptimas no son observables, por lo que en la práctica es necesario apoyarse en evidencias de trabajos empíricos que señalan los determinantes del proceso optimizador. En líneas generales, esas observaciones sugieren que:

- Firmas que enfrentan mayores riesgos tienen un menor endeudamiento
- Empresas con mayores escudos fiscales generalmente tienen un nivel de endeudamiento mayor
- Empresas con flujos de fondos más predecibles pueden generalmente sostener un mayor nivel de endeudamiento
- El nivel de endeudamiento adecuado para una firma debería estar por debajo de su nivel máximo de endeudamiento, pues así mantiene una capacidad de reserva de endeudamiento adicional
- La estructura de capital está condicionada por la facilidad de acceso a diferentes fuentes de recursos

[1] Este enfoque además es el que predomina en la practica regulatoria.

JULIANA REGGI
APODERADA

Nuestra propuesta sobre la estructura de capital a emplear en las estimaciones del costo del capital se apoya en esas observaciones.

15. Hemos computado varios ratios de endeudamiento para las Licenciatarias. En primer lugar, hemos calculado el ratio de endeudamiento a valores contables que llamamos $L_{VALOR\ LIBROS} = D/(D+E)$, donde D asume el valor de los pasivos financieros onerosos y E el valor contable del Patrimonio Neto. En segundo lugar, hemos computado un índice de endeudamiento ajustando por la distorsión en el patrimonio neto, pues su valor contable esta subvaluado porque la re-expresión de los bienes de uso de las empresas se limita a febrero 2003 (y desde entonces la inflación ha sido significativa). Hemos realizado un ejercicio simple de re-expresión de los valores de origen y las inversiones en bienes de uso empleando los criterios de la RT 6 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas y ajustado el patrimonio neto de las empresas según ese ajuste. Para ello empleamos los índices de precios propuestos y elaborados por Cavallo (2013)[2], pues los reportados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) en gran parte de los últimos años serían poco confiables. Este índice de endeudamiento lo denominamos $_{EQUITY\ AJUSTADO} = (D)/(D+E_A)$, donde E_A es el valor del patrimonio neto ajustado. Finalmente, hemos computado la razón de endeudamiento $_{EQUITY\ BURSATIL}$ para las cuatro empresas que cotizan sus acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (Metrogas, Gas Natural, Camuzzi y Cuyana), donde en cada año E_A es el promedio anual de la capitalización bursátil diaria para cada empresa.

16. La Tabla 1 resume los resultados de esos cálculos para distintos períodos. Para cada uno de esos tres ratios hemos estimado el promedio simple y también promedios ponderando por el tamaño de los activos de las empresas. Las últimas dos columnas muestran los niveles de endeudamiento en 2015, en el primer caso

[2] Cavallo, A. (2013). Online and official price indexes: measuring Argentina's inflation. Journal of Monetary Economics, 60(2), 152-165.

JULIANA REGGI
APODERADA

para todas las empresas y en el segundo excluyendo a Metrogas, que evidencia un comportamiento muy distinto al del resto de las Licenciatarias.

17. Los datos de la tabla muestran que los ratios de endeudamiento en general han evolucionado con un patrón de U-invertida. Durante el segundo periodo regulatorio (1998 - 2001), que resulto inconcluso, el endeudamiento promedio de las Licenciatarias era casi 25%, independientemente del indicador que se considere. Sin embargo, los datos muestran que a partir del 2002 los ratios de endeudamiento asumen una tendencia dispar. Evidentemente, LVALOR LIBROS es la noción menos confiable ya que la distorsión en el valor contable del patrimonio neto ha sido significativa (lo que es evidente cuando se la compara con LEQUITY AJUSTADO). La noción EQUITY AJUSTADO corrige las distorsiones contables, pero no captura, en cambio, la valuación bursátil de las compañías, que también señala una supuesta subvaluación importante de los activos. Las tres nociones de endeudamiento varían significativamente entre si como consecuencia de las distorsiones generadas a partir de 2002. En cualquier caso, lo relevante es que en 2015 el nivel de endeudamiento medio en la industria es el menor observado desde 1993, y que, si se excluye Metrogas, es prácticamente cero; a fines de 2015, la mayoría de las empresas no registraban pasivos financieros onerosos.

Tabla 1. La estructura de capital de las Licenciatarias

	1993 1997	1998 2001	2002 2007	2008 2014	2015 todas	2015 sin Metrogas
Promedio Simple						
LVALOR LIBROS	14.0	23.4	18.7	10.9	20.4	1.7
LEQUITY AJUSTADO	14.0	23.4	14.5	2.3	1.7	0.1
LEQUITY BURSATIL	38.7	29.2	32.4	15.3	12.3	0.2
Promedio Ponderado						
LVALOR LIBROS	19.8	26.7	29.6	20.2	45.8	0.7
LEQUITY AJUSTADO	19.8	26.7	23.2	4.1	3.8	0.1
LEQUITY BURSATIL	11.1	20.1	30.8	14.9	14.6	0.1

Fuente: elaboración propia con datos de las distribuidoras.

JULIANA REGGI
APODERADA

3.1 Evidencias académicas

18. Una primera aproximación intuitiva indica que, como la deuda en principio es menos onerosa que el capital accionario, una estructura de capital con mayor proporción de deuda seria más conveniente para los usuarios. Los primeros trabajos académicos que estudian la estructura de capital de empresas reguladas sostienen que las empresas también se benefician de una mayor participación relativa de la deuda financiera no solo por la protección regulatoria sino también porque, cuando el nivel de endeudamiento es mayor, los reguladores podrían estar inclinados a fijar tarifas más altas para evitar que la firma incurra en riesgos de quiebra y consecuentes deterioros en el servicio.[3] Esta postura preliminar básicamente refiere a empresas de Estados Unidos, las que típicamente están reguladas con sistemas que remuneran todos los costos. Es todo caso, el punto central aquí es que un nivel alto de endeudamiento es más atractivo para el regulador cuando los costos que resultan son (casi con certeza) cubiertos por el regulador.

19. Sin embargo, evidencias académicas más recientes indican que las empresas reguladas con sistemas de altos incentivos - como el price cap - eligen estructuras de capital en las que la deuda tiene un peso relativo menor. En un sistema price cap con un ciclo regulatorio largo (y compromiso regulatorio que inhibe el riesgo moral), las tarifas típicamente no son ajustadas frente a cambios en la probabilidad de quiebra, lo que entonces reduce la motivación de la empresa por endeudarse. Es decir, el price cap transfiere más riesgo a la empresa, la que entonces adopta un menor endeudamiento para reducir sus posibles costos de quiebra.[4] Esto indica que, todo los demás constante, las empresas reguladas con un price cap favorecerán una estructura de capital con un menor endeudamiento financiero.

---

[3] Ver por ejemplo Taggart, R. A. (1981). Rate- of- Return Regulation and Utility Capital Structure Decisions. The Journal of Finance, 36(2), 383-393; Spiegel, Y., & Spulber, D. F. (1994). The capital structure of a regulated firm.The Rand journal of economics, 424-440; Spiegel, Y., & Spulber, D. F. (1997). Capital structure with countervailing incentives. The RAND Journal of Economics, 1-24.

[4] Ver por ejemplo De Fraja, G., & Stones, C. (2004). Risk and capital structure in the regulated firm. Journal of Regulatory Economics, 26(1), 69-84.

JULIANA REGGI
APODERADA

20. Algunos trabajos empíricos recientes estudian la relación entre algunas características regulatorias y la estructura de capital. Las evidencias parecen consistentes. En algunos casos, los resultados indican que las empresas reguladas tienen un mayor endeudamiento cuando enfrentan un regulador independiente y predecible.[5] En otros casos, pero con implicancia similar, los estudios encuentran que las empresas reducen su nivel de endeudamiento en respuesta a una mayor incertidumbre regulatoria y de mercado.[6] La experiencia en Latinoamérica indica que los proyectos regulados con price cap realizan proporcionalmente mayores reducciones en su endeudamiento financiero cuando el costo de la deuda aumenta.[7]

21. En resumen, las predicciones teóricas y los resultados empíricos anteriores muestran que las empresas adoptan estructuras de capital mas conservadoras – o sea, con menor deuda financiera – cuando enfrentan un sistema de regulación price cap, los reguladores son menos independientes y la incertidumbre de mercado es mayor. Un corolario importante de lo anterior es que si la empresa puede forzar una revisión regulatoria cuando la probabilidad de quiebra aumenta, el sistema regulatorio explícitamente se manifiesta entonces como uno de bajos incentivos. La experiencia de las Licenciatarias durante los últimos 15 años – que no pudieron renegociar los términos de sus contratos frente a aumentos significativos en los costos de quiebra - hace evidente entonces que el sistema regulatorio en Argentina para la distribución de gas natural por redes es de (muy) altos incentivos, o altamente riesgoso, lo que exige entonces considerar una estructura de capital donde la deuda financiera sea sensiblemente menor a lo observado en otros países.

---

[5] Ver Bortolotti, B., Cambini, C., Rondi, L., & Spiegel, Y. (2011). Capital structure and regulation: do ownership and regulatory independence matter?. Journal of Economics & Management Strategy, 20(2), 517-564.
[6] Ver por ejemplo Ovtchinnikov, A. V. (2010). Capital structure decisions: Evidence from deregulated industries. Journal of financial economics, 95(2), 249-274; y tambien Sanyal, P., & Bulan, L. T. (2011). Regulatory risk, market uncertainties, and firm financing choices: Evidence from US Electricity Market Restructuring. The Quarterly Review of Economics and Finance, 51(3), 248-268.
[7] Moore, A., Straub, S., & Dethier, J. J. (2014). Regulation, renegotiation and capital structure: theory and evidence from Latin American transport concessions. Journal of regulatory economics, 45(2), 209-232.

JULIANA REGGI
APODERADA

3.2 Análisis comparado

22. En la práctica, la estructura de capital adoptada por reguladores en todo el mundo se apoya en lo que es considerado una estructura eficiente de endeudamiento para los negocios regulados. La Tabla 2 detalla la estructura de capital determinada por reguladores en revisiones tarifarias previas. En líneas generales, los datos muestran que en su mayor parte los reguladores han establecido estructuras de capital que suponen un ratio de endeudamiento $L_{VALOR\ LIBROS}$ entre 45% y 50% (el promedio es 48%).[8] Sin embargo, esos ratios de endeudamiento objetivo están definidos por reguladores de industrias que operan, en su gran mayoría, en países con una estabilidad macroeconómica notablemente mayor a la de Argentina, y con mercados de capitales más desarrollados y eficientes.

Tabla 2. La Estructura de Capital de Otras Revisiones Tarifarias

ENARGAS	2001	Gas Distcos	Argentina	0.29
OFGEM	2001	Gas Transcos and Distcos	Reino Unido	0.63
CREG	2002	Gas Distcos	Colombia	0.40
CPUC	2006	Distco, gas y electr.	Estados Unidos (Ca)	0.46
OFGEM	2007	Gas Distcos	Reino Unido	0.63
ARSESP	2009	Comgas	Brasil	0.45
BNetzA	2011	Transcos & Distcos, gas y electr.	Alemania	0.60
OFGEM	2012	Gas Distcos	Reino Unido	0.65
AEEGSI	2013	Gas Distcos	Italia	0.38
ACM	2013	Transcos & Distcos, gas y electr.	Holanda	0.50
CREG	2014	Gas Distcos	Colombia	0.40
MPSC	2015	Gas Transcos and Distcos	Estados Unidos (Mi)	0.40
Promedio				**0.48**

Fuente: elaboración propia con datos de los entes reguladores.

23. Es posible también emplear la estructura de capital de empresas o industrias comparables como guía para identificar la estructura de capital de una empresa o industria, teniendo en cuenta las circunstancias financieras propias aplicables a esa empresa o industria. Con ese fin, la Tabla 3 muestra los niveles medios de endeudamiento entre 2011 y 2015 para las distribuidoras de gas natural que prestan servicio en las áreas metropolitanas de Lima, Sao Paulo, Bogotá y Santiago.

[8] En el caso de OFGEM, el ratio refiere a valores de mercado

JULIANA REGGI
APODERADA

Calidda está regulada con un esquema de cost plus, y por eso es el comparable más lejano. ComGas y Gas Natural ESP enfrentan regulaciones similares a las establecidas originalmente para las Licenciatarias en la Ley del Gas Natural N° 24.076. Finalmente, Metrogas opera sin regulación, pero con la restricción legal de rentabilidad máxima, que si se supera gatilla un proceso regulatorio. En todos los casos empleamos VALOR LIBROS excepto para ComGas, para la cual empleamos LEQUITY BURSATIL porque esta empresa (es la única que) cotiza sus acciones en mercados bursátiles.

24. Los datos muestran que las empresas en la región mantienen un nivel de endeudamiento en promedio mayor al de las Licenciatarias en Argentina. Excepto Calidda, la empresa de menor tamaño de las cuatro, con regulación cost-plus y con metas especificas de expansión de red, el resto de las empresas tienen niveles de endeudamiento relativamente similares, y bajos. Gas Natural y Comgas tienen estructuras de financiamiento con relativamente poca deuda, tal vez debido a la regulación price cap que enfrenta. Metrogas también se apoya sensiblemente en un nivel relativamente bajo de deuda, tal vez porque enfrenta un mercado desregulado con mayor competencia entre combustibles (o porque el tope de rentabilidad que impone su marco legal - que no sería bajo - fomenta el financiamiento con capital propio).

Tabla 3. La estructura de capital de Distribuidoras de Gas en la Región; 2011-2015

	Mínimo	Promedio	Máximo
Calidda. Lima, Perú	49.2	53.6	56.6
ComGas. Sao Paulo, Brasil	26.4	31.3	40.6
GasNatural ESP. Bogotá, Colombia	16.0	22.6	32.9
Metrogas. Santiago, Chile	22.0	27.6	31.2
Promedio	**28.4**	**33.8**	**40.3**

Fuente: elaboración propia con datos de las empresas.

25. En análisis comparado con otras empresas en la región pone en evidencia que, hacia 2015, el nivel de endeudamiento de las Licenciatarias difiere al de otras distribuidoras de gas natural en Sudamérica, que a su vez muestran un nivel del

JULIANA REGGI
APODERADA

endeudamiento menor al que en general reflejan los reguladores en sus revisiones tarifarias (y esto a su vez pueda explicarse por los argumentos detallados en la sección anterior). En cualquier caso, las evidencias sugieren que, en la región, las empresas de distribución de gas natural que enfrentan regulación price cap adoptan una estructura de financiamiento en la que la deuda representa entre 20% y 30% del total del capital.

26. Las distribuidoras de gas en Argentina enfrentan un escenario económico más inestable, volátil, en un mercado de capitales menos desarrollado y eficiente. Esas condiciones afectan la capacidad de endeudamiento de las compañías, pues la mayor volatilidad en los ingresos y en los costos, incluidos los del endeudamiento, condiciona dicha capacidad. Por esos motivos, es razonable y prudente que, en esos entornos, la estructura de endeudamiento financiero de las empresas sea menor.

27. En síntesis, el uso de una estructura de capital promedio de la industria o una estructura *objetivo,* si fuere razonablemente similar a la observada en promedio, sería el criterio más adecuado para definir la estructura de endeudamiento de las Licenciatarias. Sin embargo, la experiencia regulatoria de los últimos años y el escaso desarrollo del mercado de capitales en Argentina dificultaría de manera importante a las empresas poder converger en el corto plazo a ratios objetivos muy superiores al experimentado por la industria actualmente. Por esos motivos consideramos que la estructura de capital debe aproximarse en los próximos años a niveles que se acerquen al piso de los valores observados en otros mercados (y mas cercanos a los reflejados por la industria entre 1997 y 2001). En nuestra opinión, el costo de capital de las Licenciatarias debiera estimarse empleando la siguiente estructura de capital.

JULIANA REGGI
APODERADA

Tabla 4. La estructura de capital propuesta para las Licenciatarias

Año	Deuda	Capital
2017	0%	100%
2018	5%	95%
2019	10%	90%
2020	15%	85%
2021	20%	80%

4 El costo de la deuda

28. Las expresiones (1) y (2) muestran que el cómputo del WACC requiere ponderar el costo total del capital propio (K_e) y costo de la deuda (K_d). Entre estos dos costos, el de la deuda sea probablemente el más fácil de obtener; cuando las empresas tienen instrumentos de deuda que cotizan en los mercados, el costo de la deuda se puede inferir fácilmente calculando el rendimiento de esos bonos a partir de los precios de mercado y las condiciones originales de emisión de los títulos. Sin embargo, es necesario encontrar métodos alternativos para obtener una estimación del costo de la deuda en aquellos casos en que no se existen instrumentos de deuda que coticen en los mercados.

29. Es importante destacar que, en casos en que la empresa no disponga de títulos de deuda con cotización pública, no es posible estimar el costo de deuda (K_d) simplemente usando la tasa a la que fueron pactadas las deudas existentes entre la empresa y los acreedores. Esto no es posible porque esas condiciones reflejan el riesgo crediticio de la empresa y los movimientos del mercado financiero en el momento del otorgamiento del crédito, y no en el momento en el que se realiza el análisis. El costo de capital, por otra parte, se basa en un cálculo de rendimiento esperado que concentra la atención hacia el futuro de la empresa y no hacia el pasado.

30. En nuestro caso, la mayoría de las Licenciatarias no tienen instrumentos de deuda en dólares que coticen en los mercados de valores. Más aún, las empresas

JULIANA REGGI
APODERADA

exhiben escasos pasivos financieros onerosos, los cuales se mantienen mayoritariamente con bancos locales, por lo que las condiciones que estos muestran reflejan el riesgo crediticio de la empresa al momento de pactar la deuda con bancos, dadas las condiciones de mercado reinantes en ese momento. Sólo Metrogas tiene deuda cotizando en dólares, pero dicha empresa ha tenido un historial y desempeño financiero reciente que ha impactado su estructura patrimonial y que la distingue del resto de las Licenciatarias.

31. Por lo expuesto en los párrafos anteriores, consideramos por una parte errónea una aproximación muy común entre los analistas que consiste en dividir el monto de intereses anuales sobre el monto promedio de la deuda. Esa aproximación para el costo de la deuda no está basada ni en las condiciones actuales de riesgo crediticio de la empresa ni en las condiciones actuales del mercado. Consideramos que no es acertado realizar una estimación de esas características con el fin de calcular el costo de la deuda de las Licenciatarias.

32. También sobre la base de lo expuesto, no consideramos adecuado partir exclusivamente de la observación disponible, - la información de la deuda pública de Metrogas-, por tratarse de una empresa que se distingue del resto en su trayectoria y situación financiera.

33. Hemos investigado entonces sobre la existencia de instrumentos de deuda de empresas de servicios públicos en Argentina. La mejor aproximación al costo de la deuda de las Licenciatarias podría obtenerse analizando el rendimiento promedio de los bonos emitidos por todas las empresas argentinas de servicios públicos. A diciembre de 2015 existían, además de los de Metrogas, bonos emitidos por Transportadora Gas del Sur (TGS), Transener (la principal empresa transportadora de energía eléctrica de Argentina) y Edenor (empresa distribuidora de electricidad). TGS contaba con dos bonos emitidos, pero uno de ellos tenía una duración modificada menor al año, con lo cual es poco razonable tomarlo como referencia.

JULIANA REGGI
APODERADA

34. La Tabla 5 presenta la información correspondiente a los títulos emitidos por las cuatro empresas que hemos utilizado como referencia. En nuestro parecer, la selección de esas compañías como comparables permite obtener una estimación razonable del costo de la deuda de las Licenciatarias.

Tabla 5. Deuda de algunas empresas comparables

Empresa	Vencimiento	*MDuration*
Edenor	2022	4,75
Metrogas	2018	2,44
TGS	2020	2,79
Transener	2021	4,03

Fuente: Puente, Bonos Corporativos - Argentina.

35. Si bien persisten diferencias importantes en términos de tamaño y ratios de endeudamiento (las empresas mencionadas son sustancialmente mayores a las Licenciatarias y se encuentran más apalancadas), consideramos que los bonos de esas empresas ofrecen la mejor aproximación al riesgo del negocio que nos ocupa. Si tomásemos información del pool de empresas comparables americanas, encontraríamos desvíos en el mismo sentido, al tiempo que no podríamos medir, directamente, la prima de riesgo adicional que rige para empresas del sector en el mercado argentino. Así y todo, componer el costo de la deuda a partir de información americana (tomando la tasa libre de riesgo, más spread de bonos de empresas de riesgo comparable, más riesgo país) nos lleva a una tasa de 10,33, similar a la que estaremos arribando por el método seleccionado.

36. Para medir el costo de la deuda de las Licenciatarias deberíamos, por tanto, estimar el rendimiento al vencimiento (YTM) de los bonos mencionados a diciembre de 2015. Esto es así, ya que lo que se pretende captar es la evaluación de riesgo que hace el inversor y el rendimiento asociado a ese riesgo. El uso de promedios históricos, en general, no suele ser una buena aproximación. Dado que el inversor mira hacia el futuro en el cual espera recibir el fruto de su inversión (esto

JULIANA REGGI
APODERADA

es, el mercado es *forward looking*), la tasa en cada momento del tiempo debería ser el mejor resumen de las expectativas futuras del inversor. La Tabla 6 presenta los datos mencionados.

Tabla 6. El costo del endeudamiento de empresas comparables

Empresa	Vencimiento	*TIR*	*MDuration*
Edenor	2022	10,99	4,75
Metrogas	2018	10,94	2,44
TGS	2020	9,14	2,79
Transener	2021	11,40	4,03
Promedio		10,62	

Fuente: Puente, Bonos Corporativos – Argentina.

37. Los resultados de la tabla indican que deberíamos considerar un costo de la deuda para las Licenciatarias cercano al 10,62%.[9] Naturalmente, dicho costo refleja, como es deseable, la incertidumbre de los mercados imperante en ese momento.

38. En síntesis, consideramos que el costo de la deuda debe computarse a través del rendimiento de los instrumentos de deuda que se observa en los mercados. Debido a que las Licenciatarias no tienen instrumentos de deuda que coticen en mercados de valores, hemos aproximado el costo de su deuda empleando los rendimientos de la deuda de empresas comparables, que sí tienen cotización en los mercados. El valor del costo de la deuda (K_d) que empleamos en nuestra estimación del costo del capital es 10,62%.

[9] TGS tiene parte de su negocio no regulado, lo que posiblemente incide en un menor rendimiento requerido a su deuda.

JULIANA REGGI
APODERADA

5 El costo del capital propio

39. El cálculo del costo de capital propio es bastante más complejo que el cálculo del costo de la deuda, pues básicamente requiere estimar el rendimiento que los inversores esperan al comprar acciones de una empresa. La teoría financiera ha propuesto diversos modelos para estimar el costo del capital propio. Esos modelos han consistido básicamente en el modelo de crecimiento de los dividendos, el modelo de valuación de activos conocido como CAPM y en varias versiones de modelos multifactoriales. En esta sección presentamos brevemente esos modelos y discutimos su implementación para computar el costo de capital propio para empresas reguladas.

5.1 El modelo de crecimiento de los dividendos

40. Un inversor que adquiere acciones de una empresa acepta que va a recibir los fondos que queden disponibles para repartir luego de que la empresa haya cancelado sus compromisos con los factores operativos de la producción – como los proveedores de mercaderías y los empleados, por ejemplo – y con los acreedores financieros – usualmente los bancos y/o otros tenedores de títulos de deuda. El flujo de fondos disponible para un accionista es así un flujo de fondos residual e incierto. Un accionista obtiene el rendimiento por su inversión en una compañía a través de los dividendos repartidos por la empresa y del aumento del valor de su acción. Ese rendimiento puede representarse con una expresión como la siguiente:

$$(3) \quad R^a = \frac{P_1 - P_0 + Div}{P_0}$$

donde R^a es la rentabilidad obtenida por los inversores, P_1 - P_0 es el precio de la acción a finales y comienzo de un período, respectivamente, y *Div* son los dividendos distribuidos en el mismo período.

41. Los primeros intentos para calcular el costo del capital propio derivaron en el modelo de crecimiento de los dividendos (o "Dividend Growth Model") desarrollado originalmente por Williams (1938) y luego retomadas por Gordon y Shapiro

JULIANA REGGI
APODERADA

(1956).[10] En este modelo, el costo del capital propio se deriva de la siguiente expresión:

$$(4) \quad V = \frac{Div*(1+g)}{K_e - g}$$

donde V es el valor de la empresa, Div son los dividendos distribuidos en el año, g es la tasa de crecimiento esperada a perpetuidad y K_e la tasa de rentabilidad esperada por los inversores, que es el costo del capital propio que intentamos estimar. En base a la expresión anterior, el costo de capital propio puede escribirse como:

$$(5) \quad K_e = \left[\frac{Div*(1+g)}{V}\right] + g$$

Esta expresión indica que el costo del capital propio depende de la relación entre el nivel de los dividendos, su tasa esperada de crecimiento a perpetuidad, y el valor de la empresa.

42. Este modelo, que ha sido muy empleado algunas décadas atrás, tiene una interesante fundamentación intuitiva pues se basa en un principio central a las finanzas que indica que el valor de un activo es igual al valor actual de los flujos de fondos que origina. Sin embargo, el modelo se apoya en supuestos difíciles de aceptar en la práctica - y que además tienen gran impacto en el cómputo del costo de capital - pues asume que (i) todo el rendimiento obtenido por los accionistas proviene de dividendos, (ii) éstos se mantienen a perpetuidad y (iii) es posible calcular una tasa de crecimiento de los dividendos. Por todos estos motivos, el uso de este modelo ha sido reemplazado por el CAPM, cuyos elementos esenciales presentamos a continuación.

5.2 El capital asset pricing model (CAPM)

43. El rendimiento requerido por los inversores está relacionado con el riesgo asociado a las inversiones, que en el caso específico de los accionistas se vincula con

[10] Williams, J.B., 1938, The Theory of Investment Value, Cambridge, Mass.: Harvard University Press. Gordon, M.J., y E. Shapiro, 1956, "Capital Equipment Analysis: The Required Rate of Profit", *Management Science* 3, pp.102 - 110

JULIANA REGGI
APODERADA

el riesgo de los flujos de fondos residuales. A pesar de que la noción de riesgo comprende tanto la dispersión de los resultados como la probabilidad y nivel asociado a grandes pérdidas, las finanzas tradicionales han construido sus modelos asociando riesgo a volatilidad (i.e. dispersión). En esta sección presentamos brevemente el CAPM, un modelo que relaciona el rendimiento de los activos con la dispersión de esos rendimientos.

44. La teoría financiera ha demostrado que una parte de la dispersión en los rendimientos puede ser evitada por un inversor mediante la diversificación de su cartera de inversiones. La teoría por eso postula que sólo aquel riesgo (dispersión) que no puede eliminarse a través de la diversificación - comúnmente llamado riesgo no diversificable, o riesgo sistemático - debería ser compensado. Esto es, el rendimiento requerido a las inversiones deberá variar según su correspondiente nivel de riesgo sistemático que, aun teniendo una raíz común (en las oscilaciones globales del mercado), afecta a cada activo con distinta intensidad.

45. Es posible sostener que todo inversor requerirá de una inversión un rendimiento mínimo, que será aquél que podría obtener invirtiendo en otro activo libre de riego, al que luego añadirá un premio que lo compense por el riesgo que resulta de invertir en ese activo riesgoso. Esta relación podría expresarse de la siguiente manera:

$$(6) \quad K_e = R_f + PR$$

donde K_e es la tasa de rendimiento esperada por el accionista, R_f la tasa de rendimiento de un instrumento libre de riesgo y PR la rentabilidad adicional, o prima de riesgo, que se espera recibir por sobre el rendimiento libre de riesgo por invertir en un activo riesgoso.

46. Si bien estrictamente no existe un instrumento libre de riesgo, de hecho cualquier gobierno puede hacer default en sus bonos soberanos, cuando se estudia el

JULIANA REGGI
APODERADA

costo de capital en dólares se suele tomar como rendimiento libre de riesgo aquél que ofrecen los bonos del gobierno americano.[11]

47. La prima de riesgo *PR* dependerá del riesgo que se incurre al invertir en un determinado activo. En general, esta prima será mayor cuanto más riesgoso sea el activo. De esa manera, mientras mayor sea el riesgo de los activos, mayor será el rendimiento que se espera de ellos. El cálculo de esa prima por riesgo requiere del cómputo de lo que podríamos definir como sus dos elementos integrantes: la cantidad de riesgo que debe ser compensado y el precio (o premio) que el inversor requiere por tomar ese riesgo.

48. Como vimos, no todo el riesgo relacionado a una inversión será susceptible de ser compensado. Dado que el inversor tiene a su disposición la posibilidad de diversificar su cartera, y de eliminar así gran parte de la volatilidad de rendimientos de una inversión particular, no le será posible obtener un rendimiento adicional por tomar dichos riesgos. En otros términos, el mercado solo compensará al inversor por el riesgo no diversificable que implique su inversión, y para poder estimar el rendimiento asociado a una determinada inversión, necesitamos poder *extraer* la porción de riesgo no diversificable asociado a la misma.

49. El modelo más utilizado en la práctica para lograr ese objetivo es el CAPM. El modelo CAPM indica que el rendimiento esperado de un activo tiene una relación directamente proporcional a un parámetro llamado beta (β), que mide la cantidad de riesgo no diversificable atribuible a una determinada inversión. Ese riesgo no diversificable guarda relación con la sensibilidad del activo a las variaciones generales del mercado.

50. El cómputo de la compensación por riesgo parte de considerar el premio de rendimiento que recibe el mercado, siendo el mercado la cartera más diversificada que se encuentra disponible en el mercado de capitales. La inversión en la

[11] Es importante aclarar que la tasa libre de riesgo es diferente para cada moneda. Para cada moneda se utilizaría la tasa de los bonos emitidos en moneda local del gobierno del país donde se usa la moneda. Esto supone que un gobierno no dejará de pagar deuda en su propia moneda.

JULIANA REGGI
APODERADA

cartera diversificada del mercado accionario, por ser riesgosa, otorga un rendimiento que supera al rendimiento ofrecido por un instrumento libre de riesgo. Ese rendimiento adicional del mercado se conoce comúnmente como prima de mercado (PM) y constituye el premio que debe ofrecerse a un inversor para que este dispuesto a cambiar una inversión segura por una inversión con riesgo equivalente al del mercado. Una inversión de riesgo superior o inferior al promedio del mercado deberá amplificar o amortiguar dicho premio; este efecto se logra multiplicando el premio del mercado por el coeficiente β. De este modo, el rendimiento requerido por el accionista estimado según este modelo será equivalente a:

$$(7) \quad K_e = R_f + \beta * PM$$

donde β es el coeficiente que mide el riesgo sistemático agregado al portafolio por el inclusión del activo bajo análisis, y PM es el premio de mercado accionario por encima del rendimiento libre de riesgo.

51. Para computar el premio del mercado se debería tomar la diferencia entre el rendimiento del índice de mercado y el rendimiento del activo libre de riesgo $(R_m - R_f)$. No obstante, no es sencillo obtener una estimación insesgada de ese premio. Más adelante discutimos los criterios prácticos que resultan más adecuados para realizar esa valoración. El cálculo del costo del capital para el accionista que propone el modelo CAPM se resume en la siguiente expresión:

$$(8) \quad K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f)$$

52. La expresión muestra que un activo con un $\beta > 1$ amplificará las oscilaciones en los rendimientos del mercado, y deberá por tanto ofrecer un rendimiento mayor al premio del mercado. Por el contrario, un activo con un $\beta < 1$ amortiguará las variaciones del mercado y requerirá un premio por riesgo inferior.

53. El CAPM ha sido cuestionado por sus supuestos demasiados simplificadores: los inversores son diversificadores eficientes de inversiones, son aversos al riesgo y tienen expectativas homogéneas, el mercado de capitales es perfecto, etc. La

JULIANA REGGI
APODERADA

aplicación del modelo CAPM para estimar el costo del capital de compañías en mercados emergentes también ha sido cuestionado y ha motivado la incorporación de algunos ajustes, siento tal vez el más relevante el ajuste por riesgo país.

54. Es importante observar que el CAPM es frecuentemente utilizado de manera incorrecta por algunos que, probablemente desconociendo su desarrollo teórico, fuerzan la aplicación del modelo introduciendo modificaciones que llevan a aplicaciones incorrectas con resultados imposibles de interpretar. Debido a la controversia iniciada en relación a dicho cálculo, dedicaremos una sección a analizar las alternativas que han surgido en la práctica y a fundamentar nuestra propuesta.

5.3 Los modelos multifactoriales – El arbitrage pricing theory (APT)

55. Si bien el CAPM es por lejos el modelo más usado para valuar activos y estimar el costo del capital propio en industrias reguladas, sus dificultades han conducido también a cuestionamientos en su validez teórica e implementación empírica. Por ejemplo, algunos economistas han criticado el hecho de que la rentabilidad esperada por los accionistas en el CAPM dependa únicamente de la sensibilidad a los rendimientos del mercado. Por esos motivos diversos académicos han desarrollado algunos modelos en los que incorporan otros factores (más allá de dicha sensibilidad) para intentar explicar los rendimientos esperados por los inversores.

56. En líneas generales, esos modelos responden a una formulación muy similar a la del CAPM como la siguiente:

$$(9) \quad K_e = R_f + \beta_1 * F_1 + \cdots + \beta_n * F_n$$

donde F_i para i = 1, …, n representa los distintos factores que afectan los rendimientos esperados por los inversores. Estos modelos no han tenido gran aceptación en aplicaciones profesionales porque su implementación es bastante complicada: por un lado no es sencillo determinar cuáles son los factores que afectan los rendimientos, mientras que por el otro lado es difícil obtener estimadores insesgados de esos factores (ver sección sobre Prima de Mercado más adelante)

JULIANA REGGI
APODERADA

57. Estos modelos han sido usados para explicar los rendimientos pasados de empresas en los Estados Unidos y en el resto del mundo, pero han tenido poca aceptación como modelos de predicción de rendimientos. Fama y French (1992, 1993)[12], por su parte, muestran que hay otros factores no contemplados en el modelo CAPM que explican los rendimientos de las empresas. Estos trabajos, sin embargo, se han mostrado ineficientes para estimar los rendimientos de las empresas ex-ante, razón por la cual no se emplean en la práctica como base para calcular del costo de capital.

6 Riesgos y el costo del capital en industrias reguladas

58. El concepto de riesgo es central en el análisis del costo del capital, pues cuanto más riesgoso es el rendimiento esperado por un inversor, mayor será el rendimiento requerido para compensar esa incertidumbre. Una discusión recurrente en los procesos de revisiones tarifarias es aquélla en la que se plantea que las industrias reguladas, como la de distribución de gas natural, enfrentan menores riesgos que el promedio de la economía. Esa visión en general se apoya en la existencia de las garantías provistas a las compañías reguladas en los marcos regulatorios y en la naturaleza subyacente de sus negocios.

59. Los riesgos subyacentes en la distribución de gas natural están determinados por la naturaleza del negocio. El marco regulatorio y la gestión del regulador tienen un rol importante en la asignación de los riesgos operativos básicos del negocio entre los usuarios y los accionistas de la empresa. Esta sección considera cómo las características específicas de las industrias reguladas y, en particular, de la distribución de gas natural, requieren una interpretación cuidadosa así como algunos ajustes en la estimación de los parámetros del costo del capital. Luego del estudio de los riesgos del desarrollo del negocio, el centro del análisis

---

[12] Fama, Eugene, y Kenneth French, 1992. "The Cross-Section of Expected Stock Returns", *Journal of Finance, 47*(June 1992), 427-465. Fama, Eugene, y Kenneth French, 1993. "Common Risk Factors in the Returns on Stocks and Bonds", *Journal of Financial Economics*, 33 (February 1993), 3-56.

JULIANA REGGI
APODERADA

se concentra en las asimetrías de ciertos riesgos claves enfrentados por la industria de distribución de gas y un análisis más detallado de su impacto sobre la forma en que los modelos estándar de costo de capital deberían ser aplicados.

6.1 Riesgos simétricos y el parámetro beta

60. Existe una impresión generalizada de que la industria de distribución de gas natural enfrenta menores riesgos que el promedio de la economía, porque vende un bien cuya demanda es más inelástica y sus actividades enfrentan un menor grado de competencia. Si bien esos aspectos de la industria pueden presentar características menos riesgosas que la de los mercados en que operan otras compañías, esa visión representa un tratamiento muy parcial y estático de los riesgos que enfrenta la distribución de gas natural; un flujo de ingresos relativamente estable no garantiza una tasa de rendimiento relativamente estable. Desde el punto de vista de los inversores, el riesgo relevante es la volatilidad de los flujos de fondos netos, es decir, de la diferencia entre los ingresos y los costos de operación y los gastos de capital. Es por ello necesario prestar atención en cómo pueden cambiar a lo largo del tiempo los riesgos relacionados con los ingresos como así también a los mayores riesgos que enfrenta la industria en virtud de su particular estructura de costos operativos y los programas de inversión que debe cumplir.

61. Algunos analistas suelen sugerir que el flujo de ingresos de las compañías de distribución de gas es relativamente estable, en especial porque una porción importante de los ingresos se obtiene de ventas en el mercado residencial, cuya demanda en el corto plazo es relativamente inelástica a cambios en los precios y los ingresos. Esto no es necesariamente correcto, por al menos dos motivos. Por un lado, el aumento relativo de la demanda residencial - altamente sensible a la estacionalidad térmica - que tuvo lugar en los últimos años y la erosión relativa del componente fijo de las tarifas en los ingresos totales de las Licenciatarias han en conjunto potenciado de manera significativa la inestabilidad y variabilidad de los ingresos. Por el otro lado, los niveles de los costos no solo se han incrementado

JULIANA REGGI
APODERADA

proporcionalmente más que los ingresos, sino que la estructura de costos se ha tornado en gran parte fija. La suma de estos dos factores implica que la varianza de los rendimientos pueda ser alta. Además, la larga duración de los activos y la intensidad en el uso del capital implican que una alta proporción de los costos (económicos, los que incluyen el costo del capital) estén fijos en el corto y mediano plazo.[13] Como consecuencia, los flujos netos de fondos en un año cualquiera y los rendimientos económicos pueden ser muy sensibles a pequeños cambios en la demanda y/o en los precios relativos entre el gas distribuido y los insumos.

62. Los riesgos de un elevado nivel de apalancamiento operacional se reflejan en el costo de capital. Binder y Norton (1999) muestran teóricamente primero y comprueban empíricamente después que el parámetro beta de las compañías reguladas esta positivamente relacionado con el nivel de los costos fijos y operativos de las compañías y negativamente relacionado con el precio y la cantidad de los bienes que comercializan.[14] El modelo muestra que el parámetro beta esta positivamente relacionado con el ratio entre los costos fijos y el margen de contribución. Esa relación indica que mientras más rentable sea la compañía, menor es el riesgo sistemático que enfrentan los accionistas. Los resultados empíricos también muestran que el riesgo sistemático de las empresas reguladas, como las de distribución de gas natural, aumenta cuando las compañías pierden algún grado de protección de los reguladores.

63. La distribución de gas natural también se encuentra en una posición de riesgo inusual porque debe enfrentar gastos de inversión en renovación y modernización de activos cuya escala implica para las compañías enfrentar significativos riesgos financieros. Este es un riesgo normal del negocio por el cual los accionistas no deberían ser protegidos, pero que debe estar adecuadamente reflejado en

---

[13] Este puede ocurrir en presencia de una significativa variabilidad del costo marginal de largo plazo.

[14] Binder, J. y S. Norton, 1999. "Regulation, Profit Variability and Beta". *Journal of Regulatory Economics*, 15 - 249-265.

JULIANA REGGI
APODERADA

el costo del capital. La escala de los programas de gastos de capital aumenta el impacto sobre las finanzas de la compañía en una actividad que de por sí presenta un elevado grado de incertidumbre. El riesgo de que los costos efectivos de las inversiones de capital diverjan de los esperados probablemente tenga un componente significativo de riesgo sistemático, incrementando los parámetros que lo capturan para la industria. Más aún, es probable que el riesgo sistemático se incremente a lo largo del tiempo a medida que la escala de esos programas de inversiones crezca y el riesgo total proveniente de esta fuente aumente.

64. Los riesgos asociados con los programas de inversión pueden en algunos casos estar exacerbados por la inflexibilidad de las fechas topes impuestas externamente a esos programas. El incumplimiento de esas obligaciones expone a las compañías al riesgo de demandas por responsabilidades penales y daños civiles. Esas metas podrían reducir también la flexibilidad para administrar la implementación de esos programas de inversión frente a cambios en las condiciones del mercado. El riesgo que resulta de las obligaciones de inversión y/o servicio en algunos casos podrían superar los riesgos del negocio que enfrentan las empresas de gas natural.

65. En síntesis, la inestabilidad en el flujo de ingresos de las compañías implica que los rendimientos del negocio - globalmente considerado - puedan ser poco estables. La rigidez de los costos en relación con la producción, incluso en el mediano plazo, puede causar variabilidad en los rendimientos que no tienen relación con los cambios en los ingresos. Los gastos de inversión pueden magnificar ese efecto. Cambios pequeños en las inversiones de bienes de capital - para mantener la calidad del servicio - como en sus precios pueden tener un efecto importante sobre el desempeño financiero de la empresa. Es probable que en algunas ocasiones, todos esos riesgos puedan ser cada vez más inciertos.

JULIANA REGGI
APODERADA

6.2 Riesgos asimétricos

66. El modelo CAPM asume que los retornos de los activos se comportan de acuerdo a una distribución normal. Sin embargo, la operación de las distribuidoras de gas en Argentina, presenta riesgos que no son normales, más aún que no son simétricos, afectando seriamente la rentabilidad de los accionistas. La presencia de riesgos de carácter asimétrico exige aplicar ajustes a la tasa de rentabilidad con la que debe retribuirse a los inversores. Para comprender el método de ajuste que proponemos es importante conocer el impacto que genera esta asimetría.

67. Conceptualmente, el valor actual de un flujo se obtiene mediante el descuento del flujo de fondos *esperado* utilizando una tasa que refleje el retorno *esperado* por los inversores. La presencia de asimetrías en el riesgo no cambia el modo de calcular el valor actual de un flujo, sin embargo, en la práctica se genera una distorsión porque, al momento de proyectar los flujos de fondos, suelen dejarse de lado eventos negativos poco probables, como crisis macroeconómicas, expropiaciones, o grandes devaluaciones. Como ejemplo, puede pensarse el modo en que se proyectaban los flujos de fondos algunos años antes de la crisis del 2001-2002 en Argentina, cuando ésta era poco probable. Una estimación correcta del flujo de fondos esperado debería tener en cuenta el impacto de una posible crisis y su probabilidad de ocurrencia. Sin embargo, en la práctica suele proyectarse el flujo más probable, algo así como el flujo *esperado asumiendo que no hay crisis*. Es claro que, si se descuenta un flujo más alto que el esperado, será necesario utilizar una tasa de descuento más alta que la esperada para no alterar el valor actual. Es decir, hay que compensar mediante un incremento de la tasa el hecho de que no se proyecta el flujo esperado sino el más probable.

68. Esto es exactamente la práctica habitual para valuar bonos. Los bonos suelen valuarse mediante el descuento del flujo de los cupones mediante una tasa. Es claro que el flujo de los cupones no es el flujo esperado, porque existe la probabilidad de que haya default. El flujo esperado será el promedio del flujo de los

JULIANA REGGI
APODERADA

cupones y el obtenido en caso de default, ponderado cada uno por sus probabilidades de ocurrencia. Un inversor en bonos sabe que el retorno esperado de su inversión no es la tasa interna de retorno (TIR) de sus bonos, sino una tasa menor, ya que hay una pérdida esperada fruto del posible default. La TIR de los bonos sería el retorno esperado *asumiendo que no hay default*, es decir, una tasa más alta que la rentabilidad esperada. De este modo, al valuar un bono en lugar de descontarse el flujo esperado con la rentabilidad esperada, se estaría descontando el flujo más probable[15] con una tasa más alta que la esperada.

69. También se puede ver la compensación por la pérdida esperada en el caso de un banco que quiere determinar qué tasa cobrar por los préstamos que otorga. El banco conoce la probabilidad de default de una determinada cartera de créditos. Como también conoce qué espera cobrar en los casos de default, puede calcular la pérdida esperada por default en la cartera. A la hora de determinar qué tasa cobrar a los préstamos de la cartera, tendrá en cuenta que con lo que pagan los acreedores que cumplen deberá compensar lo que espera perder por los defaults. De esa manera, la tasa que cobra tiene un componente que es el retorno esperado y un adicional para compensar la pérdida esperada.

70. Los riesgos asimétricos que enfrentan las distribuidoras de gas se comportan de modo análogo a lo que ocurre con un bono o un crédito bancario. De la misma manera que el flujo que se descuenta en un bono no es el flujo esperado sino el más probable, las empresas no suelen proyectar los verdaderos flujos esperados sino que suelen dejarse de lado los eventos negativos de gran impacto que tienen poca probabilidad de ocurrencia. Por tanto, así como un banco cobra una tasa más alta que la que espera ganar, para compensar por la pérdida esperada por default, las empresas deberían tener unas tarifas que tengan un retorno más alto que el esperado en los años donde no se manifiesten los riesgos negativos de alto impacto y poca probabilidad de ocurrencia.

---

[15] En rigor no es el flujo más probable sino el *prometido*. Pero si la probabilidad de default no supera el 50% el prometido y el más probable coinciden.

JULIANA REGGI
APODERADA

71. El CAPM es un método adecuado para estimar la rentabilidad esperada, pero en la medida que los flujos de fondos no incorporen el impacto esperado de los eventos negativos poco probables, es necesario agregar al retorno estimado por el CAPM una prima que compense la pérdida esperada.

72. En lugar de aumentar la tasa, la consideración del riesgo asimétrico podría lograrse incorporando, en la proyección de los flujos futuros de efectivo en la revisión tarifaria, las probabilidades de que esos riesgos se materialicen y su impacto esperado. Es decir, debería estimarse el impacto económico y la probabilidad de ocurrencia de eventos como: expropiaciones, crisis macroeconómicas producidas por políticas no sustentables, bruscas devaluaciones de gran magnitud, variaciones de precios relativos provocadas por políticas monetarias que debilitan la moneda, violaciones de contratos y regulaciones, etc. Sin embargo, esta última opción no es frecuente porque es complicado estimar el ajuste que debería realizarse sobre los flujos. Por tanto, la práctica habitual es ajustar la tasa y proyectar los flujos más probables, aunque no sean los esperados.

73. Lógicamente si se estimara el verdadero flujo esperado, es decir, si se tuvieran en cuenta las posibles pérdidas fruto de los riesgos asimétricos y sus probabilidades de ocurrencia, no sería necesario incrementar la tasa obtenida mediante el CAPM. Sin embargo, esto es muy difícil de estimar y no es lo que suele hacerse en la práctica.

74. Por último, quisiéramos mencionar una posibilidad de ajustar los flujos que tampoco requeriría incrementar la tasa obtenida mediante el CAPM, pero que tampoco parecería poder aplicarse en la práctica.

75. Para comprender mejor en qué consiste este ajuste podría pensarse en la analogía que existe entre la pérdida esperada por los eventos mencionados y la que se daría en un incendio. La situación que enfrentan las empresas en Argentina es similar a la situación de una empresa que decidiera cancelar su seguro contra incendios. La hipotética empresa mencionada estaría corriendo un riesgo de alto

JULIANA REGGI
APODERADA

impacto negativo, pero con poca probabilidad de ocurrencia. Si sigue proyectando sus flujos como si el riesgo de incendio no existiera es claro que tendrá un flujo más alto que el que tenía antes porque se ahorra la prima de la póliza. El modelo CAPM no refleja en la estimación de beta el impacto del riesgo de incendio, por tanto, una empresa que deja de pagar su seguro contra incendio, tendría un mayor flujo proyectado mientras que mantendría la misma tasa de descuento, es decir, estaría incrementando su valor. En este caso es evidente que la empresa no vale más que antes, simplemente no está considerando el impacto del riesgo de incendio ni en los flujos ni en la tasa.

76. Con la ilustración del ejemplo del posible incendio, puede verse que una manera para que las distribuidoras de gas incluyan los riesgos asimétricos en su flujo sería incluyendo como costos las hipotéticas primas de las pólizas que las cubrieran contra los riesgos mencionados. De esta manera, lo que era una pérdida esperada se convierte en un gasto concreto y medible. Pero lamentablemente no existen pólizas de seguro que cubran la totalidad de los riesgos asimétricos mencionados, como puede ser el impacto negativo en los flujos de fondos de crisis ocasionadas por políticas económicas no sustentables.

77. En síntesis, los riesgos asimétricos que no son tenidos en cuenta en los flujos de fondos, ya sea mediante la inclusión en el cálculo del flujo de esperado, con la probabilidad e impacto económico, o mediante el costo del seguro que elimine el riesgo, deben ser compensados por una mayor tasa de costo de capital. De lo contrario los inversores no obtendrían el retorno esperado que exige el modelo CAPM. Esto traería consigo efectos no deseados en el largo plazo, porque dificultaría a las compañías obtener recursos financieros de los mercados de capitales para mantener los activos actuales y financiar nuevas inversiones.

78. De los riesgos asimétricos que enfrentan las empresas, en dos casos podrían estimarse los incrementos en las tasas que permitan compensar las respectivas pérdidas esperadas: el riesgo político o riesgo país y el riesgo devaluatorio.

JULIANA REGGI
APODERADA

6.2.1 El riesgo político

79. El riesgo político podría ser considerado de manera simple dentro del marco convencional del CAPM si se originara en intervenciones que pudieran ocasionar un simple shock simétrico sobre los rendimientos esperados. Así, si la probabilidad de intervención política es independiente del rendimiento del mercado, el riesgo político podría ser considerado como cualquier otro riesgo específico. En ese caso, los inversores en compañías reguladas no requerirán ninguna compensación adicional por la presencia de riesgo político. Sin embargo, la historia muestra que el impacto del riesgo político está lejos de ser simétrico, puesto que tiene una clara asimetría negativa y los inversores esperan una compensación por la pérdida esperada que este riesgo trae consigo.

80. Los riesgos políticos no son, a priori, sencillos de individualizar. La mayor parte de ese riesgo en general se asocia a un conjunto de eventos conducentes a resultados perjudiciales para los accionistas. Probablemente el más obvio sea aquél que se origina en la preocupación de que un nuevo gobierno modifique la estructura de control de la industria de manera contraria a los intereses de los accionistas de la empresa.

81. La dificultad que enfrentan los reguladores y/o los partidos políticos para comprometerse ex ante a no modificar la estructura de control o de propiedad de la industria ha provocado que el análisis del impacto de cambios en el nivel de riesgo político sobre el rendimiento requerido por los accionistas sea identificado a través del comportamiento de los mercados. Así, por ejemplo, Buckland y Fraser (2001) estudian el impacto sobre el riesgo sistemático de las empresas distribuidoras de electricidad en Inglaterra asociado con la incertidumbre política originada por las advertencias de que una victoria del Labour Party en las elecciones generales de 1992 provocaría un mayor control sobre las industrias reguladas y

JULIANA REGGI
APODERADA

la introducción de regímenes regulatorios más estrictos.[16] Los resultados sugieren que la beta apalancada promedio de la industria cambió en más de un 50% su valor promedio como consecuencia de la posible introducción de nuevas medidas originadas en el ámbito político, un cambio que luego se neutralizó con la desaparición de esos rumores. Esos resultados sugieren que los eventos político-regulatorios impactan de manera significativa en el rendimiento requerido por los accionistas de empresas distribuidoras que estén sujetas a regulación por el Gobierno.

82. Los riesgos políticos podrían entonces ser ignorados en los cómputos del costo de capital si sus posibles impactos sobre la tasa de rendimiento del negocio fueran simétricos, tuvieran las propiedades de riesgo sistémico y ocurrieran frecuentemente, pues en ese caso estarían incorporados en las estimaciones de beta. Los riesgos políticos podrían también ser ignorados si fueran simétricos y si tuvieran las propiedades de los riesgos específicos, o diversificables, pues en esos casos no afectarían el rendimiento esperado. Sin embargo, en el caso que los riesgos políticos sean simétricos y sistémicos, pero ocurrieran muy poco frecuentemente, las estimaciones de beta no capturarían el verdadero riesgo político en su valor, porque se calculan con datos de 3 a 5 años. En ese caso el riesgo adicional deberá ser tomado en cuenta de manera separada.

83. Omitir el impacto de riesgos políticos no simétricos en el costo de capital requerido por los accionistas llevaría a decisiones erróneas y dificultades de largo plazo para atraer el capital necesario para el financiamiento de la industria. La analogía con un seguro es particularmente útil. Si las compañías distribuidoras de gas pudieran asegurarse contra esos riesgos, su costo debería incorporarse en la proyección del flujo de fondos como un costo operativo legítimo de la actividad. Pero si las compañías no pueden asegurarse contra esos riesgos, éstos no

[16] Buckland, Roger y Patricia Fraser, 2001, "Political and Regulatory Risk: Beta Sensitivity in UK Electricity Distribution Industry", *Journal of Regulatory Economics*, Vol 19 (1), pp. 5-25

JULIANA REGGI
APODERADA

deben ser ignorados, y por lo tanto su impacto debe contemplarse en la determinación de una tasa de rendimiento razonable para los accionistas.

84. Existe una percepción generalizada de que los riesgos políticos no simétricos están lejos de ser poco significativos. Algunos eventos con posibles resultados asimétricos para los accionistas no tendrían probabilidad cero, como la expropiación completa de la propiedad - aunque presumiblemente con una probabilidad muy pequeña - u otras medidas como la suspensión temporal de las revisiones tarifarias establecidas en los marcos regulatorios.

6.2.2 El riesgo devaluatorio

85. El riesgo devaluatorio, tal como lo entendemos en este informe, es el que surge de la posibilidad de una gran devaluación puntual de la moneda argentina[17] y es diferente de lo que habitualmente se llama riesgo de tipo de cambio.

86. El tipo de cambio se convierte en un factor de riesgo para una compañía cuando algún componente de sus ingresos o sus egresos depende de una moneda diferente de la utilizada como unidad de cuenta. Esto es frecuente en compañías que exportan sus productos o tienen algunos insumos importados.

87. En países desarrollados, el riesgo de tipo de cambio suele ser un riesgo simétrico, y por tanto suele estar recogido en la beta que refleja el riesgo del negocio. En última instancia, este es un riesgo de variación de precios relativos, que no sólo se da cuando existen flujos en distintas monedas, sino ante la posibilidad de que diversos componentes del flujo de fondos varíen de un modo diferente. El riesgo de variación de precios relativos está efectivamente incluido en la beta del negocio.

88. A diferencia de lo que ocurre con monedas de países desarrollados, las monedas de los mercados emergentes suelen ser más débiles, introduciendo un riesgo asimétrico que no está recogido en la beta ni en la prima por riesgo país.

---

[17] Ver Blejer, M. I. (1982). "Interest Rate Differentials and Exchange Risk: Recent Argentine Experience" *Staff Papers - International Monetary Fund*, 29(2): 270-279.

JULIANA REGGI
APODERADA

Habitualmente, las crisis económicas en los mercados emergentes son seguidas de una fuerte devaluación de la moneda local, ocasionando grandes pérdidas a los inversores. La poca frecuencia de los eventos devaluatorios de gran magnitud, hace que queden excluidos de la medición de la beta. Por otra parte, la prima por riesgo país tampoco incluye el riesgo devaluatorio porque suele ser medida en dólares, sin hacer referencia a la moneda local.

89. Es importante señalar que el riesgo devaluatorio es distinto del riesgo ocasionado por las posibles variaciones de precios relativos. El riesgo devaluatorio está presente en las empresas de países emergentes, aunque éstas no tengan flujos en monedas distintas de la moneda local. La razón subyacente es que los inversores, sean locales o extranjeros, no consideran sus inversiones en la moneda del país emergente, sino en alguna moneda fuerte como, por ejemplo, el dólar. Un inversor que tiene como unidad de cuenta el dólar puede experimentar una gran pérdida si invierte en un país emergente que sufre una fuerte devaluación.

90. Puede parecer poco lógico que, en un país emergente, un inversor doméstico utilice como unidad de cuenta una moneda distinta de la local. Sin embargo, esto es lo que ocurre por la debilidad de las monedas de estos países. En Argentina, se puede considerar que la ausencia de tasas de largo plazo en pesos son una señal de la inexistencia de inversiones a largo plazo en pesos. Es decir, los inversores en Argentina realizan sus inversiones en dólares, aunque las empresas tengan sus flujos en pesos.

91. La práctica habitual en el caso del riesgo devaluatorio es reflejarlo en los flujos de fondos. De esta manera, los inversores utilizan una tasa en dólares para descontar flujos en dólares. Estos flujos pueden ser todos en pesos, pero los inversores los convierten a dólares para poder descontarlos. En esta conversión se incluye la posible pérdida por devaluación. Sin embargo, en el caso de las Licenciatarias, los flujos que se descontarán están expresados en pesos, por tanto, la compensación por el riesgo devaluatorio tiene que estar dentro de la tasa de costo de capital.

JULIANA REGGI
APODERADA

92. En Argentina, la presencia del riesgo devaluatorio es producto de la debilidad de su moneda. Este riesgo no está compensado en la prima por riesgo país, pues ésta está expresada en dólares y los flujos utilizados para determinar las tarifas de las Licenciatarias son en pesos. Los posibles ajustes de tarifas de acuerdo a la inflación argentina tampoco compensan el riesgo devaluatorio, ya que éste riesgo es distinto del que se ocasiona con la variación de los precios relativos. Por tanto, a la hora de estimar el costo de capital en Argentina, sería necesario tener en cuenta una prima por riesgo devaluatorio o, en su defecto, los flujos utilizados para determinar las tarifas deberían ser calculados en dólares.

7 La implementación del CAPM para la industria del gas natural

7.1 La tasa libre de riesgo

93. En el contexto del CAPM, la tasa "libre de riesgo" se refiere al rendimiento de una inversión libre de dos tipos de riesgos: riesgo de default y riesgo de reinversión. En el primer caso, libre de riesgo de default significa que existe seguridad respecto del repago. Este es el caso de un bono emitido por un gobierno sobre cuya capacidad o voluntad de repago no existen dudas, emitido en la moneda corriente de ese país (como ser, un bono en dólares emitido por el tesoro americano). En el segundo caso, el riesgo de reinversión indica que los plazos de los flujos estén "calzados"; esto es, que la *duration* del bono sea similar al plazo promedio de la inversión en el activo de riesgo.[18]

94. Si bien el concepto descrito en el párrafo precedente es relativamente sencillo, los analistas suelen tener algunas discusiones en el momento de seleccionar los valores de tasa libre de riesgo para la aplicación práctica del modelo. El modelo CAPM, como todo modelo teórico, tiene algunas limitaciones en su aplicación. Una de las principales cuestiones que afectan la aplicación del modelo en la prác-

[18] La *duration* se puede definir como el promedio de los vencimientos futuros de los flujos de fondos (de un bono o de un activo), ponderados por el valor actual de dicho flujo. La fórmula, una definición más comentada, y ejemplos de su aplicación se pueden encontrar en Gestión de Riesgo: Un Enfoque Estratégico, Lorenzo A. Preve, 2009, Editorial Temas.

JULIANA REGGI
APODERADA

tica es el hecho de que éste asume que los mercados financieros son perfectamente eficientes y están en equilibrio. Otra de las cuestiones importantes a considerar, es que considera un único periodo temporal.

95. El supuesto de eficiencia de mercado no es menor y, especialmente en estos momentos tan particulares, es conveniente comprenderlo adecuadamente para poder comprender sus efectos en el modelo. En un mercado eficiente la información es simétrica, o lo que es lo mismo, todos los inversores tienen la misma información; más aún, todos los inversores saben lo mismo que los managers de las empresas. Este es un supuesto que claramente se ha visto violado en los últimos meses; los inversores no saben el real valor de las carteras de préstamos e inversiones de los bancos, ni de las empresas y, más en general, nadie está seguro respecto del real riesgo que enfrenta con sus inversiones. El efecto de esta profunda asimetría de la información es que los inversores han decidido, masivamente, salir de sus carteras de inversión con riesgo, buscando tomar posiciones en títulos libres de riesgo. Dado que los bancos se convirtieron rápidamente en muy riesgosos (por la asimetría de información reinante), la única alternativa de inversión sin riesgo en dólares fue la de los bonos libres de riesgo. Esto ha producido, de manera simultánea, el aumento de precio (con la consiguiente disminución de los rendimientos) de los bonos libres de riesgo, y la caída en los precios de los activos de riesgo (mayormente acciones).

96. Los mercados eficientes asumen que para proyectos rentables siempre habrá disponibilidad de fondos. Este supuesto se ha tornado particularmente cuestionable en los momentos actuales. Más aún, durante esta crisis, muchos inversores se vieron forzados a liquidar sus posiciones para poder hacer frente a pagos de sus deudas con las que sostenían sus portafolios riesgosos. Esta necesidad de liquidez acentuó la caída de los precios de los activos de riesgo.

97. Uno de los típicos puntos de discusión a la hora de la elección de la tasa de libre de riesgo que debería considerarse en la determinación del costo de capital, se presenta en relación a la opción de tomar para la misma las tasas actuales (o

JULIANA REGGI
APODERADA

spot) versus la consideración de algún tipo de promedio histórico del rendimiento de los títulos libres de riesgo. En el CAPM, la tasa libre de riesgo representa el costo de oportunidad "de base" que enfrenta el inversor en el momento de tomar la decisión de inversión. Por tanto, y como principio general, el computo correcto de una medida de costo de oportunidad real implica adoptar la tasa *spot* del correspondiente bono al momento de realizar la inversión.

98. Para obtener el rendimiento de los bonos del tesoro de Estados Unidos hemos acudido a los rendimientos de los bonos cupón cero con vencimiento en diez años. El valor a fines de diciembre de 2015 era 2,38%[19]

7.2 La prima por riesgo de mercado

99. El modelo CAPM supone que los inversores diversifican eficientemente su cartera, y que cuando invierten en acciones lo hacen considerando el retorno esperado y el desvío estándar resultante, alocando su inversión en activos de riesgo en un portafolio diversificado también llamado portafolio de mercado.[20] Al calcular el rendimiento que los inversores esperan de esta inversión en una cartera diversificada es necesario estimar el premio (i.e. rendimiento por encima de la tasa libre de riesgo) requerido para compensar por el mayor riesgo que asumen por invertir en títulos con riesgo. Este concepto se suele denominar "Precio del Riesgo" debido a que representa el premio - por encima del retorno de un activo libre de riesgo - que los inversores han aceptado por mantener su portafolio diversificado de títulos con riesgo. La teoría financiera considera que el precio del riesgo es constante a lo largo del tiempo, y que debe estimarse utilizando datos históricos

---

[19] Cfr. Refet S. Gurkaynak, Brian Sack, and Jonathan H. Wright. *The U.S. Treasury Yield Curve: 1961 to the Present*. Finance and Economics Discussion Series, Divisions of Research & Statistics and Monetary Affairs, Federal Reserve Board, Washington, D.C. 2006-28

[20] Ese portafolio es el eficiente (i.e. situado en la frontera eficiente) que está situado en el punto de tangencia de la frontera eficiente y la recta con origen en la rentabilidad de la tasa libre de riesgo.

JULIANA REGGI
APODERADA

100. Si bien nos interesa el precio del riesgo futuro, es decir, la compensación requerida por asumir riesgo hoy en una inversión a futuro, ese valor no es observable por lo que se suele estimar utilizando información del pasado. Para ello se asume que en un mundo con mercados financieros - en promedio - en equilibrio, los inversores han estado satisfechos con el retorno que les ofrecieron por esa inversión; cuando no lo han estado vendieron el portafolio de títulos con riesgo que, al disminuir de precio aumentó su retorno para los inversores que lo compraron. De manera análoga, si los inversores han considerado que el retorno ofrecido por el portafolio de activos de riesgo era excesivo, hubieran comprado mayor cantidad de dicho portafolio, incrementando su valor y disminuyendo su retorno. Tomando una serie suficientemente larga, es posible obtener una adecuada medida del premio requerido como compensación por riesgo - el precio del riesgo. El cálculo del premio de mercado se basa en el retorno adicional correspondiente a un portafolio que ofrezca la máxima posibilidad de diversificación comparada contra el rendimiento obtenido por un instrumento libre de riesgo. Para esta medición empleamos datos del pasado, simplemente porque nos proporcionan la mejor estimación del premio de mercado hacia el futuro.

101. La estimación de la prima de mercado se estima entonces por el diferencial de rentabilidad histórica entre una cartera diversificada de acciones por sobre el rendimiento en bonos libres de riesgo. Para ello se suele tomar la serie de rendimientos representativa más larga de la que se dispone, que en la práctica es aquélla que se reporta en Valuation Handbook-Guide to Cost of Capital de Duff & Phelps[21]. Esa serie mide los rendimientos en los mercados de capitales america-

[21] Roger J. Grabowski, James P. Harrington, Carla Nunes, Duff & Phelps. 2016 Valuation Handbook: Guide to Cost of Capital. Wiley.
Anteriormente esta serie se publicaba en Ibbotson Risk Premia Over time Report, por Ibbotson & Associates.

JULIANA REGGI
APODERADA

nos desde 1926 hasta la actualidad, y es la serie citada y empleada con más frecuencia para estimar el premio de mercado (ver Fernandez 2009).[22] Es muy importante tomar una serie lo más larga posible para evitar tomar datos que se encuentren en un ciclo económico determinado (alcista o bajista), o que excluya posibles vaivenes ocurridos en la historia, cuya consideración no podemos descartar del conjunto de posibles escenarios futuros. Una serie larga de rendimientos incluye guerras mundiales y regionales, crisis financieras de gran importancia, crisis energéticas y monetarias, importantes cambios en el sistema monetario internacional y períodos de extraordinaria bonanza y crecimiento económico.[23]

102. Algunos analistas proponen tomar mediciones de premio de mercado con series temporales más cortas. No obstante, esa práctica resulta poco razonable a la luz de los argumentos anteriores, y no presenta ningún fundamento que le otorgue alguna legitimidad conceptual.[24]

103. Otra discusión que se suele generar recurrentemente debate la conveniencia de utilizar promedios geométricos o aritméticos de los rendimientos de mercado para la obtención de la prima de mercado. El cómputo de la media geométrica se obtiene con la siguiente ecuación:

$$(10)\quad R_{t0-T} = \left(\frac{P_T}{P_{t0}}\right)^{\frac{1}{n}} - 1$$

---

[22] Pablo Fernández (The Equity Premium in 100 Textbooks, IESE Business School, 2009) afirma que de los 59 libros de texto que proponen estimar la prima de mercado como un promedio histórico, la amplia mayoría (más específicamente, 40 de ellos) utiliza la estimación de Ibbotson & Associates.

[23] Si bien existen series más largas de premio del mercado (como la recopilada por Shiller), se desaconseja el uso de la fase inicial, porque se refiere a momentos de la historia en la que no se podría decir que existiese, realmente, un activo libre de riesgo contra el que comparar los retornos. Por ese motivo, la academia como a práctica profesional han excluido consistentemente dicho período.

[24] Ver Fernandez, Pablo, 2009, The Equity Premium in 100 Textbooks, IESE Business School, Ehrhardt, Michael C., 1994, "The search for value: measuring the company's cost of capital", Harvard Business School Press y Ibbotson, R.G., and R.A. Sinquefield, 1989, Stocks, Bonds, Bills and Inflation: Historical Returns (1926 - 1987), Charlottesville, VA, The Financial Analysts Research Foundation para una explicación más detallada al respecto.

JULIANA REGGI
APODERADA

donde R_{t0-T} representa el rendimiento promedio geométrico anual entre t0 (el momento del inicio de la inversión) y T (el momento actual), P_{t0} y P_T son los niveles del índice del portafolio del mercado en t0 y T, respectivamente, y n es el número de años transcurridos entre t0 y T. El cálculo de la media aritmética, por su lado, primero requiere obtener los rendimientos anuales de la siguiente manera:

$$(11)\quad R_t = \left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right) - 1$$

para luego computar el rendimiento total del período usando la expresión:

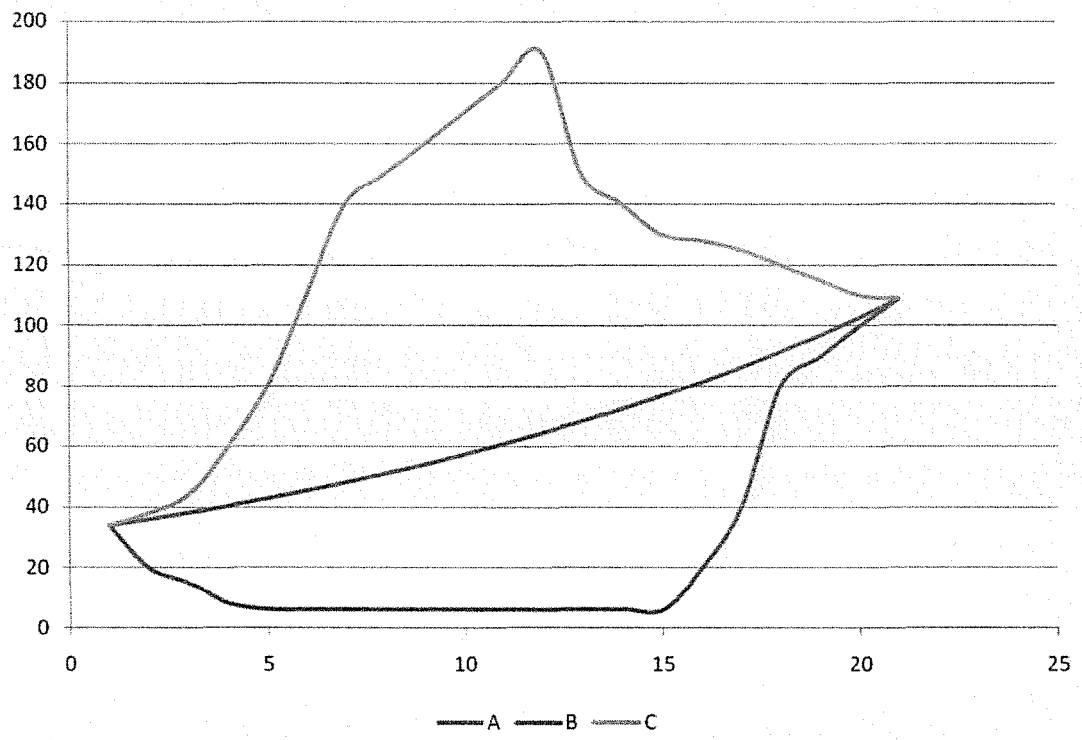
$$(12)\quad R_{t0-T} = \frac{\sum_{t=t0}^{T} R_t}{n}$$

donde R_t son los rendimientos obtenidos para cada año usando (11).

104. Como se puede apreciar en la formulación misma del cálculo, la media aritmética incorpora una cantidad sensiblemente mayor de información a la ecuación que la media geométrica. La media geométrica no considera lo ocurrido entre t0 y T, pues la única información que emplea es la del inicio y el final de la serie. La media geométrica es así un modelo con mucha menor riqueza analítica e informativa. La media aritmética permite un nivel de análisis muy superior porque además de tomar la información en las puntas de la serie, toma la información de rendimientos de cada uno de los años en el período bajo análisis. Desde un punto de vista estadístico, la media aritmética es la que estima correctamente valores esperados. La media geométrica, por el contrario, representa el retorno compuesto obtenido por un inversor que mantiene la inversión desde el inicio hasta el final del período, sin tomar decisiones en los momentos intermedios. El Gráfico 1 y la tabla que lo acompaña ilustra este planteo.

JULIANA REGGI
APODERADA

Gráfico 1: Evolución hipotetica del valor de tres portafolios



Años	Portafolio		
	A	B	C
1	34	34	34
2	36	20	38
3	38	15	44
4	40	8	60
5	43	6	80
6	45	6	110
7	48	6	140
8	51	6	150
9	54	6	160
10	57	6	170
11	61	6	180
12	65	6	190
13	68	6	150
14	73	6	140
15	77	6	130
16	81	20	128
17	86	40	125
18	92	80	120
19	97	90	115
20	103	100	110
21	109	109	109

JULIANA REGGI
ESCRIBANA

105. La tabla muestra los precios de los portafolios A, B y C que tienen el mismo rendimiento, según la media geométrica, del 6%: los tres portafolios tenían el mismo valor en el año 1 ($34), y llegan al mismo valor en el año 21 ($109,04). Sin embargo, el Gráfico 1 muestra que el comportamiento de las tres series es muy diferente durante el período. En el caso del portafolio A, la media aritmética y la geométrica coinciden, pero éstas no lo hacen en el caso de los portafolios B y C.[25] Este sencillo ejemplo se incluye a los efectos de mostrar las diferencias entre las series aritméticas y geométricas.

106. Una consideración adicional respecto del comportamiento de la serie de retornos puede ayudar a comprender mejor la razón de usar un promedio. La serie de los retornos del portafolio de riesgo tiene un comportamiento que usualmente decimos que no se puede predecir. Es decir, dado el retorno observado en una determinada fecha, no podemos predecir cuál será el siguiente retorno de la serie; por eso se suele decir que estos son procesos "sin memoria".[26]

107. Conforme la práctica regulatoria habitual, que sigue las recomendaciones académicas, hemos tomado la serie de rendimientos más larga disponible, que en la práctica es aquélla que mide los rendimientos en los mercados de capitales americanos desde 1926 hasta 2015.[27] Siguiendo también la práctica regulatoria habitual y las recomendaciones académicas, hemos calculado ese premio de mercado empleando la media aritmética, porque al considerar toda la información de rendimientos de cada uno de los años en el período bajo análisis y por su formulación estadística, ofrece una mejor estimación de valores esperados.

108. En síntesis, hemos estimado la prima de mercado empleando la media aritmética de la serie histórica que se remonta hasta 1926. Ese valor medio es 6,9%. En nuestra opinión, este valor ofrece una estimación razonable para la

---

[25] Ehrhardt (1994) presenta más argumentos que fundamentan esta posición.
[26] Este comportamiento de los retornos se suele denominar un "*random walk*".
[27] Los datos provienen de Duff and Phelps (2016). Valuation Handbook. Guide to Cost of Capital. Market Results Through 2015.

JULIANA REGGI
APODERADA

prima por riesgo de mercado. Hemos computado entonces el costo del capital de las distribuidoras empleando un valor de esa prima de 6,9%.

7.3 El parámetro beta

109. Los inversores aversos al riesgo que mantienen un portafolio de activos buscan maximizar sus rendimientos y minimizar el riesgo al que están expuestos. Cuando los inversores invierten en acciones de una empresa enfrentan dos tipos de riesgos. El riesgo específico a la empresa – a diferencia del riesgo del mercado – puede ser eliminado con la diversificación del portafolio porque los cambios en el precio de una empresa, o activo, pueden ser compensados por movimientos opuestos en otros. Sin embargo, todos los activos mantienen algún grado de riesgo que no puede ser reducido por la diversificación. Este tipo de riesgo responde a factores económicos generales que afectan simultáneamente a todos los activos y/o empresas, aunque en magnitudes distintas. Por ejemplo, la mayoría de las empresas tienden a estar afectadas cuando la economía entra en una recesión, aunque sus efectos sobre los beneficios varían entre firmas e industrias. Como este riesgo sistemático no puede ser reducido por la diversificación, los inversores demandan un mayor rendimiento cuando el riesgo de mercado es mayor, lo cual aumenta el costo del capital.

110. La medida más común de riesgo sistemático o no diversificable asociada con una inversión en activos es el beta del rendimiento de esos activos, un parámetro que mide como varían esos rendimientos con respecto a los del mercado. Ese parámetro se define como:

$$(13)\quad \beta_{Ei} = \frac{covarianza(r_i, r_m)}{varianza(r_m)}$$

donde β_{Ei} es el valor del parámetro beta para el activo i, r_i es el rendimiento de ese activo y r_m el del mercado.

111. El cómputo del parámetro beta, o el riesgo asociado a una determinada inversión, habitualmente se realiza a través de inferencias estadísticas a partir de datos históricos. Idealmente, el riesgo de una determinada inversión se computa

JULIANA REGGI
APODERADA

empleando su serie histórica de rendimientos. Sin embargo, esto no resulta posible en muchas ocasiones, y en otras tampoco conveniente. Por ejemplo, las empresas de capital privado no cuentan con una serie histórica de precios de sus acciones, por lo que la dispersión de sus rendimientos no puede ser contrastada con las oscilaciones en el rendimiento del mercado. En esos casos se supone que el riesgo de negocio dentro de una determinada industria presenta patrones estables y la beta se computa empleando datos de la industria o de un subconjunto de empresas comparables.

112. Algunas empresas de distribución de gas natural en Argentina son de capital privado, por lo que el cómputo de sus parámetros beta enfrenta la dificultad, mencionada anteriormente, de que no es posible obtener series de rendimiento de sus acciones. Otra dificultad probablemente mayor es que el mercado de capitales argentino no puede ser considerado como representativo de un portafolio de mercado diversificado que supone y exige el uso del modelo CAPM. Es decir, no sería posible contar con un índice local de activos contra el cual sea posible medir el nivel de riesgo sistemático.

113. La escasa representatividad que los datos disponibles para Argentina ofrecen para realizar estimaciones de parámetros beta ha conducido a que, como en otros países con escaso desarrollo en su mercado de capitales, las estimaciones se apoyen en datos de empresas comparables de mercados desarrollados, como el de Estados Unidos. Esta práctica es muy difundida en el ámbito regulatorio aplicado y supone que la sensibilidad del sector al ciclo económico es similar entre los países. Las estimaciones del parámetro beta del negocio que se obtienen con datos de compañías comparables deben luego ajustarse para reflejar el impacto del endeudamiento financiero y sistema regulatorio de la compañía objetivo, en caso de que estos difieran de los de las empresas comparables empleadas en las estimaciones.

JULIANA REGGI
APODERADA

7.3.1 El impacto del endeudamiento en el parámetro beta

114. Las estimaciones del parámetro beta como medida del riesgo sistemático del negocio de distribución de gas natural - comúnmente referido como la beta de los activos - deben ser ajustadas por el nivel de endeudamiento de las compañías. Si como en el caso del apalancamiento operativo, se consideran los servicios de la deuda como un costo fijo, una mayor deuda (que implica una mayor carga de intereses) conduce hacia una mayor volatilidad del flujo de fondos destinado a los accionistas. Es necesario corregir el parámetro beta por el impacto de la estructura de capital de la firma, haciendo uso del análisis de Modigliani y Miller (1958)[28]; dicha formulación tiene varias versiones, según los supuestos que se consideren en cada caso. Dado que estaremos utilizando como base de nuestro cálculo las betas de empresas americanas con sustancialmente mayores niveles de endeudamiento y que, luego de obtener la beta del negocio que nos ocupa - sin impacto financiero o unlevered-, computaremos la beta de las Licenciatarias, de niveles de endeudamiento sustancialmente inferior, resulta imprescindible trabajar con la fórmula correcta, sin asumir una deuda de riesgo cero (como sucede en la fórmula simplificada de uso habitual). Es decir, utilizaremos la formulación que se deriva de Modigliani y Miller (1958) que resulta como sigue:

$$(14)\quad \beta_L = \beta_u * \left(1 + \frac{D}{E} * (1 - t)\right) - \beta_d * \left(\frac{D}{E} * (1 - t)\right)$$

donde β_L es la beta apalancada, que incluye la ampliación del riesgo sistemático que genera el endeudamiento financiero, β_u es la beta sin apalancamiento financiero (o la beta de los activos), que refleja el riesgo del negocio sin tomar en cuenta la estructura de financiamiento, β_d es la beta de la deuda, que refleja el riesgo del acreedor, $\frac{D}{E}$ representa la razón deuda-capital actual - a valores de mercado - u objetivo, y t representa la tasa marginal impositiva.

[28] Modigliani, Franco and Merton H. Miller, 1958, "The cost of capital, corporation finance and the theory of investment" *American Economic Review*

JULIANA REGGI
APODERADA

115. La beta de la deuda se puede aproximar despejando el término correspondiente de la ecuación de costo de capital según el modelo que estamos utilizando (esto es, el CAPM), aplicado a la deuda.

(15) $$\beta_d = \frac{K_d - R_f - RP}{ERP}$$

Donde *RP* representa el riesgo país y *ERP* la prima del mercado de capitales, ya definidos.

116. La estructura de capital a considerar para ajustar el parámetro beta por endeudamiento no es trivial. Algunos proponen considerar en ese cómputo la estructura de capital *actual* de la empresa, un enfoque que sería razonable en casos donde no existan motivos que permitan suponer un cambio próximo en la estructura de endeudamiento de la firma. Otros, en cambio, sugieren emplear datos de la estructura de capital promedio de la industria o, incluso, una estructura *objetivo*. Esta postura es la que ha prevalecido en la práctica regulatoria de los últimos años.

7.3.2 El sistema de regulación y el parámetro beta

117. La estructura regulatoria establecida para las distribuidoras de gas natural en el marco Regulatorio del Gas Natural (Ley 24.076 y su reglamentación, el Decreto 2.255/92 y otras reglamentaciones) indicaba que los precios que los usuarios enfrentaban debían seguir una trayectoria preestablecida (según los cambios estacionales en los precios del gas en boca de pozo y el Producer Price Index de Estados Unidos) que únicamente se modificaría cada cinco años en ocasión de revisiones periódicas. El marco regulatorio establecía que las ganancias por mejoras en la eficiencia de las compañías que pudieran surgir entre revisiones periódicas serían retenidas para beneficio de los accionistas en el corto plazo y eliminadas en la siguiente revisión a través del factor de eficiencia x. El objetivo de ese tipo de esquemas regulatorios es intentar replicar el proceso de recompensas que resultaría en un mercado competitivo. Los usuarios también se beneficiaban en ese esquema porque no enfrentaban cambios inesperados en los precios, ya que el proceso regulatorio tenía el efecto de protegerlos de los riesgos de corto

JULIANA REGGI
APODERADA

plazo. En los últimos 15 años, ese esquema regulatorio no fue cumplido por el regulador.

118. En un régimen regulatorio de precios tope como el que está previsto en el marco Regulatorio del Gas Natural, los accionistas soportan una mayor proporción del riesgo de corto y mediano plazo del negocio que los usuarios. Esto es acertado, pues los accionistas están en posición de decidir en qué medida están dispuestos a diversificar ese riesgo, mientras que los usuarios no poseen esa flexibilidad. Por el contrario, en un régimen regulatorio de tasa de rendimiento, la mayor parte de los riesgos enfrentados por los accionistas son transferidos a los usuarios, pues los precios fluctúan con mayor frecuencia a fin de alcanzar el objetivo de rendimiento de corto plazo. En un esquema regulatorio de tasa de rendimiento, los accionistas soportan los efectos de aumentos no anticipados en los costos por un período de tiempo muy breve, hasta que el regulador traslada esos mayores costos a los usuarios. De manera similar, los beneficios que surgen por incrementos de eficiencia también son trasladados a los usuarios en forma inmediata, por lo que los incentivos para mejorar la eficiencia de la compañía y/o la industria son muy reducidos. Es decir, el esquema previsto en el marco regulatorio era más conveniente para los usuarios. Sin embargo, en los últimos 15 años, ese esquema regulatorio no fue cumplido por el regulador.

119. Existe en general un intercambio entre los incentivos para mejorar la eficiencia y el grado de riesgo al que se expone la empresa regulada. El diseño de un sistema regulatorio tiene un impacto significativo sobre el nivel de riesgo sistemático soportado por una compañía. El impacto de regímenes regulatorios alternativos puede ilustrarse empleando una expresión como la siguiente:

$$(16)\quad \pi = PQ - C_X(Q) - C_N(Q)$$

donde π representa los beneficios, P los precios unitarios, Q las cantidades vendidas (por lo que PQ son los ingresos), C_X son costos exógenos no controlables por la empresa y C_N los endógenos, controlables por la compañía; para simplificar, la expresión supone que ambos costos son variables porque dependen de las

JULIANA REGGI
APODERADA

cantidades vendidas. La Tabla 7 usa esa expresión para resumir cómo distintos sistemas regulatorios determinan los beneficios de las compañías.

Tabla 7

Precios y Beneficios bajo Distintos Sistemas Regulatorios

Sistema regulatorio	Cubierto por regulación	No cubierto por regulación
Rate freeze	P	Q, CX, CN
Precios tope	P	Q, CX, CN
Ingresos tope	PQ	CX, CN
Precios tope con traslado de costos	P, CX	Q, CN
Rate case moratorium	P, CX	Q, CN
Earning sharing	PQ, CX,CN	-
Tasa de rendimiento y earning sharing	PQ, CX,CN	-

120. El sistema de regulación de precios tope (o price cap) establece precios por un periodo largo de tiempo (generalmente cinco años) en niveles que permitan a las compañías obtener una tasa de rendimiento razonable, pero con la oportunidad de obtener mayores beneficios si la eficiencia en la operación es mejorada, o con la amenaza de obtener perdidas si no lo hace. El establecimiento de precios razonables por un periodo prolongado de tiempo requiere proyecciones precisas de costos, para que los mayores beneficios se originen en los esfuerzos de las empresas por reducir los costos razonables que se proyectaron. **Este atractivo del sistema de precios tope expone a las empresas a un mayor riesgo porque la falta de un ajuste automático en los precios implica que la compañía se enfrente a cambios en los costos que controla pero también de los que no puede controlar.** Estos riesgos se reflejan así en el costo del capital, porque los inversores desearan un mayor rendimiento por el riesgo adicional que soportan.

121. Sin embargo, la mayoría de los esquemas de precios tope permiten trasladar algunos costos porque el componente exógeno de esos costos aumenta la exposición al riesgo de las compañías sin posibilidad de modificar los incentivos. Esos mecanismos permiten trasladar cambios en los costos exógenos a los usuarios sin recurrir a una revisión periódica de tarifas (esto se hace mediante un índice de inflación). Esto reduce el riesgo que enfrentan los accionistas, reduce el

JULIANA REGGI
APODERADA

costo de capital y mantiene los incentivos para actuar sobre los costos endógenos de la operación.

122. En el extremo opuesto, un sistema de regulación de tasa de rendimiento garantiza a las empresas un rendimiento sobre el capital invertido y sus precios se ajustan de manera que ese rendimiento sea obtenido. **Esto implica que las compañías enfrentan riesgos muy bajos, pues cambios imprevistos en los costos son trasladados rápidamente a los usuarios.** Esta disminución en el riesgo implica que la tasa del costo del capital sea baja, aunque la compañía aún enfrenta el riesgo de que el regulador efectivamente autorice los cambios en los precios originados en mayores costos. Este sistema también podría promover la sobre-capitalización de las empresas, pues los beneficios están directamente relacionados con la base de capital.

123. En síntesis, los regímenes regulatorios pueden afectar el costo de capital en varias formas, pero probablemente la más importante sea la forma en que los incentivos provistos en la determinación de precios afectan los beneficios de las compañías. En un extremo están los sistemas de precios tope, que imponen altos incentivos, mientras que en el otro se encuentra el de tasa de rendimiento, que impone bajos incentivos. **Así, suponiendo que todo lo demás permanece constante, una compañía regulada por el sistema de precios tope debería esperar una tasa de rendimiento mayor a la de una compañía regulada por el sistema de tasa de rendimiento, donde el riesgo es menor.**

7.3.3 Evidencias académicas

124. El trabajo de Alexander et al. (1996) ha sido el primero y tal vez el más influyente al momento de determinar las primas por riesgo regulatorio cuando las empresas son reguladas mediante price cap. Ese trabajo emplea datos entre 1990 y 1994 para estimar parámetros beta promedio para distintos sectores y países, que luego agrupa según el sistema de regulación. Los resultados, que se reproducen en la Tabla 8 muestran que los regímenes con altos incentivos están relacionados con un mayor riesgo sistemático, y por lo tanto con un parámetro

JULIANA REGGI
APODERADA

beta más grande, mientras que los regímenes con bajos incentivos están relacionados con un menor riesgo sistemático, y por lo tanto con un parámetro beta menor. Los datos además muestran que, en el caso del gas natural, el parámetro beta de las empresas reguladas con un sistema de precios tope, como lo estaba la industria del gas natural en Argentina hasta 2001, era en promedio 0,64 mayor al de las empresas reguladas por un sistema con bajos incentivos, como el de la tasa de rendimiento.

Tabla 8. Betas de los activos para distintos sistemas de regulación

Incentivos del Sistema Regulatorio	Electricidad	Gas	Energía	Agua	Telecom	Promedio
Altos	0,57	0,84	-	0,67	0,77	0,71
Intermedios	0,41	0,57	0,64	0,46	0,7	0,6
Bajos	0,35	0,20	0,25	0,29	0,47	0,32
Δ (Altos - Bajos)	**0,22**	**0,64**		**0,38**	**0,30**	**0,39**

Fuente: Alexander et al. (1996). Regulatory Structure and Risk: An International Comparison. World Bank

125. En un trabajo relacionado, Grout y Zalewska (2006) estudian el efecto del anuncio del gobierno sobre un posible abandono de la regulación price cap en empresas reguladas de Inglaterra. Los resultados de ese trabajo indican que el valor de la beta apalancada de las empresas se reduce en relación a las betas apalancadas de un portafolio comparable de empresas cuando el gobierno considera imponer mecanismos "earnings share" en firmas ya reguladas con price cap. O sea, estos resultados indican que las betas de las empresas son sensibles al riesgo inherente del sistema de regulación, y que para las empresas el sistema price cap conlleva más riesgos que los otros mecanismos regulatorios.[29]

[29] Grout, P. A., & Zalewska, A. (2006). The impact of regulation on market risk. *Journal of Financial Economics, 80*(1), 149-184.

JULIANA REGGI
APODERADA

126. Gaggero (2007; 2010) replica los resultados de Alexander et al. (1996) pero con datos más recientes y durante un periodo de tiempo mayor.[30] El primer trabajo emplea datos de Australia, Canadá, Irlanda, Nueva Zelanda, Inglaterra y Estados Unidos entre 1995 y 2004. Con esos datos el autor encuentra que las betas de los activos de empresas reguladas con price cap son en promedio 0,14 mayores que las betas de los activos de las empresas reguladas por tasa de rendimiento. El segundo trabajo enriquece el tamaño de la muestra para el mismo periodo al incluir muchos más países y por lo tanto duplica la cantidad de observaciones. Los resultados son similares a los del primer trabajo y sugieren que las diferencias en riesgo regulatorio parecen haber disminuido.

127. No obstante, los resultados de los dos trabajos de Gaggero deben considerarse con cuidado porque – entre otras cosas - omiten considerar la variabilidad de los parámetros beta durante un periodo tan largo de tiempo, casi 10 años. Existe una amplia evidencia en la literatura que demuestra que las betas no son estables en el tiempo. En particular, muchos estudios indican que las betas de portafolios son más estables que las betas de activos individuales. Blume (1971, 1975) fue pionero en el análisis de la estabilidad de las betas y precisamente muestra que la inestabilidad en las betas puede ser aliviada con la formación de carteras.[31] Estudios posteriores confirman que las variaciones en beta resultan de su comportamiento estocástico.

128. Más recientemente, Buckland et al. (2015) encuentran que los parámetros beta reflejan un comportamiento estacional, y que las betas estimadas para empresas de Estados Unidos son sistemáticamente menores que las de empresas inglesas (de agua y saneamiento) reguladas con price cap. En particular, las estimaciones indican que las betas de empresas reguladas con price cap son 0.187

[30] Gaggero, A. A. (2007). Regulatory risk in the utilities industry: An empirical study of the English-speaking countries. Utilities Policy, 15(3), 191-205; Gaggero, A. A. (2012). Regulation and Risk: A Cross- Country Survey of Regulated Companies. Bulletin of Economic Research, 64(2), 226-238.
[31] Ver Blume, M. E. (1971). On the assessment of risk. *The Journal of Finance, 26*(1), 1-10 y Blume, M. E. (1975). Betas and their regression tendencies. *The Journal of Finance, 30*(3), 785-795.

JULIANA REGGI
APODERADA

mayores a las reguladas con tasa de retorno en Estados Unidos. Además, sus resultados indican que mientras más seguido se revisen las tarifas, es decir mas breve sea el ciclo regulatorio, menor es el valor de las betas de los activos.[32]

129. Los estudios de Gaggero tampoco consideran que las estimaciones de las betas en Estados Unidos pueden están influenciadas por su regulación de retornos y de no precios, y por la tipicidad de sus ciclos regulatorios cortos, que Gaggero omite considerar. Por el contrario, las estimaciones de beta para los sistemas price-cap pueden estar afectados por la madurez del mercado, su posible transición hacia mercados competitivos y por la mayor duración de los ciclos regulatorios.

130. En síntesis, las evidencias empíricas en la literatura académica relacionadas al riesgo regulatorio son muy limitadas. En líneas generales, los trabajos no ponen en duda la existencia de una prima por riesgo regulatorio cuando las empresas son reguladas por sistemas price cap. No existe, en cambio, una opinión uniforme sobre **cuál es el valor de esa prima**. En general, las diferencias en la magnitud de esas primas parecen deberse a la dificultad que tienen los trabajos para considerar i) la maduración del sistema (de reciente implementación o con suficientes precedentes); ii) la duración del ciclo regulatorio (corto o largo); iii) el nivel de competencia vigente en el mercado y iv) la independencia del regulador. Lamentablemente, los pocos trabajos disponibles reconocen que estos factores afectan la medición del parámetro beta, pero pocos disponen de los datos necesarios para intentar cuantificar su impacto en la magnitud de la prima por riesgo regulatorio.

[32] Buckland, R., Williams, J., & Beecher, J. (2015). Risk and regulation in water utilities: a cross-country comparison of evidence from the CAPM. *Journal of Regulatory Economics*, *47*(2), 117-145.

JULIANA REGGI
APODERADA

7.3.4 El riesgo regulatorio del sistema tarifario en la práctica

131. El riesgo regulatorio del sistema tarifario surge de la dificultad que enfrentan los entes reguladores por comprometerse anticipadamente a mantener el régimen regulatorio intacto entre una y otra negociación de tarifas. Existen varias razones por las cuales los inversores pueden percibir que ese riesgo regulatorio es significativo. **La experiencia argentina durante los últimos 15 años es con seguridad el mejor ejemplo disponible en el mundo para ilustrar que ese riesgo regulatorio no es para despreciable.**

132. En industrias reguladas por un sistema de precios tope, por ejemplo, es posible que los reguladores intenten renegociar las tarifas en casos donde los cambios en los parámetros exógenos tuvieren un marcado efecto positivo para la compañía. Un ejemplo de esto es lo ocurrido con la Licenciatarias de gas con el ajuste por PPI de 1999. El temor del mercado por cambios regulatorios se incrementa cuando en casos como estos los reguladores no pueden comprometerse a no reabrir las negociaciones. Un ejemplo de esto es lo ocurrido con la Licenciatarias de gas desde enero 2002 hasta el presente. Estas acciones sobre las empresas reguladas pueden generar la necesidad de una prima por riesgo regulatorio, que la experiencia para Argentina señala que no es menor.

133. Otra fuente importante de riesgo regulatorio es la probabilidad de que un ajuste periódico y predeterminado de tarifas incorpore en su aplicación aspectos diferentes a los cambios específicos establecidos en los marcos regulatorios. A pesar de la buena voluntad de las partes, no siempre es sencillo lidiar con una nueva situación de manera que se mantenga inalterada la estructura subyacente. En la medida en que el mercado crea que las autoridades regulatorias pueden estar inclinadas a tomar medidas que reduzcan la tasa de rendimiento cuando esos rendimientos son mayores a lo esperado (y haya amplia evidencia para sugerir que este es el caso), entonces es de esperar que exista una elevada prima por incertidumbre regulatoria. La experiencia de las Licenciatarias de gas a partir de 2002 es un claro ejemplo de esta situación.

JULIANA REGGI
APODERADA

134. La percepción sobre los procesos de revisiones tarifarias periódicas y no establecidas también es muy importante. En sistemas de precios tope, esa percepción no será importante si en el momento de renegociar los factores de eficiencia se permite que algunos de los rendimientos anormales de un período se trasladen al período siguiente y los rendimientos anormalmente elevados tienen la misma probabilidad de ocurrencia que los anormalmente bajos. Sin embargo, la experiencia para el régimen regulatorio sugiere que es más probable que los rendimientos anormalmente elevados sean vistos como una falla de la política regulatoria más que los anormalmente bajos. Las fallas percibidas en la política regulatoria probablemente serán seguidas por cambios que reduzcan los rendimientos. Esto, de nuevo, lleva a asimetrías en los rendimientos y a una prima por riesgo regulatorio.

135. En resumen, una característica central del desempeño económico de las empresas y la regulación price-cap es la revisión periódica de las tarifas, lo que explícitamente introduce la noción del que el riesgo y la regulación manifiestan cierto grado de endogeneidad. Como es claro de los párrafos anteriores, el ejercicio de la practica regulatoria durante los últimos 17 años en Argentina ha transformado a la distribución de gas natural en una industria regulatoriamente muy riesgosa para sus accionistas. En nuestro entender, no existirían evidencias sobre renegociaciones contractuales en las industrias de servicios públicos e infraestructura tan extensas como las experimentadas en Argentina en los últimos años.[33]

7.3.5 *Una estimación del riesgo regulatorio para la distribución de gas natural en Argentina*

136. Las estimaciones del parámetro beta del negocio que se obtienen con datos de compañías comparables para otros mercados - como hemos hecho en este caso, deben luego ajustarse para reflejar el impacto del sistema regulatorio de la

[33] Guasch, J. L. (2004). *Granting and renegotiating infrastructure concessions: doing it right*. The World Bank.

JULIANA REGGI
APODERADA

compañía objetivo, en caso de que estos difieran de los de las empresas comparables empleadas en las estimaciones. En nuestro caso, las betas de los activos que hemos presentado más arriba excluyen ajustes por riesgo regulatorio.

137. El parámetro beta propuesto más arriba debería entonces ser corregido por la diferencia de riesgo regulatorio que enfrentan las empresas en uno y otro país (Estados Unidos y Argentina). Las estimaciones que se presentan más arriba corresponden a sistemas regulatorios distintos al de Argentina (nótese que las estimaciones de Visintini (1998) realizadas para ENARGAS en ocasión de la primera revisión tarifaria son ajustadas por riesgo regulatorio). Como se detalló en la Tabla 8 algunos estudios muestran que, en el caso de la industria del gas natural, el parámetro beta de las empresas de gas reguladas con un sistema de precios tope, como lo estaba la industria de gas natural en Argentina, es en promedio 0,64 mayor al de las empresas reguladas por un sistema con bajos incentivos, como el de la tasa de rendimiento. Como la experiencia de los últimos años hace evidente, el sistema *price cap* empleado para la industria del gas natural es de altos incentivos, una observación que surge de la experiencia regulatoria reciente. Aunque esa estimación refiere a estimaciones con ya algunos años, ofrecen uno noción de referencia sobre el riesgo regulatorio cuando la experiencia reciente de interacción con el regulador es muy breve.

138. La experiencia comparada ofrece también algunas nociones de referencia para intentar cuantificar la magnitud del riesgo regulatorio para la distribución de gas natural en Argentina. La Comisión Reguladora de Energía de Colombia (CREG), que regula la distribución de gas en ese país con un esquema similar al originalmente previsto para Argentina, computa la beta activos de manera similar a como lo hacemos aquí y considera una prima por riesgo regulatorio en la distribución de gas natural por redes de 0,335. El valor de ese parámetro es computado en base a un modelo que predice cuan sensible es el flujo de fondos de la empresa frente a una serie de eventos exógenos - cambios en los precios de insumos o desastres naturales, por ejemplo - no contemplados en el cálculo tari-

JULIANA REGGI
APODERADA

fario (y no capturados por completo en el CPI). Con una lógica similar, el regulador de la industria en Nueva Zelanda incorpora una prima por riesgo regulatorio de 0,20.

139. En nuestra opinión, el riesgo regulatorio de la distribución de gas natural en Argentina es sensiblemente superior al de Colombia y Nueva Zelanda, y muy parecido al identificado por Alexander et al. (1994) en ocasión de las primeras revisiones tarifarias de price cap - pues en términos prácticos, esta sería la segunda revisión que enfrentarían las Licenciatarias en Argentina, por lo que la interacción con el regulador ha sido escasa (y por demás débil). Por esos motivos, nuestra postura en relación al riesgo regulatorio consiste en adicionar al parámetro beta activos que computamos más arriba una prima de 0,488, un valor (extremadamente conservador) que surge de promediar la prima por riesgo regulatorio para la industria del gas de la Tabla 8 y la prima identificada por el regulador en Colombia (0,488 = (0,640 + 0,335) / 2). Hemos promediado la prima por riesgo regulatorio de la industria de gas con la experiencia de Colombia - que estimamos más próxima a Argentina - adoptando un criterio conservador, que reduce la prima. En nuestra opinión, la estimación que proponemos es conservadora, y representaría un piso. Por ese motivo, estimamos razonable y prudente promediar esos resultados y proponer así un piso para la prima por riesgo regulatorio de 0,488.

7.3.6 Una estimación del parámetro beta para la industria del gas natural

140. Para este trabajo, no hemos podido computar estadísticamente el parámetro beta de la industria empleado series de rendimientos para empresas de distribución de gas natural en Argentina. Por ese motivo, las estimaciones que presentamos más adelante se apoyan en datos de empresas comparables de otros mercados. Esta práctica es muy difundida en el ámbito regulatorio aplicado y supone que la sensibilidad del sector al ciclo económico es similar entre los países. Las estimaciones del parámetro beta del negocio que se obtienen con datos

JULIANA REGGI
APODERADA

de compañías comparables deben luego ajustarse para reflejar el impacto del endeudamiento financiero y sistema regulatorio de la compañía objetivo, en caso de que estos difieran de los de las empresas comparables empleadas en las estimaciones.

141. Dada la dificultad para encontrar medidas comparables ajustadas, hemos realizado una amplia búsqueda de valores de referencia posible. A continuación, citamos las principales fuentes disponibles, su información, y nuestra visión respecto de la selección del parámetro de referencia.

142. Importantes resoluciones regulatorias del pasado reciente han sido recogidas en distintos trabajos. Un trabajo presentado por EY (2013)[34] ilustra los valores de referencia tomados para la beta de los activos (beta unlevered, es decir sin afectar por los niveles de apalancamiento) en distintos países de Europa. En algunos casos la referencia corresponde a actividades tanto de transporte como de distribución de gas mientras que en otros se presenta información específica para el negocio de distribución. La beta de los activos promedio para el conjunto de países presentado es de 0,37.

143. Un trabajo aún más reciente presenta información sobre beta de los activos provistas en determinaciones recientes en el sector energía, con datos específicos sobre distribución de gas.[35] El dato promedio para el conjunto de los 14 países arroja una beta de los activos promedio de 0,40, cubriendo información para el periodo 2008-2015.

144. Dado que la información del resto de los parámetros, en especial la prima del mercado, es tomada en el presente trabajo del mercado americano, no vemos óptimo basar la información en los datos recientemente citados porque no resultan comparables. Un testimonio reciente,[36] propuesto como base de recomendación para el cómputo del costo de capital de una empresa de distribución de gas

[34] Mapping power and utilities regulation in Europe, 2013.
[35] First-State Investments comments on Dr. Lallys review of WACC issues, Marzo 2016.
[36] Paul R. Moul (2013). For approval of increased base tariff rates and charges for gas service and other tariff revisions, State of New Jersey, Board of Public Utilities.

JULIANA REGGI
APODERADA

en New Jersey, analiza las betas de 9 empresas distribuidoras de gas en Estados Unidos. Según la información presentada, la beta promedio del equity para este grupo de empresas es de 0,68, medida que al desapalancar arroja una beta para los activos equivalente a 0,50.

145. Si bien la información del punto anterior resulta un avance en la aproximación, es importante tomar en cuenta el periodo de estimación. La información de referencia ha sido computada por Value Line con información de 5 años, para el periodo de 2008-2012 inclusive. Dicho periodo tiene las particularidades que todos recordamos, con lo cual puede considerarse cuestionable para un uso actual. Por este motivo, tomamos este mismo grupo de empresas relevantes identificadas por Moul (2013), pero actualizamos la información sobre la base de los retornos semanales de los últimos 5 años.

146. La información de la Tabla 9 contiene entonces la beta del equity estimada utilizando los retornos semanales de los últimos 5 años, los datos de deuda tomados de los balances de las empresas reportados en yahoo finance (y constatados en fuentes análogas), y los datos de equity, según capitalización bursátil (valor de mercado). Con esta información, y utilizando la fórmula para apalancar y desapalancar betas anteriormente presentada (Ecuación (14)) y la fórmula para estimar la beta de la deuda (Ecuación (15)), se obtiene una beta activos promedio para el grupo de estas distribuidoras de gas equivalente a 0,561. La beta de la deuda para desapalancar betas americanas se estimó partiendo del costo de la deuda presentado en el trabajo de Moul (2013) -consistentes con cálculos aproximados sobre la base de información disponible- y los valores de tasa libre de riesgo y prima del equity utilizados en el resto del presente informe. El riesgo país, en el caso americano, es tomado como equivalente a cero.

JULIANA REGGI
APODERADA

Tabla 9. Parámetros Betas para el Sector de Distribución de Gas Natural

Nombre de la Empresa	$Beta_E$	D/E	$Beta_A$
AGL Resources, Inc		0,61	
Atmos Energy Corp.	0,565	0,38	0,536
Laclede Group	0,490	0,86	0,463
New Jersey Resources Corp	0,644	0,33	0,604
Northwest Natural Gas Co.	0,541	0,54	0,509
Piedmont Natural Gas Co	0,683	0,39	0,629
South Jersey industries, Inc	0,664	0,65	0,590
Southwest Gas Corporation	0,641	0,47	0,588
WGL Holdings, Inc.	0,611	0,42	0,569
Promedio	**0,605**		**0,561**

Fuente: Elaboración propia en base a información de retorno de acciones, deuda y capitalización bursátil de Yahoo Finance y supuestos respecto a la tasa impositiva y la beta de la deuda de empresas americanas, siguiendo el trabajo de Moul (2013). [37]

147. Para poder llegar al cómputo de la beta del equity será necesario incorporar el riesgo regulatorio que se considere adecuado, y luego apalancar la beta sobre la base de la estructura de deuda prevista. Dado que las Licenciatarias tienen niveles muy bajos de deuda, en el cuadro de estimación, aproximamos una convergencia hacia niveles de deuda razonable durante el horizonte de los próximos años. Es por esto que no presentamos aquí, un único valor de beta apalancada.

148. Más allá de su lógica interna, el número presentado guarda consistencia con la información de regulaciones del pasado reciente en el mercado americano. Mirando la beta apalancada del índice de empresas distribuidoras de gas americanas (DJ Gas Distribution Index) estimada por Bloomberg, equivalente a 0,623, parecería incluso conservadora (las empresas americanas tienen mayores niveles de apalancamiento, pero aun considerando dichos estándares, el índice arrojaría una beta de los activos mayor a la propuesta).

149. Esta calibración es importante, pues parece destacar el consenso entre la industria y los reguladores. En nuestra opinión, la beta de los activos más adecuada a emplear en las estimaciones del costo de capital es 0,561.

[37] AGL no fue incluida en la estimación debido a que al haber sido adquirida (luego de un cambio de ticker symbol) por SO US, el 1 de julio de 2016.

JULIANA REGGI
APODERADA

150. Cabría pensar que esta estimación del parámetro beta de los activos para las distribuidoras de gas en Argentina sea conservadora, pues no considera que el tamaño de las empresas que se han empleado para estimar las betas es, en la mayoría de los casos, sensiblemente mayor a las distribuidoras en Argentina. Algunos trabajos de la literatura de las finanzas muestran que, en promedio, las compañías de menor tamaño registran rendimientos mayores a las de mayor tamaño, luego de ajustar por riesgo sistemático (o beta).[38] Estos resultados han llevado a que algunos analistas adicionen es sus estimaciones de costo de capital una prima por tamaño, que en general se estima entre 1% y 4%. Nosotros no hemos realizado ese ajuste en esas estimaciones, aunque algunos analistas profesionales sugieren hacerlo.

Tabla 10. Estimaciones del parámetro beta para la industria del gas natural

Componente del Cómputo	
β_u	0,561
Riesgo Regulatorio	0,488
β_u Corregida	1,049
β_d	0,383
D / (D+E) - en %	20
Tasa Impuesto - en %	35
β_L	1,157

151. En síntesis, nuestras estimaciones indican que el valor del parámetro beta de los activos para la distribución de gas natural en Argentina podría establecerse en 0,561, al que le adicionamos una prima de riesgo por sistema regulatorio de 0,488 que estimamos conservadora. También sugerimos ajustar esos valores por endeudamiento financiero empleando una relación entre la deuda y el capital de los accionistas que establecimos en un rango entre el 0% y el 20%. Así, el valor del parámetro beta corregido que proponemos para realizar las estimaciones del

[38] Ver por ejemplo Fama, Eugene y French, Kenneth, 1992, The cross section of expected stock returns. Journal of Finance, Vol. 47, pp. 427-65 y Barry, Christofer y Brown, Stephen, 1984, Differential Information and the small firm effect. Journal of Financial Economics, Vol. 13, pp. 283-94.

JULIANA REGGI
APODERADA

costo del capital está entre 1,049 para 0% de apalancamiento y 1,157 para 20% de endeudamiento.

7.4 La prima por riesgo país

152. La aplicación del modelo CAPM en mercados emergentes no es sencilla debido a la dificultad en adaptar la información necesaria a un mercado distinto al de Estados Unidos. Como discutimos con anterioridad, uno de los problemas más importantes consiste en calcular el coeficiente beta, lo que finalmente conduce a suponer que el riesgo del negocio en el país objetivo es similar al de Estados Unidos.[39] Para reflejar la diferencia en el riesgo simétrico que existe entre una empresa de Estados Unidos y una de Argentina hemos introducido el factor de corrección en la beta que hemos llamado prima por riesgo regulatorio. Sin embargo, aún queda reflejar el impacto de lo que más arriba hemos llamado riesgo asimétrico, es decir, el impacto negativo de eventos poco probables que no son tenidos en cuenta a la hora de proyectar el flujo de fondos.

153. La metodología más habitual para ajustar por la diferencia en esos riesgos es la de incorporar al cálculo del costo de capital de una empresa que opera en los Estados Unidos una prima por riesgo país

$$(17)\quad R^e = R_f + \beta * (PM) + RP$$

donde RP es una medida del riesgo país.

154. El agregado del riesgo país al CAPM suele generar algunas controversias. Algunos argumentan que el riesgo país es diversificable, lo cual podría ser cierto de la misma manera que una cartera de bonos es diversificable. El riesgo de una cartera de bonos disminuye en la medida que hay menos correlación entre las empresas que la componen. Sin embargo, es importante no confundir la diversificación que disminuye el riesgo de ocurrencia conjunta de varios defaults con la pérdida esperada debido a los probables defaults. La diversificación llevaría a

[39] Ver Pereiro, L. E. 2002. ***Valuation of Companies in Emerging Markets: A Practical Approach***. New York: John Wiley & Sons. y Sabal, J. 2002. ***Financial Decisions in Emerging Markets***. New York: Oxford University Press. entre otros.

JULIANA BEGGI
APODERADA

pedir un retorno esperado menor, pero eso es lo que ya estamos asumiendo al utilizar el CAPM. La prima que sostenemos debe introducirse es por encima del retorno esperado por el CAPM y surge de una pérdida esperada que no suele ser tenida en cuenta en la proyección de los flujos de fondos.

155. Varias de las propuestas de modificación del modelo CAPM para incluir el riesgo país han incluido el uso de un índice que relacione la volatilidad del mercado de valores local con la volatilidad del mercado de valores de los Estados Unidos. En el caso de Argentina ese índice usaría la volatilidad del Burcap contra la volatilidad del S&P500.[40] Lamentablemente, estas modificaciones no parten de ninguna premisa lógica en cuanto a la estructura del modelo CAPM. Una vez más insistimos que el riesgo simétrico o de volatilidad está bien recogido por el CAPM y no vemos necesario introducir ninguna modificación. La modificación que sostenemos debe introducirse se refiere a eventos negativos poco frecuentes que no son recogidos por ninguna de estas propuestas.

156. Como hemos explicado más arriba, el problema del riesgo político no surge de una falencia del modelo CAPM sino de la necesidad de incorporar en la tasa el impacto negativo de una pérdida esperada que no es tenida en cuenta en la proyección del flujo de fondos. La tasa obtenida mediante el modelo CAPM sería la adecuada si el flujo proyectado fuera realmente el esperado. Pero esto no es así, por lo cual se requiere un ajuste.

157. Este ajuste es muy similar al que se da en los bonos, por esta razón es muy común que para realizar este ajuste se use exactamente el mismo que para los bonos. Como se refiere a un riesgo político del país, los bonos que se utilizan para realizar el ajuste son los del Gobierno Argentino. Es decir, la compensación que tienen los bonistas de Argentina por el posible default es la que se utiliza para compensar a las empresas instaladas en Argentina por la pérdida esperada causada por el riesgo político.

---

[40] Ver Godfrey y Espinosa (1996)

JULIANA REGGI
APODERADA

158. Para el cálculo de esta tasa se suele utilizar el diferencial de rendimiento entre un bono soberano en dólares del país donde opera la empresa (Argentina en nuestro caso) y un bono soberano con igual *duration* de los Estados Unidos.[41] El diferencial de rendimientos obtenido muestra la rentabilidad adicional requerida por los inversores por el diferente riesgo crediticio de los dos bonos soberanos, lo que en la práctica más habitual se suele considerar como una aproximación al riesgo país. Este diferencial se recoge en el Emerging Market Bond Index (EMBI+) del banco JP Morgan.

Gráfico 2 Evolución del EMBI+ Argentina

Fuente: Bloomberg.

159. Es importante notar que el riesgo país surge de la diferencia del rendimiento de bonos y que estos rendimientos surgen de descontar flujos futuros. Por tanto, el riesgo país así calculado está considerando las expectativas futuras, que es exactamente lo que se necesita para estimar el costo de capital.

[41] Esto difiere en aquéllos países más desarrollados donde la estimación permite el cálculo del costo de capital en moneda local.

JULIANA REGGI
APODERADA

160. En otras ocasiones hemos calculado como prima por el riesgo país un valor obtenido a partir de un promedio histórico que incluía varios años hacia atrás[42]. Sin embargo, esto se debía fundamentalmente a que el país se encontraba en situaciones muy inestables, en particular por la crisis financiera global del 2008, y los valores de riesgo país que se observaban en ese momento no eran representativos de las expectativas futuras. Esto puede verse claramente en el Gráfico 2 que muestra la historia reciente del riesgo país de Argentina.

161. Para estimar el riesgo país en la situación actual, deberíamos tomar entonces el valor del día en que se estima el costo de capital. Para evitar pequeñas turbulencias, que particularmente pueden darse sobre fin de año, hemos estimado el valor del riesgo país como el promedio de los valores obtenidos a lo largo del mes de diciembre de 2015, obteniendo el valor de 478 bps.

7.4.1 Ajuste del riesgo país según el sector industrial

162. Una de las críticas que habitualmente se hacen al método que estima el riesgo país mediante el spread de los bonos soberanos es que el riesgo país no impacta de igual manera en todos los sectores. Ante una crisis, una proporción de empresas salen muy perjudicadas, otras se perjudican moderadamente, y algunas hasta resultan fortalecidas. Por ejemplo, durante el período posterior a la crisis sufrida por la Argentina a fines de 2001, las empresas agropecuarias exportadoras experimentaron un desempeño muy superior al que habían tenido durante los años anteriores a la crisis. Sumar el riesgo país a la tasa de costo de capital de una empresa de la misma industria en los Estados Unidos tiene el supuesto implícito de que la crisis en un país tiene, para la empresa bajo análisis, el mismo impacto que para el tenedor de un bono soberano lo que, según lo expuesto, no es un supuesto realista, dado que los accionistas de empresas del país en crisis sufren un impacto probablemente diferente al que enfrenta un bonista;

---

[42] Casarín, García Sánchez, Preve y Sarria Allende (2009). *El Costo de Capital: Informe elaborado para GASNOR, LITORAL GAS y ECOGAS.*

JULIANA REGGI
APODERADA

más aún, sufren un impacto que no es el mismo para diferentes empresas entre sí.

163. En el caso de las empresas de Distribución de gas, éstas tenían sus tarifas vinculadas al dólar, por lo cual a primera vista podrían considerarse beneficiadas por la crisis. Sin embargo, las tarifas fueron pesificadas y virtualmente congeladas, convirtiéndose en uno de los sectores más afectados por la crisis de principios del milenio.

164. En un trabajo reciente, se propone un método para ajustar el riesgo país según el sector industrial del que se trate.[43] El trabajo explica que la razón de aplicar el spread de los bonos soberanos a un flujo de una empresa, es que este flujo se comportará en forma similar al flujo del bonista. Básicamente el flujo que proyecta el bonista no tiene en cuenta el posible default, sino que el impacto de éste está reflejado en la tasa y su spread. Análogamente el accionista de una empresa, no considera al momento de proyectar su flujo el impacto que tendría en su empresa una hipotética crisis.

165. Los dos parámetros que determinan la tasa de un bono, la probabilidad de default y el valor de recupero en caso de default, se trasladan análogamente al flujo de la empresa. En este caso la probabilidad de default se traduciría como la probabilidad de crisis y el valor de recupero del bonista sería el valor que le queda al accionista una vez superada la crisis.

166. Es razonable suponer que la probabilidad de default coincide con la probabilidad de crisis, ya que un default del Gobierno seguramente disparará una crisis en el país afectando seriamente los flujos de las compañías, o viceversa, una gran crisis económica posiblemente termine generando un default en un gobierno necesitado de realizar gastos extraordinarios de contención social, con ingresos mermados por la baja actividad económica.

---

[43] García-Sánchez, Javier; Preve, Lorenzo y Sarria-Allende, Virginia (2010). *Valuation in Emerging Markets, a simulation approach.* Journal of Applied Corporate Finance. Vol 22, nro 2.

JULIANA REGGI
APODERADA

167. Sin embargo, el valor de recupero de un bonista tras el default no tiene por qué coincidir con el valor que le quede al accionista luego de la crisis. En este punto es donde claramente se manifiestan las diferencias entre las distintas industrias. Podría darse el caso de que una empresa exportadora como consecuencia de una crisis termine con un valor de recupero de 110%, es decir, la crisis no le produciría una pérdida sino una ganancia.

168. La metodología propuesta en el trabajo citado implica estimar el valor de recupero para la industria de distribución de gas en Argentina, es decir, el valor que tendrían las empresas distribuidoras de gas al final de una posible crisis con respecto al hipotético valor que tendrían si no hubiera existido tal crisis. Una vez obtenido ese valor de recupero podría calcularse el ajuste que requeriría la tasa de coste capital para las empresas distribuidoras de gas.

169. Para comprender cómo se realiza este ajuste es necesario entender cómo se relacionan la probabilidad de default, el valor de recupero y la tasa interna de retorno de un bono. Básicamente tenemos que ver cómo un banco calcula la tasa que debe exigir a los acreedores para compensar por la pérdida esperada, que surge de una probabilidad de default y del valor de recupero en caso de default. O lo que es lo mismo, cómo se puede determinar el valor de un bono si se posee la probabilidad y el valor de recupero en caso de default.

170. Según la metodología del descuento del flujo de fondos, debe descontarse el flujo esperado con la rentabilidad esperada para obtener el valor que es razonable pagar por el bono. Mediante simulaciones de Monte Carlo es fácil estimar el flujo esperado del bono. Se proyectan los flujos prometidos del bono, es decir, los cupones que el bono pagará según las condiciones de emisión si no se produce un default. Para cada pago se simula el posible default de acuerdo a la probabilidad de ocurrencia mediante una distribución de Poisson.[44] En caso de que se dé

[44] Cfr. Wilmott, Paul (2006) Paul Wilmott on Quantitative Finance. Second Edition. John Wiley & Sons. El capítulo 40 ofrece un modelo sencillo de valuación de un bono asumiendo probabilidad de default constante. También puede consultarse para modelos más complejos Glasserman, Paul (2003). Monte Carlo Methods in Financial Engineering. Springer.

JULIANA REGGI
APODERADA

el evento de default se obtiene el valor de recupero. No hay una clara recomendación en la literatura acerca de qué distribución de probabilidad utilizar para simular el valor de recupero. Hemos utilizado una distribución normal, truncada en 0% y 100%, con la media de 32,2% y un desvío estándar de 22,7%, obtenidos de Mora (2014) para los bonos subordinados que son los más parecidos en seniority a los bonos soberanos.[45] De hecho, puede observarse que 32,2% es muy similar al 30% que fue aproximadamente el valor de recupero que obtuvieron los bonistas argentinos.

171. Una vez calculado el flujo esperado éste debe descontarse con el retorno esperado. El retorno esperado que hemos utilizado surge de sumar la prima por riesgo de default de 78 puntos básicos obtenida por Giesecke et al. (2011) a la tasa libre de riesgo de 2.38% que usamos en el resto del informe[46].

172. Es importante notar que la prima por riesgo de default de 78 puntos básicos no es lo mismo que el riesgo país ya que el riesgo país incluye la compensación por la pérdida esperada por default. La tasa libre de riesgo sumada al riesgo país da la tasa interna de retorno del bono, mientras que la libre de riesgo sumada a la prima por riesgo de default da el retorno esperado.

173. Una vez explicada la metodología sobre cómo valuar un bono utilizando la probabilidad de default y el valor de recupero, procederemos a explicar los cálculos que hemos realizado para llegar al ajuste de la tasa de las distribuidoras.

174. En primer lugar, estimamos el valor de recupero de las empresas distribuidoras de gas. Es decir, el valor que tendrían las empresas distribuidoras de gas al final de una posible crisis con respecto al hipotético valor que tendrían si no hubiera existido tal crisis. Como se ha dado efectivamente una crisis en el pasado, podemos tomar los valores de la crisis centrada en los años 2001-2002. Si

[45] Mora, Nada (2014). Creditor Recovery: The Macroeconomic Dependence of Industry Equilibrium. The Federal Reserve Bank of Kansas City. RWP 13-06.
[46] Giesecke, K., F. A. Longstaff, S. Schaefer and I. Strebulaev (2011). "Corporate bond default risk: A 150-year perspective." Journal of Financial Economics 102(2): 233-250.

JULIANA REGGI
APODERADA

bien no podemos estar seguros de que estos valores históricos reflejan adecuadamente lo que podría ocurrir en una crisis futura, son una excelente muestra porque representan el 100% de las crisis que han sufrido las distribuidoras de gas en Argentina.

175. Para estimar la diferencia de valor utilizamos como referencia los precios de las acciones de las dos distribuidoras que cotizan en bolsa con suficiente liquidez: Metro Gas y Gas Ban. Hemos estimado el valor que hubieran tenido en caso de no haber existido la crisis a partir del valor que tenían antes de que comenzaran los efectos de la crisis. Fijamos este valor como el valor promedio del mes de agosto de 2000, ya que a partir de entonces se les impidió ajustar los precios según preveía la regulación.

176. Como es habitual en este tipo de comparaciones, asumimos que los precios de las acciones habrían evolucionado de acuerdo el índice que estamos tomando como referencia en el CAPM: el S&P 500. De acuerdo a esto los precios deberían haber variado como el S&P 500 utilizando la beta como factor en la regresión. Es decir, el retorno anual de las distribuidoras de gas en Estados Unidos debería, debería haber sido aproximadamente el retorno del S&P 500 multiplicado por la beta. Para llegar al retorno que hubieran tenido las distribuidoras argentinas bastaría sumar el riesgo país.

177. Para evitar posibles conflictos en esta estimación, hemos utilizado los valores que calculó el informe que presentó el regulador en la revisión tarifaria integral que iba a realizarse en el 2009. Los valores que utilizamos son: beta 0,75 y como riesgo país usamos la prima de riesgo país sin ajuste por industria, tomando el valor del EMBI+ de Argentina para cada uno de los años[47]. En la Tabla 11 pueden verse los retornos anuales así obtenidos (en el caso del año 2000, el retorno no es anual sino desde el 1/8/2000 hasta el 31/12/2000).

[47] ARMO I S.R.L. (2009) Lineamientos para la determinación del Costo de Capital de Licenciatarias de Distribución y Transporte de Gas Natural en Argentina. Informe elaborado para el ENARGAS.

JULIANA REGGI
APODERADA

Tabla 11. Retornos anuales contrafácticos de las distribuidoras de gas

Año	Retorno del S&P 500	Retorno ajustado por la Beta
2000	-8,19%	-6,14%
2001	-13,04%	-9,78%
2002	-23,37%	-17,52%
2003	26,38%	19,79%
2004	8,99%	6,75%
2005	3,00%	2,25%
2006	13,62%	10,21%
2007	3,53%	2,65%
2008	-38,49%	-28,86%
2009	23,45%	17,59%
2010	12,78%	9,59%
2011	0,00%	0,00%
2012	13,41%	10,05%
2013	29,60%	22,20%
2014	11,39%	8,54%
2015	-0,73%	-0,54%

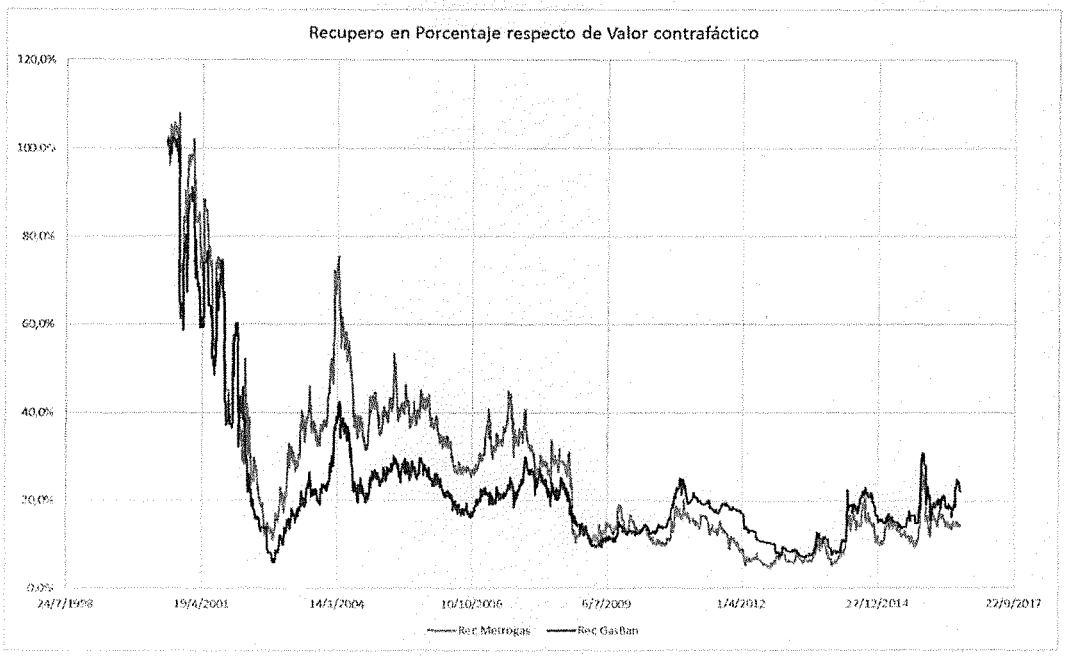
178. Con estos retornos anuales hemos calculado un precio para cada día entre el 1 de agosto del 2000 y el 31 de diciembre de 2015, utilizando un devengamiento lineal del retorno durante el año. Al contrastar los precios contrafácticos, aquéllos que hubieran tenido las acciones de no mediar una crisis con los valores que efectivamente tuvieron, es posible calcular un valor de recupero para cada día. En el Gráfico 3 pueden verse los valores de recupero para cada día durante este período.

179. Como aún no se ha resuelto el problema de las tarifas de las empresas reguladas, se hace difícil determinar cuál es el momento de la "reestructuración", ya que en el caso de un bono soberano se puede tomar como fecha el momento en que se realiza el canje por los títulos reestructurados. Para resolver este problema hemos tomado el promedio de los valores de recupero del periodo que se inicia con el impacto del incumplimiento de los contratos hasta la actualidad. Este promedio refleja en nuestra opinión las estimaciones que va haciendo el mercado acerca de lo que será el valor de recupero.

JULIANA REGGI
APODERADA

180. El valor de recupero así obtenido es 22,43% para Metro Gas y 18,52% para Gas Ban. El promedio de ambos es 20,48%, que es el valor que hemos tomado como valor de recupero para las distribuidoras de gas en Argentina. Este valor es inferior al obtenido por los bonistas argentinos en el canje, lo que implica que la prima de riesgo país para las distribuidoras de gas debe ser mayor que la que poseen los bonos soberanos. Es decir, el riesgo país de la industria de la distribución de gas en Argentina es mayor que el riesgo país de los bonos soberanos.

Gráfico 3. Evolución del porcentaje de recupero de Metro Gas y Gas Ban

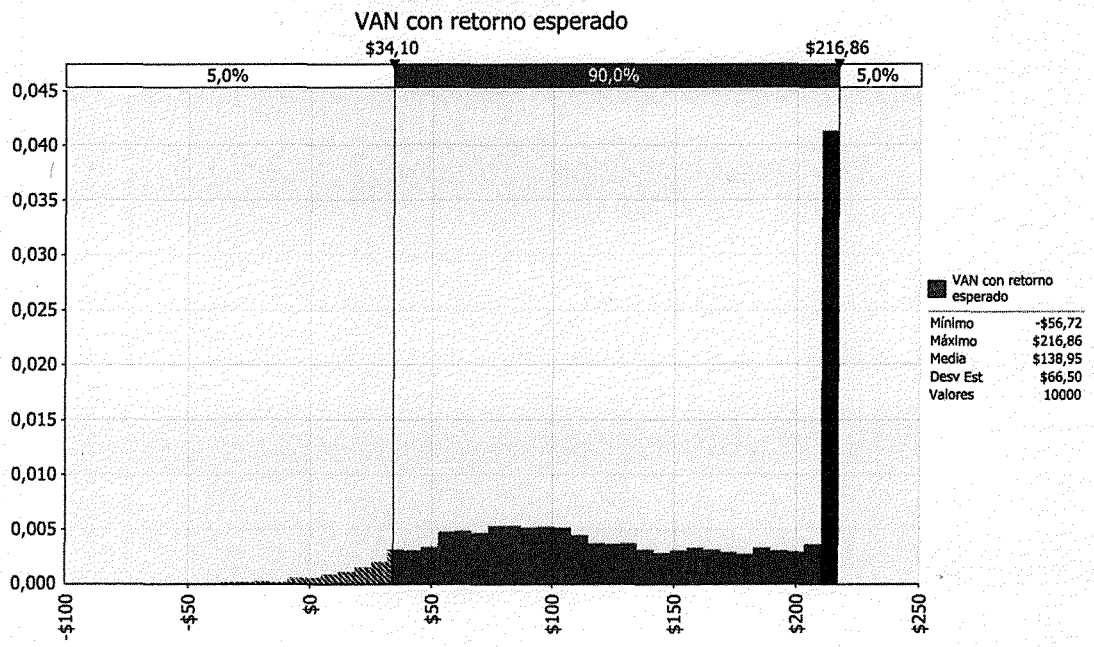


181. Una vez obtenido el valor de recupero de las empresas distribuidoras de gas, deberíamos determinar cuál sería la TIR de un hipotético bono que tuviera 20,48% como valor de recupero en lugar del valor que tienen los bonistas argentinos.

182. Para realizar los cálculos hemos utilizado el bono Discount 2033 en dólares porque posee una gran liquidez y tiene una duration similar a la que hemos asumido para el costo de capital.

JULIANA REGGI
APODERADA

Gráfico 4. Resultado de la simulación para obtener la probabilidad de default del bono Discount 2033 en dólares



183. Vamos a explicar paso a paso cada uno de los cálculos que realizamos. A partir de los datos de mercado del bono, procedimos a calcular cuál era la probabilidad de default en diciembre de 2015.

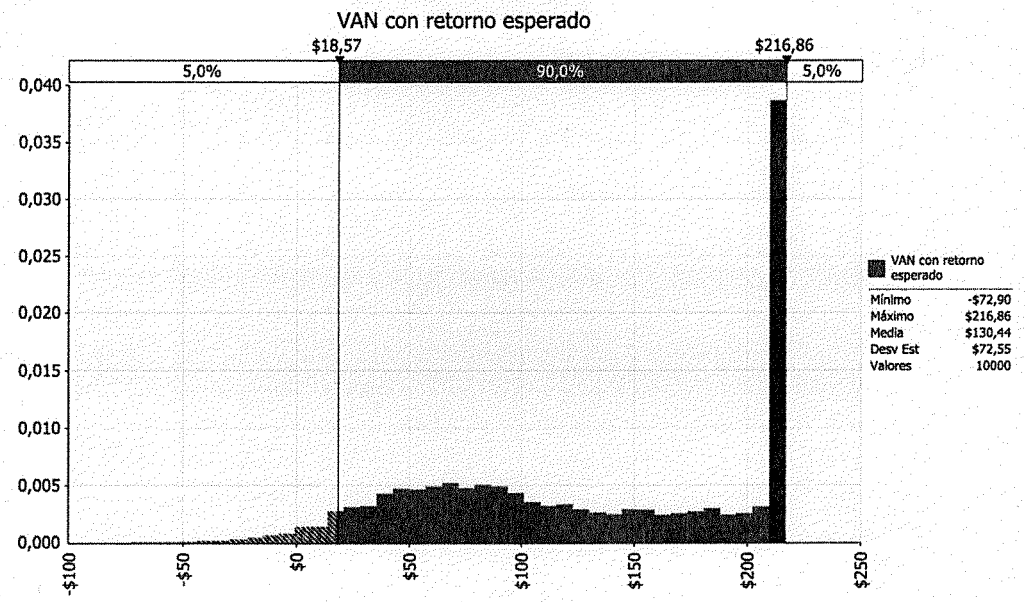
184. Para evitar pequeñas distorsiones fruto del último día del año, consideramos como precio de mercado del bono una paridad de 99,11% que fue la paridad promedio de diciembre. Esta paridad implica una TIR de 8,39% que representa un spread sobre la tasa libre de riesgo de 602 puntos básicos.

185. Con esta información podemos utilizar el solver del software utilizado para realizar simulaciones de Monte Carlo, para determinar cuál es la probabilidad de default implícita. Es decir, debemos encontrar cuál es la probabilidad de default, que unida al valor de recupero asumido, permite estimar un flujo de fondos esperado que al ser descontando con el retorno esperado arroja un valor actual igual al precio de mercado, es decir, una paridad de 99,11%. El Gráfico 4 muestra el resultado de la simulación realizada con una probabilidad anual de

JULIANA REGGI
APODERADA

default de 7,30% y el valor de recupero de 32,22%, que refleja el valor de recupero que obtuvieron los bonistas argentinos. Puede verse que la media del valor actual calculado con el retorno esperado es 138,95 que representa la paridad de mercado 99,11%[48]

Gráfico 5. Resultado de la simulación para estimar el precio que tendría el bono si su valor de recupero en caso de default fuera el de las distribuidoras de gas.



186. Con la probabilidad de default así obtenida, deberíamos cambiar el valor de recupero del bono por el valor de recupero de las distribuidoras de gas: 20,48% y calcular el precio del bono. El precio así obtenido es 130,44 que representa una paridad de 93,04% y tiene una TIR de 9,21% que es 82 puntos básicos más alta que los 8,39% que era la TIR de mercado del bono. Estos 82 puntos básicos constituyen la diferencia entre lo que sería el riesgo país de los bonos y el riesgo país de las distribuidoras de gas de Argentina.

[48] Debido a que el bono capitalizó intereses durante unos años, el capital acumulado es 140,20, que multiplicado por la paridad de 99,11% arroja el valor obtenido en la simulación.

JULIANA REGGI
APODERADA

8 La utilización del WACC en dólares

187. Hasta aquí hemos descrito el proceso para obtener un costo de capital nominal en dólares. La práctica habitual en empresas, tanto en mercados desarrollados como en mercados emergentes, consiste en utilizar esta tasa para descontar flujos nominales en dólares. Sin embargo, la regulación prevé ajustar la base de capital independientemente de las tarifas, lo que implicaría utilizar una tasa real en lugar de una nominal. Por este motivo, sería necesario convertir la tasa nominal en dólares a una tasa real en dólares.

8.1 Del WACC nominal en dólares al WACC real en dólares

188. Para convertir la tasa nominal en dólares a una tasa real en dólares es necesario restarle la inflación implícita según la fórmula (18). La inflación que debemos restar es la que está implícita en el WACC nominal en dólares, que tiene una *duration* de aproximadamente 10 años. Por tanto, deberíamos estimar el promedio de inflación esperado para los próximos 10 años. Para esto hemos utilizado la TIR de los bonos a 10 años del gobierno de Estados Unidos ajustados por inflación. Al 31 de diciembre de 2015 los bonos de 10 años tenían una TIR de 2,27% mientras que los ajustados por inflación arrojaban una TIR de 0,77%. Estos valores implican una inflación esperada para los próximos años de 1,49%.

$$(18) \quad Tr = \frac{(1+Tn)}{(1+\pi)} - 1$$

donde:

Tr: Tasa real.

Tn: Tasa nominal.

π : Inflación esperada.

8.2 La tasa real en pesos y la prima por riesgo devaluatorio

189. La tasa real en dólares obtenida según se explica en el apartado anterior debería utilizarse para descontar flujos en dólares. Si se quisiera descontar flujos en pesos, sería necesario convertir la tasa real en dólares a una tasa real en pesos.

JULIANA REGGI
APODERADA

Si bien es muy común aceptar que las tasas reales son iguales en distintas monedas, esto se aplica fundamentalmente a las monedas de mercados desarrollados. Por el contrario, este supuesto no es tan adecuado para mercados emergentes. Por lo explicado más arriba, un inversor que coloca su dinero en un país emergente requerirá una prima por el riesgo devaluatorio, haciendo que la tasa real requerida en la moneda del país emergente sea mayor que la tasa requerida en la moneda fuerte. Este fenómeno es conocido como *peso problem*, y se asocia a la distribución de Taleb, donde existen eventos de poca ganancia con alta probabilidad y eventos de gran pérdida con baja probabilidad.[49] De esta manera con una pequeña ganancia muy probable, los inversores se considerarían compensados contra el evento poco probable pero de gran pérdida. Una situación análoga es la que se presenta ante un préstamo, donde el banco cobra un spread con alta probabilidad para compensar la gran pérdida que se daría en caso de default.

190. El fenómeno del *peso problem* sostiene que la diferencia entre tasas reales en distintas monedas no es fruto de ineficiencias de los mercados, sino que se debe a una prima de riesgo. Por tanto, lo que hemos llamado prima por riesgo devaluatorio no es otra cosa que el diferencial entre una tasa real en dólares y una tasa real equivalente en pesos. Este diferencial de tasas reales es el mismo diferencial que debería existir entre el WACC real en dólares y el WACC real en pesos. Por tanto, si pudiéramos estimar la prima de riesgo devaluatorio como el diferencial de tasas reales en pesos y en dólares, deberíamos utilizarla para convertir el WACC real en dólares a un WACC real en pesos, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$WACC_r^{ARS} = (1 + WACC_r^{USD}) * (1 + Prd) - 1$$

donde:

$WACC_r^{ARS}$: WACC real en pesos.

---

[49] Cfr. Mishkin, F. S. 1984. "Are Real Interest Rates Equal Across Countries? An Empirical Investigation of International Parity Conditions". *The Journal of Finance*, 39(5): 1345-1357, y Blejer, M. I. 1982. "Interest Rate Differentials and Exchange Risk: Recent Argentine Experience" *Staff Papers - International Monetary Fund*, 29(2): 270-279.

JULIANA REGGI
APODERADA

$WACC_r^{USD}$: WACC real en dólares.

Prd: Prima por riesgo devaluatorio.

191. Para intentar estimar la prima por riesgo devaluatorio hemos utilizado el bono Discount 2033, que tiene dos versiones una en dólares y otra en pesos ajustados por inflación. Estos dos bonos reúnen las características ideales para estimar la prima, ya que son exactamente iguales salvo la moneda. El bono en pesos, al ser ajustado por inflación ofrece directamente una tasa real en pesos, mientras que el emitido en dólares ofrece una tasa nominal en dólares. Bastaría restarle la inflación esperada de Estados Unidos para obtener una tasa real en dólares. La diferencia entre la tasa real en pesos y la real en dólares sería la prima por riesgo devaluatorio.

192. Al procurar estimar la prima por riesgo devaluatorio a fines del 2015, nos encontramos con el problema de que el INDEC estaba en proceso de regularización y no difundió estadísticas oficiales hasta mediados del 2016. Es aceptado por una amplia mayoría de expertos y por muchos congresistas que la inflación oficial estuvo adulterada durante muchos años. Una prueba de esto es que el Congreso divulgaba una inflación que surgía del promedio de consultoras privadas para compensar las falencias del INDEC. Esta inflación fue en muchas ocasiones más del doble de la inflación oficial.

193. La distorsión de la inflación oficial, mediante la que se actualizaban los bonos en pesos ajustados por inflación, introdujo una distorsión en las tasas de retorno de los bonos en pesos que hace que pierda sentido cualquier análisis basado en estos valores.

194. Por otro, las restricciones a la compra de divisas que rigieron durante el gobierno anterior generaron una gran distorsión en los precios de los bonos en dólares porque estos eran utilizados como un modo legal de obtener dólares. De esta manera, los precios de los bonos en dólares no reflejaban sólo el riesgo del

JULIANA REGGI
APODERADA

bono sino también un tipo de cambio implícito, que era conocido como el "contado con liqui".

195. En síntesis, las distorsiones del mercado de bonos, tanto en pesos como en dólares en el pasado hacen imposible utilizar datos previos al 2015. Habría que remontarse a los momentos previos a las restricciones cambiarias y a la intervención del INDEC. Pero esta lejanía en el tiempo, hace dudar acerca de la aplicabilidad de una información así calculada.

196. Como alternativa buscamos los valores del Discount 2033 una vez normalizado el INDEC y levantadas las trabas cambiarias. Como referencia tomamos los valores del 22 de julio del 2016. El rendimiento del Discount 2033 ajustado por inflación era 4,32%, que como hemos explicado debe considerarse como una tasa real en pesos. Por otro lado, el Discount 2033 en dólares ofrecía un rendimiento de 6,84%. La inflación futura para Estados Unidos estimada en esa fecha era de 1,49%. La tasa real en dólares implícita en estos valores es 5,27%

197. Los valores obtenidos al ser la tasa real en dólares mayor que la tasa real en pesos, estarían hablando de una prima para que los inversores inviertan en dólares, como si el riesgo devaluatorio fuera al revés de lo previsto en la literatura sobre el *peso problem*.

198. La explicación que encontramos a este fenómeno atípico es que la intervención del Banco Central mediante tasas en pesos muy altas con el propósito de combatir la inflación está generando una distorsión momentánea en los mercados. Por un lado, las tasas altas hacen atractivo realizar inversiones en pesos. Por otro lado, la disminución de muchas retenciones a la exportación y la normalización del mercado cambiario que realizó en nuevo gobierno en diciembre pasado, generaron un aumento en la oferta de dólares en el mercado, haciendo que el tipo de cambio nominal haya caído en términos relativos. La combinación de estos dos efectos, un dólar bajo que ofrece poca rentabilidad y tasas altas en pesos, hacen muy atractivo mantener las inversiones en pesos, lo que lleva a que los precios de los bonos en dólares caigan con respecto a los precios de los bonos en

JULIANA REGGI
APODERADA

pesos. Esto es lo mismo que decir, que las tasas de los bonos en dólares terminan siendo más altas que las de los bonos en pesos.

199. Pensamos que este fenómeno se revertirá cuando se consolide la disminución de la inflación que ya ha comenzado, puesto que el BCRA comenzará a bajar las tasas haciendo menos atractivo permanecer en pesos, lo que automáticamente se correlacionará con la mayor demanda de dólares aumentando el precio de los bonos y disminuyendo sus tasas.

200. En síntesis, pensamos que los accionistas deberían tener una compensación por el riesgo devaluatorio. Sin embargo, las dificultades institucionales en el pasado y las distorsiones temporales en los mercados actuales nos hacen imposible realizar la estimación de cuanto es esa prima de riesgo.

8.3 La utilización de una tasa real

201. La práctica habitual para descontar un flujo de fondos es utilizar una tasa nominal. Sin embargo, en ciertas ocasiones de alta incertidumbre inflacionaria puede ser muy difícil estimar la evolución de los precios que serán utilizados en la proyección de los flujos de fondos. En esos casos, puede ser razonable proyectar los flujos sin tener en cuenta la variación posible de precios, es decir, se proyectarían los flujos a precios constantes, y luego deberían descontarse con una tasa real en lugar de la nominal.

202. Sin embargo, es muy importante señalar que esta metodología debe considerar de un modo explícito las variaciones de precios relativos. Dicho de otra manera, el supuesto necesario para que sea razonable utilizar una tasa de descuento real, en lugar de la nominal, es que la variación de precios en todos los componentes del flujo de fondos sea igual a la variación de la economía en general, o en su defecto, que se hagan ajustes por variaciones de precios relativos. Es decir, aquellos flujos que se prevea que variarían menos que la inflación, deberían tener una disminución en términos de moneda constante, mientras que aquellos que aumentarían más que la inflación, deberían crecer en moneda constante. En

JULIANA PEGGI
APODERADA

síntesis, para utilizar una tasa real con flujos en moneda constante es necesario realizar ajustes por variaciones de precios relativos.

203. Durante el período para el que se fijen las tarifas, los costos de las Licenciatarias aumentarán, y sus ingresos permanecerán constantes, lo que ocasionaría una pérdida si no se toman las medidas adecuadas. Mostraremos el impacto que tiene para las Licenciatarias la fijación de tarifas a partir de una tasa real, calculando la magnitud de la pérdida. Para esto utilizaremos una situación simplificada, donde la empresa tiene un solo flujo, que se concreta al final del período para el cual se fijan las tarifas.

204. La rentabilidad de una empresa en esta situación simplificada sería:

$$(19)\quad R_n^o = \frac{FF_1}{BC_0} = \frac{I_1 - E_1}{BC_0}$$

Donde R_n^o: es la rentabilidad nominal obtenida, FF_1: el flujo de fondos en el momento 1, en moneda corriente al final del período, BC_0: la Base de Capital en el momento 0, al inicio del período, I_1: los ingresos en el momento 1, en moneda corriente y E_1: los Egresos en el momento 1, en moneda corriente.

205. Considerando que la fijación de tarifas se haría utilizando el WACC real y los flujos en moneda constante tendríamos lo siguiente:

$$(20)\quad I_1 = I_{Reg} = I_0 = W_r * BC_0 + E_0$$

Donde I_{Reg} son los Ingresos con tarifas fijadas por el regulador, I_0 los Ingresos en moneda del momento 0, W_r el WACC real en pesos y E_0: los Egresos en moneda del momento 0. Combinando las fórmulas (19) y (20), y teniendo en cuenta que los egresos aumentarán según la inflación esperada, es decir $E_1 = E_0 * (1 + \pi)$, llegamos a que la rentabilidad nominal de la empresa es:

$$(21)\quad R_n^o = W_r - \frac{E_0 * \pi}{BC_0}$$

Donde π es la tasa de inflación esperada del período.

JULIANA REGGI
APODERADA

206. La expresión (21) muestra que los inversores obtendrían una rentabilidad nominal que es inferior a la real y también que los inversores compensarán su riesgo sólo si la rentabilidad nominal es la rentabilidad real más el efecto de la inflación. Esto puede escribirse así:

(22) $R_n^r = (1 + W_r) * (1 + \pi) - 1 = W_r + (1 + W_r) * \pi$

donde:

R_n^r: Rentabilidad nominal requerida por los inversores

207. De las expresiones (21) y (22) surge que la rentabilidad perdida (RP) por el inversor, si se ajustan las tarifas sin tener en cuenta la inflación, sería:

(23) $RP = R_n^r - R_n^o = (1 + W_r) * \pi - \frac{E_0 * \pi}{BC_0}$

Por otra parte, si la rentabilidad perdida se computa en pesos al multiplicarla por la base de capital, la pérdida monetaria total (P) sería:

(24) $P = RP * BC_0 = (BC_0 + BC_0 * W_r - E_0) * \pi = (BC_0 + I_0) * \pi$

208. La expresión (24) indica que si las tarifas se determinan con un WACC real aplicado a flujos constantes, las Licenciatarias tendrían una pérdida que se originaría en la no consideración de:

- la inflación sobre la base de capital.
- la inflación sobre los ingresos de la compañía, a pesar de que sus egresos aumentarían según la inflación

209. Tabla 12 ofrece un sencillo ejemplo número de la pérdida que tendría una empresa Licencitaria si las tarifas se fijaran descontando flujos constantes con el WACC real.

JULIANA REGGI
APODERADA

Tabla 12

Ejemplo del impacto de fijar tarifas sin tener en cuenta la inflación

Cálculos hechos por el regulador	
Base de capital	1.000
Inflación esperada para el período	14%
WACC real	20%
Costos en moneda constante	300
Ingresos determinados con WACC real y FF ctes	500

Flujos efectivos de dinero sin ajuste	
Egresos en moneda corriente	342
Flujo en moneda corriente	158
Rentabilidad nominal obtenida	15,80%
Rentabilidad requerida (WACC nominal)	36,80%
Pérdida en tasa	21,00%
Pérdida en $	210
Pérdida de inflación sobre base de capital	140
Pérdida de inflación sobre ingresos	70

210. Para evitar parcialmente que se produzcan estas pérdidas, se podrían ajustar los ingresos por inflación. Pero, a diferencia de lo propuesto por el regulador, que prevé ajustar las tarifas ex post, sería necesario realizar un ajuste ex ante, utilizando la inflación esperada para el período que comienza. Las fórmulas quedarían de esta manera:

$$(25)\quad I_1 = I_{Reg} * (1 + \pi) = (W_r * BC_0 + E_0) * (1 + \pi)$$

Combinando las fórmulas (19) y (25), tenemos que

$$R_n^o = \frac{(W_r * BC_0 + E_0) * (1 + \pi) - E_1}{BC_0}$$

es decir,

$$R_n^o = W_r * (1 + \pi)$$

Por tanto,

$$RP = R_n^r - R_n^o = \pi$$

JULIANA REGGI
APODERADA

que, en términos absolutos y no como porcentaje sería,

$$P = BC_0 * \pi$$

Es decir, se compensa la pérdida ocasionada por no ajustar los ingresos según inflación, pero se mantiene la pérdida por no ajustar la base de capital.

La Tabla 13 muestra qué ocurriría en el mismo ejemplo numérico de la Tabla 12 si se introduce un ajuste tarifario ex ante.

Tabla 13
Disminución de la pérdida si se incorpora un ajuste inflacionario *ex ante* a los ingresos

Cálculos hechos por el regulador	
Base de capital	1.000
Inflación esperada para el período	14%
WACC real	20%
Costos en moneda constante	300
Ingresos determinados con WACC real y FF ctes	500
Flujos efectivos de dinero con ajuste	
Costos en moneda corriente	342
Ingreso en moneda corriente (ajustado)	570
Flujo en moneda corriente	228
Rentabilidad nominal obtenida	22,80%
Rentabilidad requerida (WACC nominal)	36,80%
Pérdida en tasa	14,00%
Pérdida en $ (Pérdida de inflación sobre base de capital)	140

211. La pérdida por no considerar el efecto de la inflación sobre la base de capital disminuiría notablemente si su valor de recupero al finalizar la concesión incluye el impacto inflacionario. Cabe destacar que aunque se considere el impacto de la inflación sobre la base de capital al final de la concesión, esto no compensa totalmente la pérdida sufrida. En la Tabla 14 se pueden ver dos flujos hipotéticos que tendría una Licenciataria en caso de utilizarse un WACC nominal o un WACC real con ajuste de la base de capital al momento de recupero. En este sencillo ejemplo se puede ver que la pérdida no es compensada totalmente.

JULIANA REGGI
APODERADA

Tabla 14
Disminución de la pérdida si se incorpora un ajuste inflacionario a la base de capital

Supuestos	
Base de capital (BC)	1.000
Inflación esperada para el período	10%
WACC real	15%
WACC nominal	26,50%

Flujo	*Con WACC nominal*	*Con WACC real*
Inversión en BC	-1.000	-1.000
Rentabilidad año 1	265	150
Rentabilidad año 2	265	150
Rentabilidad año 3 + recupero BC	1.265	1.481
Tasa interna de retorno	**26,50%**	**23,78%**
Diferencial de tasas	**2,20%**	

212. En síntesis, si se determinan las tarifas utilizando el WACC real en pesos, para descontar flujos en pesos constantes, se producirá una pérdida en las Licenciatarias. Esta pérdida se puede compensar, aunque no totalmente, realizando un ajuste de los ingresos, antes de cada período, teniendo en cuenta la inflación esperada, y ajustando la base de capital por inflación al finalizar la concesión.

9 El costo de capital para la distribución de gas natural

213. Hemos calculado el costo promedio ponderado del capital (WACC) para las empresas distribuidoras de gas en la Argentina. Para ello aplicamos las metodologías de cálculo propuestas y la estimación de los distintos parámetros que desarrollamos en las secciones anteriores del presente trabajo. La siguiente tabla resume los cálculos realizados y detalla el cómputo final del costo del capital para las empresas. En base a nuestras estimaciones, el costo promedio ponderado de capital en dólares constantes para las empresas distribuidoras de gas en la Argentina estaría dentro del rango 12,47% – 13,52%, según sea el nivel de endeudamiento.

JULIANA REGGI
APODERADA

Tabla 15. El Costo de Capital de las empresas distribuidoras de gas en la Argentina

Parámetro		Valor
Tasa libre de riesgo	R_f	2,38%
Riesgo país	R_p	4,78%
Ajuste industria distribución gas		0,82%
Riesgo país ajustado		5,60%
Beta desapalancada	β_u	0,561
Riesgo Regulatorio		0,488
Beta desapalancada corregida	β_u^c	1,049
Prima por riesgo de mercado	R_m	6,90%
Tasa de impuestos	T	35%
Participación de capital accionario	E	100% - 80%
Participación de deuda	D	0% - 20%
Beta de la deuda	β_d	0,383
Beta apalancada	β_L	1,049 – 1,157
Costo del capital propio	K_e	15,22% - 15,96%
Costo de la deuda	K_d	10,62%
Costo de capital (USD)	*WACC*	15,22% - 14,15%
Inflación Estados Unidos		1,49%
Costo del capital real (USD)	*WACC*	13,52% - 12,47%

JULIANA REGGI
APODERADA

10 El problema de la base tarifaria

214. La determinación de la base de activos a remunerar – o base tarifaria (BT) – es uno de los aspectos centrales de las revisiones de tarifas. La BT es uno de los principales componentes que definen los requisitos de ingresos de las empresas, y la forma en que se la considera para determinar los costos totales del capital (que resultan de la interacción del WACC y la BT) es clave para asegurar la inversión en la industria. Un tratamiento económicamente correcto y conceptualmente consistente de la BT fomenta la inversión de la industria, pero un enfoque desacertado podría reducir la expansión en la cobertura de las redes y afectar la calidad del servicio y por lo tanto reducir la seguridad del suministro en el mediano y largo plazo.

215. En general, la BT refiere a la medida del valor neto de los activos de una empresa que son utilizados en la prestación de los servicios sujetos a la regulación de precios. Los activos que generalmente se consideran en la BT son los activos tangibles. Existen una serie de desafíos que deben ser resueltos al momento de determinar la BT. Uno es el problema de asignar activos centrales a la actividad regulada de los que no lo son. Esto es típico cuando las empresas – o sus controlantes – desarrollan actividades reguladas y no reguladas. Otro desafío consiste en valuar esos activos regulados con precisión. **La aplicación correcta del WACC que proponemos en nuestro informe exige entonces una determinación correcta de la BT de las Licenciatarias.**

216. A diferencia de una empresa que opera en un mercado en competencia, una empresa que presta servicios regulados – como es el caso de las Licenciatarias –necesita que el valor de su BT resulte de un esquema regulador que defina las reglas del juego con claridad. Por ejemplo, el modelo regulatorio vigente en Estados Unidos permite que las inversiones realizadas prudencialmente y con anuencia del regulador puedan recuperar su costo total. Este compacto regulatorio basa el valor de la BT en el precio histórico de los activos (teniendo en cuenta la inflación) y excluye la presencia de activos en transición de valor y propiedad. En el caso de las Licenciatarias, no obstante, los estados contables de

JULIANA REGGI
APODERADA

las empresas ponen en evidencia un costo (contable) de reposición que se aleja de manera importante del valor (económico) de reposición de los activos tangibles. La precisión con la que realizamos nuestro cómputo del WACC puede ser opacado entonces con una estimación errónea de la base de capital. En otras palabras, la aplicación correcta de nuestras estimaciones del WACC exigen en paralelo una estimación adecuada de la BT.

217. En el caso de las Licenciatarias, la estimación correcta de la BT enfrenta además la dificultad de que, durante la última década, las empresas han emprendido un conjunto de obras de confiabilidad del sistema que debido a la evidente insuficiencia tarifaria originada en la Ley de Emergencia Económica y la recurrente suspensión de las Revisiones Tarifarias no han sido financiadas con los recursos que aportan las tarifas (según lo estipula la Ley del Gas) sino con aportes del Estado Nacional y/o gobiernos provinciales y municipales. En algunos casos, y conforme la resolución ENARGAS 910/09, la propiedad de esas obras ha sido transferida a las Licenciatarias y valorizadas en sus activos sólo por los gastos o erogaciones incurridas en su incorporación, y en otros casos, esa infraestructura es operada por las Licenciataria en forma de usufructo.

218. Esa modalidad de financiar obras que buscan asegurar la confiabilidad del sistema implica que el costo de esa infraestructura no este reflejado en el estado patrimonial de las empresas según su costo de construcción, tal como hubiera ocurrido si las empresas hubieran realizado la inversión y la hubieran financiado con lo recaudado por las tarifas (y según lo establece la Ley del Gas). Si esto hubiera sido así, esa infraestructura seria parte de la BT porque constituyen activos necesarios para la prestación del servicio. Por lo tanto, una valuación de la BT sin duda contemplaría esos activos dentro de la BT. En este caso, no obstante, la práctica de financiar la infraestructura por fuera de la Ley del Gas ha introducido una distorsión adicional al valor de la BT.

219. Existe un déficit en el debate académico sobre cómo tratar situaciones que resume el punto anterior. El debate más cercano – pero esencialmente distinto – refiere a la valuación de la BT en las primeras revisiones tarifarias que siguieron

JULIANA REGGI
APODERADA

a las privatizaciones, pues allí se pone en evidencia que el valor de mercado pagado originalmente por los activos difiere a su valor de reposición.[50] Con el fin de promover un nivel eficiente de inversión, la práctica regulatoria habitual es permitir que los activos sean remunerados con un WACC aplicado sobre una BT que contemple el costo de reposición de los activos. Esta es la práctica generalmente aceptada porque las inversiones se realizan luego de la privatización y de hecho esto es además esencial en el largo plazo si se quiere que las empresas cuenten con una estructura correcta de incentivos. Sin embargo, este enfoque es habitualmente criticado con el argumento de que los accionistas pueden obtener una ganancia inesperada precisamente por recibir una remuneración sobre activos que fueron adquiridos con un descuento.

220. En cualquier caso, las evidencias académicas y la práctica regulatoria consistentemente indican que, en situaciones como las que describimos arriba, en todos los casos las disputas se resuelven a través de una mejor estimación de la BT y nunca mediante ajustes en el WACC. En otras palabras, la remuneración de los costos totales del capital (la interacción entre el WACC y la BT) en todos los casos asume un único WACC, y las disputas sobre la BT (qué activos las conforman y cuál es su valor) en ningún caso se trasladan a ajustes del WACC sino a discusiones que definen el valor de su eventual inclusión.

221. En la práctica, hacer ajustes arcanos en el WACC frente a distintas consideraciones de activos que pueden conformar la BT puede hacer los cálculos excesivamente complicados y dar un aura de precisión espuria a estimaciones que son esencialmente objetivas. En nuestro parecer, la discusión debe enfocarse en dos criterios simples: si los flujos de fondos futuros previstos son suficientes para sostener el negocio – lo que incluye remunerar las obras mal registradas en el patrimonio de las empresas, y si la tasa marginal de beneficios es suficiente

[50] Ver Newbery, D. M. (1997). Determining the regulatory asset base for utility price regulation. Utilities Policy, 6(1), 1-8., y tambien Grout, P. A., Jenkins, A., & Zalewska, A. (2004). Privatisation of utilities and the asset value problem. European Economic Review, 48(4), 927-941.

JULIANA REGGI
APODERADA

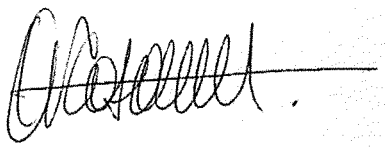
para inducir el nivel deseable de la inversión – lo cual también exige que las tarifas consideren el WACC total sobre todos los activos que se requieren a la prestación de los servicios regulados. Las obras financiadas con fondos públicos no necesitarían de grandes reemplazos en el corto plazo. Pero si entraran en la BT a un valor menor al de su reposición, darán una señal equivocada de costos y los menores precios que resultan darán entonces una señal equivocada sobre los costos reales del servicio (y los eventos recientes hacen evidente que los sinceramientos de precios son muy difíciles de imponer).

222. La cesión gratuita de activos, o en valores menores al costo de construcción – como puede ocurrir en una privatización, no es condición para que la empresa regulada no perciba una remuneración por esos activos según su costo de reposición. Es decir, como el cedente de los activos no es un "acreedor" de la empresa, dichos activos son equivalentes a un aporte al patrimonio neto de las empresas y se convierten entonces en un activo financiado –de hecho- por los accionistas. De hecho, si los accionistas decidieran vender la empresa, los fondos obtenidos por la venta de dichos activos corresponderían a los accionistas (y no a quien los aporto originalmente).

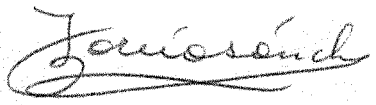
223. Lo anterior implica que, independientemente de cuánto pagaron los accionistas por los activos en cuestión, esos activos forman parte del activo de las empresas y corresponde remunerarlos con el costo de capital. Este enfoque se sustenta además en el hecho de que las Licenciatarias están asumiendo todos los costos de operación y mantenimiento de los activos y las contingencias asociadas a su gestión, similar a los otros activos que operan, lo que entonces exige remunerarlos de manera similar. Este enfoque es además neutral para los usuarios, quienes financiaron el costo de las obras mediante dos mecanismos. Uno, a través de los impuestos (o endeudamiento público y emisión monetaria) que dieron origen a financiar las obras, y otra mediante las nuevas tarifas que permiten su mantenimiento y reposición. Si las obras fueron realizadas de manera eficiente, el efecto sobre los usuarios es en esencia neutral.

JULIANA REGGI
APODERADA

224. En síntesis, y en nuestro parecer, la definición de costos de capital alternativos para remunerar distintas clases de activos regulados es conceptual y prácticamente inadecuada. Las Licenciatarias deben recibir un único WACC – el que estimamos en este informe – para todos los activos que operan bajo su gestión, independientemente del valor al que entraron en su patrimonio. Esto es así porque, en cualquier caso, el valor de la BT debe contemplar el valor de reposición económica de los activos, más allá de su valor de incorporación al patrimonio de las empresas.

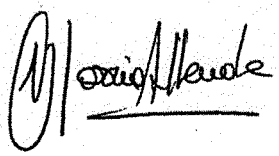


Ariel A. Casarín



Javier García Sánchez

Lorenzo A. Preve



Virginia Sarria Allende

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 4.c

A continuación se adjunta el documento: **"Balance de Gas evolución de las variables en el próximo quinquenio"**

Informe elaborado por QUANTUM

JULIANA REGGI
APODERADA

Anexo 4 c

JULIANA REGGI
APODERADA

Preparado para:

QUANTUM

Expertos en Regulación de Servicios Públicos

ADIGAS

BALANCE DE GAS NATURAL

Noviembre

2016

INFORME

FINAL

JULIANA REGGI
APODERADA

Índice

1. INTRODUCCIÓN 5

2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO UTILIZADO 5

3. INFORMACIÓN UTILIZADA 6

4. MODELO MATEMÁTICO 7

4.1. FUNCIÓN OBJETIVO 7

4.1.1. CostoGas 7

4.1.2. CostoNoGas1 8

4.1.3. CostoNoGas2 10

4.1.4. CostoENS 11

4.1.5. CostoGasNS 12

4.1.6. CostoAguaFalta 13

4.2. RESTRICCIONES 13

4.2.1. Nodos eléctricos 13

4.2.2. Nodos de gas 19

4.2.3. Centrales térmicas 25

4.2.4. Centrales hidráulicas 29

4.2.5. Centrales eólicas 32

4.2.6. Centrales de bombeo 33

4.2.7. Sistema de transmisión 35

4.2.8. Sistema de gasoductos 37

4.2.9. Embalses 38

5. RESULTADOS 40

5.1. RESUMEN 40

6. SALIDAS GRÁFICAS 41

6.1. ESCENARIOS 42

6.2. PRODUCCIÓN DE GAS 42

6.2.1. Importación desde Bolivia 44

6.2.2. Importación desde Barcos regasificadores – Escobar 45

6.2.3. Importación desde Barcos regasificadores - Bahía Blanca 46

6.2.4. Producción Cuenca Norte *47*
6.2.5. Producción Cuenca Comahue *48*
6.2.6. Producción San Jorge *49*
6.2.7. Producción Tierra del Fuego *50*
6.2.8. Importación desde Uruguay *51*
6.3. FLUJO POR GASODUCTOS 52
6.3.1. Gasoductos del Norte *52*
6.3.2. Gasoducto del Noreste *55*
6.3.3. Gasoducto del Centro Oeste *57*
6.3.4. Gasoductos NEUBA *60*
6.3.5. Gasoductos AUSTRAL *62*
6.4. DEMANDAS DE GAS POR NODO 65
6.4.1. Nodo GBAA *66*
6.4.2. Nodo LITG *67*
6.4.3. Nodo ZTUG *68*
6.4.4. Nodo COMG *69*
6.4.5. Nodo CUYG *70*
6.4.6. Nodo CENG *71*
6.4.7. Nodo NONG *72*
6.4.8. Nodo NOSG *73*
6.4.9. Nodo BBLAG *74*
6.4.10. Nodo BASG *76*
6.4.11. Nodo PATG *77*
6.4.12. Nodo CEOG *78*
6.4.13. Nodo SCRG *79*
6.4.14. Nodo TFGG *80*
6.5. BALANCES ENERGÉTICOS 82
6.5.1. Nodo SUR *83*
6.5.2. Nodo NOR *84*
6.5.3. Nodo ZRO *85*
6.5.4. Nodo ZCC *86*

JULIANA REGGI
APODERADA

6.5.5. Nodo ZCP 86

6.5.6. Nodo ZTU 87

6.5.7. Nodo MER 88

6.5.8. Nodo LIT 88

6.5.9. Nodo CEN 89

6.5.10. Nodo CEO 89

6.5.11. Nodo CEE 90

6.5.12. Nodo CUY 90

6.5.13. Nodo COM 91

6.5.14. Nodo NON 91

6.5.15. Nodo YAC 92

6.5.16. Nodo PAC 92

6.5.17. Nodo PAS 93

6.5.18. Nodo PAN 94

6.5.19. Nodo NEA 94

6.5.20. Nodo CTM 95

1. Introducción

Tal lo requerido por Adigas al momento de solicitar el estudio, uno de los principales objetivos perseguidos era realizar un balance de gas natural para el mercado argentino, que dé fundamento a la proyección de los limitantes que podrían verificarse para el período consignado (2017-2021) respecto del abastecimiento del insumo en los inviernos.

Para tal estudio Quantum propuso la utilización de su modelo de despacho integrado de gas y electricidad, herramienta con la que viene trabajando desde hace más de diez años.

Se adjunta al presente documento, dos archivos Excel:

1. DatosModelo.xlsb: Contiene toda la información de partida para la simulación del sistema eléctrico y sistema de gasoductos;
2. Resultados Adigas.xlsb: contiene los resultados de la simulación. Dichos resultados se encuentran tanto en gráficos dinámicos como en tablas;

2. Descripción del modelo utilizado

La herramienta utilizada para el estudio es un modelo de programación lineal realizado en Ilog[1], cuya función objetivo es la minimización de los costos de abastecer la demanda eléctrica y la de gas natural en forma simultánea.

El modelo realiza un despacho económico de las centrales eléctricas para lograr el mínimo costo de abastecimiento. Para esto se consideran diferentes crónicas hidráulicas, que provocan diferente participación de la energía hidráulica en el total, con el respectivo cambio en el consumo de gas natural. Nuestro modelo agrega la restricción de abastecer la demanda de gas natural a las usinas térmicas a mínimo costo y a las diferentes categorías de usuarios. Para lo cual considera diversas crónicas térmicas con variaciones en el déficit grado día anual y considera además, la prioridad en el abastecimiento según la categoría de usuario.

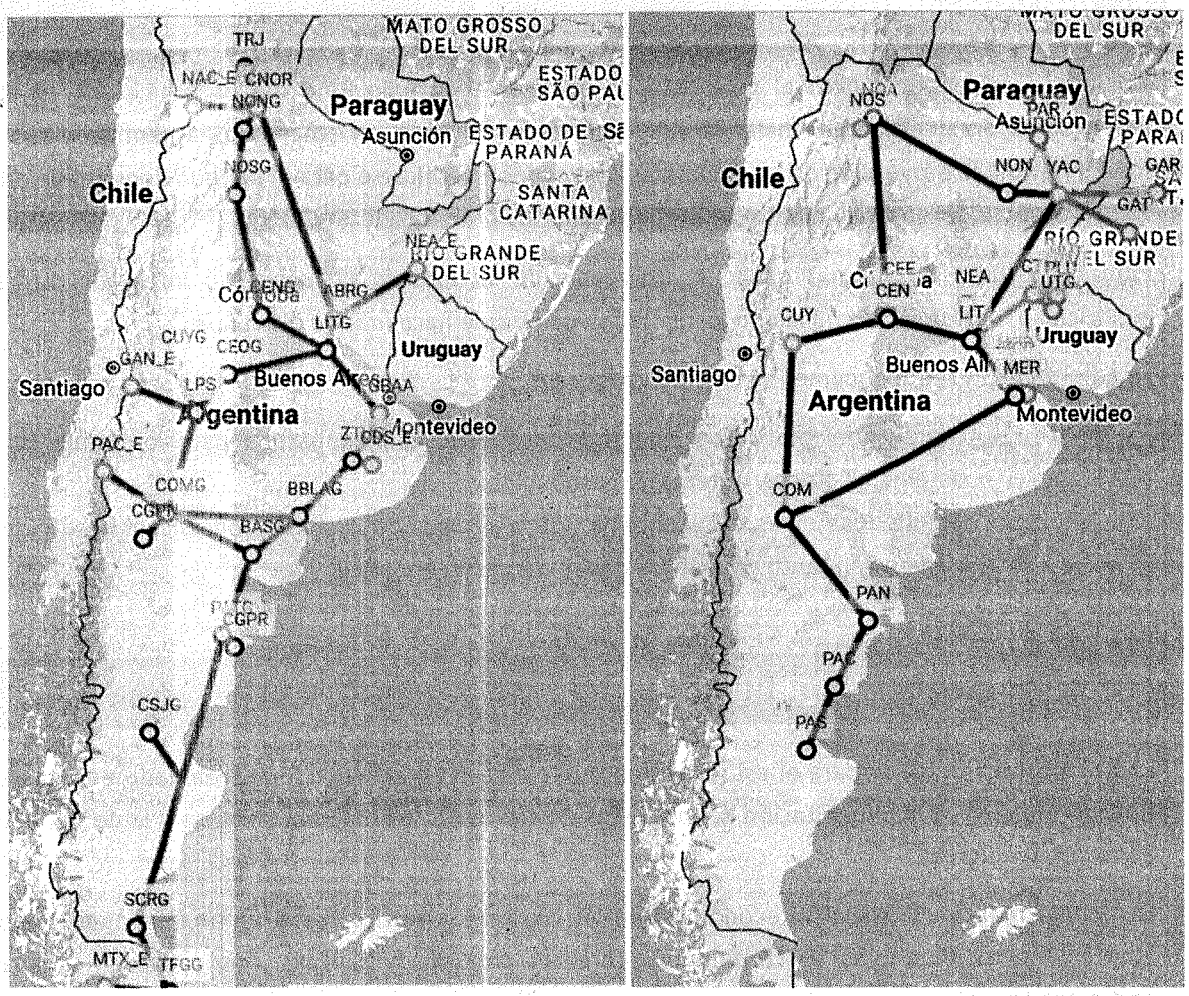
El modelo incorpora todas las centrales de generación conectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), las líneas de transmisión de 500 kV y los gasoductos troncales, con la producción de gas por cuenca. Además son consideradas las importaciones vía gasoducto de Bolivia, de Uruguay y las inyecciones de GNL en los puertos de Bahía Blanca y Escobar.

El sistema se ha modelado con 17 nodos de gas, en forma casi univoca con las subzonas tarifarias de las distribuidoras. En los siguientes esquemas se representan los gasoductos y las líneas de 500 kV modeladas.

[1] software de IBM: https://www-01.ibm.com/software/info/ilog/

JULIANA REGGI
APODERADA

Sistema de Gasoductos *Sistema de Transmisión*



La demanda de gas se modela en forma diaria, por día típico y separada en cuatro segmentos: residencial, comercial, GNC e industrial, con prioridad de abastecimiento en el mismo orden.

Se han incorporado los recientes proyectos de energía renovable, eólicos y solar, que han sido adjudicados y se ha supuesto que esta tendencia se repetirá en los próximos años para tratar de cumplir con la Ley 27.191.

El período de modelación comienza en 2016 y se extiende hasta el 2021 inclusive.

3. Información utilizada

La información utilizada por el modelo, se encuentra en el archivo DatosModelo.xlsb. La misma proviene de las siguientes fuentes:

1. Sistema eléctrico: Principalmente se utilizó la base de datos del modelo Oscar – Margo para la programación estacional de Agosto de 2016. Adicionalmente a lo contenido en dicha base, se

incorporaron nuevas inversiones en generación eólica e hidráulica de acuerdo a la resolución MEYN 136E/2016 "Programa RenovAr Ronda 1" y nueva generación térmica a gas por un total de 4 nuevas centrales TG de 150 MW[2] y un CC de 700 MW[3] cuya ubicación lo determina el modelo de acuerdo a la minimización de costos.

2. Sistema de Gas:
    a. Gasoductos: Las capacidades de los gasoductos actuales y futuros, se determinaron a partir de información publicada en el ENARGAS.
    b. Importaciones: las capacidades máximas de importación desde Bolivia, Uruguay, y de los barcos regasificadores, fueron determinadas a partir de datos históricos. Se proyecta que los buques metaneros seguirán llegando al país los próximos 5 años.
    c. Producción de gas:
        i. Convencional: se reduce la producción de gas convencional en todas las cuencas todos los años.
        ii. No Convencional: la producción de gas no convencional reemplaza la caída del convencional y aporta mayor disponibilidad, principalmente en la cuenca neuquina.
    d. Proyección de Demandas: Las proyecciones de demanda de cada categoría salvo la categoría usinas, fueron construidas con la información enviada por cada distribuidora. Las proyecciones de demanda de las usinas, es un resultado del presente estudio.

4. Modelo matemático

Se presenta a continuación, la función objetivo a minimizar y luego las restricciones que aplican para simular el mercado eléctrico y de gas natural en Argentina.

4.1. Función Objetivo

Se minimizan los costos del sistema nacional completo:

```
minimize
    CostoGas+CostoNoGas1+CostoNoGas2+CostoENS+CostoGasNS+CostoAguaFalta;
```

Se detalla en los siguientes puntos cada componente de costo de la función objetivo.

4.1.1. CostoGas

Es el costo de la producción de gas, expresada en USD para el año simulado.

[2] 2 para el año 2020 y 2 más para el año 2021

[3] Para el año 2021.

JULIANA REGGI
APODERADA

```
//Costo de la producción de gas para todo el periodo
dexpr float CostoGas = sum(ngp in NodoGProd,
                           a in Anio,
                           s in Semana,
                           dt in Diatipico)
                          (ProduccionGas[ngp][a][s][dt] *
                           DiasxDiaTipico[dt] *
                           PrecioGas[ngp]);
```

Como se puede observar en la expresión anterior, el costo del gas es igual a la suma de la producción de gas de cada cuenca "ngp", para cada semana "s" y cada día típico "dt", multiplicado por el precio del gas de cada cuenca.

Donde:

- **ProduccionGas:** Es la producción de gas de la cuenca "ngp", para el año "a", semana "s" y día típico "dt", expresada en Dm^3;
- **DiasxDiaTipico:** Es la cantidad de días que tiene cada día típico:
  - Lunes: representa 5 días hábiles de la semana;
  - Sábado: solo este día, equivale a semi hábil;
  - Domingo: solo este día, equivale a día no hábil;
- **PrecioGas:** Es el precio del gas de la cuenca NGP, expresado en USD/Dm^3;

4.1.1.1. Tablas utilizadas

En la tabla "**ProduccionG**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran las cuencas de gas y los costos tomados, donde a continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Nodo:** Es el nodo de la cuenca. Equivale dentro de la expresión, a "NodoGProd";
- **Año:** Es el año para cada producción máxima y precio de gas;
- **ProdMax:** Es la capacidad de producción máxima de la cuenca, expresada en Miles de m^3/Día;
- **Precio:** Es el precio del gas de la cuenca, expresado en USD/Mm^3;

4.1.2. CostoNoGas1

Es el costo en USD de los combustibles líquidos principales consumidos por los generadores térmicos para el año simulado.

```
//Costo de la generacion térmica usando combustibles liquidos
dexpr float CostoNoGas1 = sum(ct in CentralT,
                              a in Anio,
                              s in Semana,
                              dt in Diatipico,
                              b in Bloque : TipoComb1T[ct]!="GA" && TipoComb1T[ct]!="")
                             (GeneracionTermica_1[ct][a][s][dt][b] *
                              DiasxDiaTipico[dt] *
                              HorasxBloque[b] *
                              CostoAComb1T[ct]);
```

Como se observa, este costo es igual a la suma de la generación térmica usando el combustible principal[4] de todas las centrales térmicas "ct" cuyo combustible es diferente a gas ("GA"), para cada semana "s", día típico "dt" y bloque horario "b", multiplicado por el costo del combustible principal de dicha central.

Donde:

- **GeneracionTermica_1:** Es la generación de potencia media de la central térmica "ct" utilizando el combustible principal, para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;
- **DiasxDiaTipico:** Es la cantidad de días que tiene cada día típico "dt":
  - **Lunes:** representa 5 días hábiles de la semana;
  - **Sábado:** solo este día, equivale a semi hábil;
  - **Domingo:** solo este día, equivale a día no hábil;
- **HorasxBloque:** Es la cantidad de horas del día para cada bloque "b":
  - **Punta:** 5 horas;
  - **Resto:** 13 horas;
  - **Valle:** 6 horas;
- **TipoComb1T:** Es el tipo de combustible principal de la central térmica "ct":
  - **"GA":** Gas natural;
  - **"DO":** Diesel Oil;
  - **"FO":** Fuel Oil;
  - **"CA":** Carbón;
  - **"UR":** Uranio;
- **CostoAComb1T:** Es el costo "A"[5] del combustible principal, de cada central térmica "ct", expresado en USD/MWh;

4.1.2.1. Tablas utilizadas

En la tabla "**DatosTecnicosTermicas**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran las centrales y los costos tomados, donde a continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central:** Es el código de la central térmica. Equivale a "CentralT" de la expresión anterior;
- **TipoComb1:** Es el tipo de combustible principal de la central térmica. Equivale a "TipoComb1" de la expresión anterior;

[4] algunas centrales térmicas poseen la alternativa de consumir además otro tipo de combustible.

[5] **Nota del manual Oscar y Margo:** "*Con el archivo CVPD se definen los costos de las diferentes clases de combustibles de cada grupo térmico. - Los costos "A" son los costos reconocidos totales para el despacho - Los costos "B" son los costos reconocidos totales para fijación de precios - Los costos "G" son los costos reconocidos para el cálculo de los precios con la resolución Res SE 240/03, es necesario aclarar que los costos 'G' 'deben ser iguales' para todos los combustibles declarados por el grupo.*"

JULIANA REGGI
APODERADA

- **CostoAComb1**: Es el costo del combustible principal de la central térmica. Equivale a "CostoAComb1T" de la expresión anterior y está expresado en USD/MWh;

4.1.3. CostoNoGas2

Es el costo en USD de los combustibles líquidos alternativos consumidos por los generadores térmicos para el año simulado.

```
//Costo de la generacion térmica usando combustibles liquidos (combustible alternativo)
dexpr float CostoNoGas2 = sum(ct in CentralT,
                              a in Anio,
                              s in Semana,
                              dt in Diatipico,
                              b in Bloque : TipoComb2T[ct]!="GA" && TipoComb2T[ct]!="")
                          (GeneracionTermica_2[ct][a][s][dt][b] *
                           DiasxDiaTipico[dt] *
                           HorasxBloque[b] *
                           CostoAComb2T[ct]);
```

Como se observa, este costo es igual a la suma de la generación térmica usando el combustible secundario de todas las centrales térmicas cuyo combustible alternativo es diferente a gas ("GA"), para cada semana, día típico y bloque horario, multiplicado por el costo del combustible alternativo de dicha central.

Donde:

- **GeneracionTermica_2**: Es la generación de potencia media de la central térmica "ct" utilizando el combustible secundario, para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;
- **DiasxDiaTipico**: Es la cantidad de días que tiene cada día típico "dt":
  - **Lunes**: representa 5 días hábiles de la semana;
  - **Sábado**: solo este día, equivale a semi hábil;
  - **Domingo**: solo este día, equivale a día no hábil;
- **HorasxBloque**: Es la cantidad de horas del día para cada bloque "b":
  - **Punta**: 5 horas;
  - **Resto**: 13 horas;
  - **Valle**: 6 horas;
- **TipoComb2T**: Es el tipo de combustible secundario de la central térmica "ct":
  - **"DO"**: Diesel Oil;
  - **"FO"**: Fuel Oil;
- **CostoAComb2T**: Es el costo "A" del combustible secundario, de cada central térmica "ct", expresado en USD/MWh;

4.1.3.1. Tablas utilizadas

En la tabla "**DatosTecnicosTermicas**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran las centrales y los costos tomados, donde a continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central**: Es el código de la central térmica. Equivale a "CentralT" de la expresión anterior.
- **TipoComb2**: Es el tipo de combustible secundario de la central térmica. Equivale a "TipoComb2" de la expresión anterior.
- **CostoAComb2**: Es el costo del combustible secundario de la central térmica. Equivale a "CostoAComb2T" de la expresión anterior, y está expresado en USD/MWh. Nótese que si la central no tiene la alternativa de combustible secundario, el valor de esta columna será igual a -1.

4.1.4. CostoENS

Es el costo en USD, de la energía no suministrada total del país para el año simulado.

```
//Costo de la Energía No Suministrada
dexpr float CostoENS    = sum(es in Escalon,n in NodoD,
                              a in Anio,
                              s in Semana,
                              dt in Diatipico,
                              b in Bloque)
                            (ENS[es][n][a][s][dt][b] *
                             DiasxDiaTipico[dt] *
                             HorasxBloque[b] *
                             CostoFalla[es] * 1000);
```

Como se observa, es igual a la suma de energía no suministrada para cada escalón de falla, para cada nodo del sistema eléctrico, para cada semana, para cada día típico, para cada bloque, multiplicada por el costo de falla de cada escalón.

Donde:

- **ENS**: Es la potencia media no suministrada en el escalón de falla "es" y en el nodo "n", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresado en MW;
- **DiasxDiaTipico**: Es la cantidad de días que tiene cada día típico "dt":
  - **Lunes**: representa 5 días hábiles de la semana;
  - **Sábado**: solo este día, equivale a semi hábil;
  - **Domingo**: solo este día, equivale a día no hábil;
- **HorasxBloque**: Es la cantidad de horas del día para cada bloque "b":
  - **Punta**: 5 horas;
  - **Resto**: 13 horas;
  - **Valle**: 6 horas;
- **CostoFalla**: Es el costo de falla del escalón "es", expresado en USD/kWh;

4.1.4.1. Tablas utilizadas

En la tabla "**Demanda**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran las demandas de potencia media. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Nodo**: Es el nodo de la demanda. Equivale a "NodoD" de la expresión anterior.

JULIANA REGGI
APODERADA

En la tabla "**EscalonesdeFalla**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los escalones de falla junto con los costos de falla de cada uno. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Escalon**: Es el escalón de falla. Equivale a "Escalon" de la expresión anterior.
- **CostoFalla**: es el costo de falla de cada escalón. Equivale a "CostoFalla" de la expresión anterior, está expresado en USD/kWh.

4.1.5. CostoGasNS

Es el costo en USD del gas no suministrado total anual del sistema.

```
//Costo del Gas No Suministrado
dexpr float CostoGasNS    = sum(es in EscalonG,n in NodoG,
                                a in Anio,
                                s in Semana,
                                dt in Diatipico,
                                ca in Categoria)
                           (GNS[ca][es][n][a][s][dt] *
                           DiasxDiaTipico[dt] *
                           CostoGNS[ca][es]);
```

Como se observa, el costo del gas no suministrado es igual a la suma del gas no suministrado para cada escalón de falla, para cada nodo del sistema de gasoductos, para cada semana, para cada día típico y para cada categoría, multiplicado por el costo del gas no suministrado de cada categoría y para cada escalón.

Donde:

- **GNS**: Es el gas no suministrado en el nodo "ng", para el año "a", semana "s" y día típico "dt", expresado en Dm^3;
- **DiasxDiaTipico**: Es la cantidad de días que tiene cada día típico "dt":
  - **Lunes**: representa 5 días hábiles de la semana;
  - **Sábado**: solo este día, equivale a semi hábil;
  - **Domingo**: solo este día, equivale a día no hábil;
- **CostoGNS**: Es el costo de falla de la categoría "ca" del escalón "es", expresado en USD/Dm^3;

4.1.5.1. Tablas utilizadas

En la tabla "**DemandaG**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran las demandas medias. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Nodo**: Es el nodo de la demanda de gas. Equivale a "NodoG" de la expresión anterior.

En la tabla "**CostoGasNoSum**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los escalones de falla para cada categoría junto con los costos de falla de cada uno. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Categoría**: Es la categoría de usuario. Equivale a "Categoría" de la expresión anterior.
- **Escalón**: Es el escalón de falla. Equivale a "EscalonG" de la expresión anterior.

- **CGNS**: es el costo de falla de cada escalón y cada categoría. Equivale a "CostoGNS" de la expresión anterior, está expresado en USD/Dm^3;

4.1.6. CostoAguaFalta

Es el costo en USD del agua faltante anual. Variable necesaria para cumplir con requisitos de caudal mínimo, exigidos en ciertas cuencas hídricas para el año simulado.

```
dexpr float CostoAguaFalta= sum(ch in CentralH,
                                a in Anio,
                                s in Semana)
                           (AguaFaltante[ch][a][s]*100000);
```

Como se observa, el costo de esta variable es igual a la suma del agua faltante en el río de salida de cada central hidráulica, para cada semana, multiplicada por 100000. El modelo buscará una solución factible que minimice esta variable.

Donde:

- **AguaFaltante**: Es la cantidad de agua necesaria para lograr cumplir con la restricción de caudal mínimo del río agua abajo, expresada en Hm^3;

4.1.6.1. Tablas utilizadas

En la tabla "**DatosTecnicosHidraulicas**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los datos técnicos de las centrales hidráulicas. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central**: Es la central hidráulica. Equivale a "CentralH" de la expresión anterior;

4.2. Restricciones

4.2.1. Nodos eléctricos

4.2.1.1. Equilibrio de nodo – Sistema eléctrico

Se debe cumplir que para cada nodo del sistema eléctrico, para cada semana, para cada día típico y cada bloque horario, la generación local, más la entrada de potencia por líneas de transmisión, más las importaciones al nodo, más la potencia no suministrada local, tiene que ser igual a la salida de potencia por líneas de transmisión, más las exportaciones del nodo, más la demanda local.

Dentro del lenguaje de programación, lo anterior se expresa de la siguiente manera:

JULIANA REGGI
APODERADA

```
//Equilibrio en los nodos electricos
forall(<ne> in NodosElectricos, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico, b in Bloque)
{
CMG_Aux[<ne>][a][s][dt][b]:

    sum(ct in CentralT : NodoT[ct]==ne) GeneracionTermica_1[ct][a][s][dt][b]+
    sum(ct in CentralT : NodoT[ct]==ne) GeneracionTermica_2[ct][a][s][dt][b]+
    sum(ch in CentralHNoPOP : NodoH[ch]==ne) GeneracionHidraulica[ch][a][s][dt][b]+
    sum(ce in CentralE : NodoE[ce]==ne) GeneracionEolica[ce][a][s][dt][b]+
    sum(li in Lin : NF[li]==ne) (FlujoPotencia[li][a][s][dt][b])+
    sum(<ne> in NodoEx) Imp[<ne>][a][s]+
    sum(<ne> in NodoD, es in Escalon) ENS[es][<ne>][a][s][dt][b]
    ==
    sum(li in Lin : NI[li]==ne) FlujoPotencia[li][a][s][dt][b]+
    sum(<ne> in NodoEx) Exp[<ne>][a][s]+
    sum(ch in CentralHPOP : NodoH[ch]==ne) ConsumoBomba[ch][a][s][dt][b]+
    sum(<ne> in NodoD) DEM[<ne>][a][s][dt][b];
}
```

Dónde:

- **GeneracionTermica_1**: Es la generación de potencia media de la central térmica "ct" utilizando el combustible principal, para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;
- **GeneracionTermica_2**: Es la generación de potencia media de la central térmica "ct" utilizando el combustible secundario, para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b";
- **GeneracionHidraulica**: Es la generación de potencia media de la central hidráulica "ch", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;
- **GeneracionEolica**: Es la generación de potencia media de la central eólica "ch", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW. En esta clasificación se incluyen también las solares;
- **FlujoPotencia**: Es el flujo de potencia medio de las líneas de transmisión "li", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresado en MW;
- **Imp**: Es la potencia media importada en el nodo "ne", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresado en MW;
- **ENS**: Es la potencia media no suministrada en el escalón de falla "es" y en el nodo "ne", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresado en MW;
- **Exp**: Es la potencia media exportada desde el nodo "ne", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresado en MW;
- **ConsumoBomba**: Es el consumo de la estación de bombeo "ch", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;
- **DEM**: Es la demanda de potencia media en el nodo "ne", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;

4.2.1.2. Energía no suministrada por nodo

Para cada escalón de falla (máquinas falla), cada nodo, cada año, cada semana, cada día típico y cada bloque, se debe dar que la energía no suministrada sea menor o igual que la demanda en dicho nodo, afectada por el porcentaje de cada escalón.

```
//Restricción de la capacidad de las máquinas falla
forall(es in Escalon, ne in NodoD, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico, b in Bloque)
{
CENS[es][ne][a][s][dt][b]:

    ENS[es][ne][a][s][dt][b]
    <=
    DEM[ne][a][s][dt][b]*Porcentaje[es]/100;
}
```

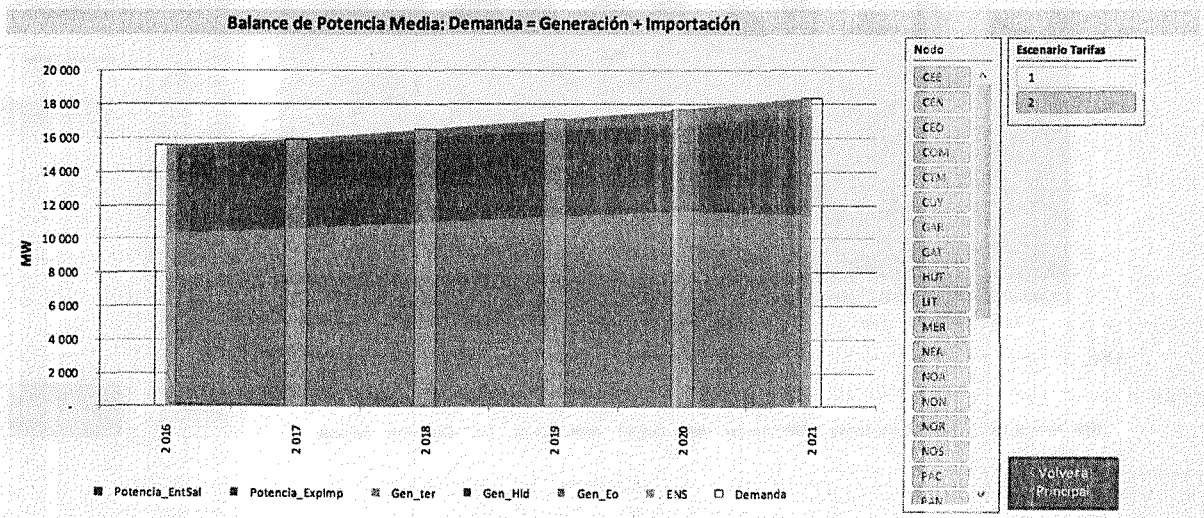
Dónde:

- **ENS**: Es la potencia media no suministrada en el escalón de falla "es" y en el nodo "ne", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresado en MW;
- **DEM**: Es la demanda eléctrica del nodo "ne" para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresado en MW;
- **Porcentaje:** Es el porcentaje correspondiente al escalón de falla "es", expresado en % x 100;

4.2.1.3. Salidas gráficas

4.2.1.3.1. Balance por nodo Sistema eléctrico

Dentro del archivo Excel hoja "GREquilibrionodototal", se encuentra el siguiente gráfico:



Donde:

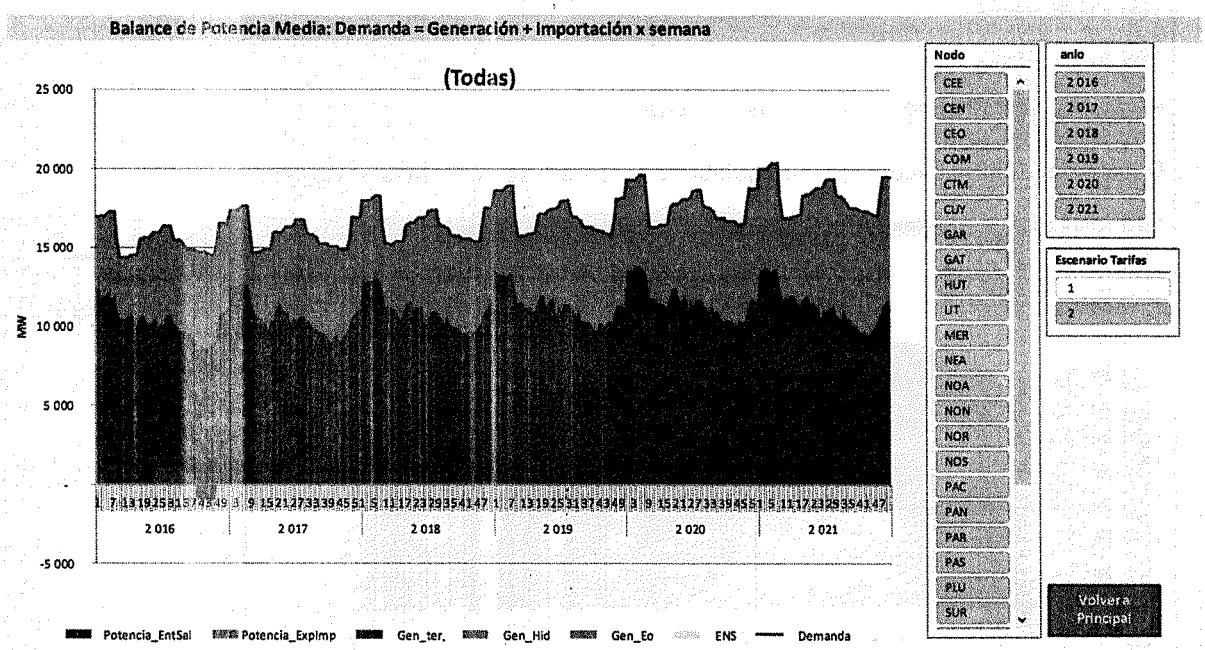
- **Demanda**: Es la demanda del nodo, expresada en MW. Equivale a "DEM", de la restricción anterior. Nótese que la demanda está graficada como una columna amarilla y roja, mientras

JULIANA REGGI
APODERADA

que todas las demás variables son superficies apiladas. Por consiguiente dicha columna coincide con la suma de las demás.

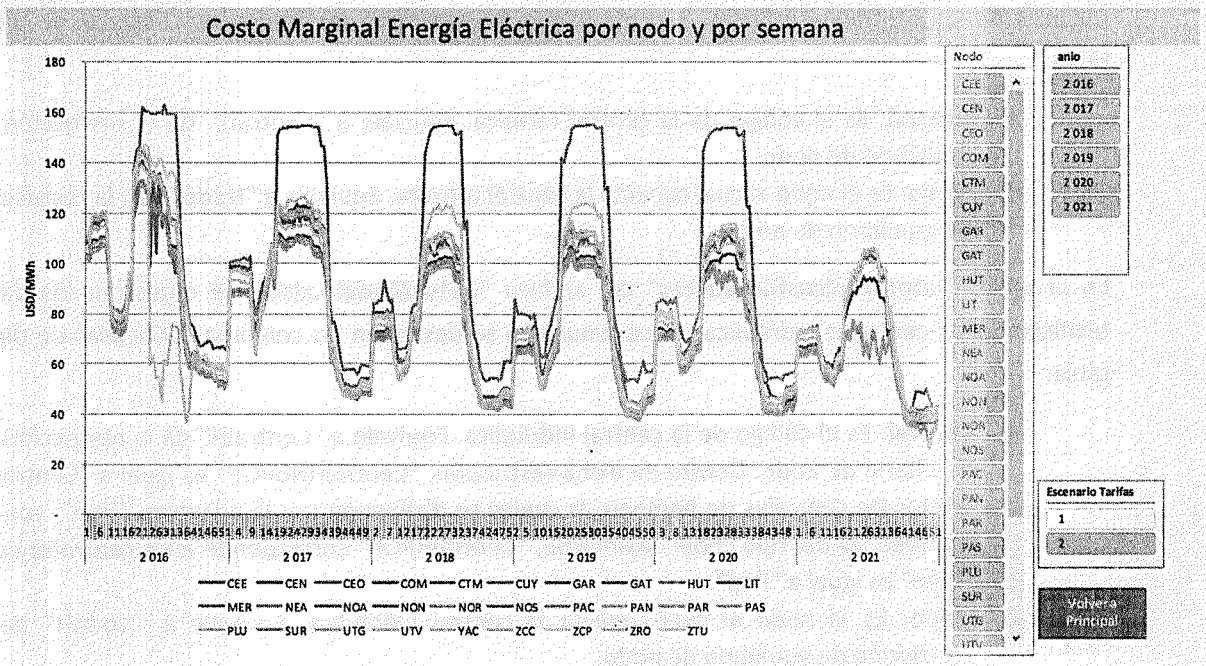
- **Neto Interconexiones**: Es el flujo de potencia de entrada menos el flujo de potencia de salida del nodo (Potencia_EntSal), expresada en MW. Equivale a "**FlujoPotencia**" de la restricción de equilibrio de nodo.
- **Generación Térmica:** Es la generación térmica del nodo expresada en MW (Gen_Ter). Equivale a la suma de "GeneracionTermica_1" y "GeneracionTermica_2" de la restricción de equilibrio de nodo.
- **Generación Hidráulica:** Es la generación hidráulica del nodo expresada en MW (Gen_Hid). Equivale a "GeneracionHidraulica" de la restricción de equilibrio de nodo.
- **Generación Eólica:** Es la generación eólica del nodo expresada en MW (Gen_Eo). Equivale a "GeneracionEolica" de la restricción de equilibrio de nodo.
- **Neto Exportaciones**: Es la importación menos la exportación de potencia en el nodo, expresada en MW (Energía_ExpImp). Equivale a "**Imp**" menos "**Exp**" de la restricción de equilibrio de nodo.
- **Energía No Suministrada**: Es la energía no suministrada (expresada en potencia media: MW) del nodo. Equivale a "ENS" de la restricción de equilibrio de nodo.

Dentro de la hoja "GREquilibrionodototal2", se encuentra el balance de potencia media similar al anterior, pero con desagregación semanal:



4.2.1.3.2. Costo marginal

Dentro del Excel, hoja "GRCostoMarginalEE", se encuentra el siguiente gráfico:



Donde:

- Costo Marginal: Es el costo marginal para cada nodo del sistema eléctrico, expresado en USD/MWh.

4.2.1.4. Tablas utilizadas

En la tabla "**Demanda**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran las demandas de energía. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Nodo**: Es el nodo donde se encuentran las demandas. Equivale a "NodoG" dentro de la restricción de equilibrio de nodo.
- **Año**: Es el año. Equivale a "Anio" de la restricción de equilibrio de nodo.
- **DiaTipico:** Es el día típico. Equivale a "DiaTipico" de la restricción de equilibrio de nodo.
- **Bloque:** Es el bloque. Equivale a "Bloque" de la restricción de equilibrio de nodo.
- **Semana:** Es la semana. Equivale a "Semana" de la restricción de equilibrio de nodo.
- **Demanda:** Es demanda expresada en MW de potencia media. Equivale a "Dem" dentro de la restricción de equilibrio de nodo.

En la tabla "**DatosTecnicosLineas**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los datos técnicos de las líneas. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Linea**: Es al código de las líneas de transmisión. Equivale a "Linea" dentro de la restricción de equilibrio de nodo.

JULIANA REGGI
APODERADA

- **NI** y **NF**: Es nodo inicio y nodo final de cada línea. La unión no repetida de dichas columnas equivalen a "NodosElectricos" de la restricción de equilibrio de nodo.

En la tabla "**DatosTecnicosTermicas**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los datos técnicos de las centrales térmicas. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central**: Es el código de la central térmica. Equivale a "CentralT" de la restricción de equilibrio de nodo.
- **Nodo**: Es el nodo al cual conecta la central térmica. Equivale a "NodoT" de la restricción de equilibrio de nodo.

En la tabla "**DatosTecnicosHidraulicas**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los datos técnicos de las centrales hidráulicas. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central**: Es el código de la central hidráulica. Equivale a "CentralH" de la restricción de equilibrio de nodo. Dentro de dicha restricción, "CentralHNoPOP" es igual a "CentralH" menos las centrales de bombeo, la cuales se distinguen por la columna "Tipo": son de bombeo las del tipo "Pop". Asimismo, "CentralHPOP" corresponde a las centrales cuyo "Tipo" es igual a "Pop".
- **Nodo**: Es el nodo al cual conecta la central hidráulica. Equivale a "NodoH" de la restricción de equilibrio de nodo.

En la tabla "**DatosTecnicosEolicas**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los datos técnicos de las centrales eólicas. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central**: Es el código de la central eólica. Equivale a "CentralE" de la restricción de equilibrio de nodo.
- **Nodo**: Es el nodo al cual conecta la central eólica. Equivale a "NodoE" de la restricción de equilibrio de nodo.

En la tabla "**ExpImp**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran las exportaciones e importaciones de potencia del nodo. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Nodo**: Es el nodo donde se dan las exportaciones y/o importaciones. Equivale al "NodoEx" de la restricción anterior.
- **Cronica**: Equivale al año hidráulico histórico. El modelo filtra la crónica previo a cada simulación.
- **Exp**: es la exportación de potencia media del nodo expresada en MW. Equivale a "Exp" dentro de la restricción anterior.
- **Imp**: es la importación de potencia media del nodo expresada en MW. Equivale a "Imp" dentro de la restricción anterior.

En la tabla "**EscalonesdeFalla**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los escalones de falla junto con los costos de falla de cada uno. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Escalon:** Es el escalón de falla. Equivale a "Escalon" de las restricciones anteriores.
- **Porcentaje:** Es el porcentaje correspondiente a cada escalón de falla. Equivale a "Porcentaje" de la expresión Energía no suministrada.
- **Costo de Falla:** Es el costo de la falla correspondiente a cada escalón de falla.

4.2.2. Nodos de gas

4.2.2.1. Equilibrio de nodo – Sistema de gasoductos

Se debe cumplir que para cada nodo del sistema de gasoductos, para cada semana y para cada día típico, la producción del nodo, más la entrada de gas por gasoductos, más el gas no suministrado del nodo, tiene que ser igual a la salida de gas por gasoductos, más las exportaciones de gas del nodo, más el consumo de gas de las centrales térmicas del nodo, más la demanda local.

Dentro del lenguaje de programación, lo anterior se expresa de la siguiente manera:

```
//Equilibrio en los nodos de gas
forall(<ng> in NodosGas, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico)
{
    CMGG_Aux[<ng>][a][s][dt]:

    sum(<ng> in NodoGProd) ProduccionGas[<ng>][a][s][dt]+
    sum(ca in Categoria, es in EscalonG,<ng> in NodoG) GNS[ca][es][<ng>][a][s][dt]+
    sum(ga in Gasoducto : NFG[ga]==ng) (FlujoGas[ga][a][s][dt])
    ==
    sum(ga in Gasoducto : NIG[ga]==ng) (FlujoGas[ga][a][s][dt])+
    sum(<ng> in NodoGEx) ExportGas[<ng>]+
    sum(ct in CentralT : NodoGT[ct]==ng && TipoComb1T[ct]=="GA") ConsumoComb_1[ct][a][s][dt]+
    sum(cl in Cliente, ca in Categoria, <ng> in NodoG) DEMG[<ng>][a][s][dt][cl][ca];
}
```

Dónde:

- **ProduccionGas**: Es la producción de gas en el nodo "ng", para el año "a", semana "s" y día típico "dt", expresada en Dm^3;
- **GNS**: Es el gas no suministrado en el nodo "ng", para el año "a", semana "s" y día típico "dt" , expresado en Dm^3;
- **FlujoGas**: Es el flujo de gas por el gasoducto "ga", para el año "a", semana "s" y día típico "dt", expresado en Dm^3;
- **ExportGas**: Es la exportación de gas en el nodo "ng", para el año "a", semana "s" y día típico "dt", expresada en Dm^3;
- **ConsumoComb_1**: Es el consumo de gas de la central térmica "ct", para el año "a", semana "s" y día típico "dt", expresada en Dm^3;
- **DEMG**: Es la demanda de gas en el nodo "ng", para el año "a", semana "s" y día típico "dt", expresada en Dm^3;

JULIANA REGGI
APODERADA

4.2.2.2. *Gas no suministrado por nodo*

Para cada escalón de falla, cada categoría de usuario, cada nodo de gas, cada año, cada semana y cada día típico, se debe cumplir que el gas no suministrado sea menor o igual al gas demandado por cada categoría en dicho nodo, afectado por el porcentaje de cada escalón y categoría.

```
//Restricción gas no suministrado
forall(es in EscalonG, ca in Categoria, ng in NodoG, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico)
{
    GNS[ca][es][ng][a][s][dt]
    <=
    sum(cl in Cliente) DEMG[ng][a][s][dt][cl][ca] * PorcentajeG[ca][es]/100;
}
```

Dónde:

- **GNS**: Es el gas no suministrado en el nodo "ng", para el año "a", semana "s" y día típico "dt" , expresado en Dm^3;
- **DEMG**: Es la demanda de gas en el nodo "ng", para el año "a", semana "s" y día típico "dt", expresada en Dm^3;
- **PorcentajeG**: Es el porcentaje correspondiente al escalón de falla "es" y categoría de usuario "ca";

4.2.2.3. *Capacidad máxima de producción de gas*

Para cada cuenca de gas, cada año, cada semana y cada día típico, la producción de gas deberá ser menor o igual que la producción máxima de dicha cuenca.

```
//Limite de la producción de gas
forall(ng in NodoGProd, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico)
{
    ProduccionGas[ng][a][s][dt] <= ProdMax[ng];
}
```

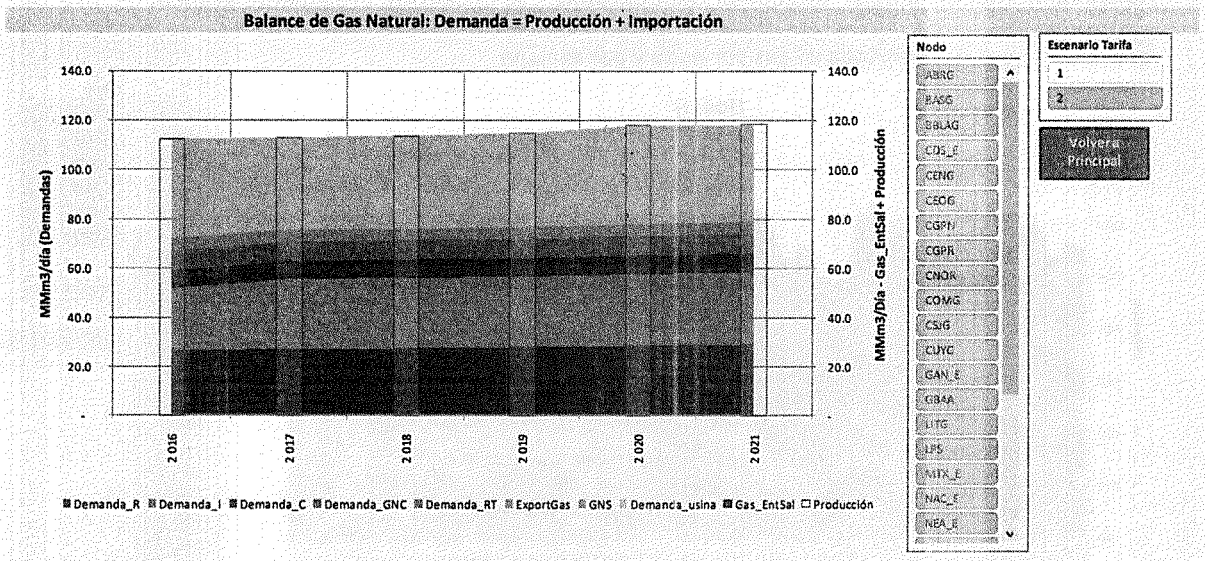
Dónde:

- **ProduccionGas**: Es la producción de gas en el nodo "ng", para el año "a", semana "s" y día típico "dt", expresada en Dm^3;
- **ProdMax**: Es la producción máxima de gas de la cuenca que se encuentra en el nodo "ng", expresada en Dm^3;

4.2.2.4. Salidas gráficas

4.2.2.4.1. Balance de nodo

Dentro del Excel "Resultados Adigas.xlsb" en la hoja "GREquilibrionodogtotal" se encuentra el siguiente gráfico:



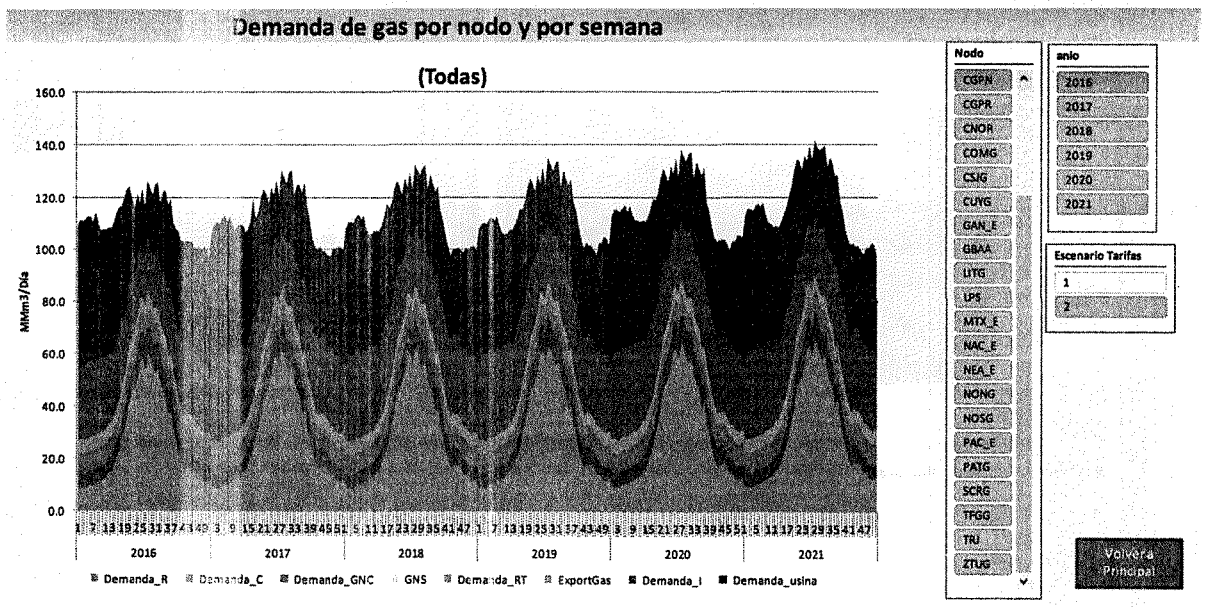
Donde:

- **Neto Gasoductos**: Es el flujo de gas de entrada menos el flujo de gas de salida del nodo, expresada en MMm^3/Día (Gas_EntSal). Equivale a "**FlujoGas**" de la restricción anterior. Nótese que en el gráfico está graficada como una columna azul junto con la producción y responde al eje de la izquierda. Las demás variables son superficies apiladas que en suma equivalen al neto de los gasoductos del nodo más la producción.
- **Producción**: Es la producción de gas en el nodo, expresada en MMm^3/Día. Equivale a "ProduccionGas" de la restricción anterior.
- **Demanda Residencial**: Es la demanda de los usuarios residenciales en el nodo, expresada en MMm^3/Día (Demanda_R). Equivale a "DemG" de la restricción anterior.
- **Demanda Industrial**: Es la demanda de los usuarios industriales en el nodo, expresada en MMm^3/Día (Demanda_I). Equivale a "DemG" de la restricción anterior.
- **Demanda Comercial**: Es la demanda de los usuarios comerciales en el nodo, expresada en MMm^3/Día. Equivale a "DemG" de la restricción anterior.
- **Demanda GNC**: Es la demanda del Gas Natural Comprimido en el nodo, expresada en MMm^3/Día. Equivale a "DemG" de la restricción anterior.
- **Demanda RT**: Es la demanda de la retención térmica en el nodo, más el gas consumido por los compresores del tramo del gasoducto, expresada en MMm^3/Día. Equivale a "DemG" de la restricción anterior.

JULIANA REGGI
APODERADA

- **Demanda Centrales Térmicas**: Es la demanda de las centrales térmicas en el nodo (demanda_Usinas), expresada en MMm^{3}7Día. Equivale a "ConsumoComb_1" de la restricción anterior.
- **Gas No Suministrado**: Es el gas no suministrado en el nodo (GNS), expresado en MMm^3/Día. Equivale a la suma de "GNS" por categorías de la restricción anterior.

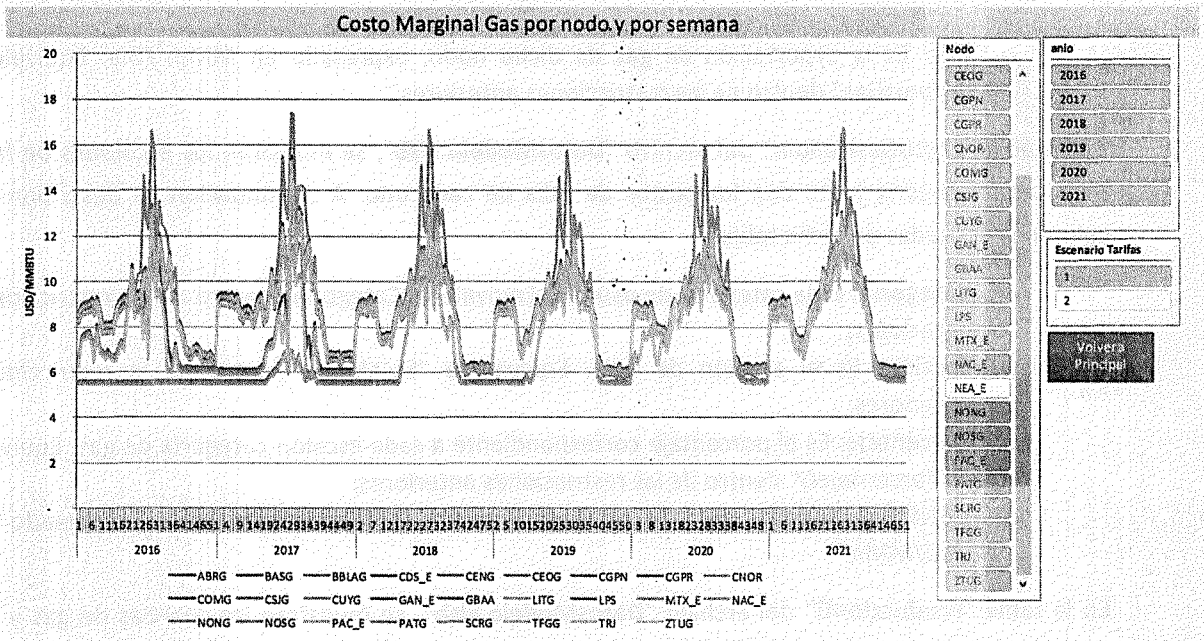
Adicionalmente, en la hoja "GREquilibrionodogtotal2", se encuentra el siguiente gráfico:



El cual es similar al anterior pero desagregado por semanas.

4.2.2.4.2. Costo marginal

Dentro del Excel hoja "GRECostoMarginalGas", se encuentra el siguiente gráfico:



Donde:

- **Costo Marginal:** es el costo marginal en el nodo expresado en USD/MMBTU.

4.2.2.5. Tablas utilizadas

En la tabla "**Gasoductos**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los datos técnicos de los gasoductos. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Gasoducto**: Es el código de los gasoductos. Equivale a "Gasoducto" dentro de las restricciones anteriores;
- **NodoInicio y NodoFin**: Es el código de los nodos inicio y fin de los gasoductos. La unión no repetida de dichas columnas, equivale a "NodosGas" dentro de las restricciones anteriores;

En la tabla "**DatosTecnicosTermicas**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los datos técnicos de las centrales térmicas. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central**: Es el código de la central térmica. Equivale a "CentralT" dentro de las restricciones anteriores;
- **NodoG**: Es el nodo del sistema de gasoductos al cual conecta la central térmica. Equivale a "NodoGT" dentro de las restricciones anteriores;
- **TipoComb1**: Es el tipo de combustible principal de cada central térmica. Equivale a "TipoComb1T" dentro de las restricciones anteriores;

JULIANA REGGI
APODERADA

En la tabla "ExpGas" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran las exportaciones de gas esperadas. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Nodo**: Es el código del nodo de exportación. Equivale a "NodoGex" dentro de las restricciones anteriores;
- **Exp**: Es la exportación de gas de dicho nodo, expresado en MMm^3/Día. Equivale a "ExportGas" dentro de las restricciones anteriores;

En la tabla "**CostoGasNoSum**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los escalones de falla para cada categoría junto con los costos de falla de cada uno. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Categoría**: Es la categoría de usuario. Equivale a "Categoría" dentro de las restricciones anteriores;
- **Escalón**: Es el escalón de falla. Equivale a "EscalonG" dentro de la restricciones anteriores;
- **Porcentaje**: Es el porcentaje correspondiente a cada escalón-categoría de gas. Equivale a "PorcentajeG" dentro de las restricciones anteriores;
- **CGNS**: es el costo de falla de cada escalón y cada categoría. Está expresado en USD/MMm^3.

En la tabla "**ProduccionG**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran las cuencas de gas y los costos tomados, donde a continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Nodo**: Es el nodo de la cuenca. Equivale a "NodoGProd" dentro de las restricciones anteriores;
- **ProdMax**: Es la capacidad de producción máxima de la cuenca, expresada en MMm^3/Día;
- **Precio**: Es el precio del gas de la cuenca, expresado en USD/MMm^3;

En la tabla "**DemandaG**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran las demandas de gas. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Nodo**: Es el nodo donde se encuentran las demandas. Equivale a "NodoG" dentro de las restricciones anteriores;
- **Cronica**: Equivale al año hidráulico histórico. El modelo filtra la crónica previo a cada simulación.
- **Año**: Es el año. Equivale a "Anio" dentro de las restricciones anteriores;
- **DiaTipico**: Es el día típico. Equivale a "DiaTipico" dentro de las restricciones anteriores;
- **Semana**: Es la semana. Equivale a "Semana" dentro de las restricciones anteriores;
- **Cliente**: Es el código del cliente. Equivale a "Cliente" dentro de las restricciones anteriores;
- **Categoría**: Es la categoría de usuario. Equivale a "Categoría" dentro de la restricciones anteriores;
- **Demanda**: Es la demanda expresada en Dm^3. Equivale a "DemG" dentro de las restricciones anteriores;

4.2.3. Centrales térmicas

4.2.3.1. Disponibilidad de centrales térmicas

Para cada central térmica, cada año, cada semana, cada día típico y cada bloque horario, se debe verificar que la generación utilizando el combustible principal más la generación utilizando el combustible secundario, sea menor o igual a la disponibilidad semanal de dicha central.

```
//Limite de generación de acuerdo a las disponibilidades
forall(ct in CentralT, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico, b in Bloque)
{
    GeneracionTermica_1[ct][a][s][dt][b]+
    GeneracionTermica_2[ct][a][s][dt][b]
    <=
    DispT[ct][a][s];
}
```

Dónde:

- **GeneracionTermica_1**: Es la generación de potencia media de la central térmica "ct" utilizando el combustible principal, para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;
- **GeneracionTermica_2**: Es la generación de potencia media de la central térmica "ct" utilizando el combustible secundario, para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;
- **DispT**: Es la disponibilidad de la central "ct", para el año "a" y semana "s", expresada en MW;

4.2.3.2. Consumos de combustibles de las centrales térmicas

Para cada central térmica, cada año, cada semana y cada día típico, se debe verificar que el consumo de combustible sea igual a la generación de potencia media, multiplicada por el consumo específico y la cantidad de horas de cada bloque y dividido por una constante que expresa la cantidad de mega calorías que tiene cada unidad de combustible.

```
//Cálculo de los consumos : Gas: Dm3, DO: m3, CA y FO: Ton.
forall(ct in CentralT, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico)
{
    ConsumoComb_1[ct][a][s][dt]
    ==
    sum(b in Bloque) GeneracionTermica_1[ct][a][s][dt][b] *
    ConsEspecT[ct] * HorasxBloque[b] / MCalxUnidad[<TipoComb1T[ct]>];

    if (TipoComb2T[ct]!="")
        ConsumoComb_2[ct][a][s][dt]
        ==
        sum(b in Bloque) GeneracionTermica_2[ct][a][s][dt][b] *
        ConsEspecT[ct] * HorasxBloque[b] / MCalxUnidad[<TipoComb2T[ct]>];
    else
        ConsumoComb_2[ct][a][s][dt]==0;
}
```


JULIANA REGGI
APODERADA

Dónde:

- **ConsumoComb_1**: Es el consumo de combustible principal de la central térmica "ct", para el año "a", semana "s" y día típico "dt". Las unidades de este consumo dependerán del tipo de combustible:
  - **Si TipoComb_1 es "GA" (gas)**: la unidad es MMm^3/Día;
  - **Si TipoComb_1 es "DO" (diesel oil)**: la unidad es m^3/Día;
  - **Si TipoComb_1 es "FO" (fuel oil)**: la unidad es Ton/Día;
  - **Si TipoComb_1 es "CA" (carbón)**: la unidad es Ton/Día;
  - **Si TipoComb_1 es "UR" (uranio)**: la unidad es kg/Día;
- **ConsumoComb_2**: Es el consumo de combustible secundario de la central térmica "ct", para el año "a", semana "s" y día típico "dt". Las unidades de este consumo dependerán del tipo de combustible[6]:
  - **Si TipoComb_2 es "DO" (diesel oil)**: la unidad es m^3/Día;
  - **Si TipoComb_2 es "FO" (fuel oil)**: la unidad es Ton/Día;
- **GeneracionTermica_1**: Es la generación de potencia media de la central térmica "ct" utilizando el combustible principal, para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;
- **GeneracionTermica_2**: Es la generación de potencia media de la central térmica "ct" utilizando el combustible secundario, para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;
- **TipoComb1T**: Es el tipo de combustible principal de la central térmica "ct":
  - "GA": Gas natual;
  - "DO": Diesel Oil;
  - "FO": Fuel Oil;
  - "CA": Carbón;
  - "UR": Uranio;
- **TipoComb2T**: Es el tipo de combustible secundario de la central térmica "ct":
  - "DO": Diesel Oil;
  - "FO": Fuel Oil;
- **ConsEspecT**: Es el consumo específico de la central "ct", expresado en MCal/MWh;
- **HorasxBloque**: Es la cantidad de horas correspondientes al bloque horario "b", expresado en horas;
- **MCalxUnidad**: Constante que expresa la cantidad de mega calorías que tiene cada unidad de combustible. Dependiendo el combustible, estas serán las unidades:
  - "GA": MCal/Dm^3;
  - "DO": MCal/m^3;

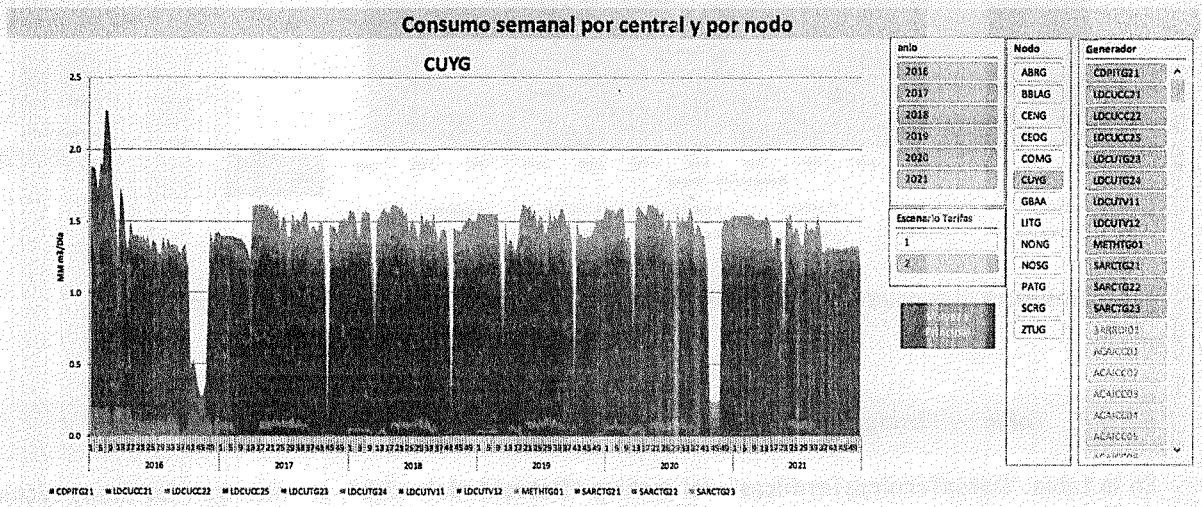
[6] Como combustible secundario nunca estará ni el gas ni el uranio ni el carbón

- **"FO"**: MCal/ton;
- **"CA"**: MCal/ton;
- **"UR"**: MCal/kg;

4.2.3.3. Salidas gráficas

4.2.3.3.1. Consumo medio

Dentro del Excel, Hoja "GRConsumoUsinaTotal2", se encuentra el siguiente gráfico:

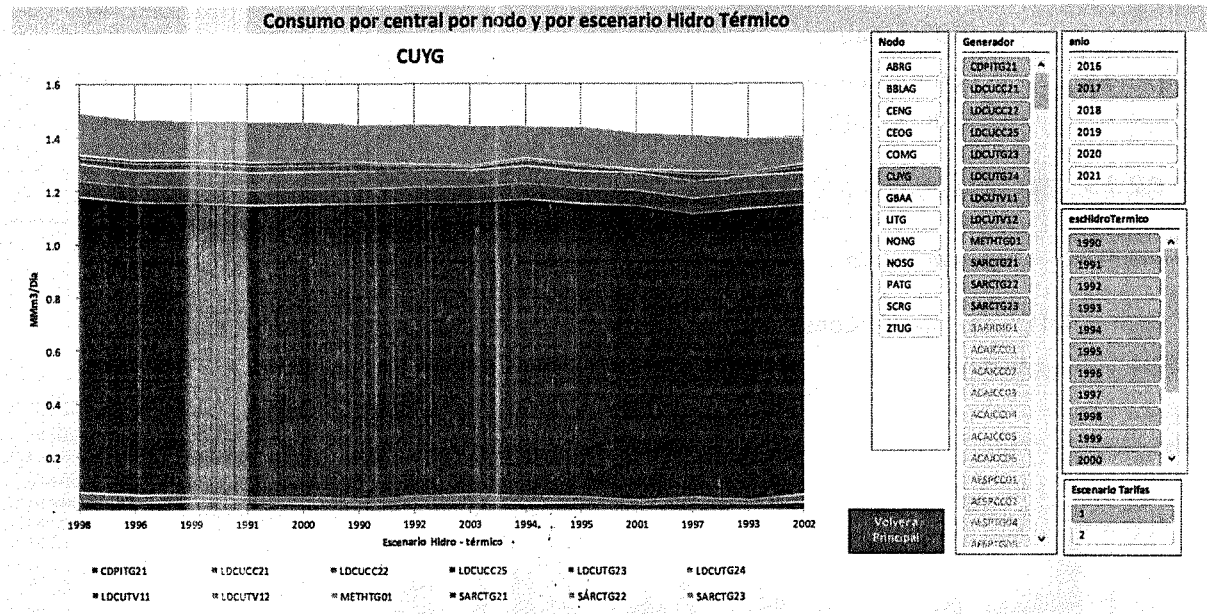


Donde:

- **Consumo Medio:** Es el consumo medio de gas de cada central térmica;
- **Nodo:** se corresponde al nodo del cual toma gas la central;
- **Generador:** lista con el código de cada generador conectado a dicho nodo.

Adicionalmente, se encuentra la hoja "" con el siguiente gráfico:

JULIANA REGGI
APODERADA



El cual muestra el consume medio anual de cada central para cada año hidro-térmico.

4.2.3.4. Tablas utilizadas

En la tabla "**DatosTecnicosTermicas**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los datos técnicos de las centrales térmicas. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central**: Es el código de la central térmica. Equivale a "CentralT" dentro de las restricciones anteriores;
- **TipoComb1**: Es el tipo de combustible principal de cada central térmica. Equivale a "TipoComb1T" dentro de las restricciones anteriores;
- **TipoComb1**: Es el tipo de combustible principal de cada central térmica. Equivale a "TipoComb1T" dentro de las restricciones anteriores;
- **ConsEspec**: Es el consumo específico de cada central térmica. Equivale a "ConsEspecT" expresado en MCal/MWh;

En la tabla "**DisponibilidadT**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestra la disponibilidad de cada central térmica. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central:** Es la central térmica. Equivale a "CentralT" dentro de las restricciones anteriores;
- **Año**: Es el año. Equivale a "Anio" dentro de las restricciones anteriores;
- **Sem**: Es la semana. Equivale a "Semana" dentro de la restricciones anteriores;
- **Disp**: Es la disponibilidad de la central térmica, expresada en MW. Equivale a "DispT" dentro de las restricciones anteriores;

4.2.4. Centrales hidráulicas

4.2.4.1. Equilibrio de agua – Centrales hidráulicas

Para cada central hidráulica, cada año y cada semana, se debe cumplir que el agua turbinada debe ser menor o igual al agua de entrada al embalse por los ríos, más el agua utilizada del embalse, más el agua turbinada de la central que se encuentra aguas arriba.

```
//Balance de agua, centrales hidráulicas: Hm3
forall(<ch> in CentralH, a in Anio, s in Semana)
{
    AguaTurbinada[<ch>][a][s]
    <=
    Caudal[<ch>][s]*(7*24*60*60)/1000000-
    (sum(ch2 in CentralH : CentralAguaAbajoH[ch2]==ch && TipoH[ch2]!="POP")
    Caudal[ch2][s]*(7*24*60*60)/1000000)+//se debe considerar solo el delta caudal
    sum(<ch> in EmbalseH) AguaEmbalse[<ch>][a][s]+
    (sum(ch2 in CentralH : CentralAguaAbajoH[ch2]==ch) AguaTurbinada[ch2][a][s]);
}
```

Dónde:

- **AguaTurbinada:** Es el agua turbinada de la central "ch", para el año "a" y la semana "s", expresada en Hm^3;
- **Caudal x 7 x 24 x 60 x 60 / 1000000:** Es el agua entrante al embalse por los aportes de los ríos de la central "ch", para el año "a" durante la semana "s", expresada en Hm^3;
- **AguaEmbalse**[7]**:** Es el agua utilizada del embalse de la central "ch" para el año "a" y la semana "s", expresada en Hm^3;

4.2.4.2. Disponibilidad de centrales hidráulicas

Para cada central hidráulica, para cada año, cada semana, cada día típico y cada bloque horario, se debe dar que la generación sea menor o igual a la disponibilidad semanal de dicha central.

```
forall(ch in CentralHNoPOP, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico, b in Bloque)
{
    GeneracionHidraulica[ch][a][s][dt][b]
    <=
    DispH[ch][a][s];
}
```

Dónde:

- **GeneracionHidraulica:** Es la generación de potencia media de la central hidráulica "ch", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;
- **DispH:** Es la disponibilidad de la central hidráulica "ch", para el año "a" y semana "s" expresada en MW;

[7] Ver punto Agua del embalse.

JULIANA REGGI
APODERADA

4.2.4.3. Límite de empuntamiento de centrales hidráulicas

Para cada central hidráulica, cada año, cada semana y cada día típico, debe darse que la generación energética en la punta, sea menor o igual a la generación energética de toda la semana afectada por la proporción de horas de la punta con respecto a las horas de la semana y luego multiplicado por 1 más el factor de empuntamiento. Si dicho factor es igual a 0, significa que la generación de potencia en la punta será menor o igual a la potencia media semanal. Si dicho factor es diferente de uno, se permite que la central genere más en la punta que la potencia media semanal.

```
//límite en la Capacidad de empuntamiento de las centrales
forall(ch in CentralHNoPOP, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico)
{
    GeneracionHidraulica[ch][a][s][dt][<"P">] * HorasxBloque[<"P">]
    <=
    (sum(b in Bloque)(GeneracionHidraulica[ch][a][s][dt][b] * HorasxBloque[b]))*
    (HorasxBloque[<"P">]/sum(b in Bloque)(HorasxBloque[b]))*(1+FactorEmpuntamH[ch]);
}
```

Dónde:

- **GeneracionHidraulica**: Es la generación de potencia media de la central hidráulica "ch", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;
- **FactorEmpuntamH**: Es el factor de empuntamiento de la central hidráulica "ch", expresado en %;

4.2.4.4. Agua turbinada máxima y mínima

Para ciertas centrales hidráulicas, cada año y cada semana, se debe dar que el agua turbinada por la misma deba ser menor o igual a una cantidad de agua máxima permitida en el río aguas abajo. Asimismo, debe darse que dicha agua turbinada sea mayor o igual a una cantidad mínima de agua que garantice riego y/o la vida acuática en dicho río.

```
//Restricción del agua turbinada maxima y mínima
forall(ch in CentralHCMxMn, a in Anio, s in Semana)
{
    AguaTurbinada[ch][a][s] <= CaudalMx[ch][s]*(7*24*60*60)/1000000;
    AguaTurbinada[ch][a][s] + AguaFaltante[ch][a][s] >= CaudalMn[ch][s]*(7*24*60*60)/1000000;
}
```

Dónde:

- **AguaTurbinada**: Es el agua turbinada de la central "ch", para el año "a" y la semana "s", expresada en Hm^3;
- **CaudalMx x (7 x 24 x 60 x 60)/1000000**: Es la cantidad máxima de agua permitida en el río aguas debajo de la central hidráulica "ch", para el año "a" y semana "s", expresada en Hm^3;
- **AguaFaltante**: Es una variable que permite que la restricción se cumpla en caso de series extra secas. Representa el agua faltante de la central "ch" para el año "a" y semana "s", expresada en Hm^3;
- **CaudalMn x (7 x 24 x 60 x 60)/1000000**: Es la cantidad mínima de agua permitida en el río aguas debajo de la central hidráulica "ch", para el año "a" y semana "s", expresada en Hm^3;

4.2.4.5. Generación hidráulica a partir del agua turbinada

Para cada central hidráulica, cada año y cada semana, se debe dar que la generación energética sea igual al agua turbinada durante dicha semana.

```
//Generación a partir del agua turbinada MWh=Hm3*MW/(m3/s)
forall(ch in CentralHNoPOP, a in Anio, s in Semana)
{
    sum(dt in Diatipico, b in Bloque)
    (GeneracionHidraulica[ch][a][s][dt][b] * DiasxDiaTipico[dt] * HorasxBloque[b])
    ==
    AguaTurbinada[ch][a][s] * (1000) * CoefProdH[ch];
}
```

Dónde:

- **GeneracionHidraulica x DiasxDiaTipico x HorasxBloque:** Es la generación de energía de la central hidráulica "ch", para el año "a", semana "s", expresada en MWh;
- **AguaTurbinada:** Es el agua turbinada de la central "ch", para el año "a" y la semana "s", expresada en Hm^3;
- **CoefProdH:** Es el coeficiente de producción hidráulico de la central "ch", expresado en MWh/Hm^3;

4.2.4.6. Tablas utilizadas

En la tabla "**DisponibilidadH**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestra la disponibilidad de cada central hidráulica. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central:** Es la central térmica. Equivale a "CentralH" dentro de las restricciones anteriores;
- **Año:** Es el año. Equivale a "Anio" dentro de las restricciones anteriores;
- **Sem:** Es la semana. Equivale a "Semana" dentro de las restricciones anteriores;
- **Disp:** Es la disponibilidad de la central, expresada en MW. Equivale a "DispH" dentro de las restricciones anteriores;

En la tabla "**DatosTecnicosHidraulicas**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los datos técnicos de las centrales hidráulicas. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central:** Es el código de la central hidráulica. Equivale a "CentralH" dentro de las restricciones anteriores;
- **FactorEmpuntam:** Indica el factor de empuntamiento de la central hidráulica. Equivale a "FactorEmpuntamH" dentro de las restricciones anteriores;
- **CentralAguaAbajo:** Indica el código de la central que se encuentra agua debajo de esta central. Es posible que no tenga ninguna central agua abajo, en cuyo caso se encontrará vacío. Equivale a "CentralAguaAbajoH" dentro de las restricciones anteriores;
- **Tipo:** Es el tipo de central. Equivale a "TipoH" de la restricción anterior:
  - **TUR:** Indica que se trata de una central con turbina hidráulica;
  - **FIC:** Indica que se trata de una central equivalente a un conjunto de centrales (Ficticia);

JULIANA REGGI
APODERADA

- **POP**: Indica que se trata de una central de bombeo;

En la tabla "**Caudales**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los caudales naturales que ingresan a cada central hidráulica. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central:** Es la central a la cual llega el caudal de agua. Equivale a "CentralH" dentro de las restricciones anteriores;
- **CronicaHistorica:** Es el año histórico cuando se registró el caudal. Es previamente filtrado a la simulación del MEM.
- **Semana:** Es la semana. Equivale a "Semana" dentro de las restricciones anteriores;
- **Caudal:** Es el caudal registrado a la entrada de la central. Equivale a "Caudal" dentro de las restricciones anteriores;

En la tabla "**CaudalMxMn**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los caudales máximos y mínimos del río aguas abajo de algunas centrales. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central:** Es la central a la cual pertenecen estos límites. Equivale a "CentralHCaudalMxMn" dentro de las restricciones anteriores;
- **CaudalMx:** Es el caudal máximo permitido en el río aguas abajo. Expresado en m^3/s. Equivale a "CaudalMx" dentro de las restricciones anteriores;
- **CaudalMn:** Es el caudal mínimo permitido en el río aguas abajo. Expresado en m^3/s. Equivale a "CaudalMn" dentro de las restricciones anteriores;

En la tabla "**DatosTecnicosEmbalses**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los volúmenes máximos y mínimos de los embalses. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central:** Es la central a la cual pertenece el embalse. Equivale a "EmbalseH" dentro de las restricciones anteriores;

4.2.5. Centrales eólicas y solares

4.2.5.1. Disponibilidad de centrales eólicas

Para cada central eólica y solar, cada año, cada semana, cada día típico y cada bloque horario, se debe verificar que la generación sea menor o igual a la disponibilidad semanal de dicha central.

```
forall(ce in CentralE, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico, b in Bloque)
{
    GeneracionEolica[ce][a][s][dt][b]
    <=
    DispE[ce][a][s][b];
}
```

Dónde:

- **GeneracionEolica:** Es la generación de potencia media de la central eólica "ce", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;
- **DispE:** Es la disponibilidad de la central eólica "ce", para el año "a", semana "s" y bloque horario "b", expresada en MW;

4.2.5.2. Tablas utilizadas

En la tabla "**DisponibilidadE**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestra el mínimo entre la disponibilidad de cada central eólica y la estimación de generación según crónica. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central:** Es la central térmica. Equivale a "CentralT" dentro de la restricción anterior;
- **Cronica:** Es la crónica de viento[8];
- **Año:** Es el año. Equivale a "Anio" dentro de la restricción anterior;
- **Sem**: Es la semana. Equivale a "Semana" dentro de la restricción anterior;
- **Disp_P**: Es el mínimo entre la disponibilidad y la estimación de generación de la central en horas de la punta, expresada en MW. Equivale a "DispE" dentro de la restricción anterior;
- **Disp_R**: Es el mínimo entre la disponibilidad y la estimación de generación de la central en horas de la punta, expresada en MW. Equivale a "DispE" dentro de la restricción anterior;
- **Disp_V** Es el mínimo entre la disponibilidad y la estimación de generación de la central en horas de la punta, expresada en MW. Equivale a "DispE" dentro de la restricción anterior;

4.2.6. Centrales de bombeo

4.2.6.1. Disponibilidad de centrales de bombeo

Para cada central hidráulica de bombeo, cada año, cada semana, cada día típico y cada bloque horario, se debe verificar que el consumo de la bomba sea menor o igual a la disponibilidad semanal de dicha central.

```
forall(ch in CentralHPOP, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico, b in Bloque)
{
    ConsumoBomba[ch][a][s][dt][b]
    <=
    DispH[ch][a][s];
}
```

Dónde:

- **GeneracionHidraulica:** Es la generación de potencia media de la central hidráulica "ch", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;
- **DispH**: Es la disponibilidad de la central de bombeo "ch", para el año "a" y semana "s", expresada en MW;

[8] Nótese que solo existe una crónica, la cual debe mostrar el valor esperado de generación.

JULIANA REGGI
APODERADA

4.2.6.2. Consumo energético de las estaciones de bombeo

Para cada estación de bombeo, cada año y cada semana, se debe dar que el consumo de energía sea igual al agua bombeada.

```
forall(ch in CentralHPOP, a in Anio, s in Semana)
{
    sum(dt in Diatipico, b in Bloque)
    (ConsumoBomba[ch][a][s][dt][b] * DiasxDiaTipico[dt] * HorasxBloque[b])
    ==
    AguaTurbinada[ch][a][s] * (1000) / CoefProdH[ch];
}
```

Dónde:

- **ConsumoBomba x DiasxDiaTipico x HorasxBloque**: Es el consumo de energía de la central de bombeo "ch", para el año "a", semana "s", expresada en MWh;
- **AguaTurbinada**: Es el agua turbinada de la central "ch", para el año "a" y la semana "s", expresada en Hm^3;
- **CoefProdH**: Es el coeficiente de consumo de la central de bombeo "ch", expresado en Hm^3/MWh;

4.2.6.3. Tablas utilizadas

En la tabla "**DisponibilidadH**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestra la disponibilidad de cada central hidráulica. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central:** Es la central térmica. Equivale a "CentralH" dentro de la restricción anterior;
- Año: Es el año. Equivale a "Anio" dentro de la restricción anterior;
- Sem: Es la semana. Equivale a "Semana" dentro de la restricción anterior;
- Disp: Es la disponibilidad de la central, expresada en MW. Equivale a "DispH" dentro de la restricción anterior;

En la tabla "**DatosTecnicosHidraulicas**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los datos técnicos de las centrales hidráulicas. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central**: Es el código de la central hidráulica. Equivale a "CentralH" dentro de la restricción anterior. Filtrando el tipo por aquellas que son "POP", se obtiene "CentralHPOP" dentro de la restricción anterior;
- Tipo: Es el tipo de central. Equivale a "TipoH" de la restricción anterior:
  - **TUR**: Indica que se trata de una central con turbina hidráulica;
  - **FIC**: Indica que se trata de una central equivalente a un conjunto de centrales (Ficticia);
  - **POP**: Indica que se trata de una central de bombeo;

4.2.7. Sistema de transmisión

4.2.7.1. Potencia máxima de las líneas

Para cada línea, para cada año, cada semana, cada día típico y cada bloque horario, se debe dar que el valor absoluto del flujo de potencia medio sea menor o igual a la potencia máxima de la misma.

```
//limite a la capacidad de los vínculos electricos
forall(li in Lin, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico, b in Bloque : TipoL[li]=="LIN")
{
    FlujoPotencia[li][a][s][dt][b]
    <=
    PMX[li];

    FlujoPotencia[li][a][s][dt][b]
    >=
    -PMX[li];
}
```

Dónde:

- **FlujoPotencia:** Es el flujo de potencia medio de cada línea de transmisión "li", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresado en MW;
- **PMX:** Es la capacidad de la línea "li", expresada en MW;

4.2.7.2. Restricción de área

Para cada línea, cada sentido de la línea, cada año, cada semana, cada día típico y cada bloque horario, se debe dar que el flujo de potencia sea menor o igual a una proporción de demanda de ciertos nodos.

```
//Restricción de área
forall(li in Lin, sen in Sentido,a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico, b in Bloque : TipoL[li]=="LIN")
{
    RESTAREA[li][sen][a][s][dt][b]:

    if (sen.sentido==1)
    {

        FlujoPotencia[li][a][s][dt][b]
        <=
         sum(<ne> in NodoS) (XTRMAX[li][sen][<ne>] *
         (sum(<ne> in NodoD) DEM[<ne>][a][s][dt][b])) +
         sum(<ne> in NodoS) (XTRMAX[li][sen][<ne>] *
         (sum(li2 in Lin : NF[li2]==ne && TipoL[li2]=="VIN") DEM[<NI[li2]>][a][s][dt][b]));
    } else
    {
        FlujoPotencia[li][a][s][dt][b]
        >=
        -sum(<ne> in NodoS) (XTRMAX[li][sen][<ne>] *
        (sum(<ne> in NodoD) DEM[<ne>][a][s][dt][b]))
        -sum(<ne> in NodoS) (XTRMAX[li][sen][<ne>] *
        (sum(li2 in Lin : NF[li2]==ne && TipoL[li2]=="VIN" ) DEM[<NI[li2]>][a][s][dt][b]));
    }
}
```

Dónde:

- **FlujoPotencia**: Es el flujo de potencia medio de las líneas de transmisión "li", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresado en MW;
- **XTRMAX:** Es el porcentaje que representa el máximo de demanda que puede ser abastecido en el nodo "ne", a partir de la línea "li", en el sentido "sen";

JULIANA REGGI
APODERADA

- **DEM**: Es la demanda de potencia media en el nodo "ne", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresada en MW;

4.2.7.3. Tránsito máximo de las líneas

Para ciertas líneas, cada año, cada semana, cada día típico y cada bloque horario, se debe dar que el flujo de potencia sea menor o igual a un porcentaje (DIR) de la capacidad de la línea y mayor o igual que otro porcentaje (INV) de la capacidad de la misma.

```
//Restricción Tránsito Máximo
forall(li in LinTran, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico, b in Bloque)
{
    FlujoPotencia[li][a][s][dt][b]
    <=
    PMX[li] * DIR[li][a]/100;

    FlujoPotencia[li][a][s][dt][b]
    >=
    -PMX[li] * INV[li][a]/100;
}
```

Dónde:

- **FlujoPotencia**: Es el flujo de potencia medio de las líneas de transmisión "li", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresado en MW;
- **PMX**: Es la capacidad de la línea "li", expresada en MW;

4.2.7.4. Límites en la transformación

Para ciertos nodos, cada año, cada semana, cada día típico y cada bloque horario, se debe dar que el neto del flujo de potencia en dicho nodo, deba ser menor o igual a una potencia. Esta restricción, fuerza a la generación local para abastecer la demanda.

```
//Generación forzada, límites en la transformación
forall(<ne> in NodoGF, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico, b in Bloque)
{
    sum(li in Lin : NF[li]==ne) (FlujoPotencia[li][a][s][dt][b])
    -sum(li in Lin : NI[li]==ne) (FlujoPotencia[li][a][s][dt][b])
    <=
    abs(PotenciaMaxima[<ne>]);

    -sum(li in Lin : NF[li]==ne) (FlujoPotencia[li][a][s][dt][b])
    +sum(li in Lin : NI[li]==ne) (FlujoPotencia[li][a][s][dt][b])
    <=
    abs(PotenciaMaxima[<ne>]);
}
```

Dónde:

- **FlujoPotencia**: Es el flujo de potencia medio de las líneas de transmisión "li", para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque "b", expresado en MW;
- **PotenciaMaxima**: Es la potencia máxima a ser abastecida en el nodo "ne" desde otras áreas, para el año "a", semana "s", día típico "dt" y bloque horario "b", expresado en MW;

4.2.7.5. Tablas utilizadas

En la tabla "**DatosTecnicosLineas**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los datos técnicos de las líneas. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Linea**: Es al código de las líneas de transmisión. Equivale a "Linea" dentro de las restricciones anteriores;
- **PMX**: Es la potencia máxima de la línea. Equivale a "PMX" dentro de las restricciones anteriores;

En la tabla "**RestriccionArea**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los límites al flujo de potencia debido a restricciones de área en ambos sentidos. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Linea**: Es al código de las líneas de transmisión. Equivale a "Linea" dentro de las restricciones anteriores;
- **Sentido:** Indica el sentido, 1: sentido directo y 2: sentido inverso.
- **Nodo:** Indica el nodo cuya potencia demandada será afectada por XTRMX, para que en suma producto limite el flujo de potencia de la línea.
- **XTRMX**: Indica el porcentaje de la potencia demanda en el nodo, ver descripción anterior.

En la tabla "**RestriccionTransitoMx**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los límites al tránsito máximo en ambos sentidos: DIR, sentido directo e INV: sentido inverso. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Linea**: Es al código de las líneas de transmisión. Equivale a "Linea" dentro de la restricción de tránsito máximo;
- **DIR**: Es el porcentaje máximo sobre la potencia máxima de la línea que puede tener el flujo de potencia en sentido directo. Equivale a "DIR" dentro de la restricción de tránsito máximo;
- **INV**: Es el porcentaje máximo sobre la potencia máxima de la línea que puede tener el flujo de potencia en sentido inverso. Equivale a "INV" dentro de la restricción de tránsito máximo;

4.2.8. Sistema de gasoductos

4.2.8.1. Capacidad máxima de gasoductos

Para cada gasoducto, para cada año, cada semana y cada día típico, se debe dar que el valor absoluto del flujo de gas medio sea menor o igual a la capacidad máxima del mismo.

```
//limite a la capacidad de los gasoductos
forall(ga in Gasoducto, a in Anio, s in Semana, dt in Diatipico)
{
    FlujoGas[ga][a][s][dt]
    <=
    CapGasod[ga];
}
```

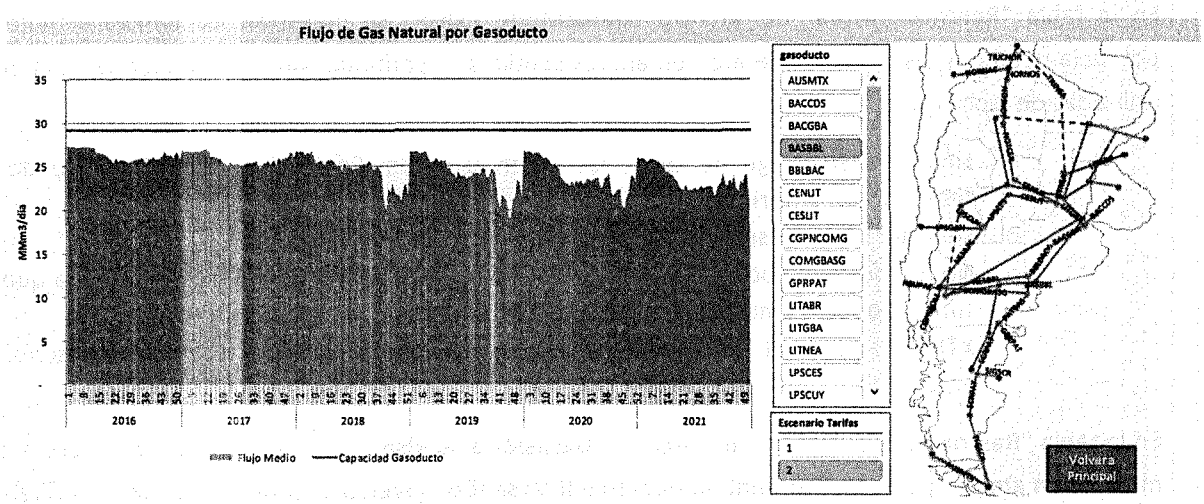

JULIANA REGGI
APODERADA

Dónde:

- **FlujoGas**: Es el flujo de gas por el gasoducto "ga", para el año "a", semana "s" y día típico "dt", expresado en Dm^3;
- **CapGasod**: Es la capacidad máxima del gasoducto "ga", expresada en Dm^3;

4.2.8.2. Salidas graficas

Dentro del Excel, Hoja "**GRGRFlujoGasTotal**", se encuentra el siguiente gráfico:



Donde:

- **Capacidad**: Es la capacidad del gasoducto, expresado en MMm^3/Día;
- **Flujo medio**: Es el flujo medio de gas por semana, expresado en MMm^3/Día;

4.2.8.3. Tablas utilizadas

En la tabla "**Gasoductos**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los datos técnicos de las líneas. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Gasoducto**: Es al código del gasoducto. Equivale a "Gasoducto" dentro de la restricción anterior;
- **Capacidad**: Es la capacidad máxima del gasoducto. Equivale a "CapGasod" dentro de la restricción anterior;

4.2.9. Embalses

4.2.9.1. Volúmenes máximos de embalses

Para cada embalse, se debe dar que el volumen de agua del mismo, se encuentre por debajo de su capacidad. Algunos embalses tienen un límite de embalse máximo que varía semana a semana.

```
//limite de volumenes máximos
forall(ch in EmbalseH, s in 1 .. 52)
{
    if (VolMxS[ch][<s>]>0)
        Volumen[ch][s]<=VolMxS[ch][<s>];
    else
        Volumen[ch][s]<=VolMx[ch];
}
```

Dónde:

- **Volumen:** Es el volumen de agua en el embalse de la central "ch", para el año "a" y semana "s", expresado en Hm^3;
- **VolMxS:** Es el volumen máximo para el embalse "ch", para la semana "s", expresado en Hm^3;
- **VolMx:** Es el volumen máximo para el embalse "ch", expresado en Hm^3;

4.2.9.2. Agua del embalse

Para cada central hidráulica, para cada año, y cada semana, se debe dar que el agua utilizada del embalse sea igual al volumen de agua al final de la semana menos el volumen de agua al inicio de la misma.

```
//Calculo en Hm3 del agua disponible del embalse
forall(ch in EmbalseH, a in Anio, s in Semana)
{
    AguaEmbalse[ch][a][s]
    ==
    (Volumen[ch][s.semana+1]-Volumen[ch][s.semana]);
}
```

Dónde:

- **AguaEmbalse:** Es el agua utilizada del embalse de la central "ch" para el año "a" y la semana "s", expresada en Hm^3;
- **Volumen:** Es el volumen de agua en el embalse de la central "ch", para el año "a" y semana "s", expresado en Hm^3;

4.2.9.3. Volumen inicial y final

Para cada embalse, debe darse el volumen inicial y final, correspondientes al inicio y al término del horizonte de la programación.

```
//Volumen inicial y final Hm3
forall(ch in EmbalseH)
{
    Volumen[ch][1]  == VolIni[ch];
    Volumen[ch][53] == VolIni[ch];
}
```

Dónde:

- **Volumen:** Es el volumen de agua en el embalse de la central "ch", para el año "a" y semana "s", expresado en Hm^3;

JULIANA REGGI
APODERADA

- **VolIni:** Es el volumen inicial con el cual cuenta el embalse "ch". Se asume que el volumen final deberá ser idéntico al inicial;

4.2.9.4. Tablas utilizadas

En la tabla "**DatosTecnicosEmbalses**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los volúmenes máximos y mínimos de los embalses. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central:** Es la central a la cual pertenece el embalse. Equivale a "EmbalseH" dentro de las restricciones anteriores;
- **VolIni:** Es el volumen inicial de cada embalse. Equivale a "VolIni" dentro de la restricción de volumen inicial y final.
- **VolMx:** Es el volumen máximo de cada embalse. Equivale a "VolMx" dentro de la restricción de volúmenes máximos de cada embalse.

En la tabla "**VolumenesMx**" del archivo "**DatosModelo.xlsb**", se muestran los volúmenes máximos y mínimos de los embalses. A continuación se describen las columnas utilizadas de dicha tabla:

- **Central:** Es la central a la cual pertenece el embalse. Equivale a "EmbalseH" dentro de las restricciones anteriores;
- **Semana:** Es la semana. Equivale a "Semana" dentro de las restricciones anteriores;
- **VolMx:** Es el volumen máximo de cada embalse. Equivale a "VolMxs" dentro de la restricción de volúmenes máximos de cada embalse.

5. Resultados

5.1. Resumen

Se consideraron las siguientes premisas:

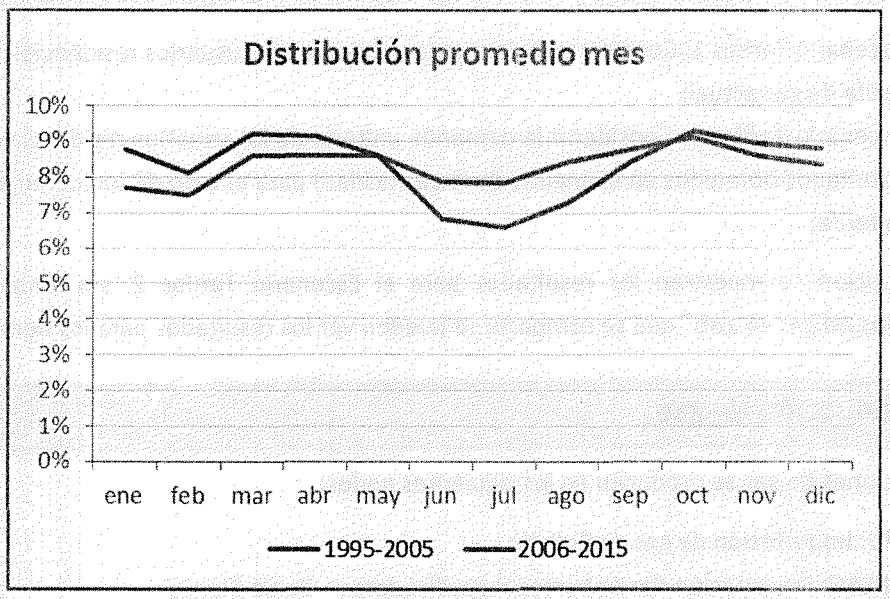
- Existe competencia perfecta: Las unidades de generación son despachadas a mínimo costo y ningún grupo generador tiene comportamiento monopólico;
- El costo marginal para cada nodo y para cada hora, resulta ser idéntico al costo que le cuesta al sistema, abastecer una unidad infinitesimal adicional de demanda en dicho nodo y a esa hora;

Se confeccionaron 14 escenarios térmico - hidráulicos. Los mismos responden a considerar:

- Los caudales históricos desde el año 1991 hasta 2003 para cada uno de los ríos que aportan a las principales plantas generadoras de Argentina;
- Las demandas de gas que los usuarios residenciales tendrían para el periodo 2016– 2021, si sucedieran las temperaturas diarias de los años 1994 a 2007;

Con respecto a las demandas de los grandes usuarios, se llegó a la conclusión de que la misma fue proyectada suponiendo que los recortes en la industria se mantendrán al menos en el periodo analizado. Se ha realizado un breve análisis con datos históricos de demanda de los grandes clientes,

divido en dos períodos, 1995-2005 y 2006-2015 y se han obtenido los valores promedios mensuales que se ven en la siguiente gráfica:



En la misma se puede observar que la demanda mensual del primer período es más plana que la del período más reciente, en la cual se observa una clara disminución en el consumo de gas en los meses de invierno, debido a recortes en el consumo. Este perfil ha sido proyectado para el periodo 2016-2021. Consecuentemente, el modelo no obtendrá valores significativos de gas no suministrado, puesto que las proyecciones de las demandas ya lo tienen incorporado dentro de su perfil.

6. Salidas Gráficas

A continuación se presentan las salidas gráficas resultantes. Se muestran para todos los casos, los resultados promedio de 14 crónicas hidro – térmicas, promedio diario y promedio semanal según el caso. Dentro del archivo Excel "Resultados Adigas.xlsb", hoja "Resumen", se encuentran los links a cada uno de los gráficos:

Sistema	Gráficos	Descripción
Gas	GRImpTotalxCronica	Producción e Importación de Gas Natural por Origen y por Tipo para Invierno y Verano
	GRImpTotalxCronica2	Producción e Importación de Gas Natural por Origen, por Tipo y por Crónica
	GRImpTotalxCronica3	Producción e Importación de Gas Natural por Origen y por Tipo - Semanal
	GRProdGasCDSxCronica	Importación de Uruguay por Crónica por Semana
	GRGNSTotal	Gas No Suministrado por Escalón de Falla, por Categoría, por Nodo y por Semana
	GREquilibrionodototal	Balance de Gas Natural: Demanda = Producción + Importación
	GREquilibrionodototal2	Demanda de gas por nodo y por semana
	GREquilibrionodototal3	Balance de Gas Natural: Demanda = Producción + Importación por escenario Hidro Térmico
	GRConsumoUnaTotal2	Consumo semanal por central y por nodo
	GRConsumoGasUnaTotal3	Consumo por central por nodo y por escenario Hidro Térmico
	GRCostoMarginalGas	Costo Marginal Gas por nodo y por semana
	GRFlujoGasTotal	Flujo de Gas Natural por Gasoducto
Energía Eléctrica	GRGeneracionTotal	Generación Total Por Combustible
	GREquilibrioenDiatotal	Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación
	GREquilibrionodototal2	Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación - semana
	GRCostoMarginalFE	Costo Marginal Energía Eléctrica por nodo y por semana

HOJAS	
CA + Nombre	Gráfico
TD + Nombre	Tabla dinámica
Nombre	Tabla importada

Filtros	
	Elegir 1 solo
	Elegir 1, varios o todos

ACTUALIZA TABLAS

Mediante doble clic en la columna "Descripción" se podrá acceder a los gráficos. A continuación se describe cada uno.

JULIANA REGGI
APODERADA

6.1. Escenarios

Hemos confeccionado dos escenarios. Los mismos responden a los siguientes supuestos:

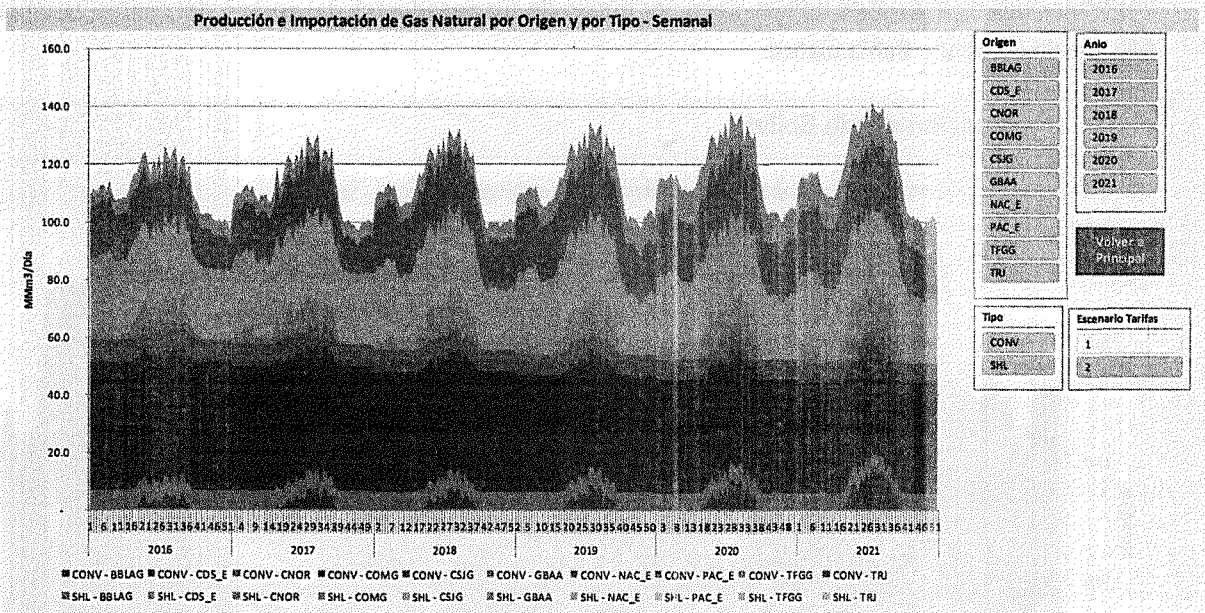
1. Escenario Tarifas 1: Considerar la demanda unitaria de los usuarios residenciales de acuerdo a la tarifa de gas actual;
2. Escenario Tarifas 2: Considerar la demanda unitaria de los usuarios residenciales (utilizando los resultados obtenidos en el análisis de la elasticidad) para el caso de un incremento del 100% en la tarifa;

A continuación se muestran los resultados para el Escenario Tarifas 2, sin embargo en el Excel "Resultados Adigas v4.xlsb" que se comparte se pueden ver los resultados para los demás escenarios.

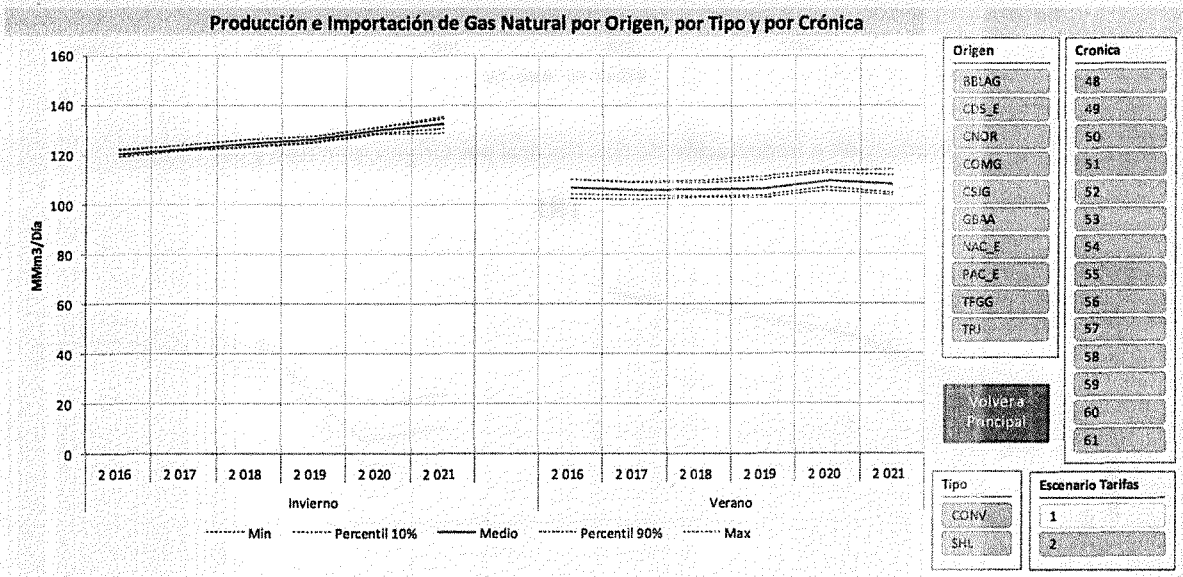
6.2. Producción de gas

Las inyecciones de gas se producen en los siguientes nodos:

- **TRJ**: Importación de gas de Bolivia;
- **BBLAG**: Importación desde barcos regasificadores – Bahía Blanca;
- **GBAA**: Importación desde barcos regasificadores – Escobar;
- **CNOR**: Cuenca norte;
- **COMG**: Cuenca Comahue;
- **TFGG**: Cuenca Austral;
- **CSJG**: Cuenca San Jorge;
- **CGPN**: Otros Comahue;
- **CGPR**: Otros Patagonia;
- **CDS_E**: Importación desde Uruguay;



Las producción/importación presentada en el gráfico anterior (hoja "GRImpTotalxCronica3") corresponde al promedio semanal de las 14 crónicas hidro-térmicas simuladas. El siguiente gráfico muestra la producción máxima, mínima, percentil 10% y 90%, para verano[9] e invierno[10] según las 14 crónicas hidro-térmicas (hoja "GRImpTotalxCronica2").



En los siguientes puntos, se muestran los gráficos de inyección en cada nodo. Nótese que es de esperar que la producción de gas convencional tenga una declinación para el periodo analizado. Sin embargo, también es de esperar que se comience a explotar gas no convencional y/o se realicen mayores

[9] Para verano se considera el promedio de las semanas 1 a 17 y 39 a 52.

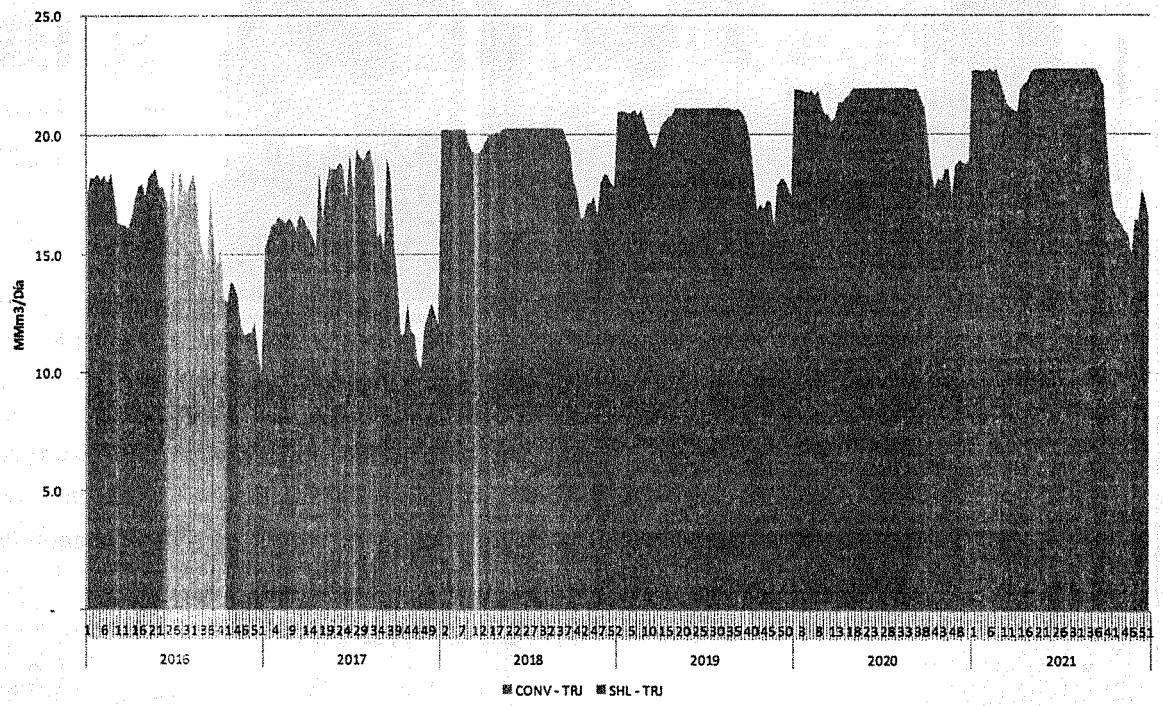
[10] Para invierno se considera el promedio de las semanas 18 y 38.

JULIANA REGGI
APODERADA

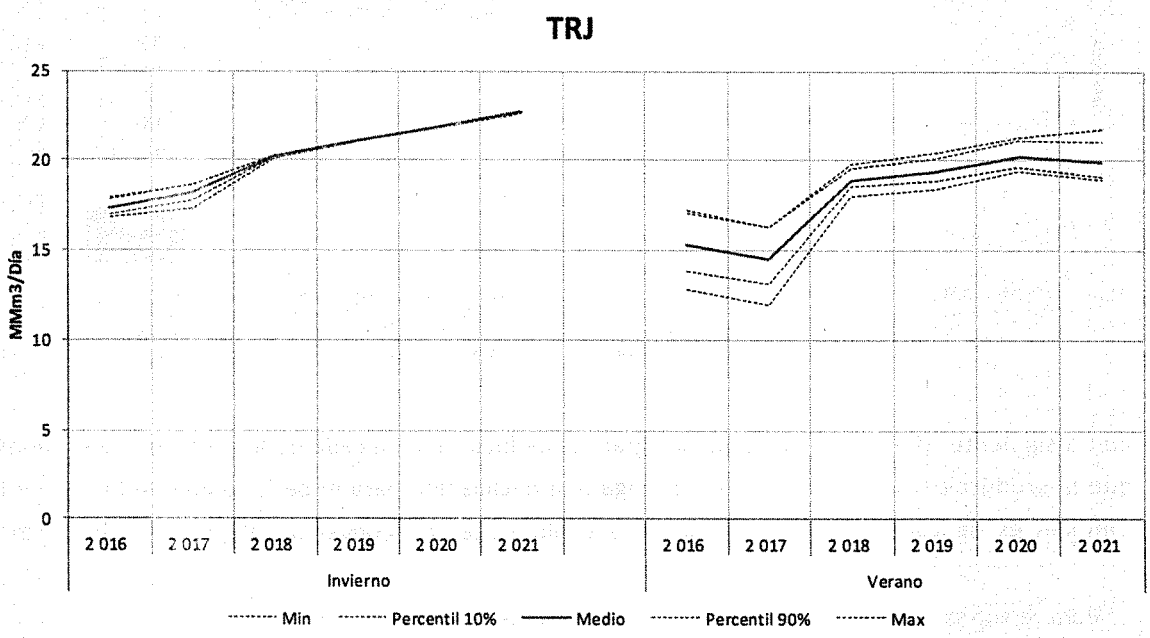
importaciones de gas desde Bolivia, Chile por medio de sus gasoductos del norte y del centro, Uruguay y GNL desde Escobar y Bahía blanca.

6.2.1. Importación desde Bolivia

Producción e Importación de Gas Natural por Origen y por Tipo - Semanal

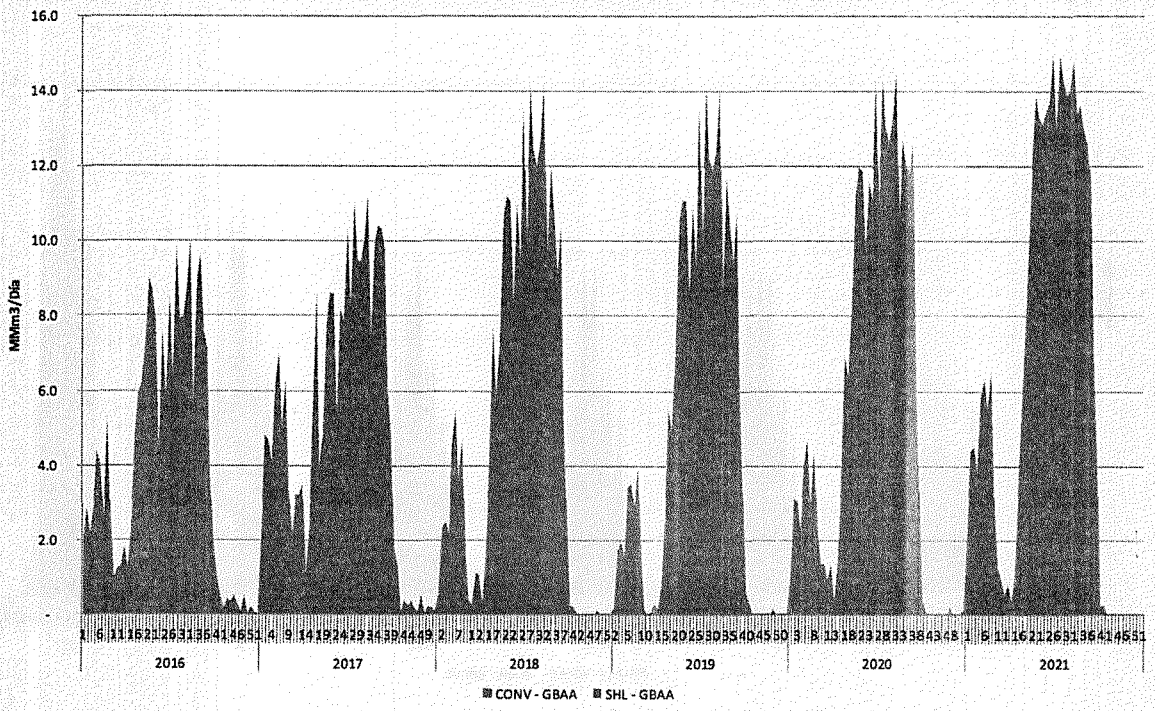


Producción e Importación de Gas Natural por Origen, por Tipo y por Crónica

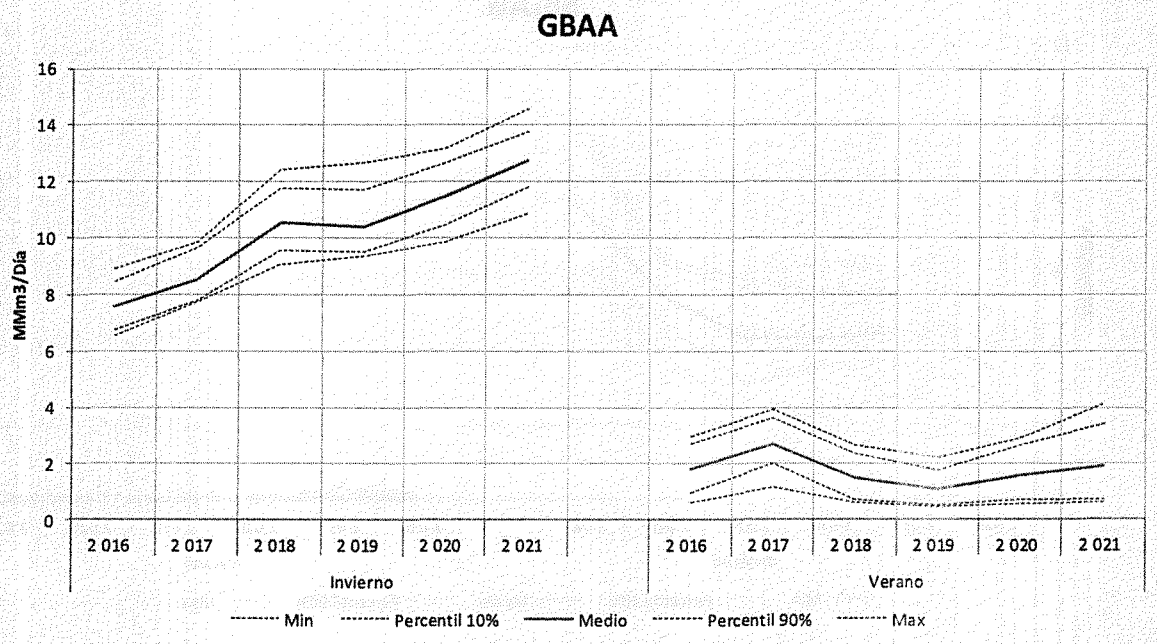


6.2.2. Importación desde Barcos regasificadores – Escobar

Producción e Importación de Gas Natural por Origen y por Tipo - Semanal



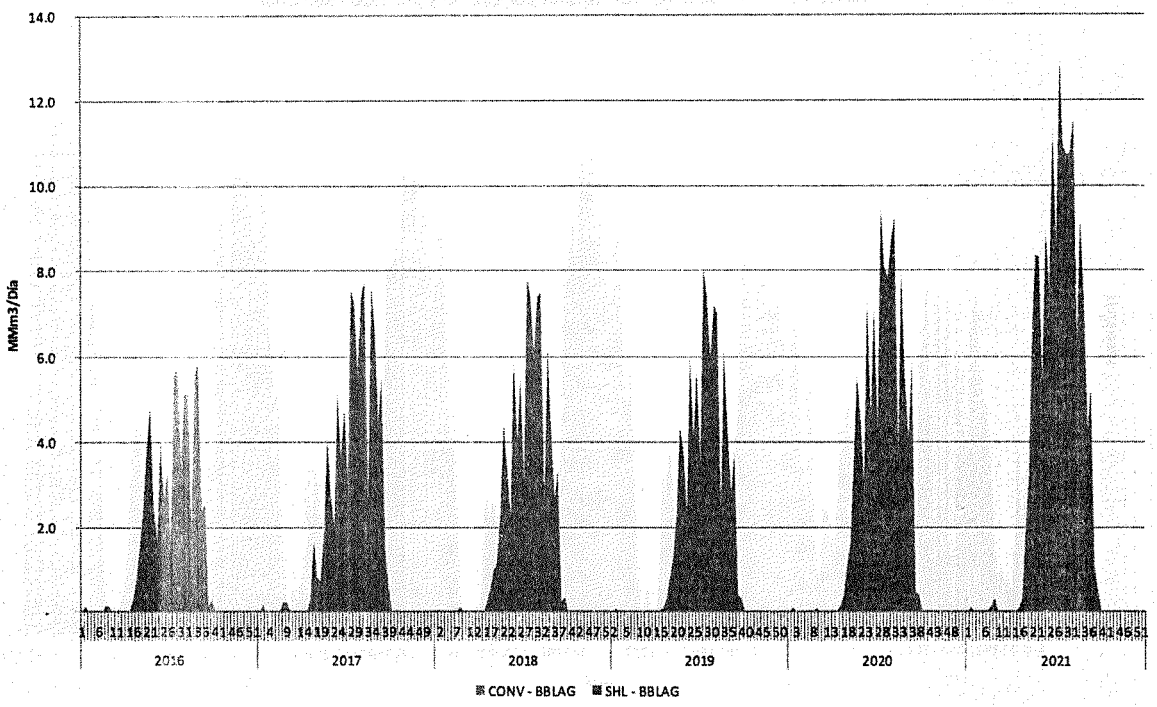
Producción e Importación de Gas Natural por Origen, por Tipo y por Crónica



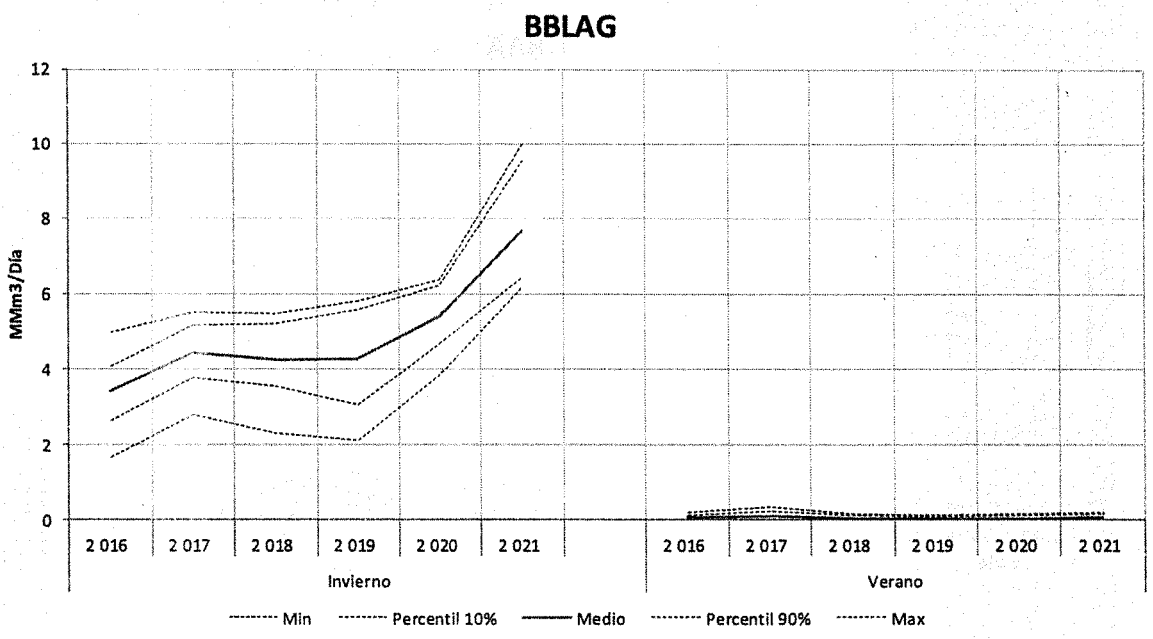
JULIANA REGGI
APODERADA

6.2.3. Importación desde Barcos regasificadores - Bahía Blanca

Producción e Importación de Gas Natural por Origen y por Tipo - Semanal

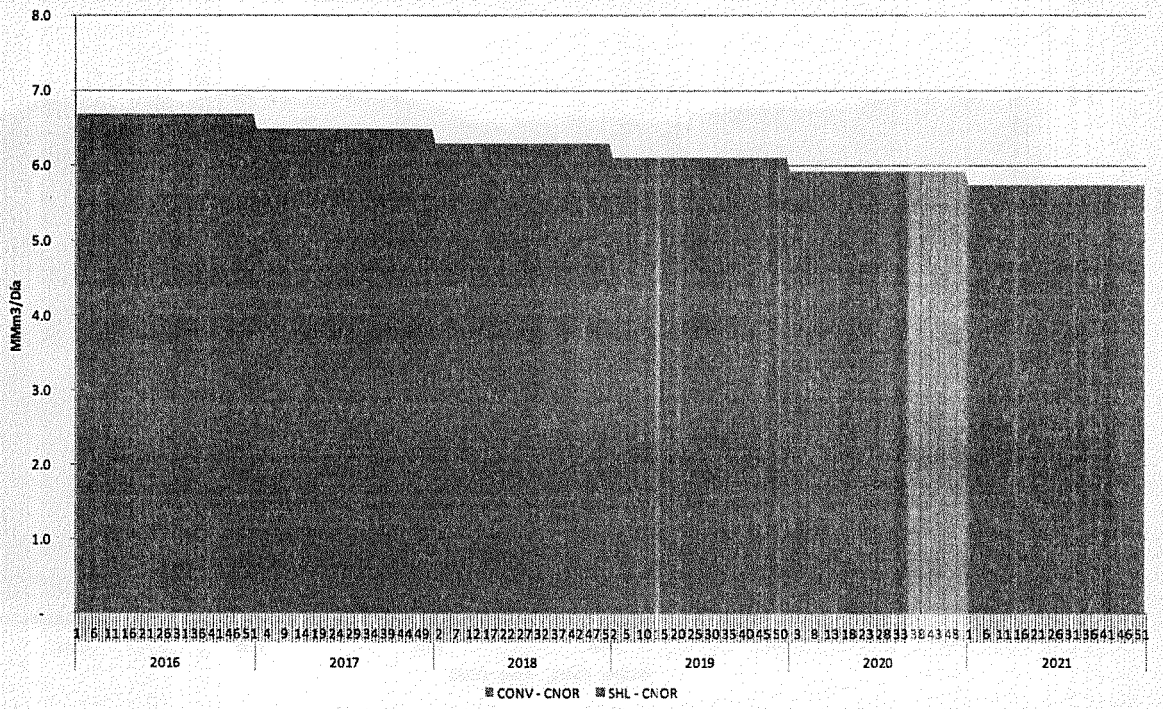


Producción e Importación de Gas Natural por Origen, por Tipo y por Crónica

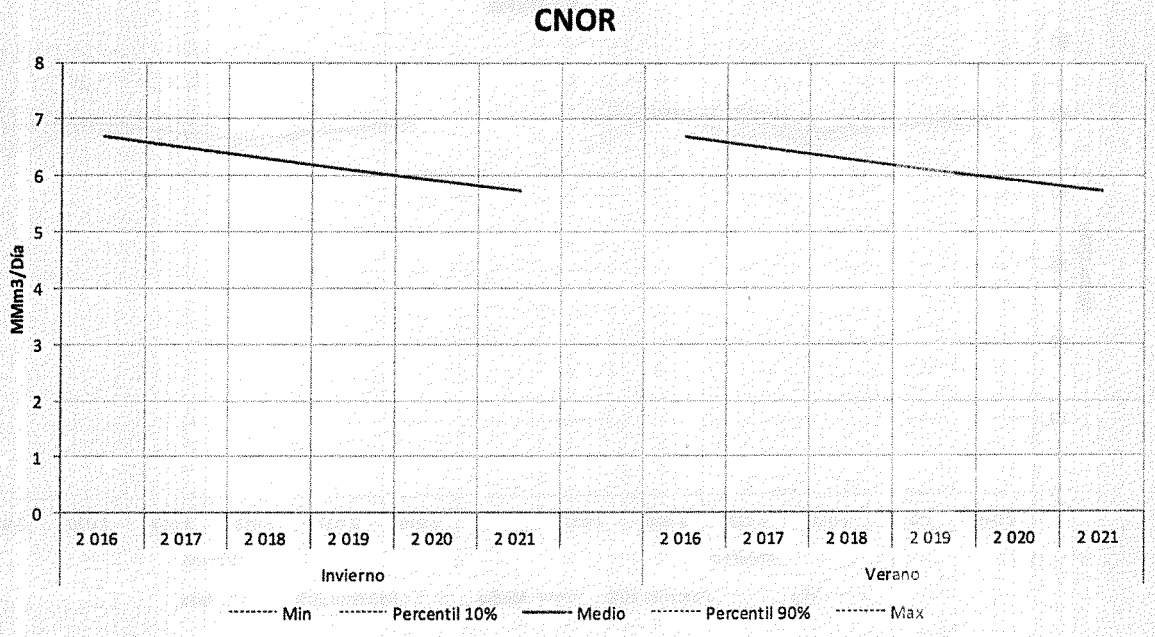


6.2.4. Producción Cuenca Norte

Producción e Importación de Gas Natural por Origen y por Tipo - Semanal



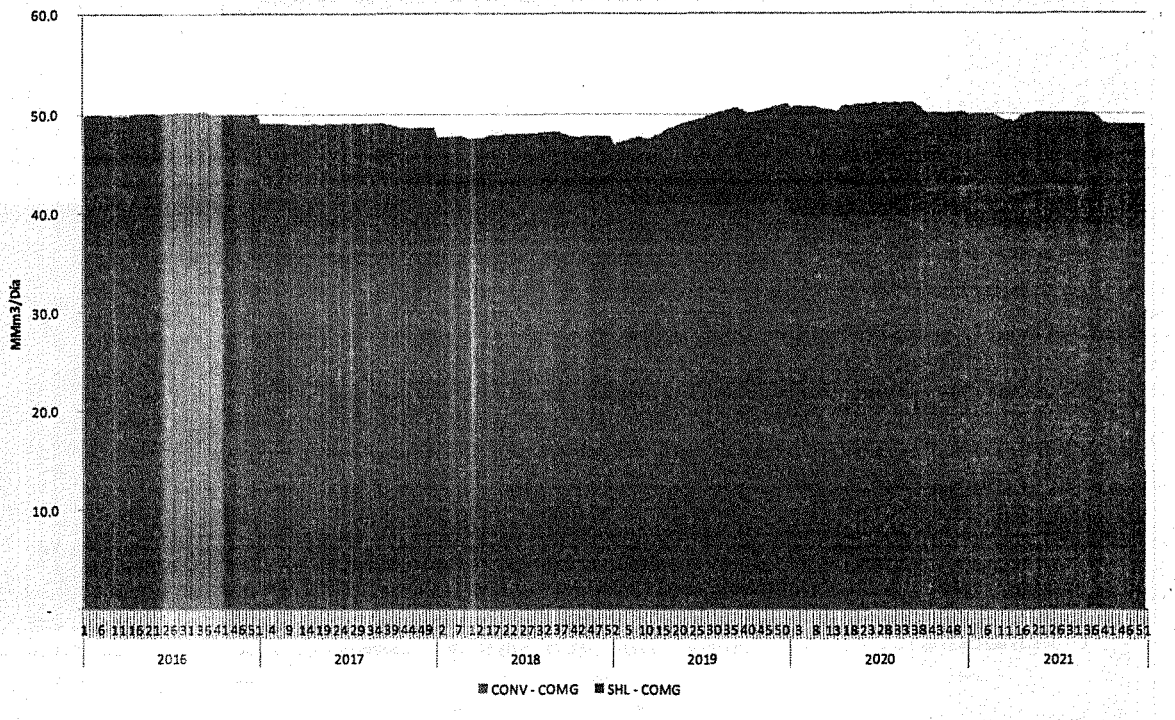
Producción e Importación de Gas Natural por Origen, por Tipo y por Crónica



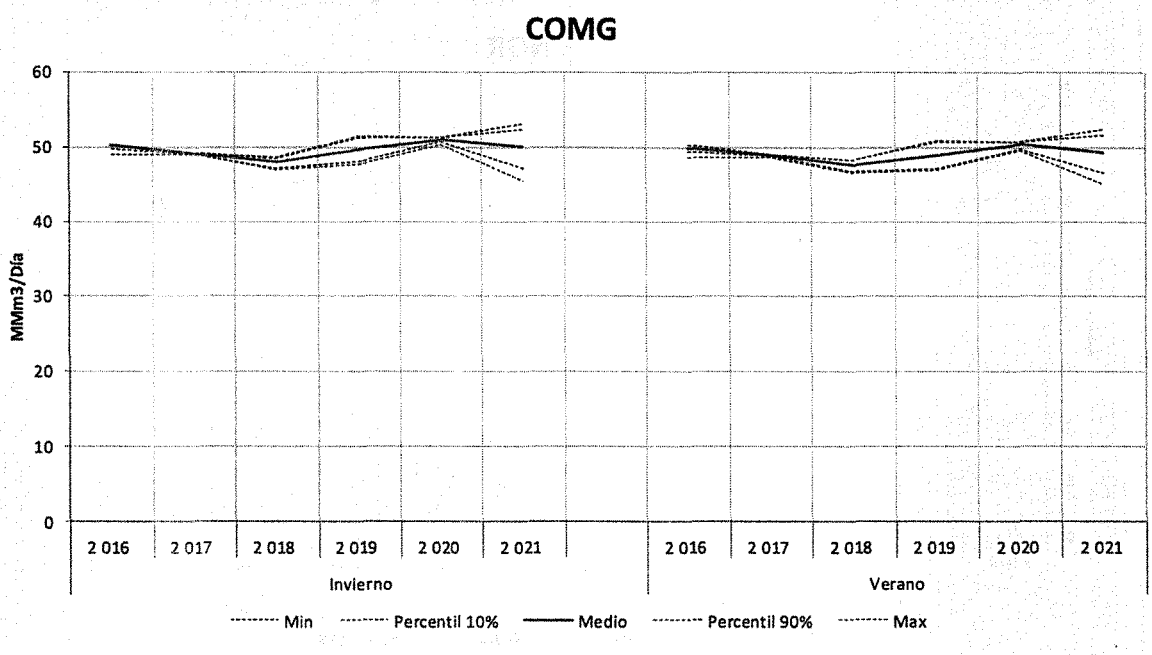
JULIANA REGGI
APODERADA

6.2.5. Producción Cuenca Neuquina

Producción e Importación de Gas Natural por Origen y por Tipo - Semanal

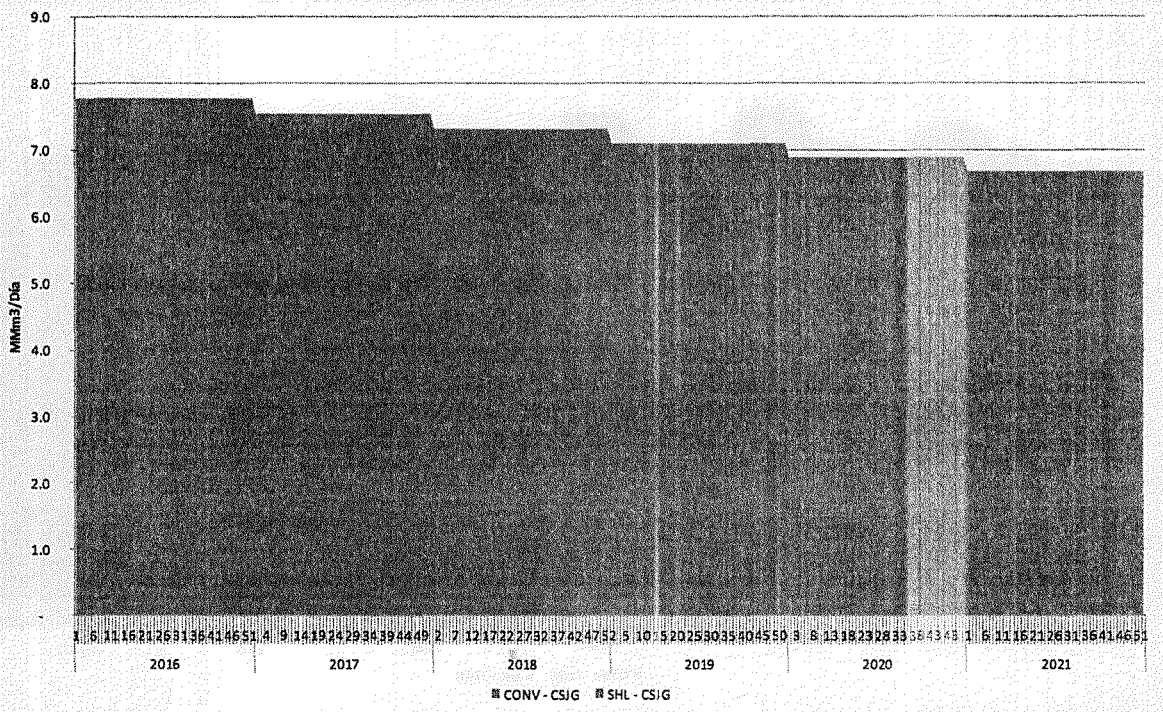


Producción e Importación de Gas Natural por Origen, por Tipo y por Crónica

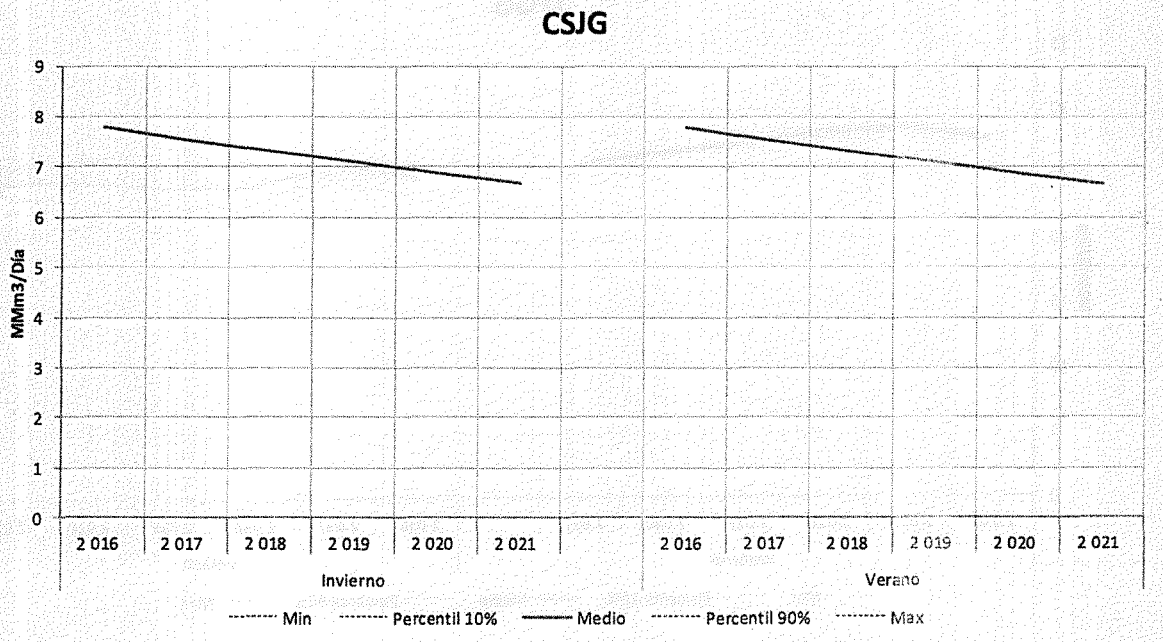


6.2.6. Producción San Jorge

Producción e Importación de Gas Natural por Origen y por Tipo - Semanal



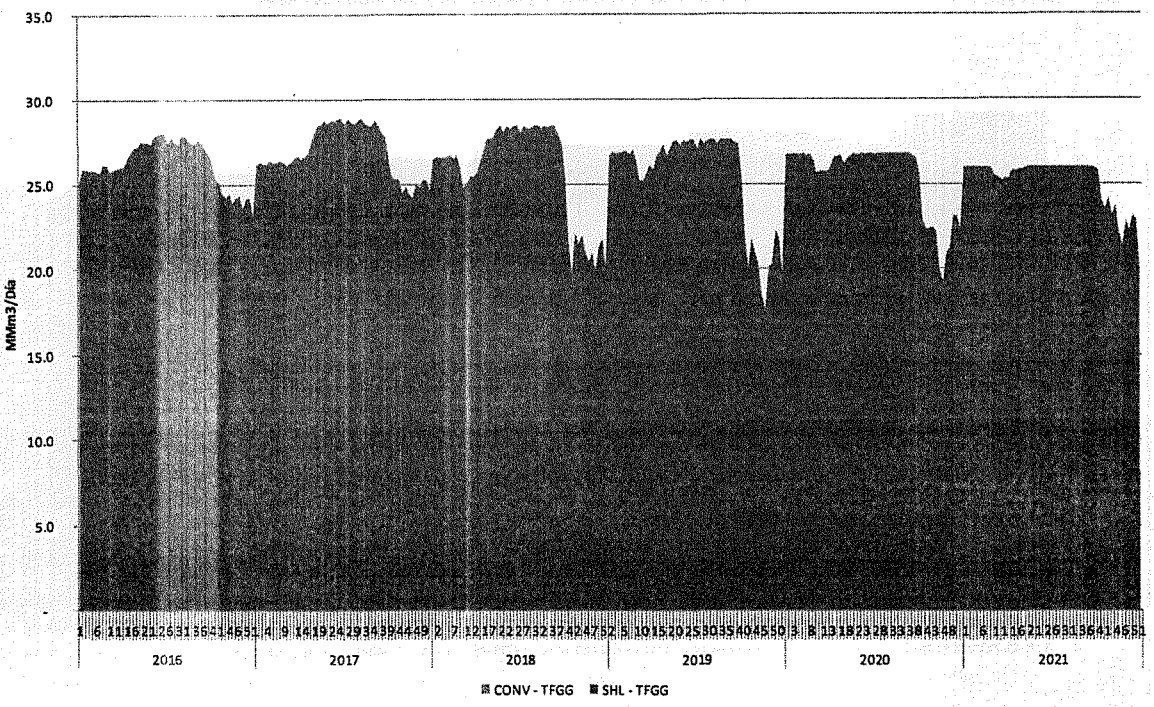
Producción e Importación de Gas Natural por Origen, por Tipo y por Crónica



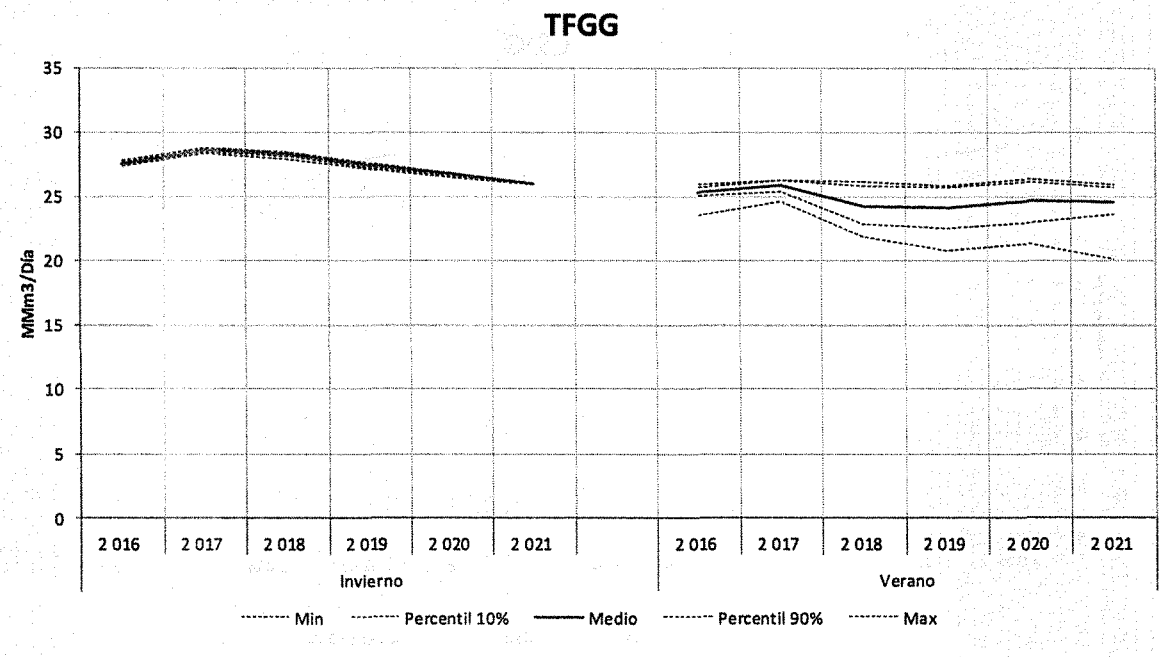
JULIANA REGGI
APODERADA

6.2.7. Producción Tierra del Fuego

Producción e Importación de Gas Natural por Origen y por Tipo - Semanal

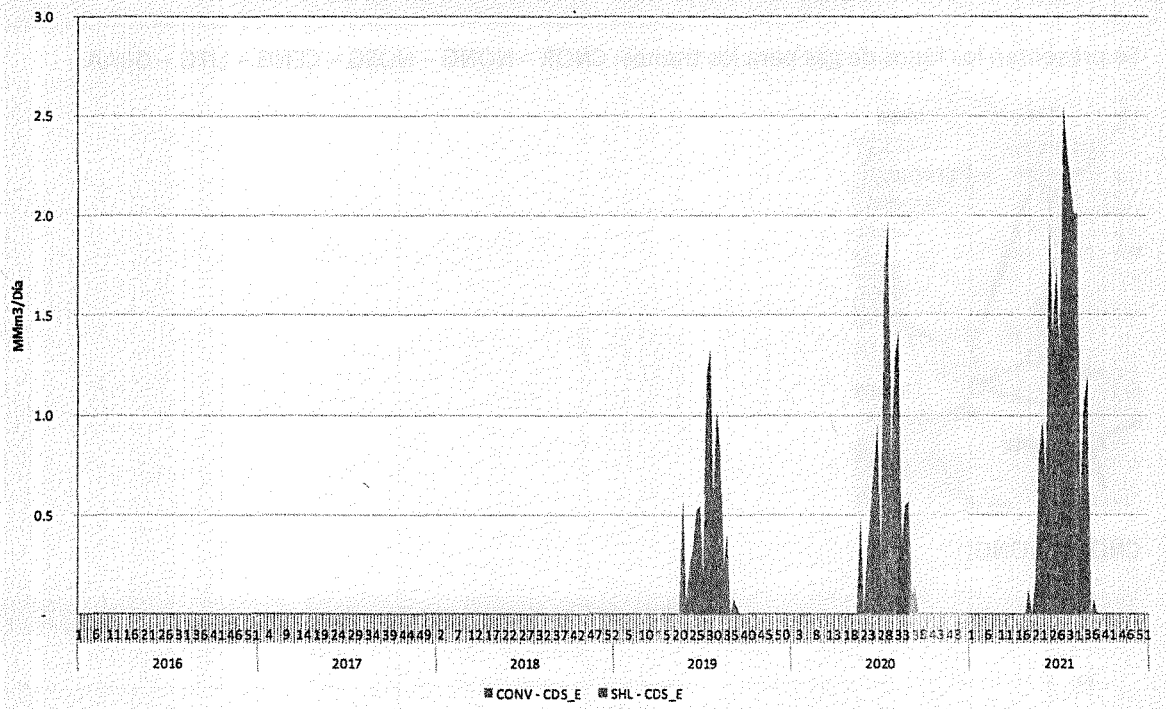


Producción e Importación de Gas Natural por Origen, por Tipo y por Crónica

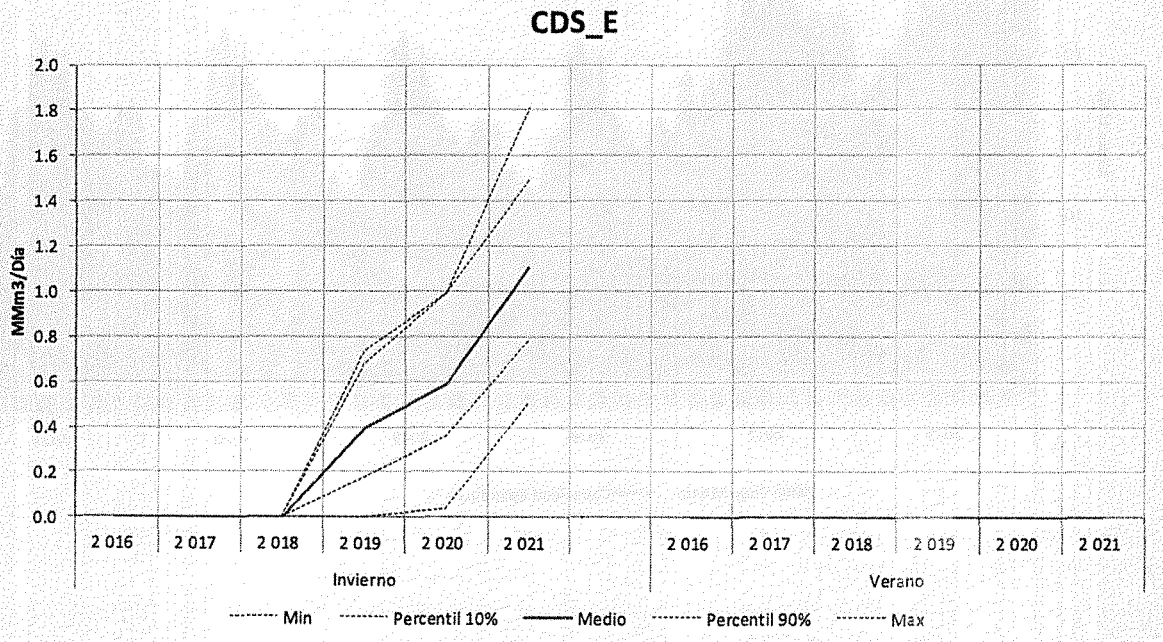


6.2.8. Importación desde Uruguay

Producción e Importación de Gas Natural por Origen y por Tipo - Semanal



Producción e Importación de Gas Natural por Origen, por Tipo y por Crónica

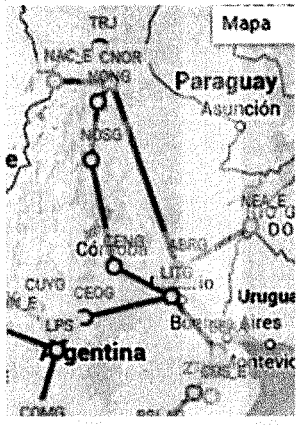


JULIANA REGGI
APODERADA

6.3. Flujo por gasoductos

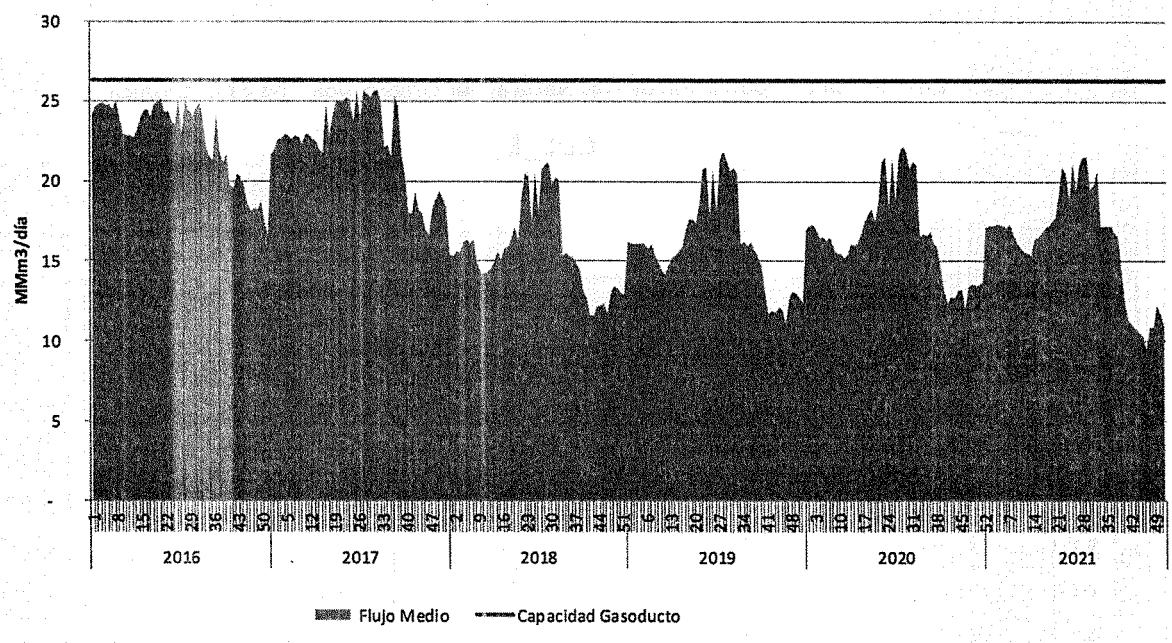
6.3.1. Gasoductos del Norte

Se presentan los flujos de gas para los tramos: CNOR – NONG – NOSG – CENG – LITG – GBAA

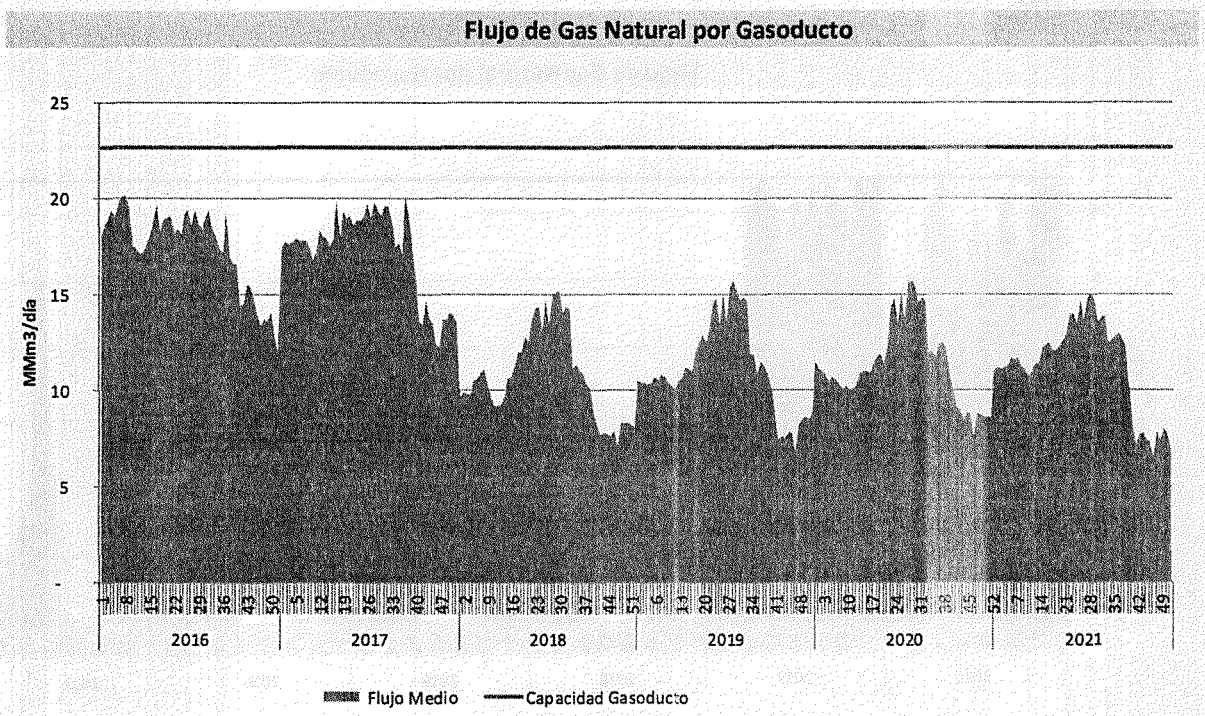


CNOR – NONG:

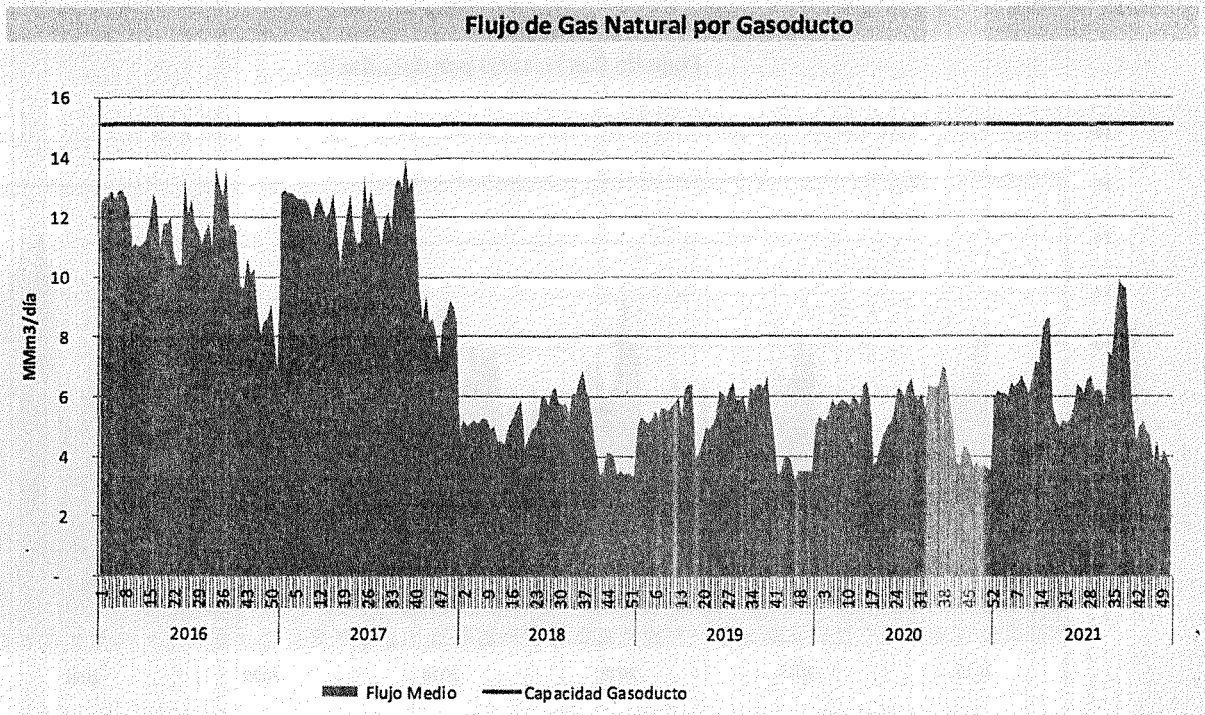
Flujo de Gas Natural por Gasoducto



NONG – NOSG:

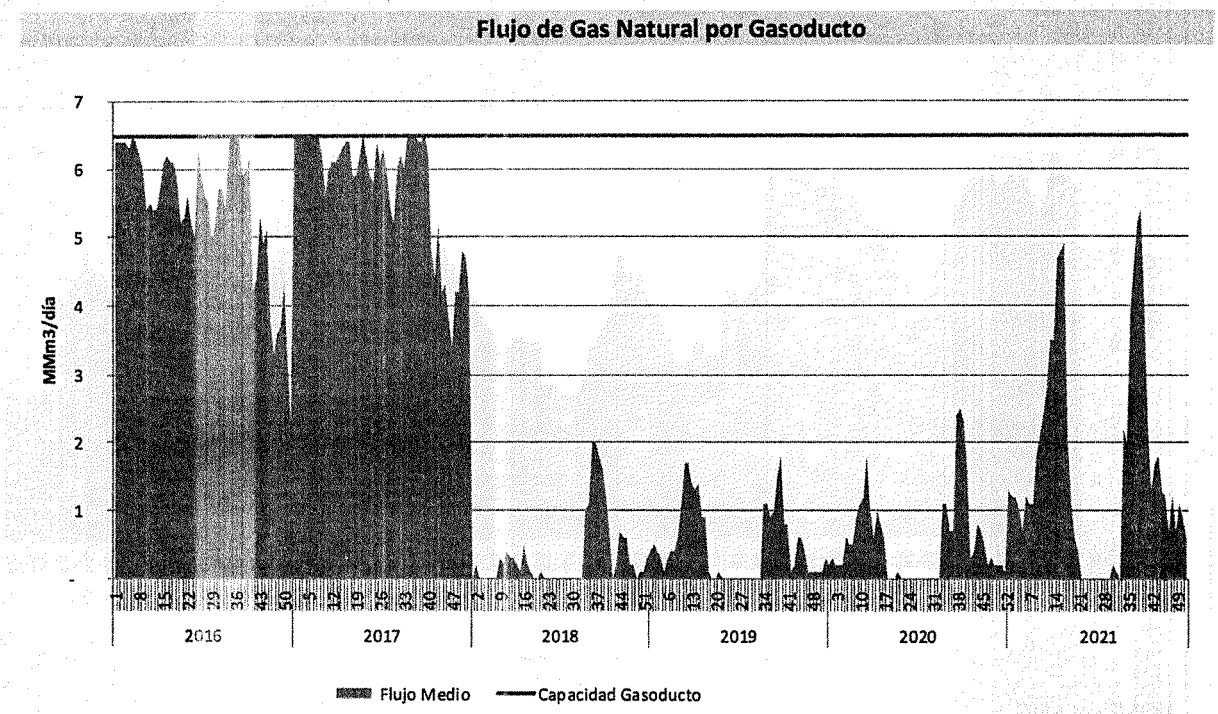


NOSG – CENG:

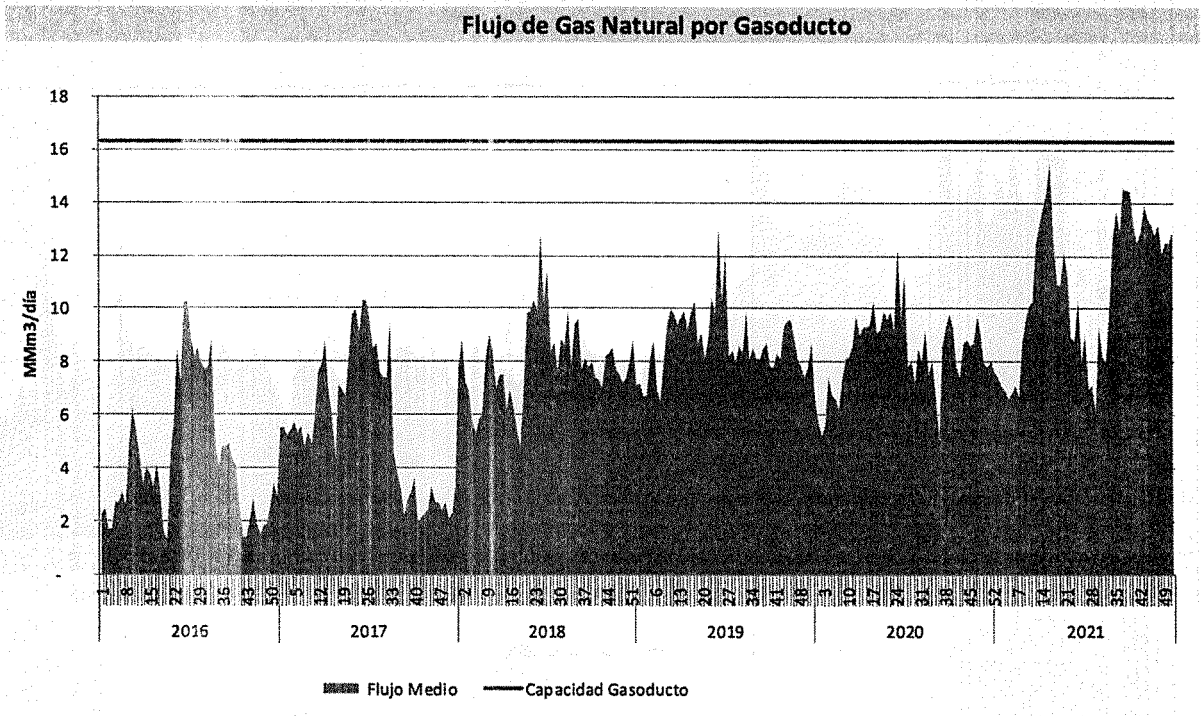


JULIANA REGGI
APODERADA

CENG – LITG:

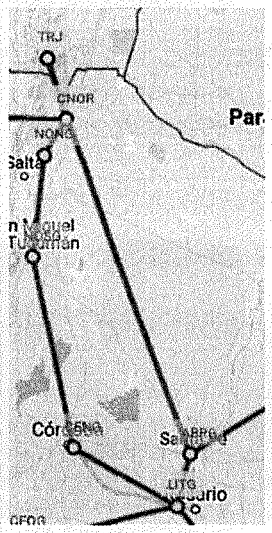


LITG – GBAA:



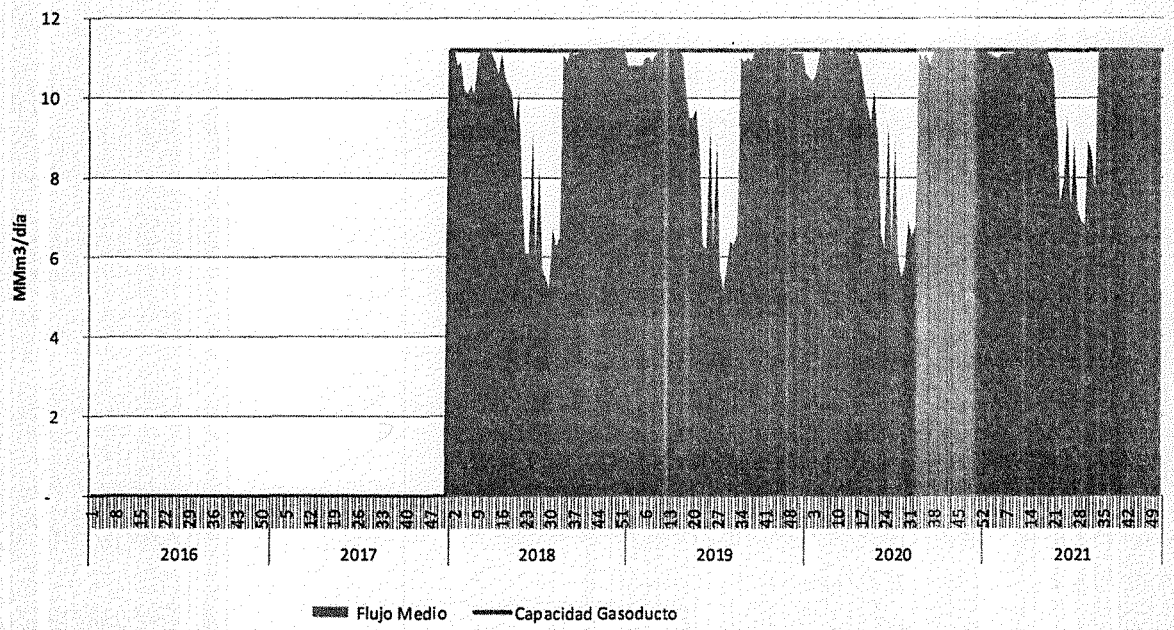
6.3.2. Gasoducto del Noreste

Se presentan los flujos de gas para los tramos TRJ – ABRG -- LITG:



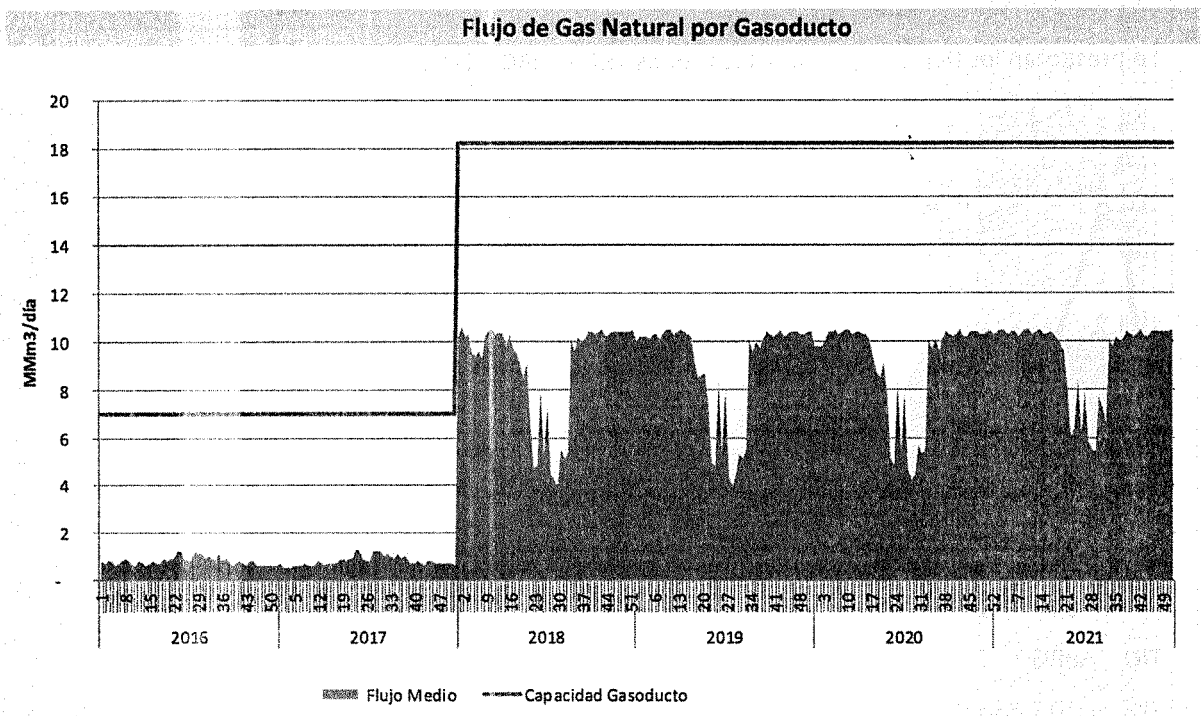
TRJ – ABRG:

Flujo de Gas Natural por Gasoducto



JULIANA REGGI
APODERADA

ABRG – LITG:

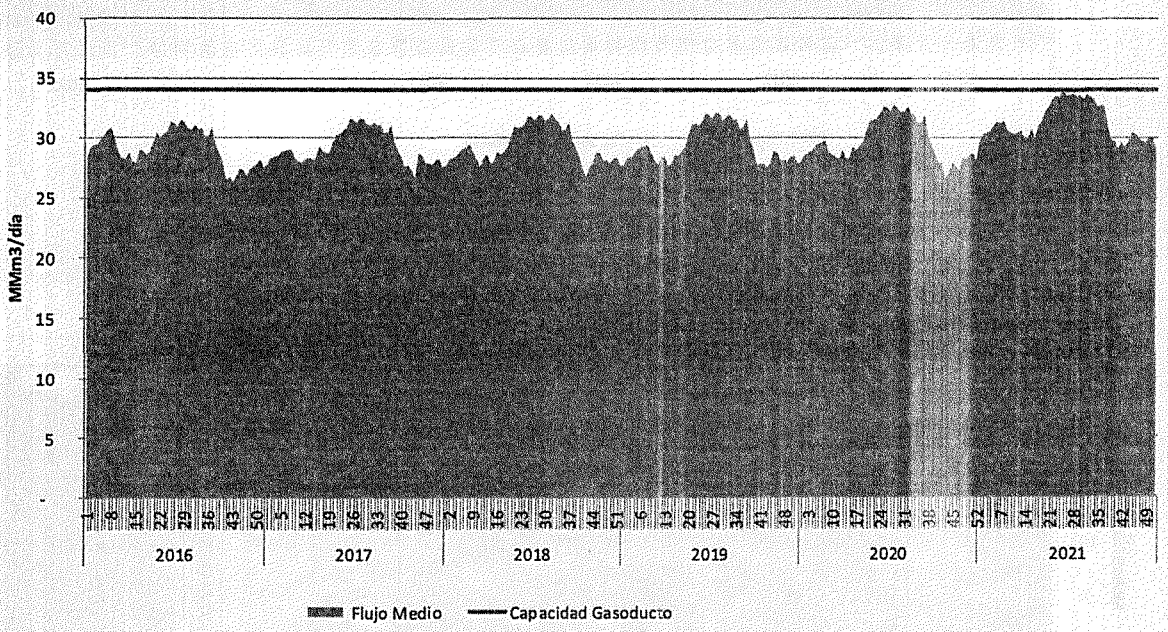

Flujo de Gas Natural por Gasoducto
MMm3/día
20
18
16
14
12
10
8
6
4
2
-
2016
2017
2018
2019
2020
2021
Flujo Medio
Capacidad Gasoducto

6.3.3. Gasoducto del Centro Oeste

Se presentan los flujos de gas para los tramos COMG – LPS – CEOG – LITG y LPS – CUYG

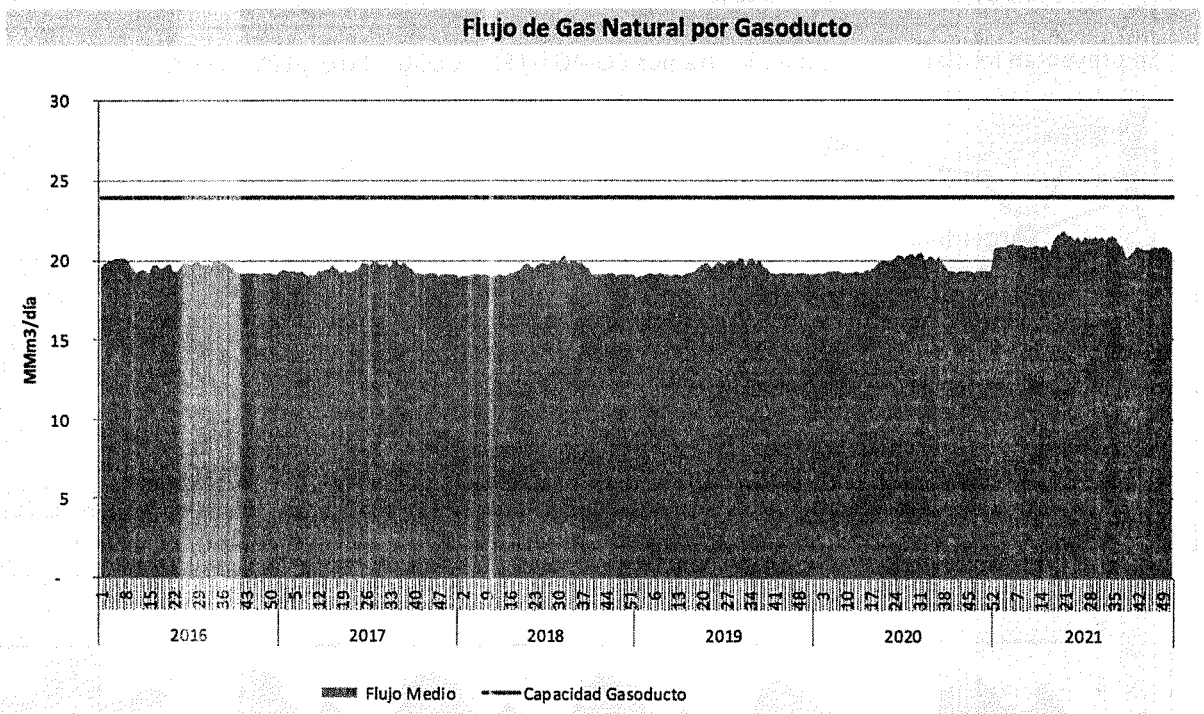
COMG – LPS:

Flujo de Gas Natural por Gasoducto

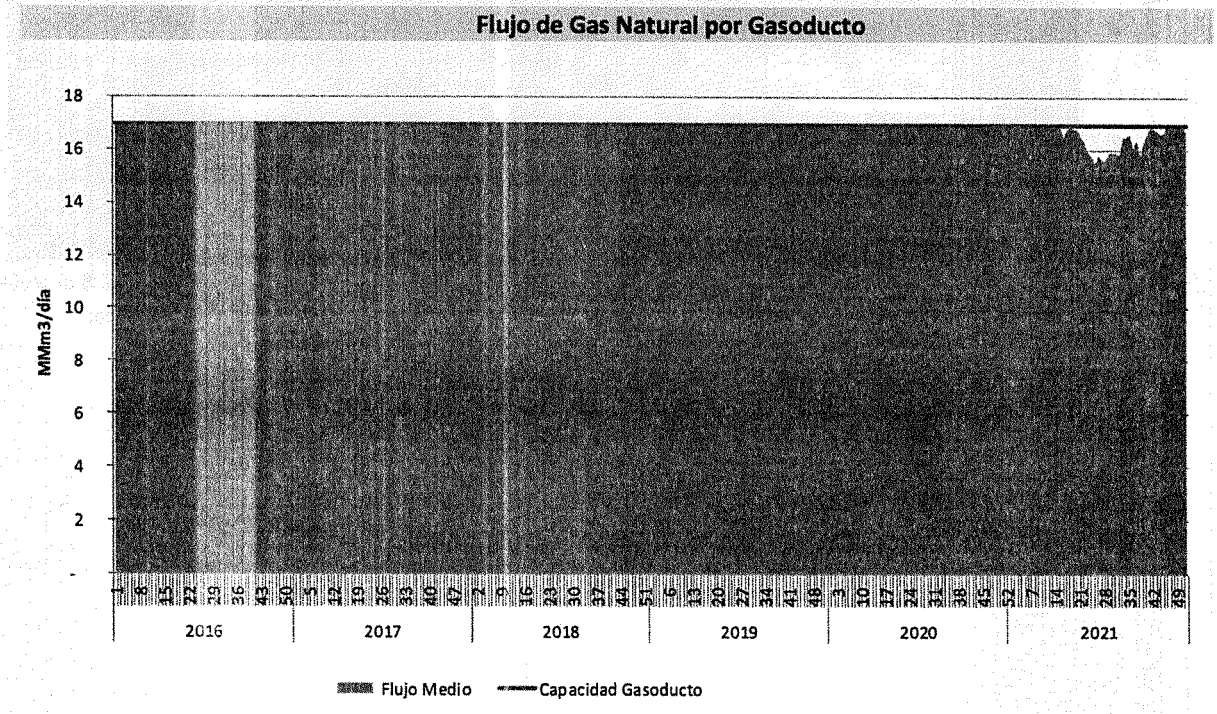


JULIANA REGGI
APODERADA

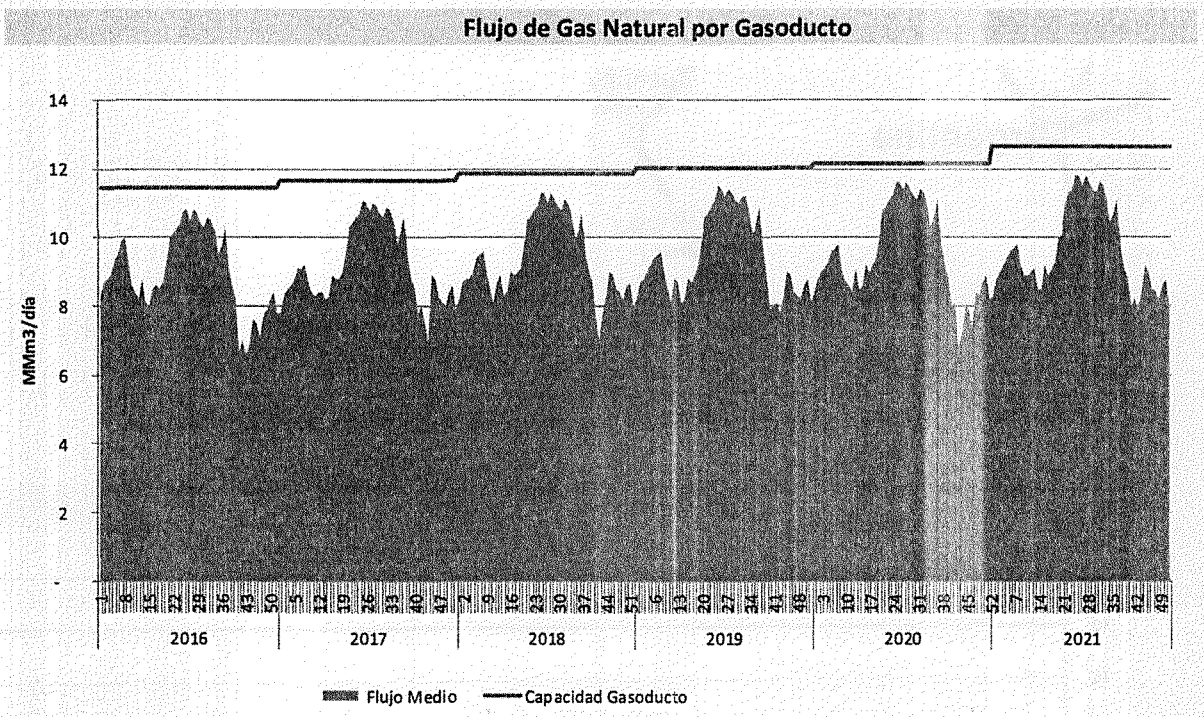
LPS – CEOG:



CEOG – LITG:



LPS – CUYG:

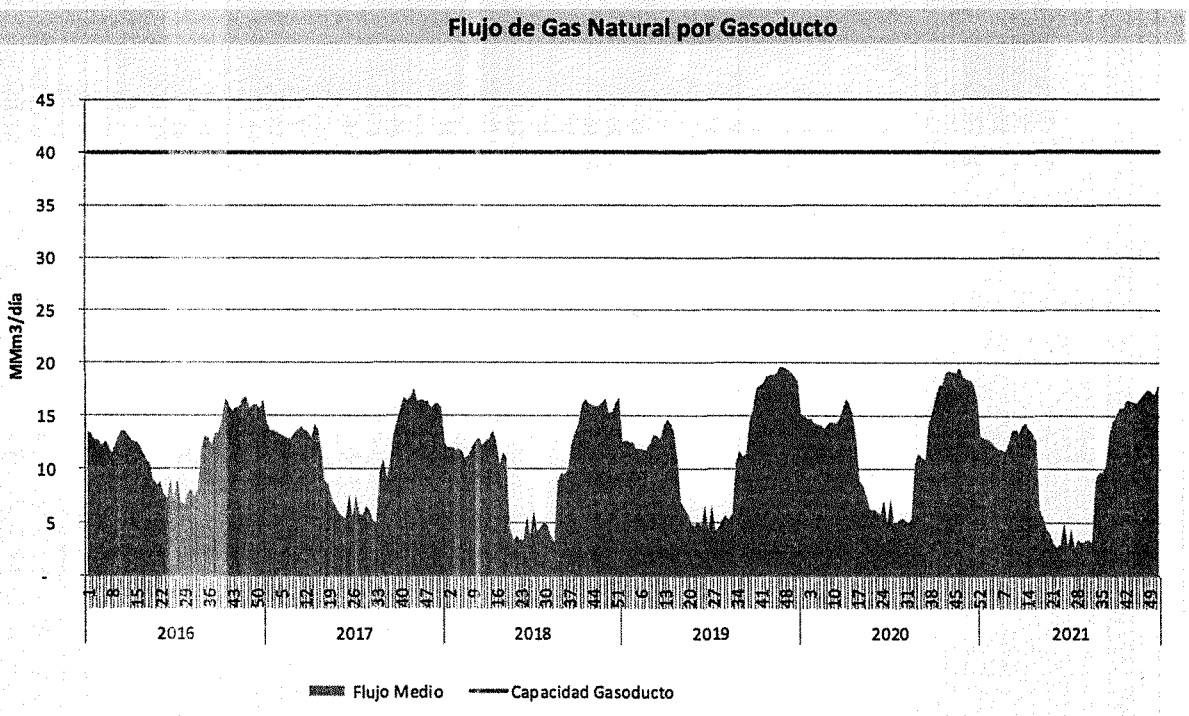


JULIANA REGG
APODERADA

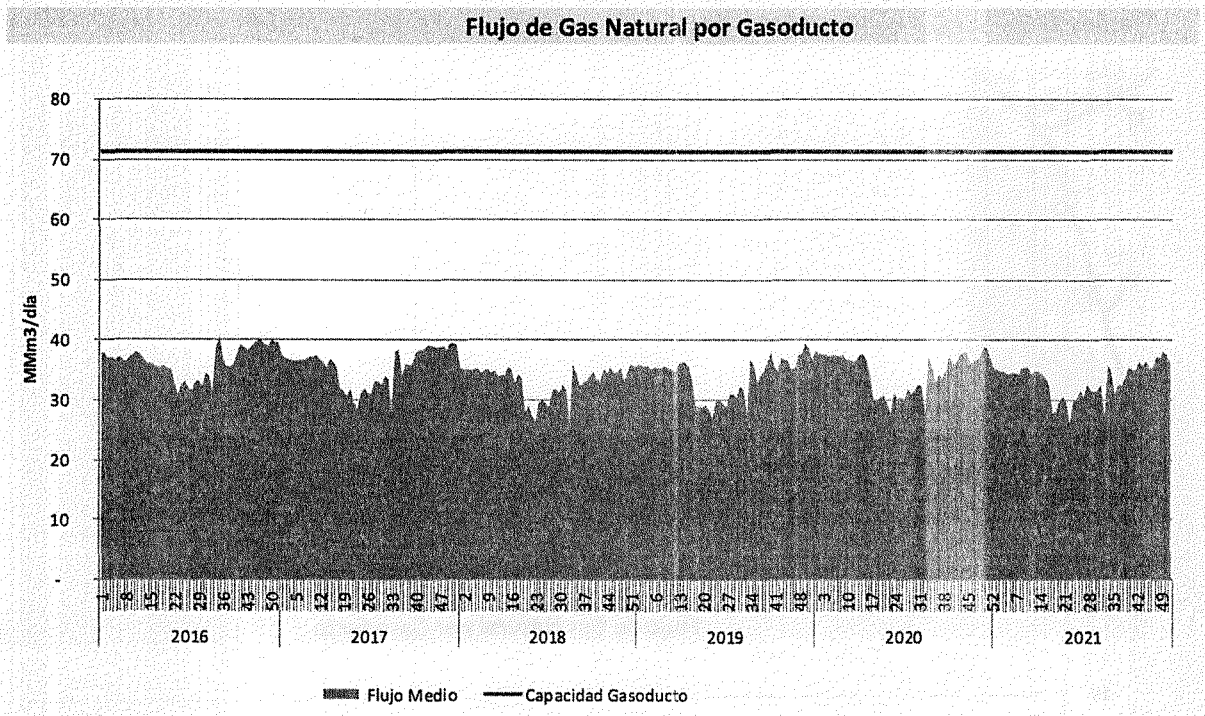
6.3.4. Gasoductos NEUBA

Tramos COMG – BBLAG – ZTUG – GBAA

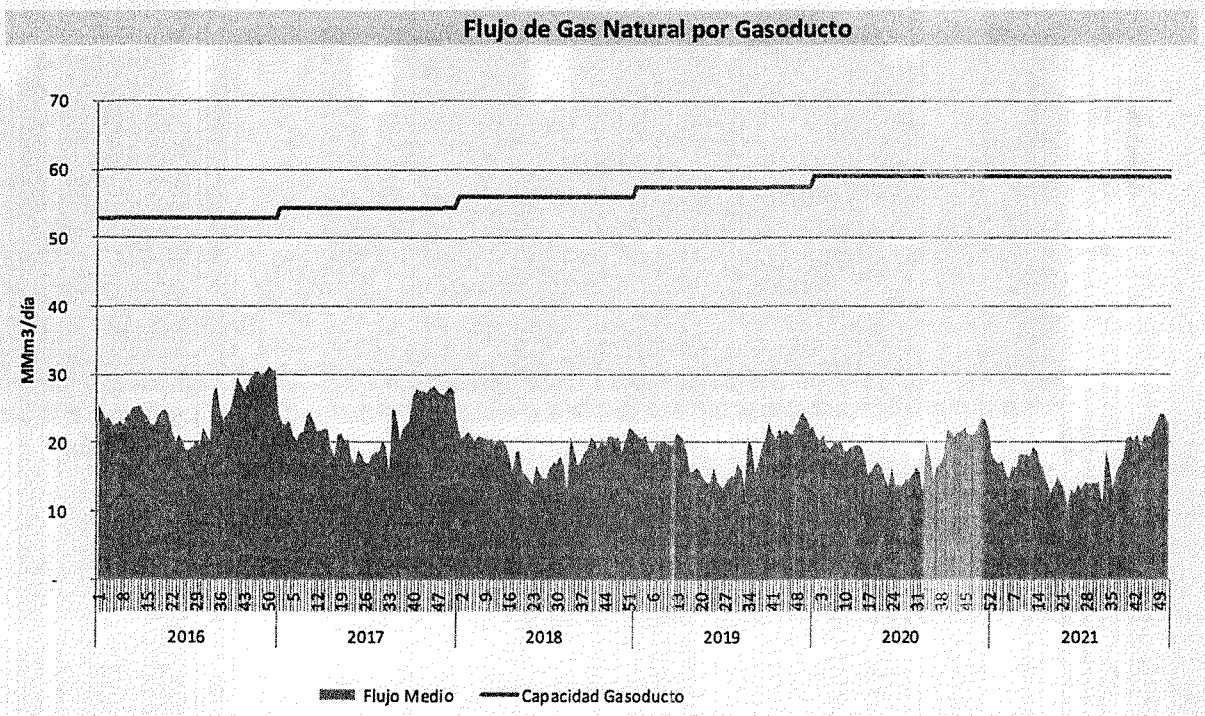
COMG – BBLAG:



BBLAG – ZTUG:



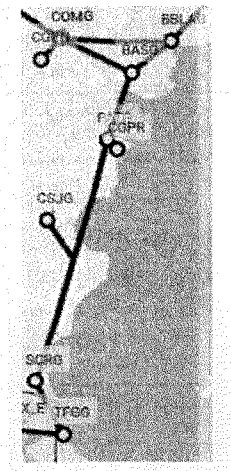
ZTUG – GBAA:



JULIANA REGGI
APODERADA

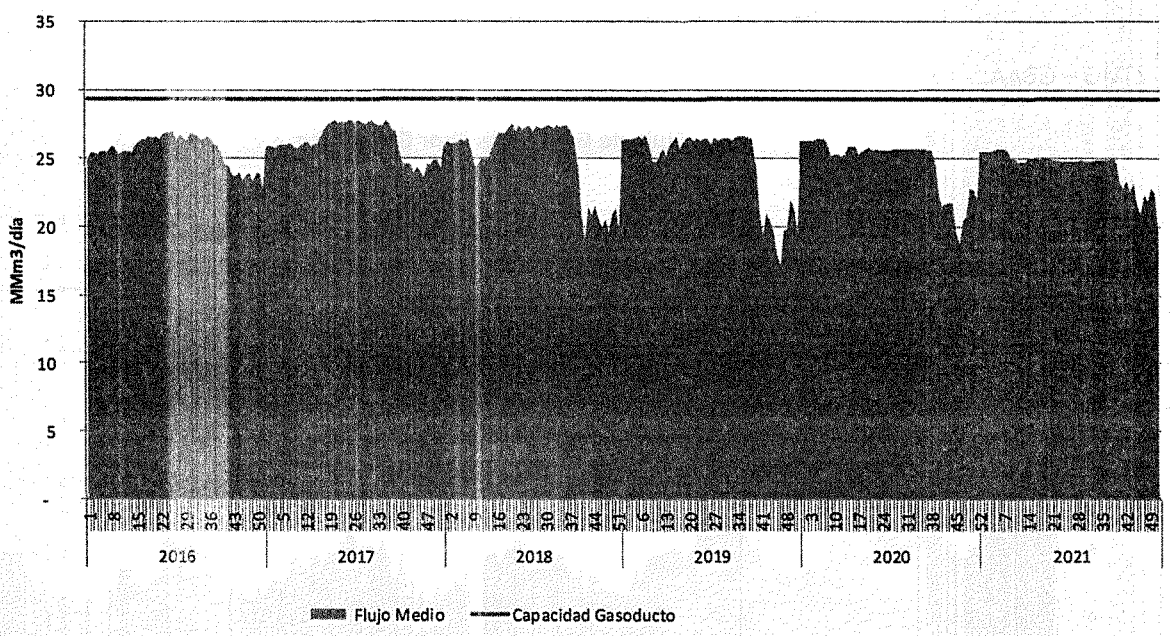
6.3.5. Gasoductos AUSTRAL

Tramos TFG – SCRG – PATG – BASG – BBLG

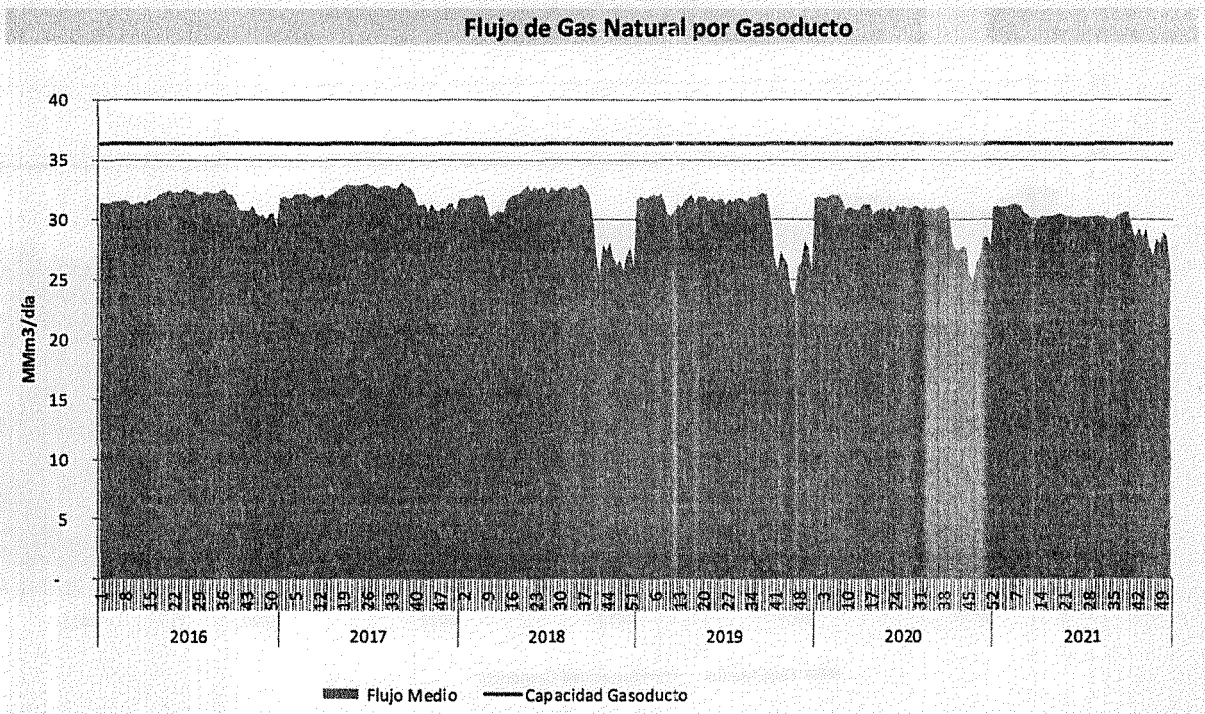


TFG – SCRG:

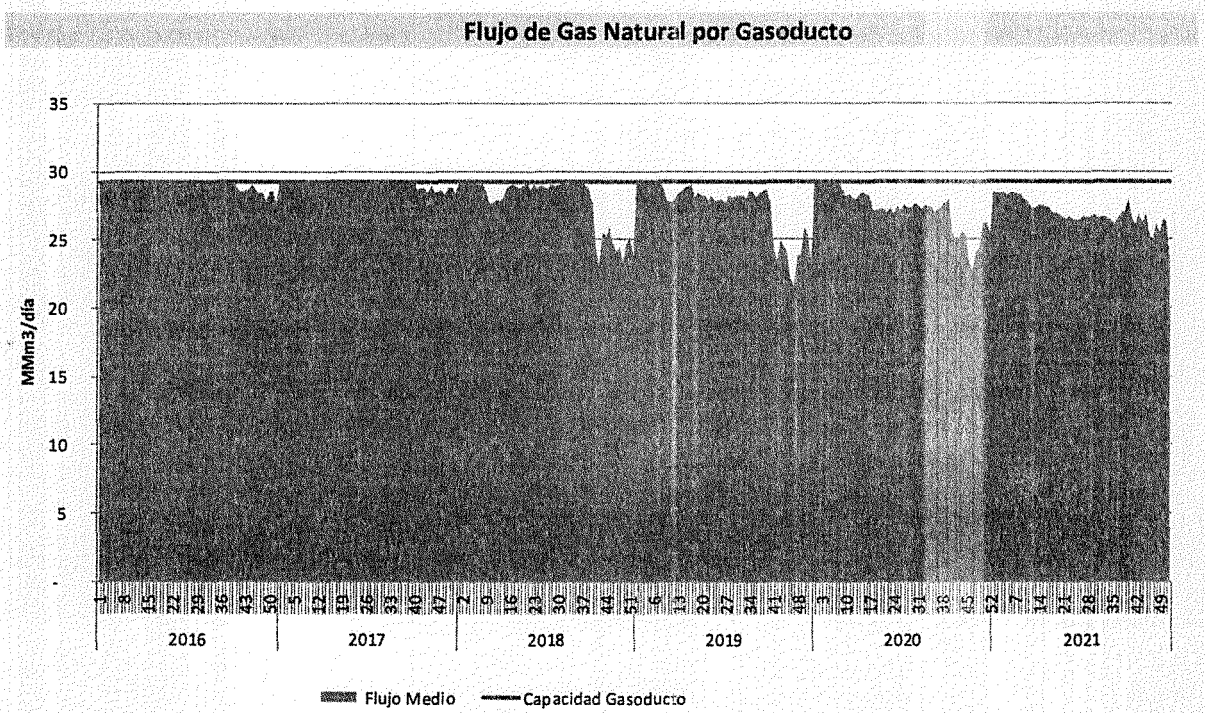
Flujo de Gas Natural por Gasoducto



SCRG – PATG:

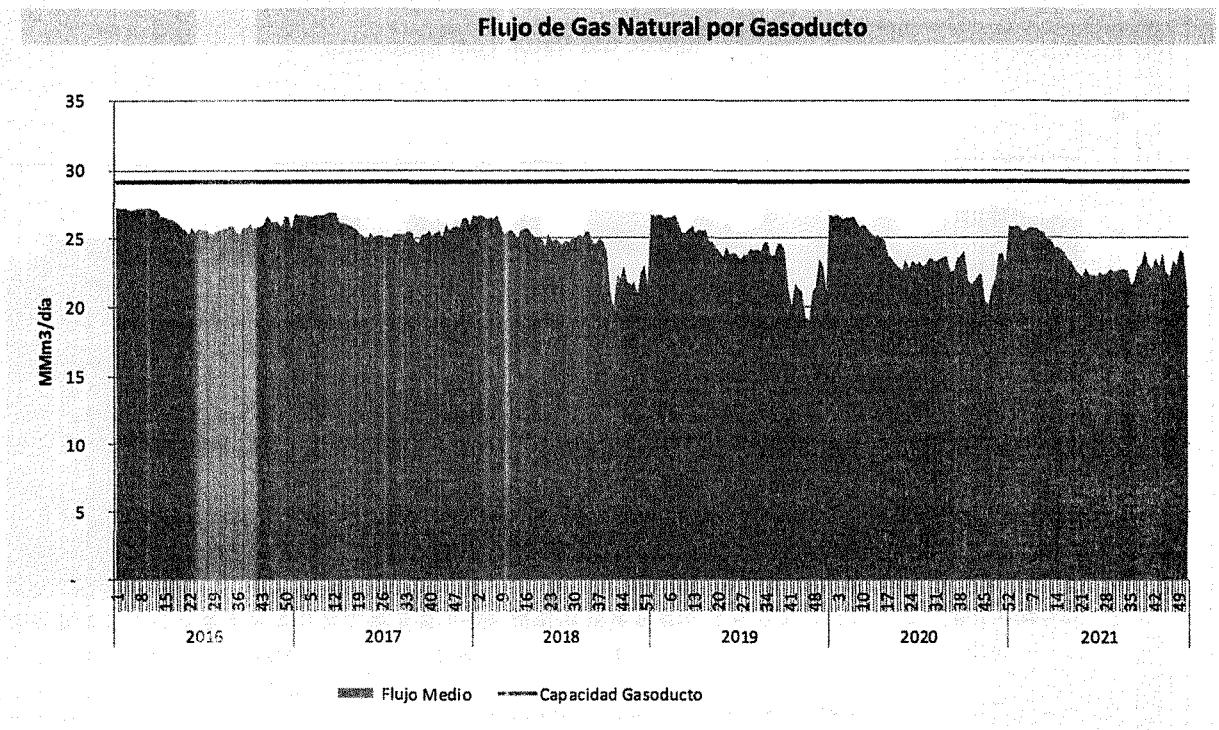


PATG – BASG:



JULIANA REGGI
APODERADA

BASG – BBLAG:


Flujo de Gas Natural por Gasoducto
MMm3/día
35
30
25
20
15
10
5
-
2016
2017
2018
2019
2020
2021
Flujo Medio
Capacidad Gasoducto

6.4. Demandas de Gas por nodo

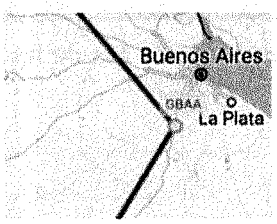
Se presentan a continuación, las demandas de gas de las diferentes categorías utilizando superficies apiladas:

- Demanda Residencial;
- Demanda Industrial;
- Demanda Comercial;
- Demanda GNC;
- Demanda RT, que representa el gas consumido para los compresores del gasoducto;
- Demanda Centrales térmicas;
- Gas No Suministrado;

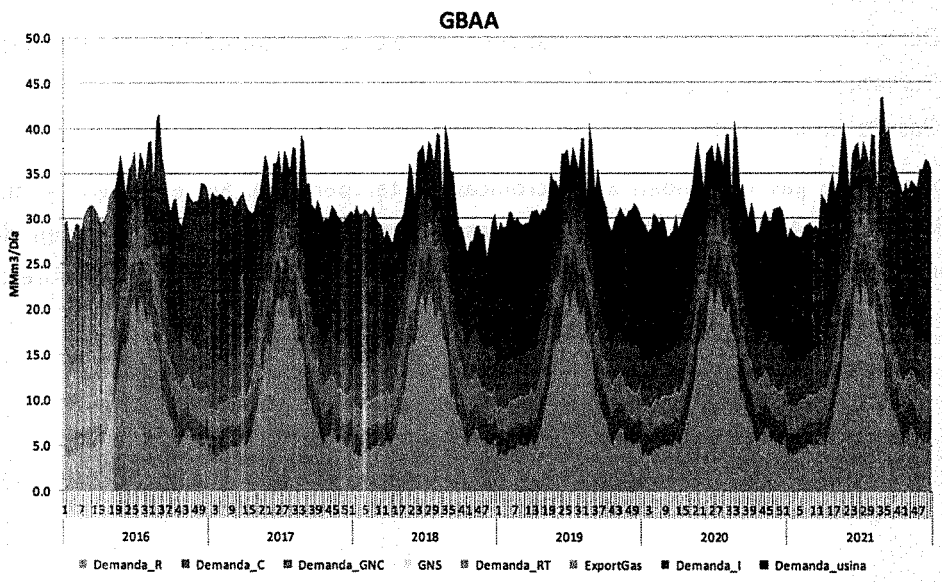
Las demandas de gas responden a las crónicas de temperatura. Sin embargo se muestra aquí el promedio de las 14 crónicas hidro – térmicas. Se presentan los nodos en orden de importancia (volumen de gas demandado), comenzando por el nodo que incluye el Gran Buenos Aires:

JULIANA REGGI
APODERADA

6.4.1. Nodo GBAA

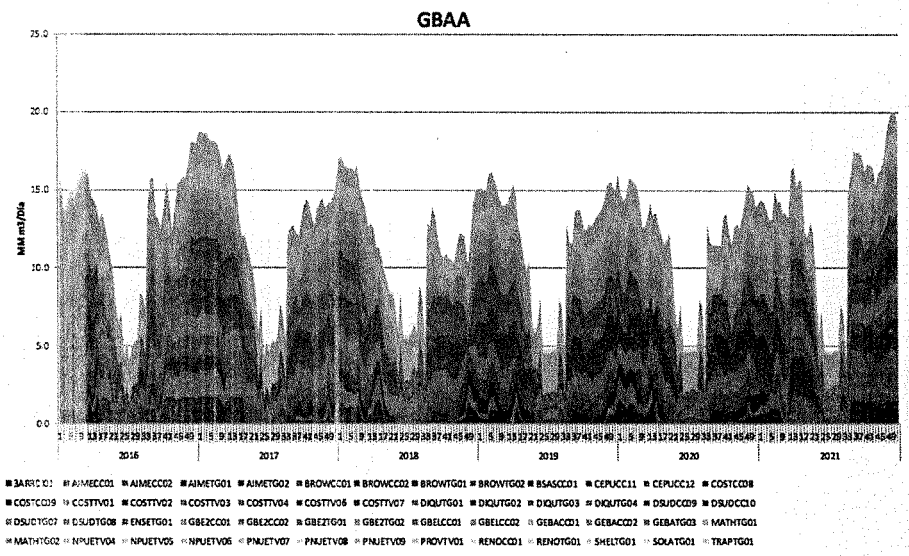


Demanda de gas por nodo y por semana

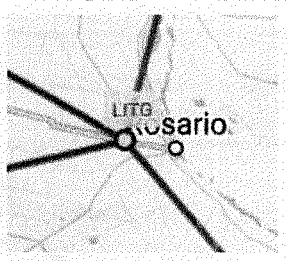


Demandas medias semanales por parte de las usinas:

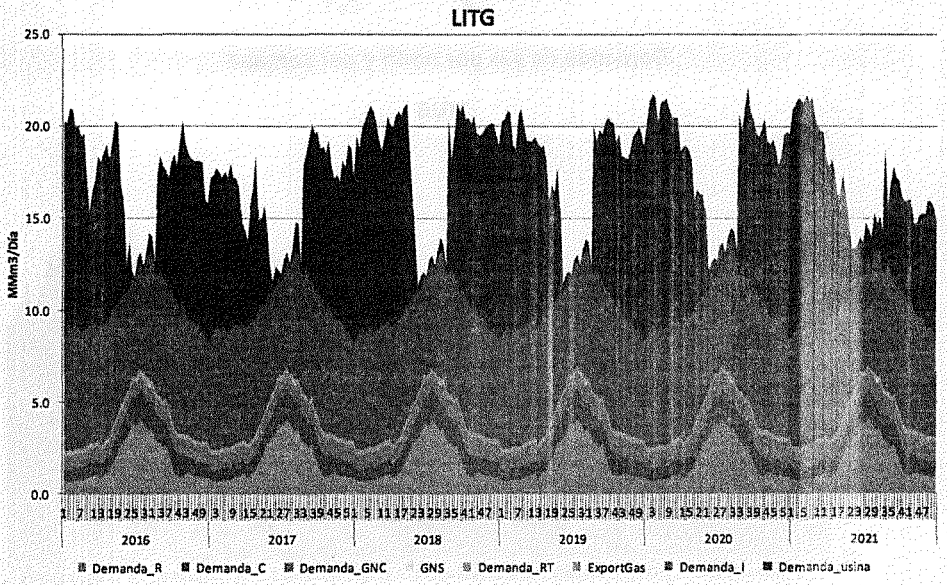
Consumo semanal por central y por nodo



6.4.2. Nodo LITG

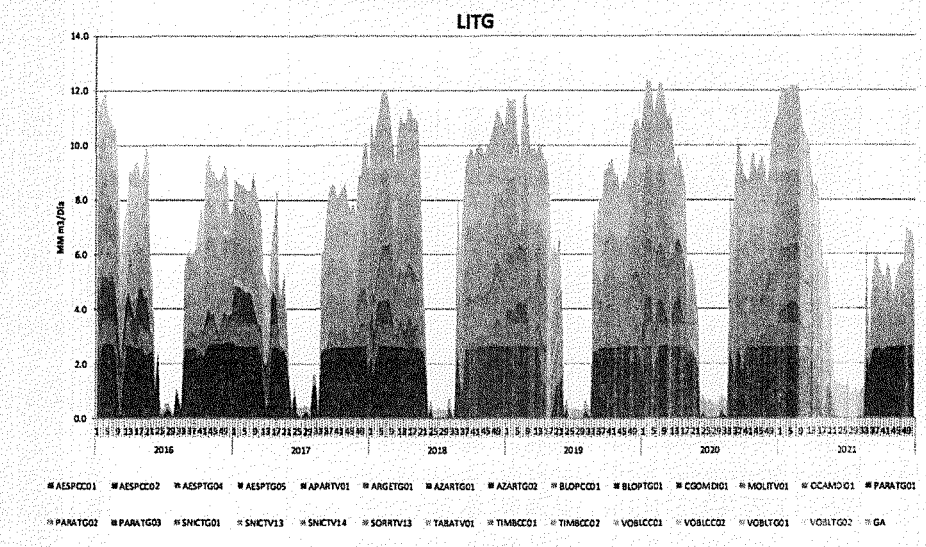


Demanda de gas por nodo y por semana



Demandas medias semanales por parte de las usinas:

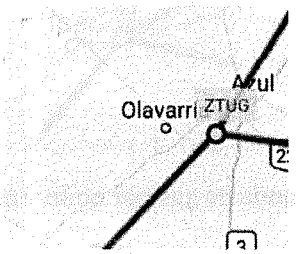
Consumo semanal por central y por nodo

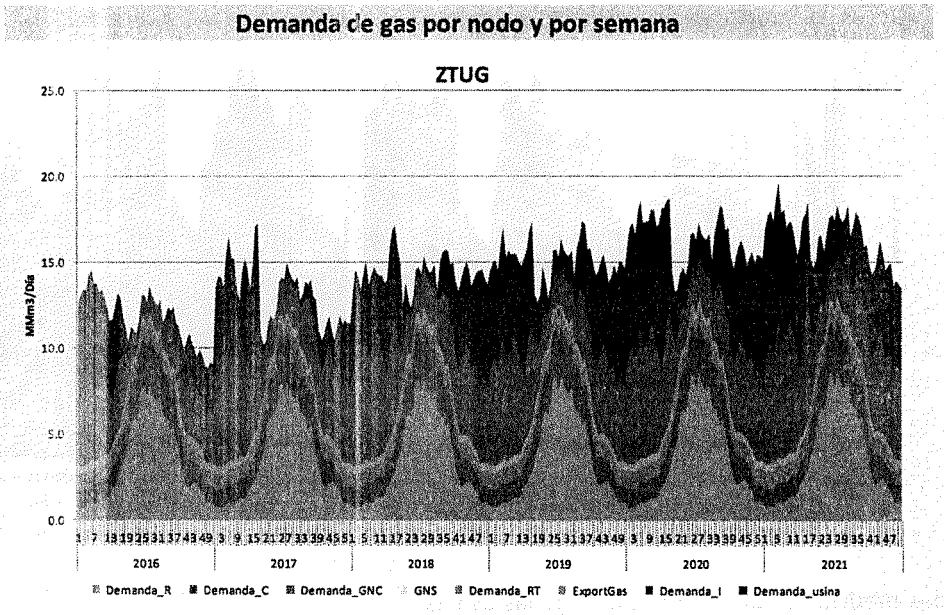


JULIANA REGGI
APODERADA

El modelo decide instalar generación a gas nueva para el año 2021, central "GA". La cual se asume se conectará directamente con el transportista.

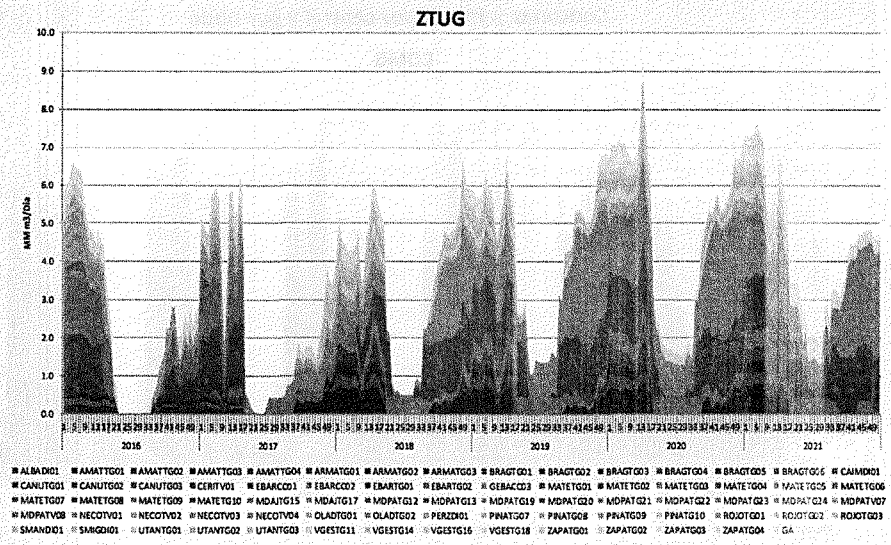
6.4.3. Nodo ZTUG





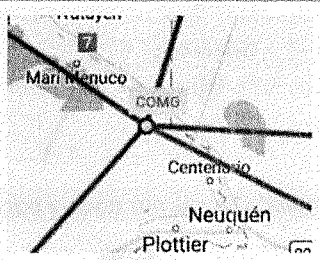
Demandas medias semanales por parte de las usinas:

Consumo semanal por central y por nodo

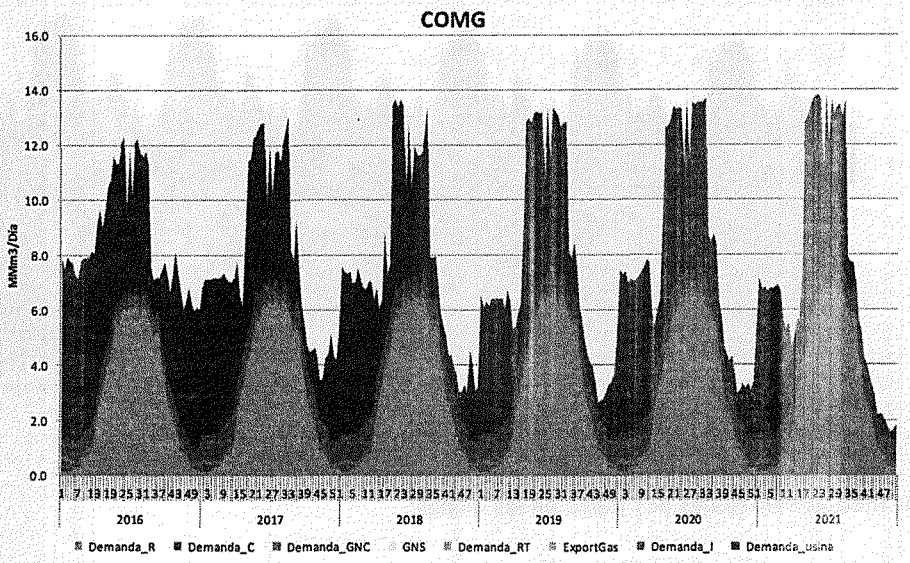


El modelo decide instalar generación nueva a gas para los años 2020 y 2021, central "GA". La cual se asume que se conectará directamente con el transportista.

6.4.4. Nodo COMG



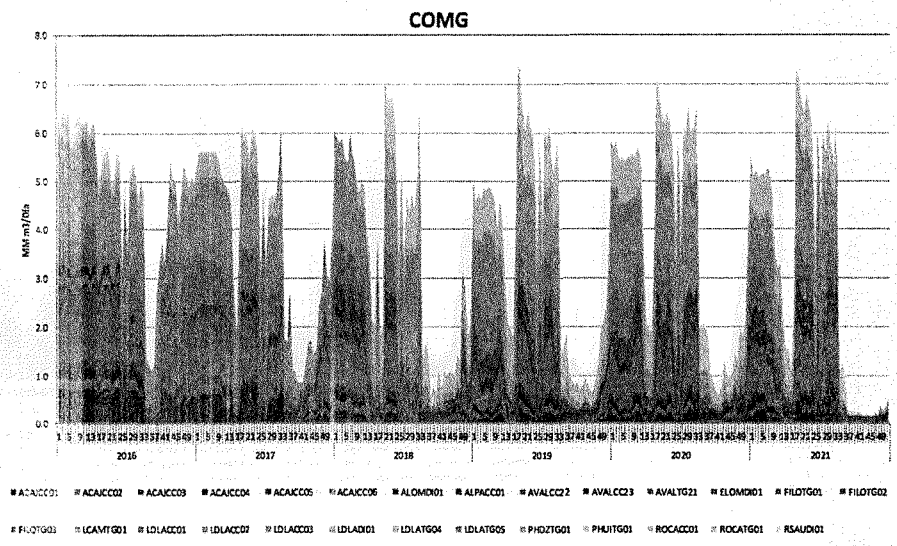
Demanda de gas por nodo y por semana



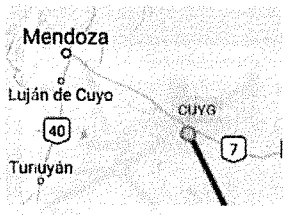
JULIANA REGGI
APODERADA

Demandas medias semanales por parte de las usinas:

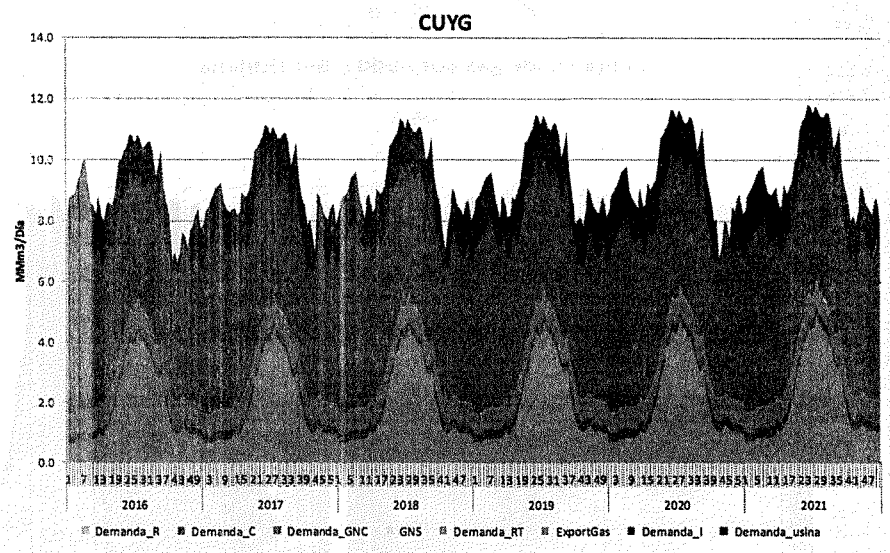
Consumo semanal por central y por nodo



6.4.5. Nodo CUYG

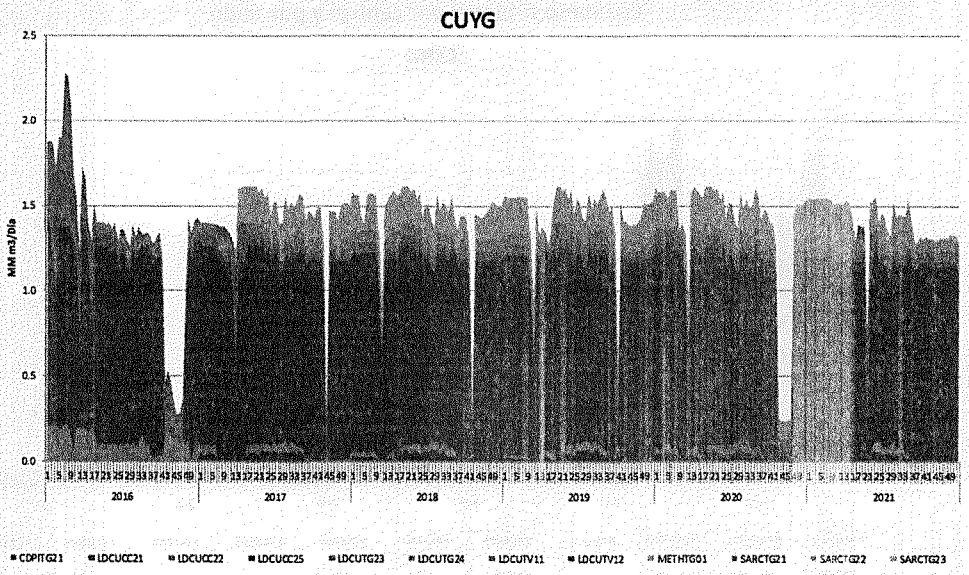


Demanda de gas por nodo y por semana

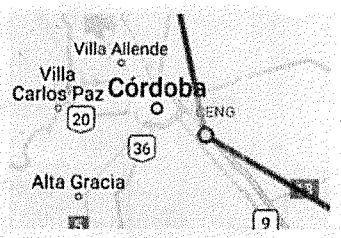


Demandas medias semanales por parte de las usinas:

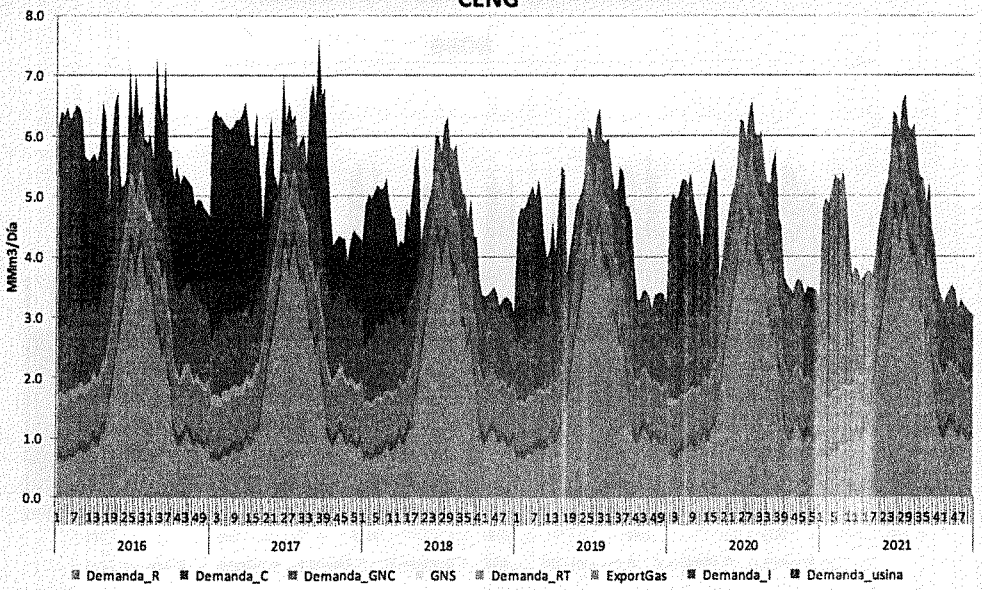
Consumo semanal por central y por nodo



6.4.6. Nodo CENG



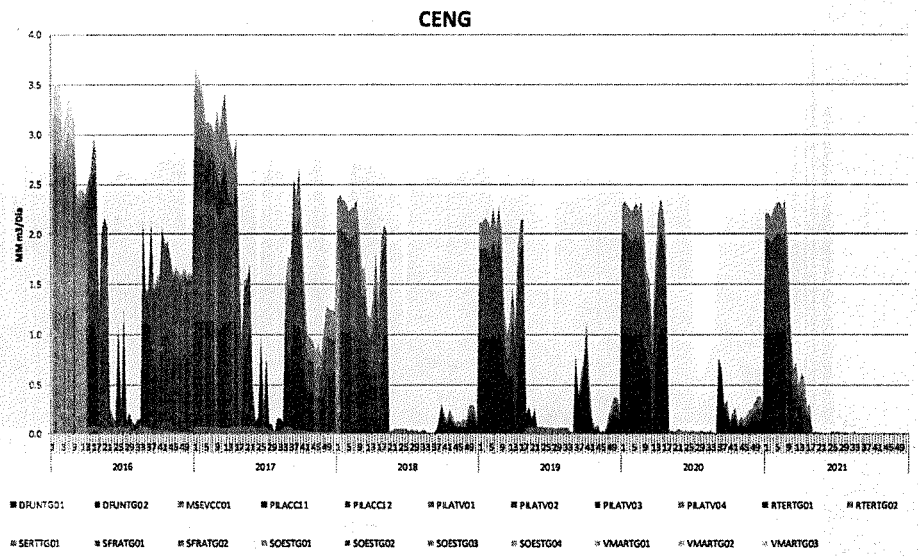
Demanda de gas por nodo y por semana



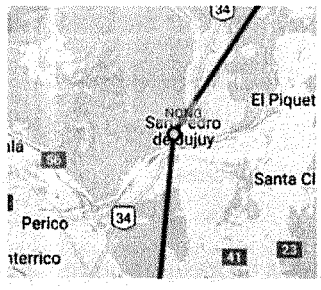
JULIANA REGGI
APODERADA

Demandas medias semanales por parte de las usinas:

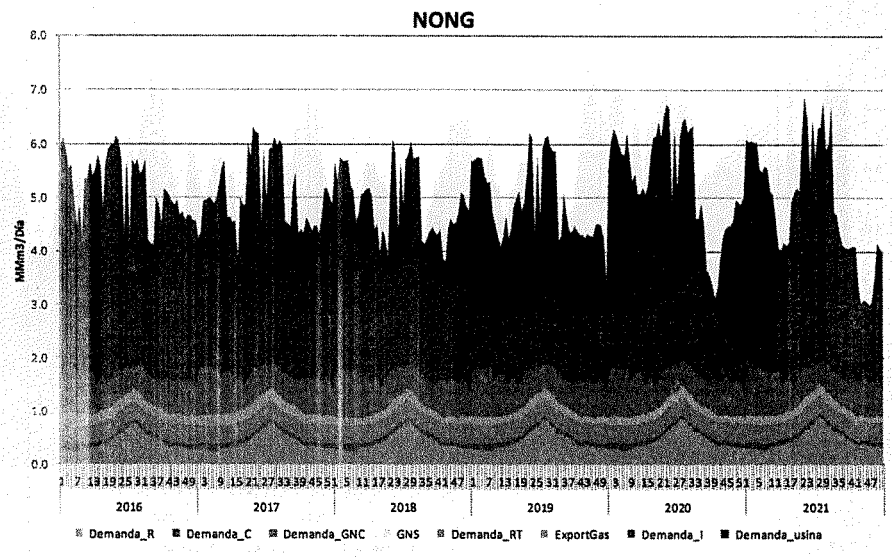
Consumo semanal por central y por nodo



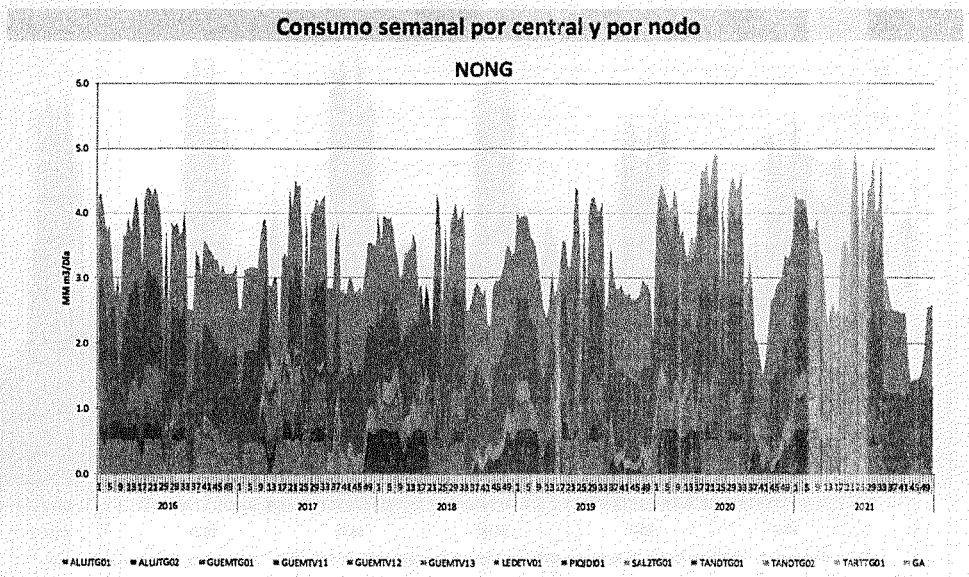
6.4.7. Nodo NONG



Demanda de gas por nodo y por semana

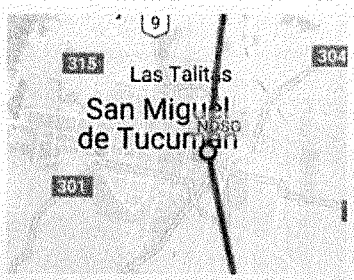


Demandas medias semanales por parte de las usinas:



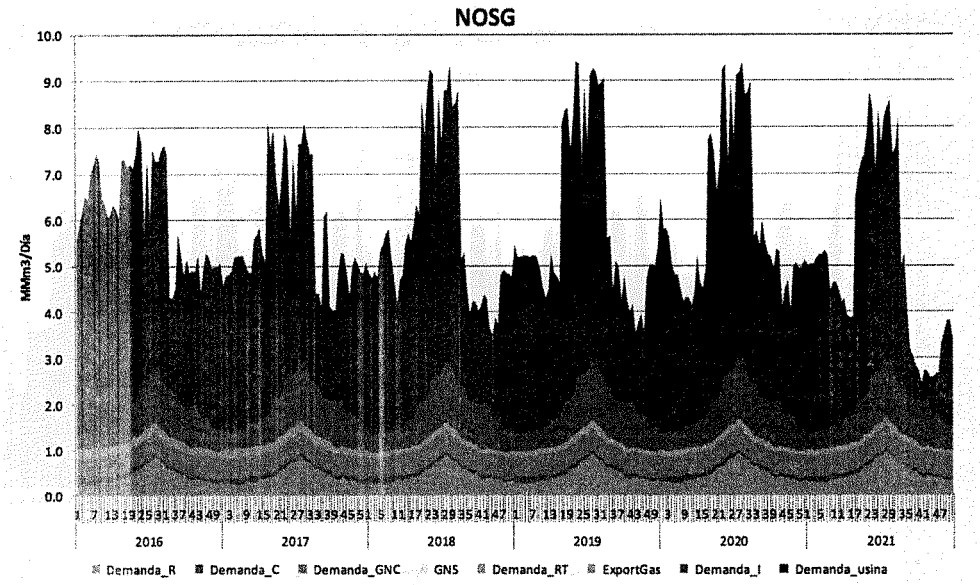
El modelo decide instalar generación nueva a gas para los años 2020 y 2021, central "GA". La cual se asume que se conectará directamente con el transportista.

6.4.8. Nodo NOSG



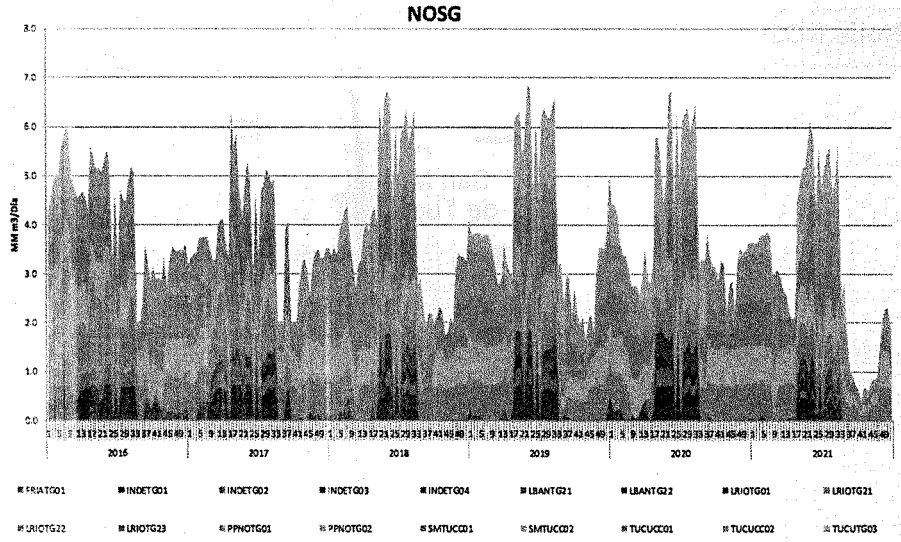
JULIANA REGGI
APODERADA

Demanda de gas por nodo y por semana

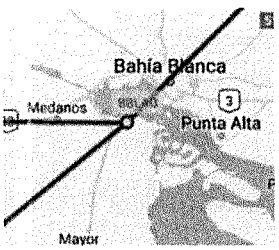


Demandas medias semanales por parte de las usinas:

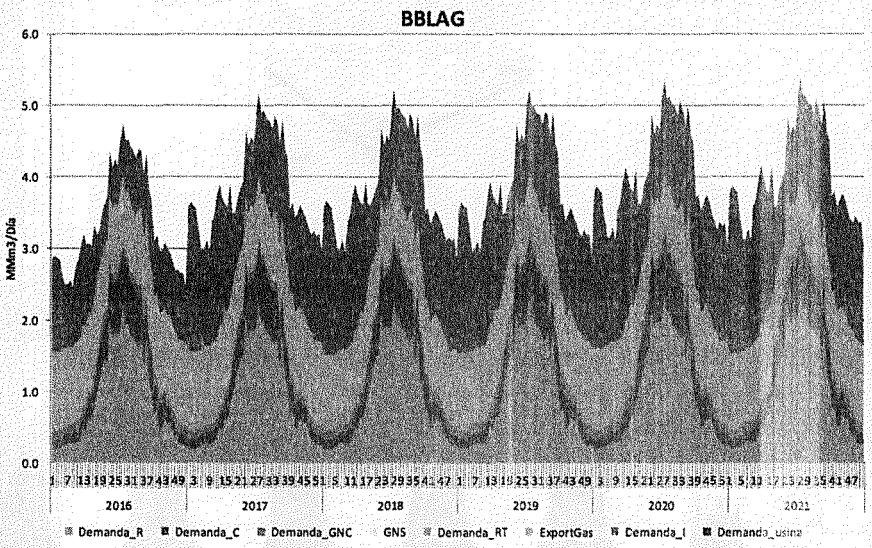
Consumo semanal por central y por nodo



6.4.9. Nodo BBLAG

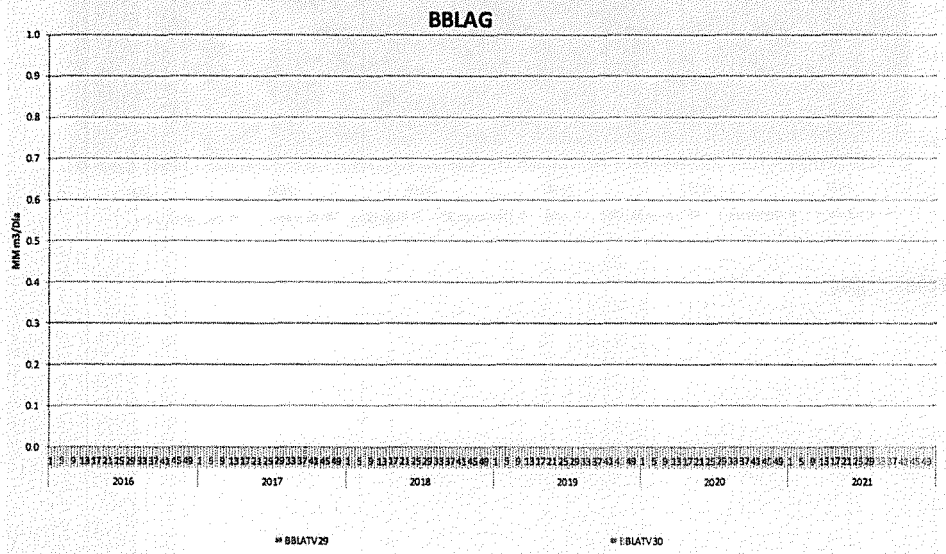


Demanda de gas por nodo y por semana



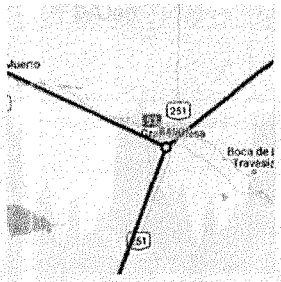
Demandas medias semanales por parte de las usinas:

Consumo semanal por central y por nodo

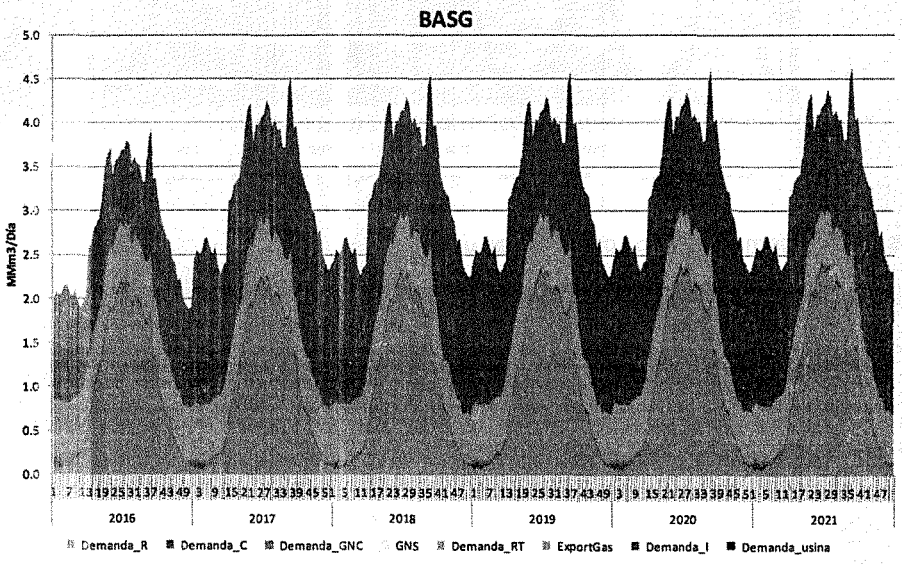


JULIANA REGGI
APODERADA

6.4.10. Nodo BASG



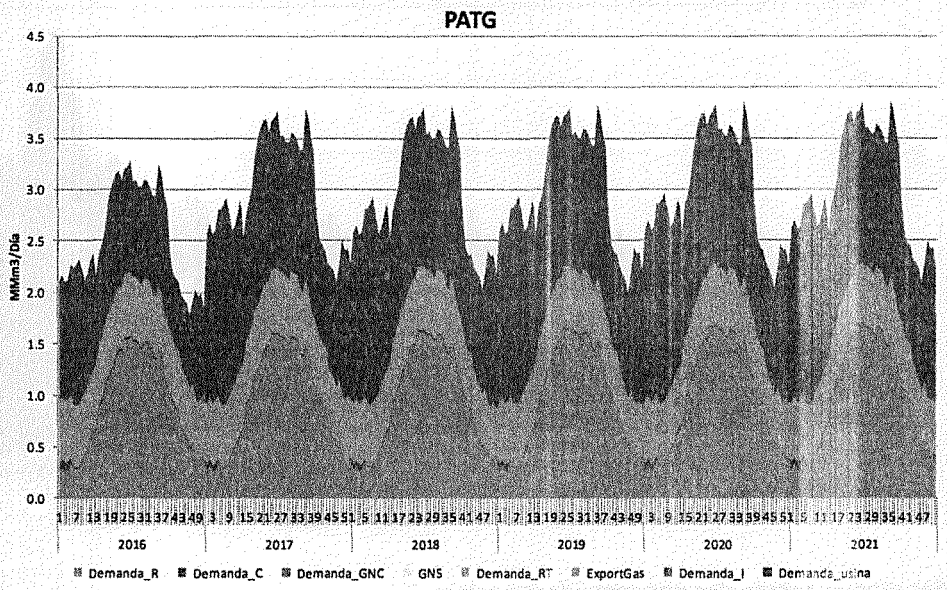
Demanda de gas por nodo y por semana



Nodo sin centrales a gas.

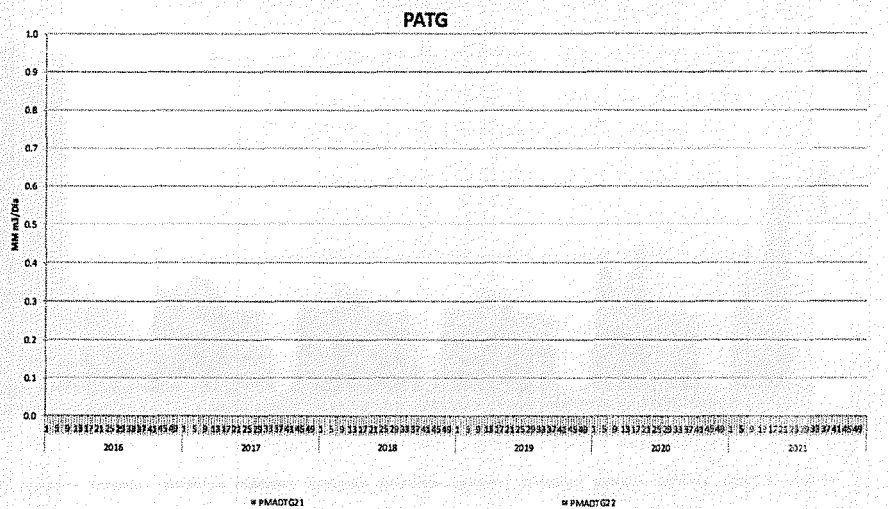
6.4.11. Nodo PATG

Demanda de gas por nodo y por semana



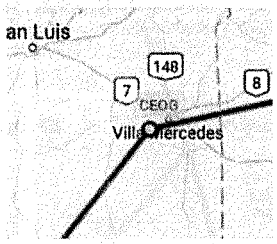
Demandas medias semanales por parte de las usinas:

Consumo semanal por central y por nodo

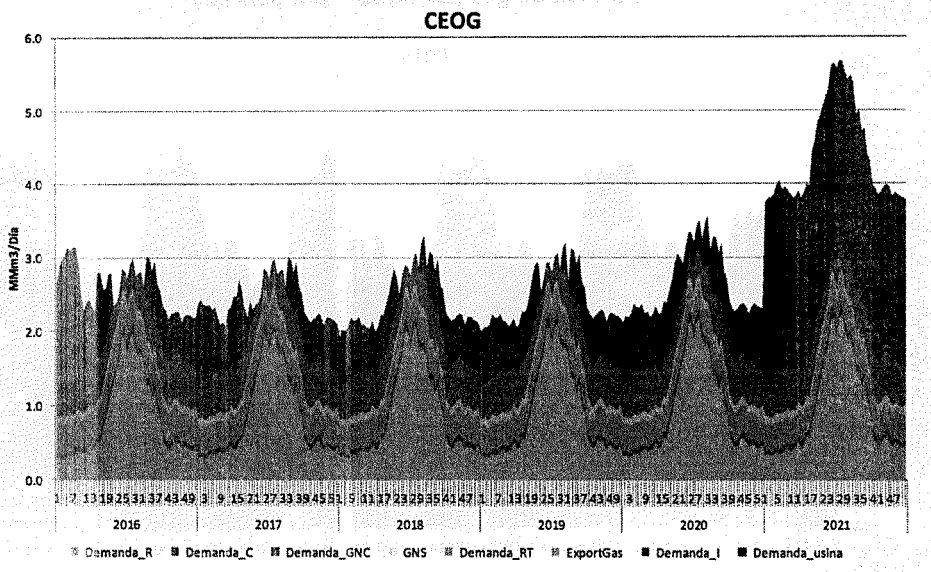


JULIANA REGGI
APODERADA

6.4.12. Nodo CEOG

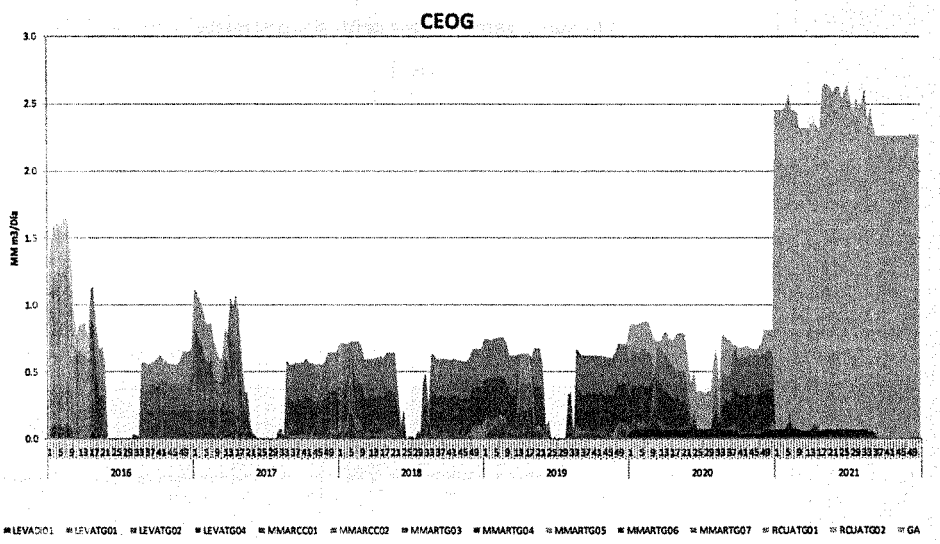


Demanda de gas por nodo y por semana



Demandas medias semanales por parte de las usinas:

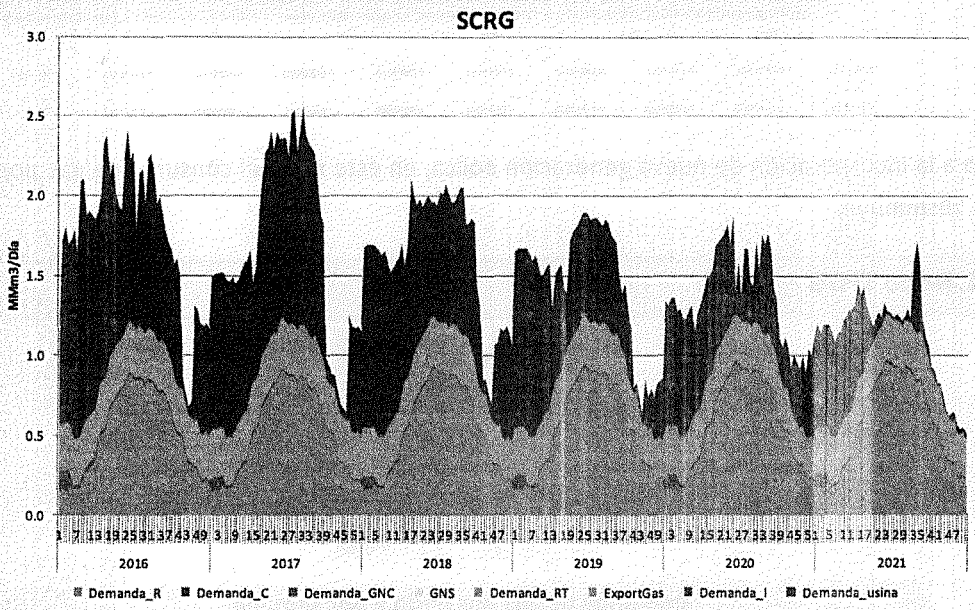
Consumo semanal por central y por nodo



Nótese que en éste nodo el modelo instala nueva generación térmica a gas, central "GA", la cual se asume conectada directamente con el transportista.

6.4.13. Nodo SCRG

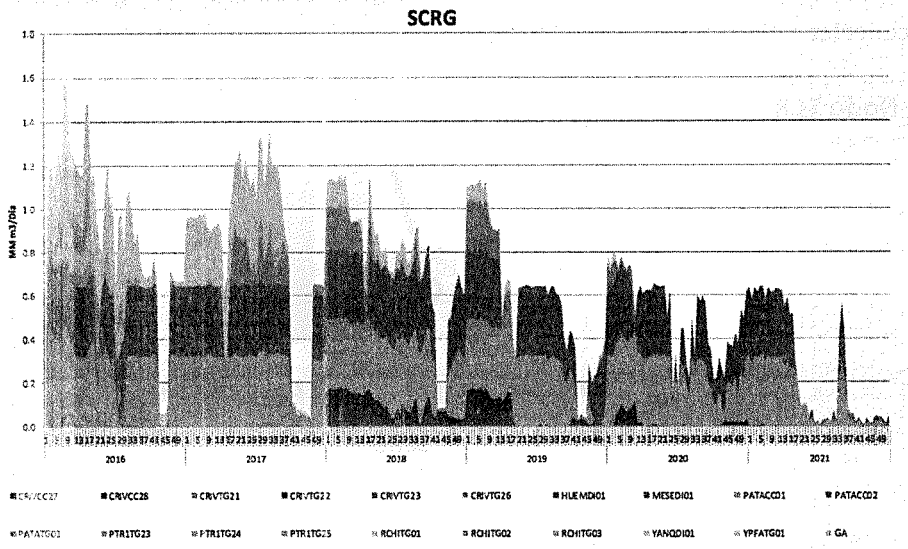
Demanda de gas por nodo y por semana



Demandas medias semanales por parte de las usinas:

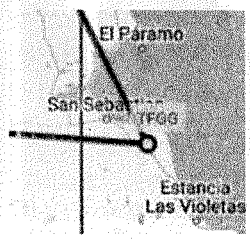
JULIANA REGGI
APODERADA

Consumo semanal por central y por nodo

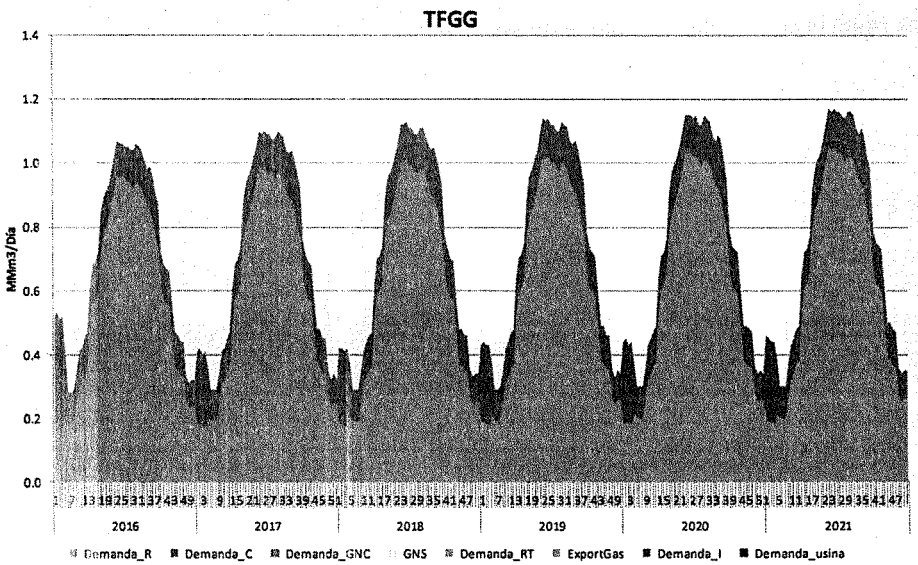


Debido a la incorporación de nueva generación eólica, en éste nodo el consumo de gas por parte de las usinas, disminuye.

6.4.14. Nodo TFGG



Demanda de gas por nodo y por semana

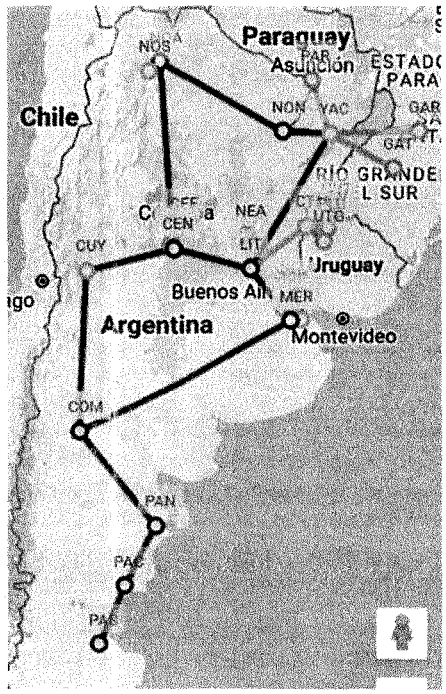


No se encuentran usinas a gas conectadas a éste nodo.

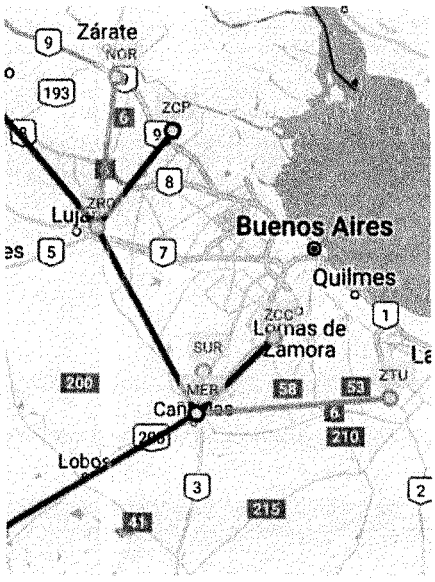
JULIANA REGG
APODERADA

6.5. Balances energéticos

Se presentan a continuación los balances energéticos en cada nodo eléctrico. Los nodos del modelo se presentan a continuación:



Nodos eléctricos en GBA:



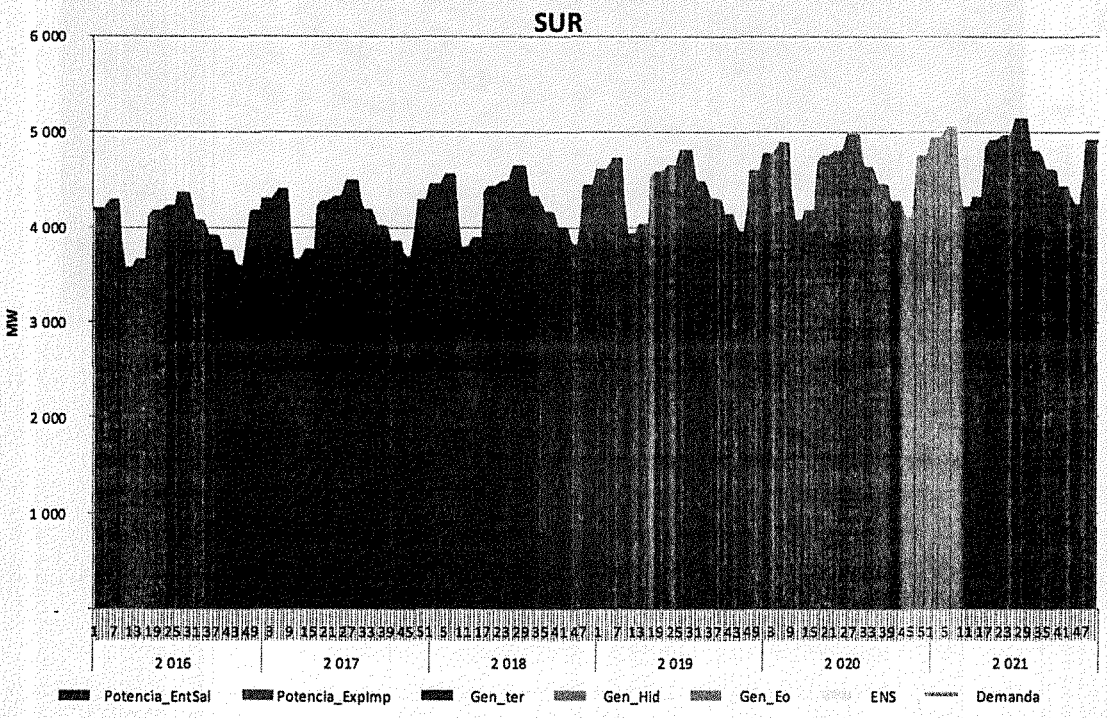
A continuación se presenta en gráficos de superficies apiladas, la Generación Térmica, Hidráulica, Eólica, Energía no Suministrada, el neto de las interconexiones[11], el neto de las exportaciones[12].

Asimismo, se presenta con una línea roja, la demanda de energía. La misma iguala a la suma de las superficies apiladas anteriormente descriptas.

Se presentan en orden de importancia, los balances de cada nodo del sistema.

6.5.1. Nodo SUR

Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



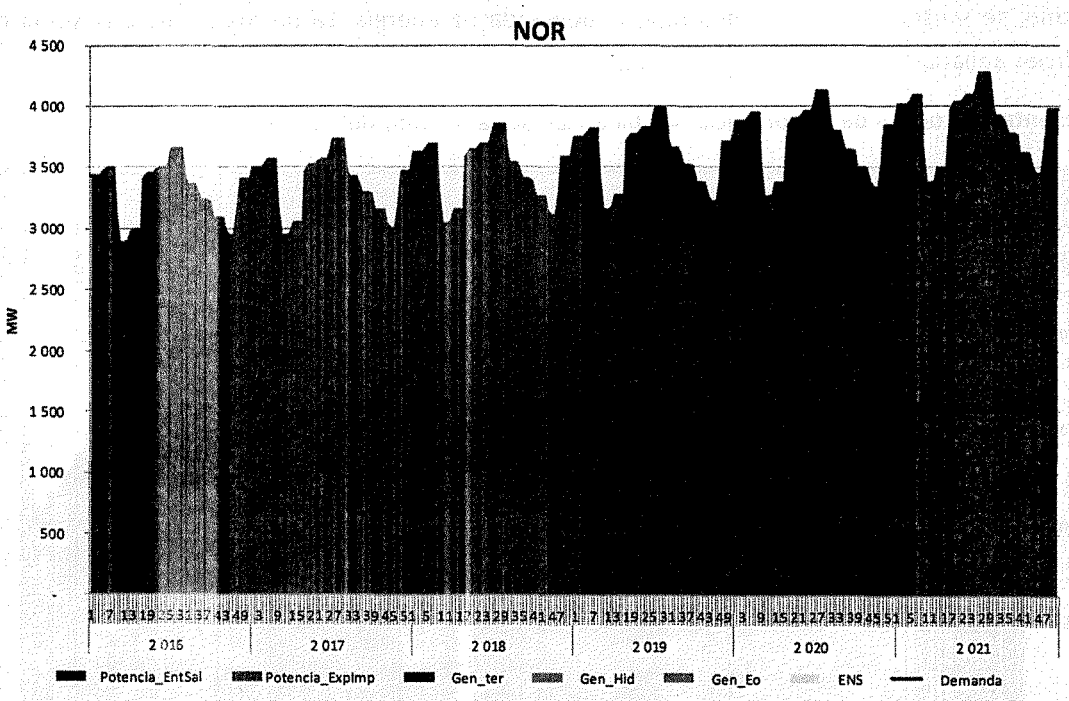
[11] Entrada menos salida de potencia media en el nodo.

[12] Importación menos exportación de energía en el nodo.

JULIANA REGGI
APODERADA

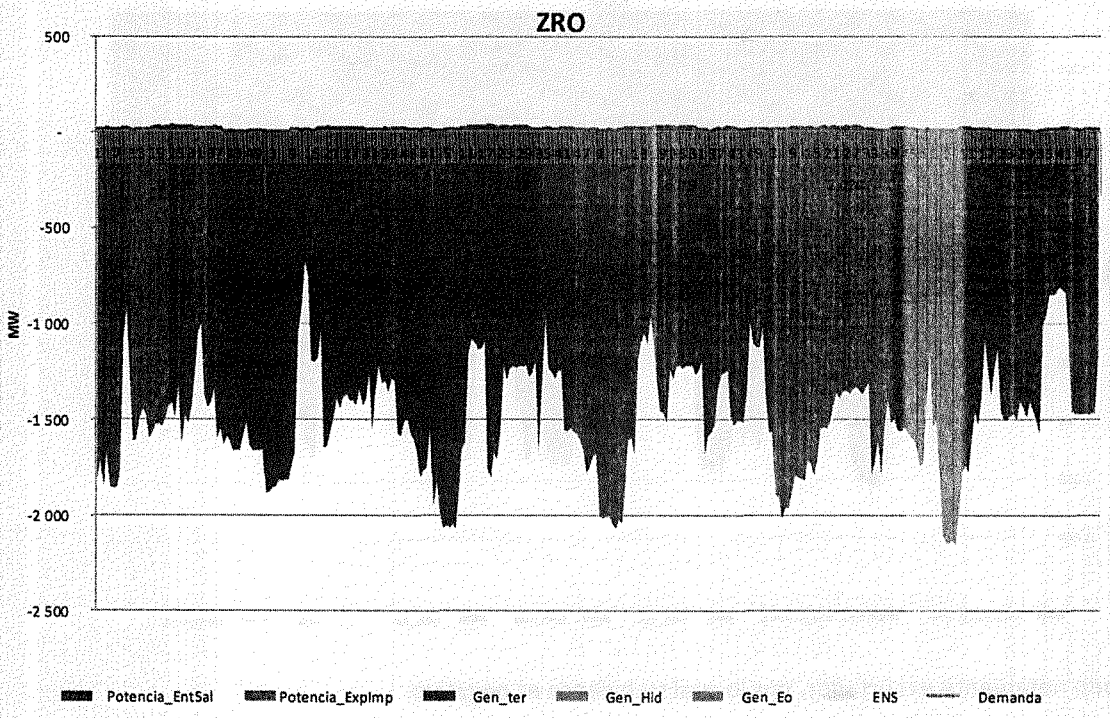
6.5.2. Nodo NOR

Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



6.5.3. Nodo ZRO

Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana

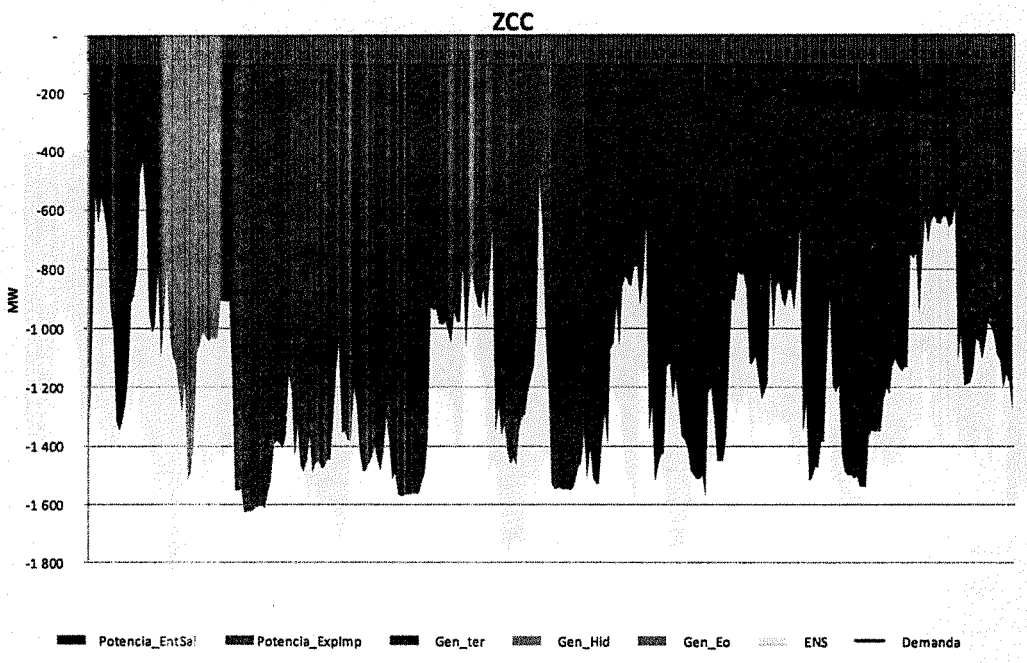


Nodo netamente exportador, por lo cual su balance es negativo.

JULIANA REGGI
APODERADA

6.5.4. Nodo ZCC

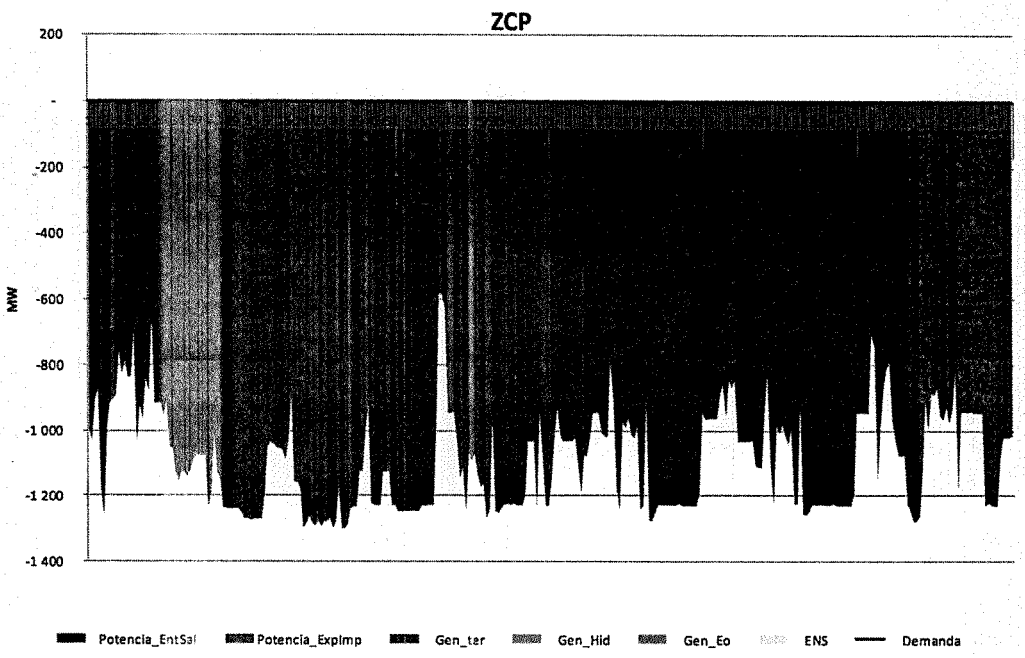
Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



Nodo netamente exportador, por lo cual su balance es negativo.

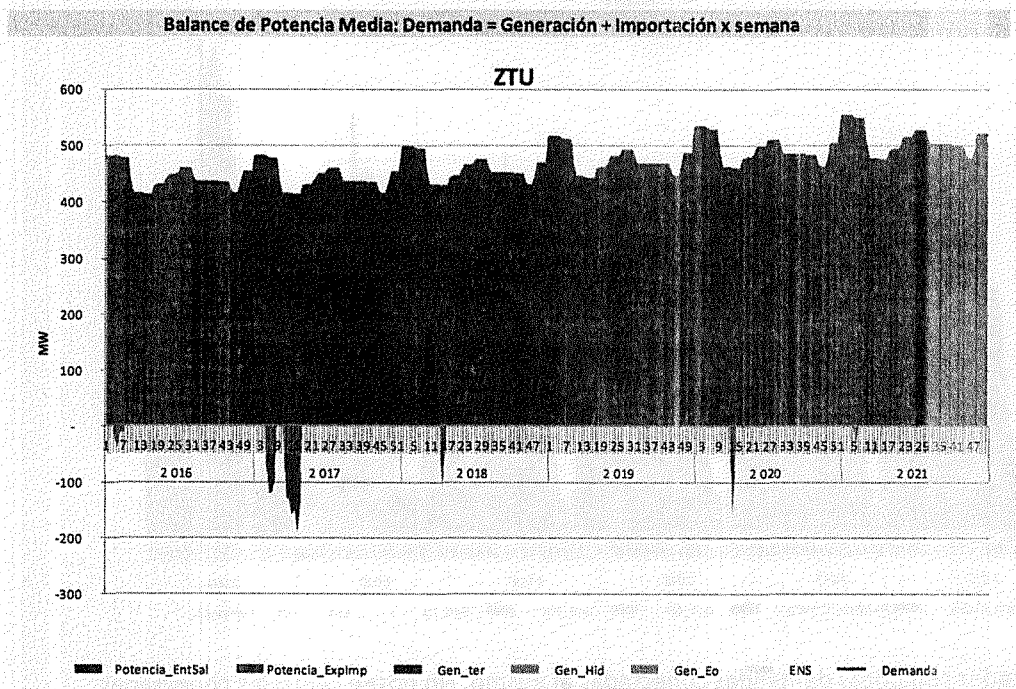
6.5.5. Nodo ZCP

Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



Nodo netamente exportador, por lo cual su balance es negativo.

6.5.6. Nodo ZTU

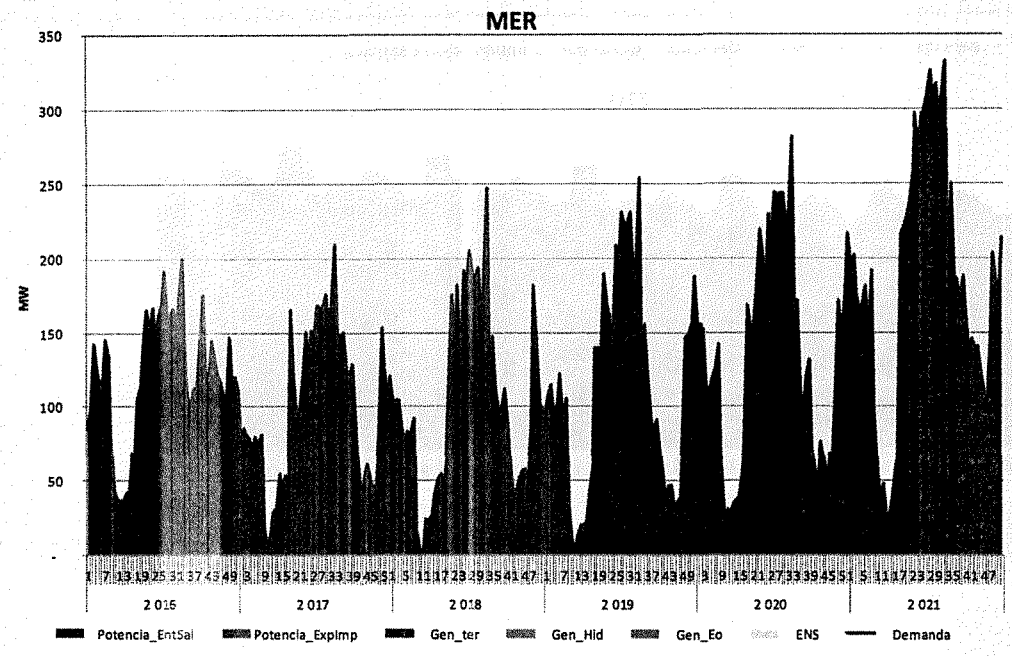


Nodo netamente exportador, por lo cual su balance es negativo.

JULIANA REGGI
APODERADA

6.5.7. Nodo MER

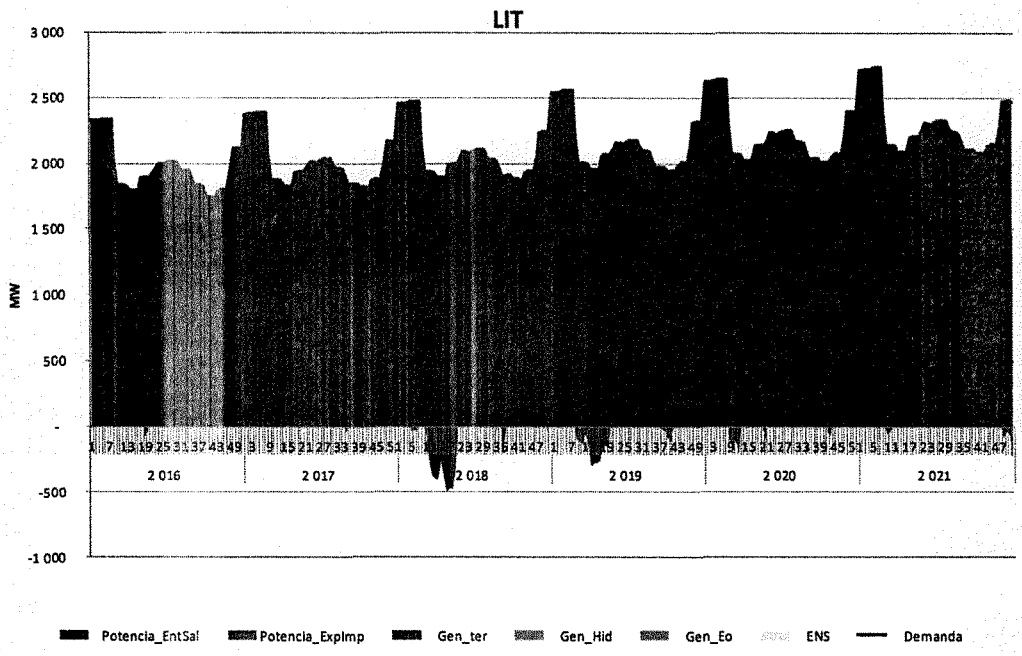
Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



Nodo importador con pocas demandas conectadas al mismo. No posee centrales conectadas.

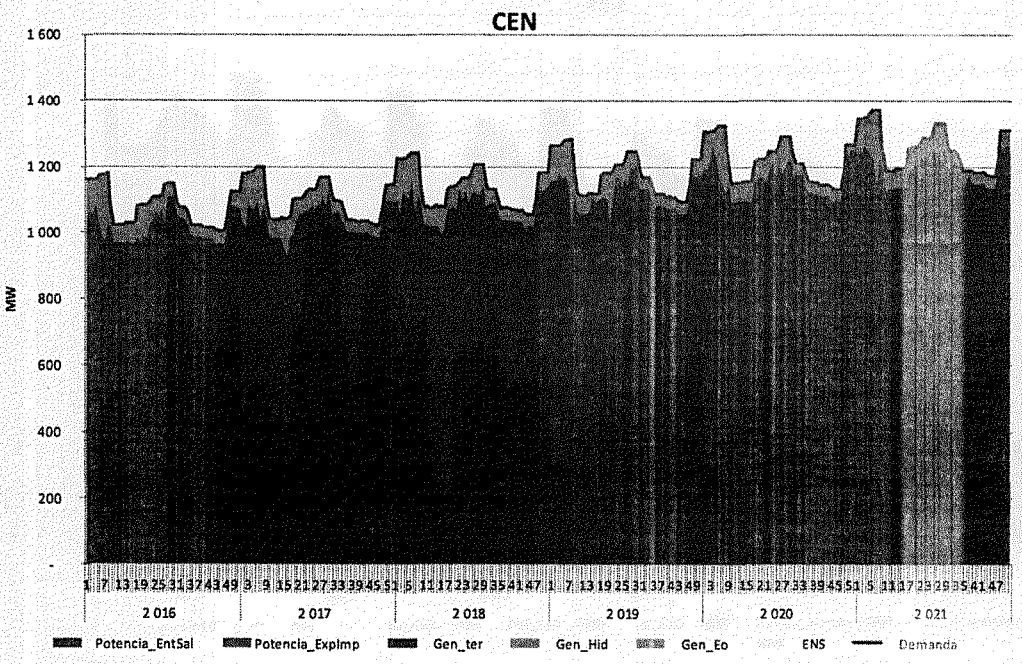
6.5.8. Nodo LIT

Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



6.5.9. Nodo CEN

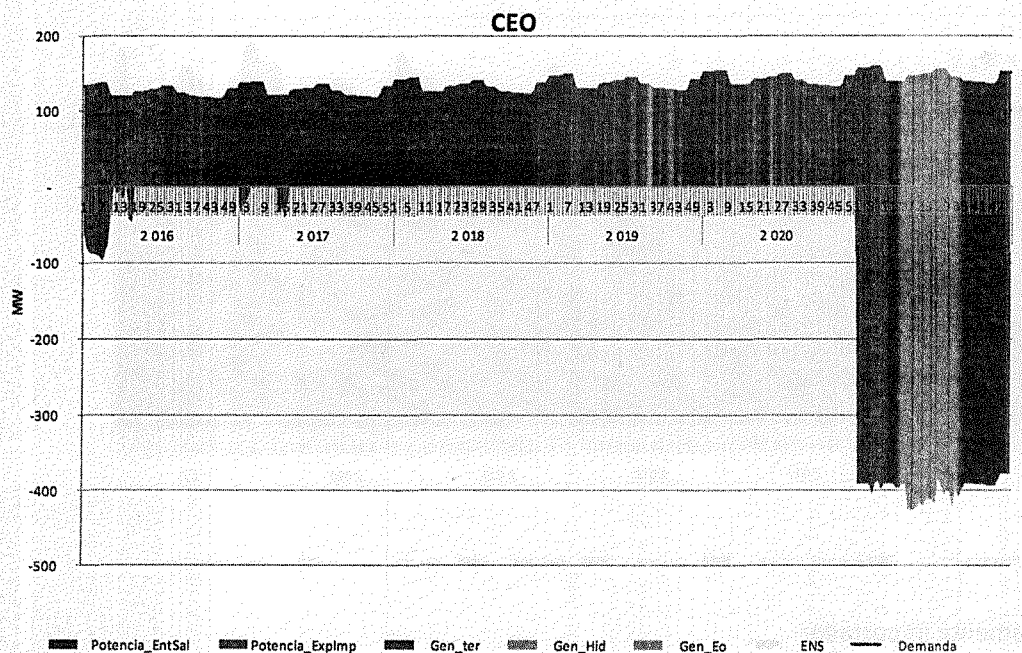
Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



Nodo netamente importador.

6.5.10. Nodo CEO

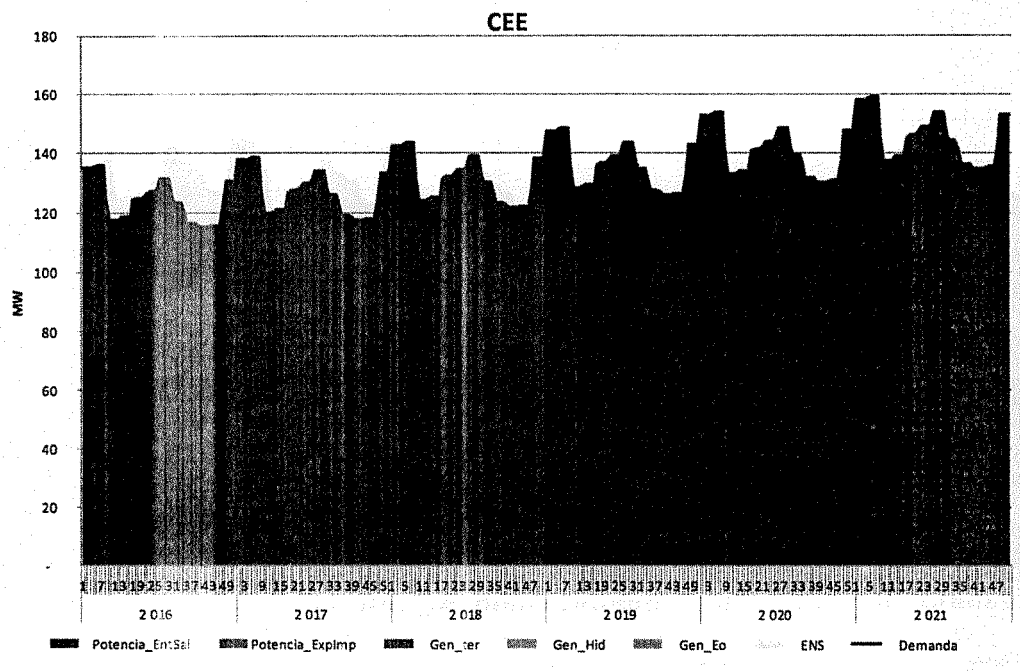
Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



JULIANA REGGI
APODERADA

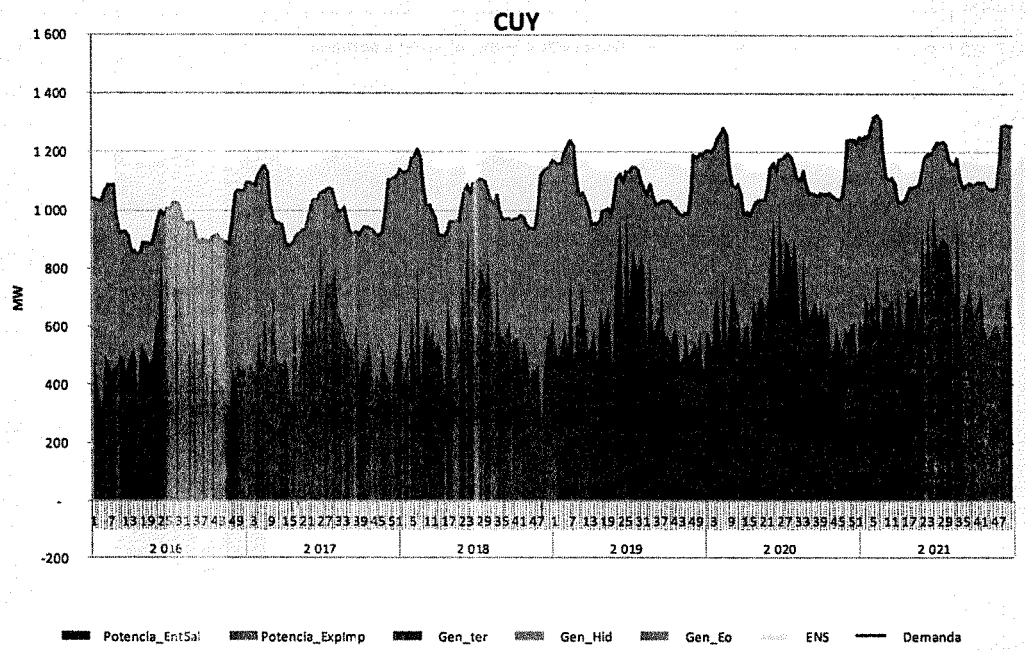
6.5.11. Nodo CEE

Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



6.5.12. Nodo CUY

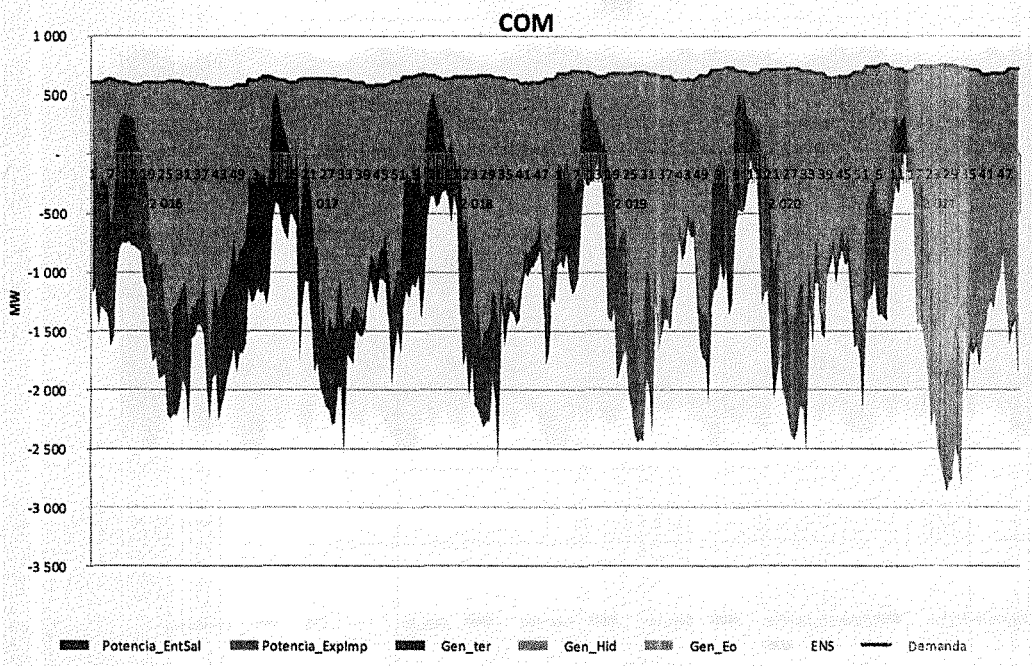
Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



Nodo netamente importador.

6.5.13. Nodo COM

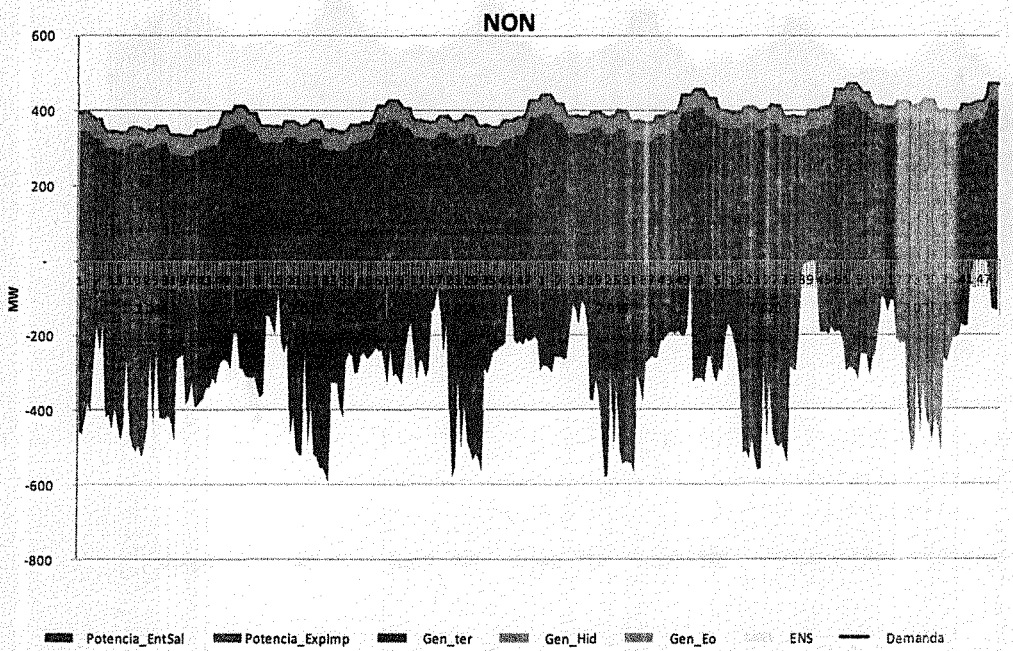
Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



Nodo netamente exportador.

6.5.14. Nodo NON

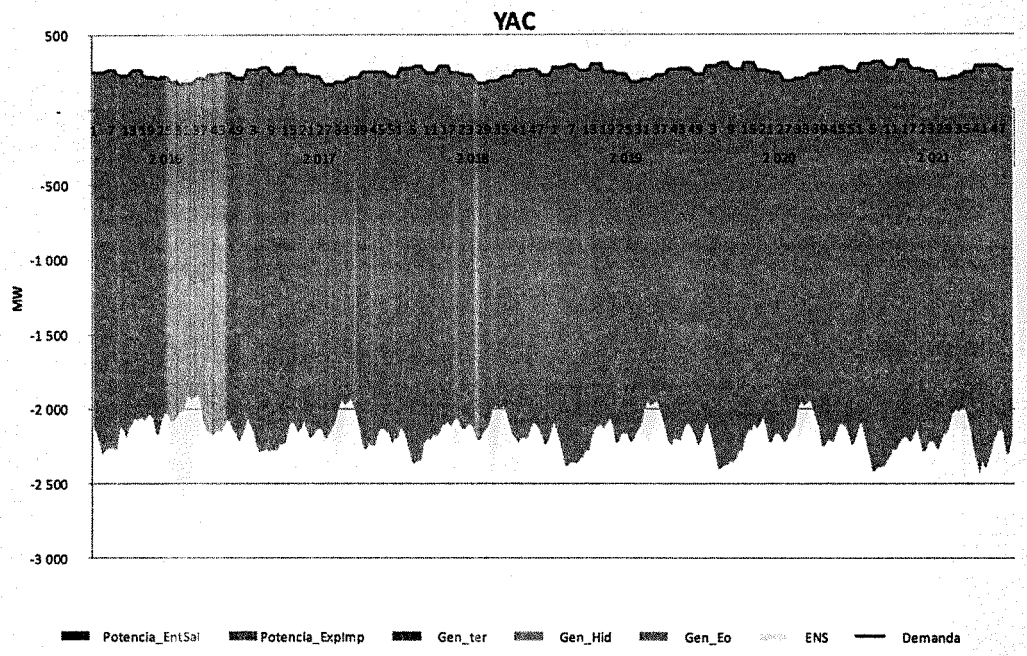
Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



JULIANA REGGI
APODERADA

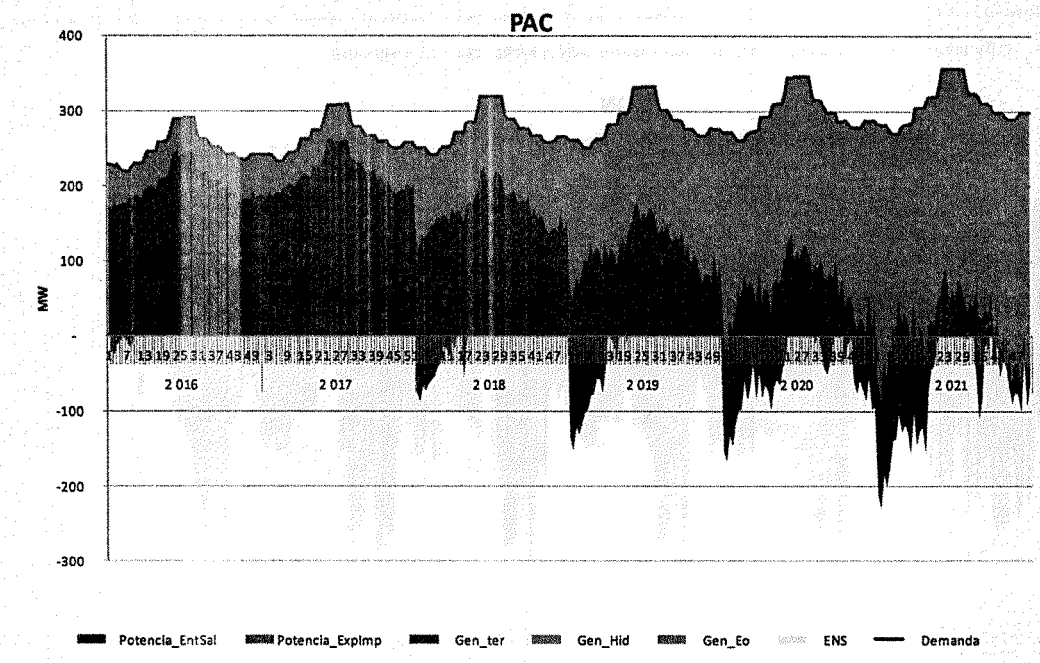
6.5.15. Nodo YAC

Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



6.5.16. Nodo PAC

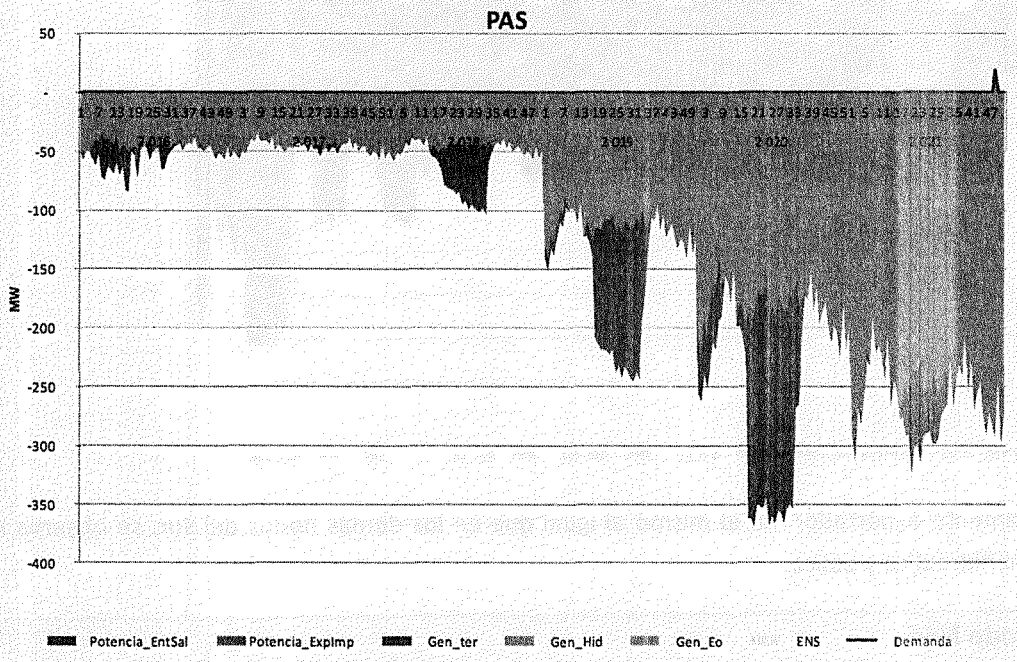
Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



Se observa aquí el crecimiento de la generación eólica, reduciendo paulatinamente la generación de origen térmico.

6.5.17. Nodo PAS

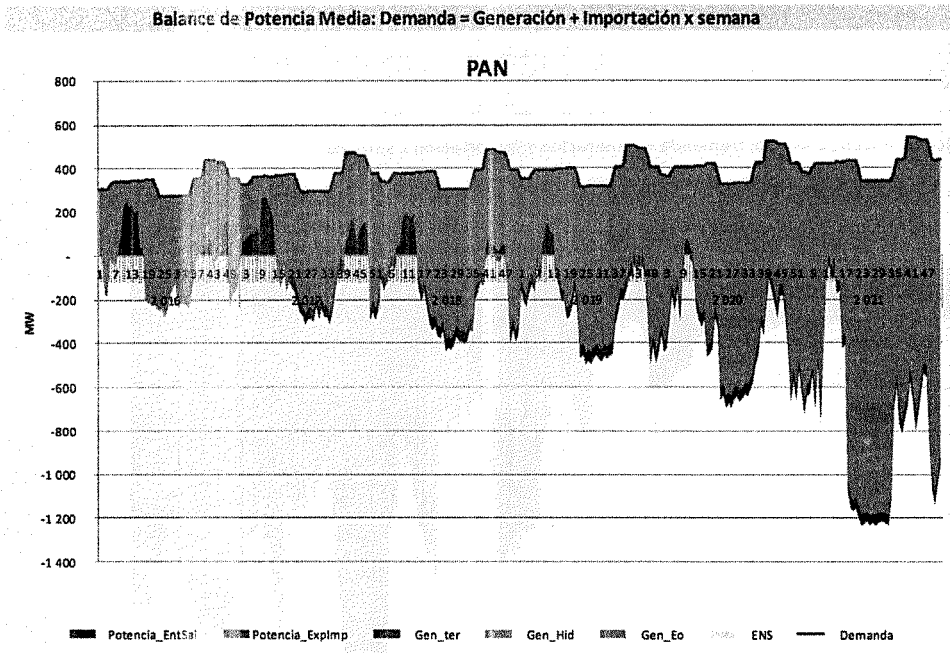
Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



Nodo netamente exportador. Se observa que hay previsto incorporación de nueva tanto térmica (carbón) como eólica.

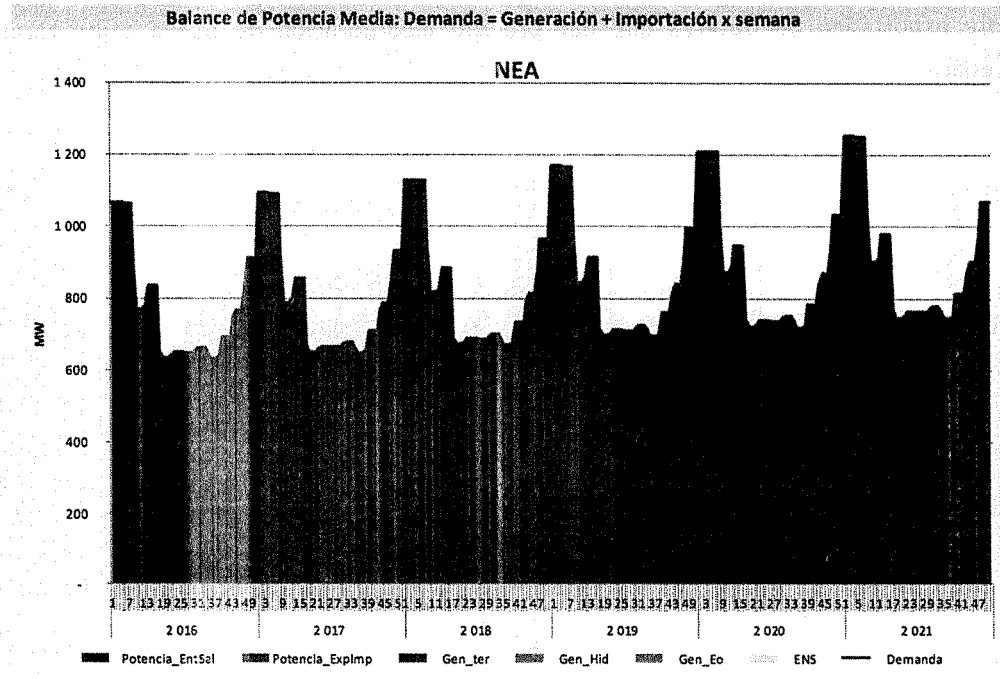
JULIANA REGGI
APODERADA

6.5.18. Nodo PAN



Nodo netamente exportador. En el mismo al igual que en los demás nodos del sur, se observa nueva generación hidráulica y eólica.

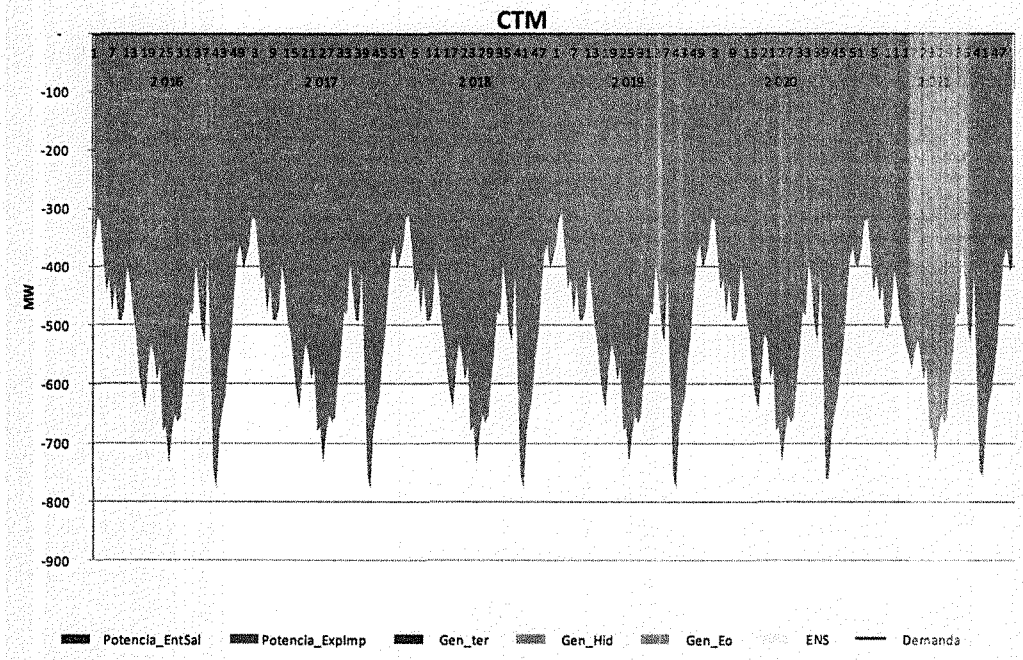
6.5.19. Nodo NEA



Nodo netamente importador.

6.5.20. Nodo CTM

Balance de Potencia Media: Demanda = Generación + Importación x semana



Nodo exportador, se encuentra aquí la central Salto Grande.

Ing. **Fernando Damonte**

Director General

QUANTUM SA

Menéndez Pidal 3857. Córdoba, Córdoba, Argentina.

Teléfono: +54 351 4824647

Fax: +54 351 4820887

E-mail: sdamonte@quantumamerica.com

Web: www.quantumamerica.com

JULIANA PEGGI
APODERADA

ANEXO 4.d

A continuación, se adjunta el documento: **"Proyección de la demanda de Camuzzi Gas Sur en el próximo quinquenio y evolución de la Elasticidad Precio por Categorías".**

Informe elaborado por QUANTUM

JULIANA REGGI
APODERADA

Anexo 4 d

JULIANA REGGI
APODERADA

Preparado para:

Camuzzi Gas Pampeana

Camuzzi Gas del Sur

QUANTUM

Expertos en Regulación de Servicios Públicos

ESTIMACIONES DE ELASTICIDADES

NOVIEMBRE

2016

INFORME

JULIANA PEGGI
APODERADA

Índice

1. Variables utilizadas en la estimación 5
1.1. Periodo considerado 6
1.2. Metodología de estimación 6
1.3. Comentario a la nota RTI – DEM – Requerimiento inicial de información de demanda 6
2.1. Camuzzi Pampeana 9
2.2. Camuzzi Sur 11

JULIANA REGGI
APODERADA

1. Introducción

La estimación de la elasticidad del consumo residencial respecto de la tarifa es indispensable para realizar la proyección de demanda de gas natural destinado al consumo residencial. En este estudio se estima dicha elasticidad para cada una de las nueve distribuidoras argentinas, la cual es luego utilizada como un insumo del modelo de balance de gas natural.

La elasticidad de la demanda de un bien o servicio x respecto de su precio p_x , denotada $\varepsilon_{x,px}$ se define como la variación de la demanda ante una variación del 1% en su precio. Formalmente, se expresa de la siguiente manera:

$$\varepsilon_{x,p_x} = \frac{Variación\ porcentual\ en\ x}{Variación\ porcentual\ en\ p_x}$$

El cálculo de la elasticidad supone que la reacción de la demanda a cambios en su precio implica que el resto de los determinantes de la demanda se mantienen constantes. Es decir, si el precio del bien sube pero también lo hace el ingreso de los consumidores, la variación en la demanda contiene efectos de dos variables. En ese caso, para estimar la reacción a cambios en el precio debe controlarse y aislarse el impacto del ingreso. Para comprender mejor este concepto, debe tenerse presente que el consumo o demanda de x es una función que depende de distintas variables además del precio, como el nivel de ingreso de los consumidores y de la temperatura:

$$x = x(p_x, ingreso, temperatura)$$

El concepto de elasticidad respecto del precio supone que x se modifica porque solamente lo hace su precio y el ingreso y la temperatura se mantienen constantes. En la vida real con frecuencia todos los determinantes del consumo presentan variabilidad al mismo tiempo, por lo que para obtener la elasticidad de x respecto de su precio es necesario controlar el efecto del resto de las variables que afectan la función x.

En el presente trabajo se emplea el supuesto de que el consumo unitario de gas natural depende de la temperatura y de su precio, estando dichas variables relacionadas mediante un modelo lineal en logaritmos, el cual se expresa de la siguiente manera:

$$\boldsymbol{lncu_t = \alpha + \beta lntarifa_t + \gamma lndgd_t + dum + enero + febrero + marzo + junio + julio + agosto + \varepsilon_t} \quad \textbf{(1)}$$

donde:

$\boldsymbol{lncu_t}$ es el consumo unitario promedio de gas natural por parte de usuarios residenciales en cada periodo en logaritmos naturales, la variable dependiente del modelo,

$\boldsymbol{lntarifa_t}$ es la tarifa promedio por m^3 en cada periodo en logaritmos naturales,

$\boldsymbol{lndgd_t}$ es el déficit grado día acumulado en cada periodo en logaritmos naturales,

JULIANA REGGI
APODERADA

α es el parámetro del modelo que representa el consumo unitario residencial autónomo, es decir, el consumo que no es afectado por el precio ni por la temperatura,

β es el parámetro asociado al precio del gas natural por m^3 y representa la elasticidad del consumo unitario respecto de la tarifa por unidad,

γ es el parámetro asociado a la variable déficit grado día acumulado y representa la reacción del consumo por usuario ante variaciones en la temperatura

dum es una variable dummy que vale uno en los meses de invierno, considerando invierno a los meses desde mayo hasta septiembre, y vale cero el resto de los meses del año

enero, febrero, marzo, junio, julio, agosto: es una variable dummy que vale uno en el mes al que hace referencia y cero en caso contrario (ej: si la variable es *Ene,* vale uno para los meses de enero y cero en caso contrario) y

ε_t es el término de error del modelo, que indica la diferencia entre el valor observado y el valor estimado del consumo unitario. Se supone que estos errores siguen una distribución normal con media cero y varianza constante.

Es importante aclarar que los parámetros que acompañan a las variables del lado derecho de la ecuación (1) son las elasticidades del consumo unitario de gas respecto de dichas variables. Así, β es la elasticidad del consumo unitario de gas respecto de la tarifa por m^3 y se obtiene de la siguiente manera:

$$\varepsilon_{x,p_x} = \frac{\partial \boldsymbol{lncu_t}}{\partial \boldsymbol{lntarifa_t}} = \beta$$

El coeficiente β es la derivada parcial del consumo unitario respecto del precio, manteniéndose constantes los demás determinantes de la función. La derivada parcial de un logaritmo respecto de otro logaritmo permite representar la variación de un porcentaje respecto de otro, ya que la variación de una magnitud en logaritmo es equivalente a una variación porcentual. La función lineal en logaritmos presenta la comodidad de poder interpretar los coeficientes asociados a sus variables del lado derecho como las elasticidades respectivas. Nótese que en este modelo las elasticidades son constantes en el dominio de la función, ya que asumen siempre el mismo valor independientemente de la magnitud de las variaciones en las variables.

Se espera que la estimación del coeficiente β presente signo negativo, reflejando que ante incrementos en el precio los usuarios disminuyen el consumo, tal como establece la ley de la demanda. Respecto de γ, se espera que presente signo positivo, ya que permaneciendo igual la tarifa, el consumo de gas tiende a aumentar cuando la temperatura baja (y se incrementa el déficit grado día).

En la primera parte del trabajo se estima para cada distribuidora la función de consumo unitario línea en logaritmos para obtener las elasticidades empleando el análisis econométrico tradicional. Posteriormente, se estima la variación en el consumo unitario de gas natural originada por los incrementos tarifarios que tuvieron lugar a partir de abril de 2016 empleando un método alternativo. Al

JULIANA REGGI
APODERADA

final se presentan algunas recomendaciones sobre la interpretación de los resultados obtenidos en el presente.

1. Variables utilizadas en la estimación

En esta sección se definen las variables utilizadas en las estimaciones de los modelos:

- **Variable Dependiente:**
  - **Consumo unitario** $(\mathbf{lncu_t})$
    Se obtuvo como el cociente entre el volumen vendido de gas natural residencial en metros cúbicos y la cantidad de usuarios residenciales, por distribuidora. Los datos utilizados hasta el año 2015 fueron los obtenidos del ENARGAS y publicados en su página web http://www.enargas.gov.ar/
- **Variables Independientes:**
  - **Tarifa Media Real** $(lntarifa_t)$**:** fue enviado por las distribuidoras y se calculó como el cociente entre el total facturado y el volumen en m^3 por distribuidora en cada periodo.

  - **Déficit Grado Día Acumulado** $(lndgd_t)$**:** se calculó como la sumatoria anual de los déficits grado día promedio en cada periodo, a partir de la información brindada por cada distribuidora. En algunos casos dicha información está desagregada por subzonas de cada área de concesión. Para estimar el déficit grado día acumulado del área se calculó el promedio de cada subzona ponderado por la participación en el volumen vendido total por la distribuidora.

  - **Variable Dummy Invierno-Verano** *(dum):* Esta variable busca capturar la variación del consumo de los hogares, vinculada puramente a la estación del año en la que se produce. La calefacción y la mayor utilización de la cocina en los meses de invierno implica un consumo autónomo mayor de gas que en los meses de verano. Es por ello que se asignó un valor de uno a los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre, por considerarse meses de temperaturas bajas y cero a los meses restantes. Se espera que esta variable presente un coeficiente positivo, indicando que además del consumo autónomo del modelo los clientes residenciales tienen un consumo autónomo adicional vinculado al invierno.

  - **Variable Dummy Mes** *(Ene, Feb, Mar, Jun, Jul, Ago)*: además del aumento del consumo puramente realcionados al invierno, existen comportamientos de picos y valles de consumo. Los picos de consumo pueden estar vinculados a determinados meses por ser más fríos, como es el caso de junio, julio y agosto, donde la calefacción es más utilizada. Por otra parte, los valles pueden estar influenciados por las temperaturas más altas y por cuestiones vinculadas al nivel de actividad. Generalmente, en vacaciones y sobre todo en zonas metropolitanas, los clientes disminuyen su consumo residencial. Es por ello que se

JULIANA REGGI
APODERADA

seleccionaron los meses de enero, febrero y marzo. Se designó el a mes de referencia y cero a los restantes. Se espera que para los meses de invierno seleccionados el coeficiente sea positivo ya que el consumo autónomo aumenta, no sólo por ser invierno sino también por ser un mes frío. Lo contrario ocurre para los meses seleccionados de verano, donde se espera que el signo sea negativo.

1.1. Periodo considerado

Las estimaciones se realizaron con las variables antes definidas, en periodos mensuales, y se tuvo en cuenta la información disponible para cada caso particular. Se contó con una base de datos por distribuidora con un detalle histórico de como mínimo siete años (es decir, 84 observaciones) y como máximo, 15 años.

1.2. Metodología de estimación

El modelo expresado en (1) fue estimado para cada distribuidora para obtener los parámetros α, β y γ. Para ello se empleó la técnica de mínimos cuadrados ordinarios (MCO) con la corrección de White para la heterocedasticidad de los errores. Esta corrección es necesaria, ya que el empleo de los MCO requiere que los errores del modelo sean homocedásticos, esto es, que su varianza no es afectada por los valores de las variables del modelo. En todos los casos se contrastó la hipótesis nula de que los parámetros que acompañan a las variables explicativas del modelo sean estadísticamente diferentes de cero, es decir, que las variables tarifa y temperatura impactan significativamente en el consumo de gas natural.

Además, se contrastó la hipótesis de normalidad de los errores de estimación, empleando la Prueba de Jarque- Bera, cuya hipótesis nula es que los errores se distribuyen normalmente y se verificó que los errores de un periodo no estén correlacionados con los de otros periodos. Para ello se analizó el estadístico Durbin Watson que permite probar la existencia de auto correlación de los errores de primer orden, es decir, entre dos periodos consecutivos. Estas pruebas son necesarias para verificar que las estimaciones por MCO son adecuadas.

Las estimaciones se realizaron con el Software E-Views. En la sección 2 se presentan los resultados de los modelos de cada distribuidora.

1.3. Comentario a la nota RTI – DEM – Requerimiento inicial de información de demanda

A partir de la nota enviada por el ENARGAS haciendo referencia a que se va a tomar la demanda unitaria observada el año 2013 como demanda base para la proyección de la demanda del período 2017-2021, se presenta un análisis histórico de la demanda residencial a nivel país, con los siguientes comentarios y observaciones.

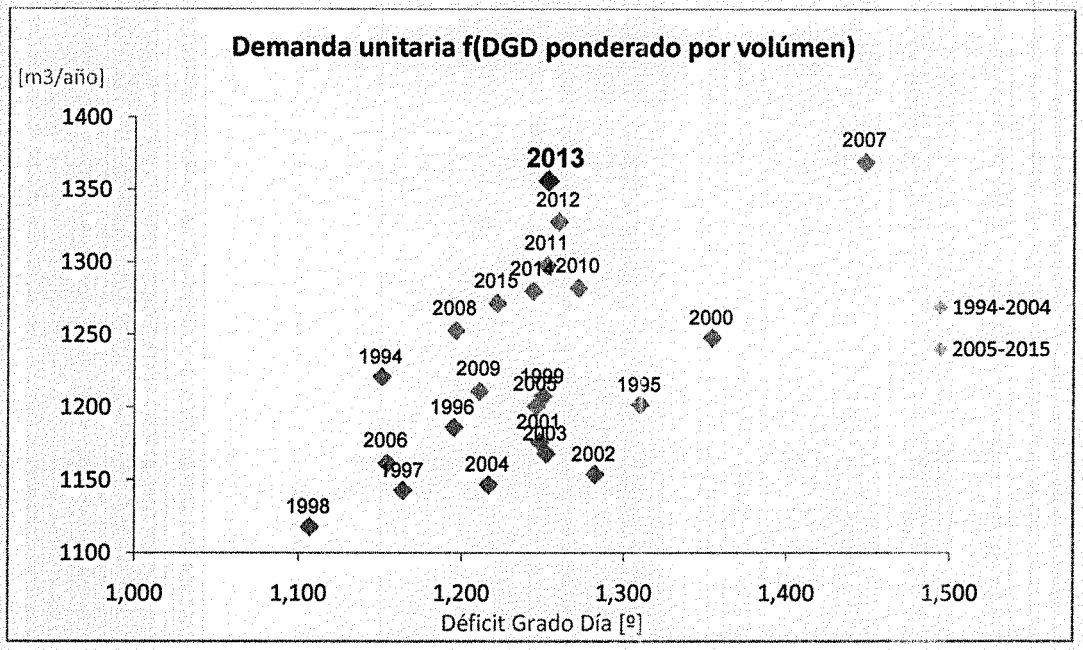
JULIANA REGGI
APODERADA

Se tomaran las demandas residenciales por subzona tarifaria desde el año 1994 al 2015, y se dividió la serie en dos períodos de 11 años consecutivos cada uno, sólo por motivos didácticos, pero que no modifica de manera alguna el resultado del análisis.

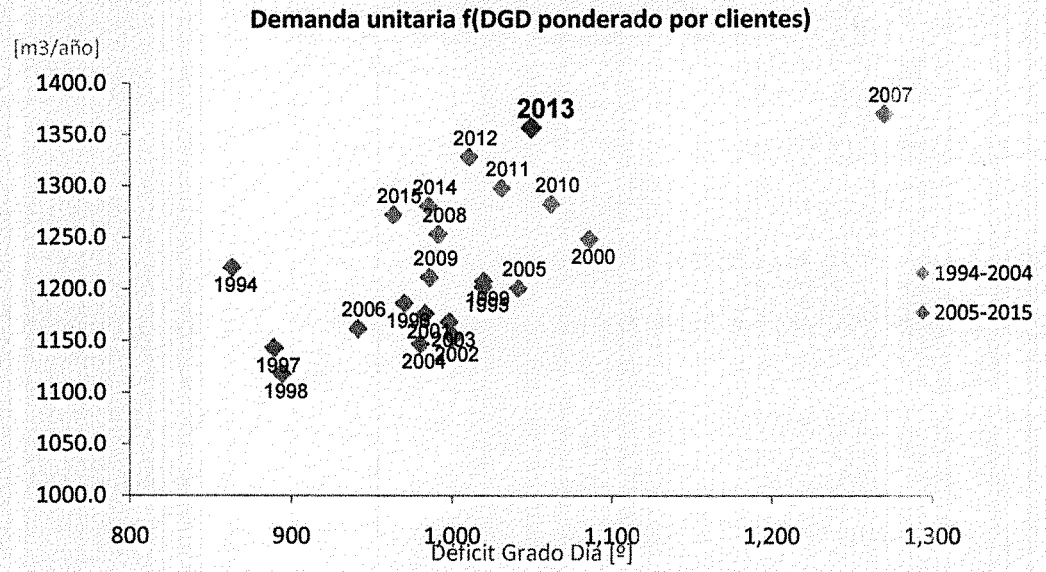
Esta demanda por subzona se sumó obteniendo la demanda total de Argentina para los usuarios residenciales, para cada año en estudio. Luego se procedió a dividir este valor por el promedio anual de clientes residenciales, obteniéndose el consumo anual unitario para un cliente promedio.

Luego se tomó el déficit grado día anual (DGD expresado en grados centígrados) para cada una de las subzonas tarifarias, obteniéndose finalmente un solo valor de DGD a nivel país, ponderando los DGD de las distintas subzonas tarifarias por el volumen demandado y por el número de clientes conectados.

Como se puede apreciar en las siguientes gráficas, no hay grandes modificaciones en los resultados obtenidos con las dos ponderaciones aplicadas al DGD.

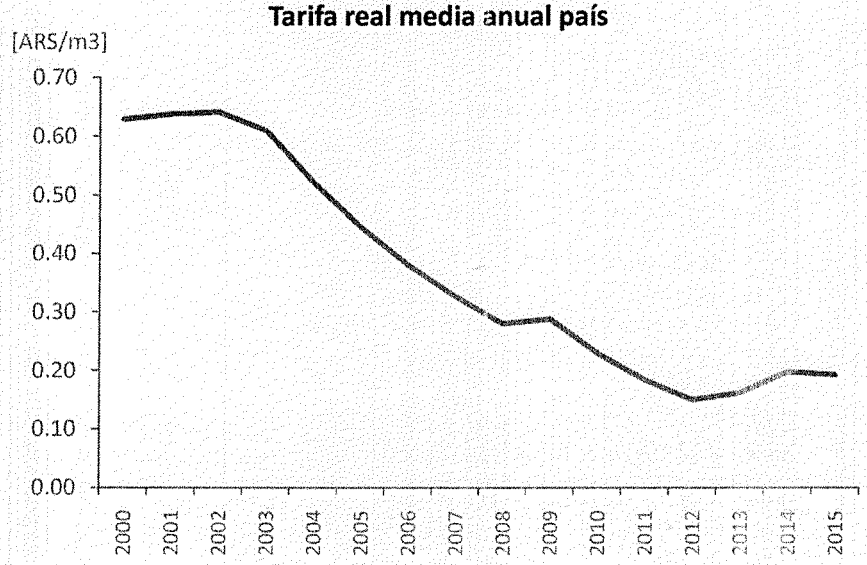


JULIANA REGGI
APODERADA



Al observar los consumos unitarios en función del déficit grado día se puede apreciar una tendencia en los dos períodos de tiempo tomados. Entre los años 1994-2004 (marcadores azules) el consumo unitario para un mismo valor de DGD fue menor que para el período 2005-2015 (marcadores verdes).

Este análisis puede ser complementado considerando la tarifa real acontecida en el período. Si bien no se dispone de datos de la tarifa media de los usuarios residenciales para el período 1994-1999, analizando los datos disponibles desde el año 2000 se observa una caída en la tarifa real, lo cual es acompañado con un aumento del consumo unitario, tal como se muestra en las siguiente gráfica.



JULIANA REGGI
AR

Finalmente y como comentario a la nota ENARGAS, se observa que el año 2013 presenta el mayor consumo unitario entre los años considerados (1994-2015), con excepción del valor correspondiente al año 2007, donde como se aprecia en las gráficas, fue un año extremadamente frío, casi *outlier* para la muestra utilizada.

2. Resultados

2.1. Camuzzi Pampeana

2.1.1. Salida del Modelo

Dependent Variable: LOG(CUCP)
Method: Least Squares
Date: 11/10/16 Time: 16:35
Sample: 2000M01 2015M12
Included observations: 192

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.004812	0.053012	56.68139	0.0000
LOG(TCP)	-0.130160	0.025820	-5.041064	0.0000
LOG(DGDCP)	0.237387	0.014672	16.17948	0.0000
DUM	0.610027	0.047910	12.73263	0.0000
FEB	-0.141093	0.056076	-2.516094	0.0127
MAR	-0.188502	0.051758	-3.642022	0.0004
JUN	0.249409	0.057825	4.313165	0.0000
JUL	0.329755	0.058046	5.680941	0.0000
AGO	0.241727	0.057795	4.182481	0.0000

R-squared	0.947804	Mean dependent var	4.403520
Adjusted R-squared	0.945522	S.D. dependent var	0.806269
S.E. of regression	0.188187	Akaike info criterion	-0.457022
Sum squared resid	6.480815	Schwarz criterion	-0.304327
Log likelihood	52.87411	Hannan-Quinn criter.	-0.395179
F-statistic	415.3781	Durbin-Watson stat	1.343210
Prob(F-statistic)	0.000000		

La elasticidad estimada es **-0.13016** al 5% de significancia, presentando el signo negativo esperado. Es decir, cuando el precio aumenta en un 1%, el consumo unitario cae por efecto de la tarifa en un -0.13016%. El coeficiente del déficit grado día, presenta el signo positivo esperado y es significativo.

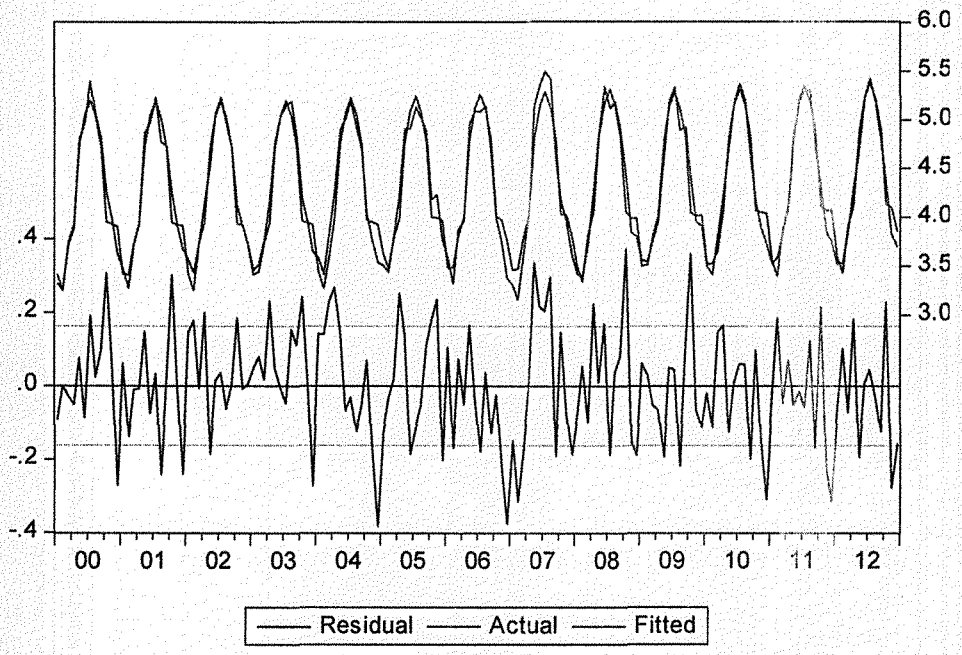
La bondad de ajuste del modelo es de 0.94, el estadístico Durbin Watson presenta un valor esperable de 1.82.

La variable dummy que representa el invierno tiene un valor esperablemente positivo y significativo, indicando que para los meses entre Mayo y Septiembre los clientes residenciales tienen un consumo autónomo mayor que en verano. Además, los meses de enero, febrero y marzo presentan coeficientes con un signo negativo esperado y los de junio, julio y agosto un signo positivo esperado. Los resultados

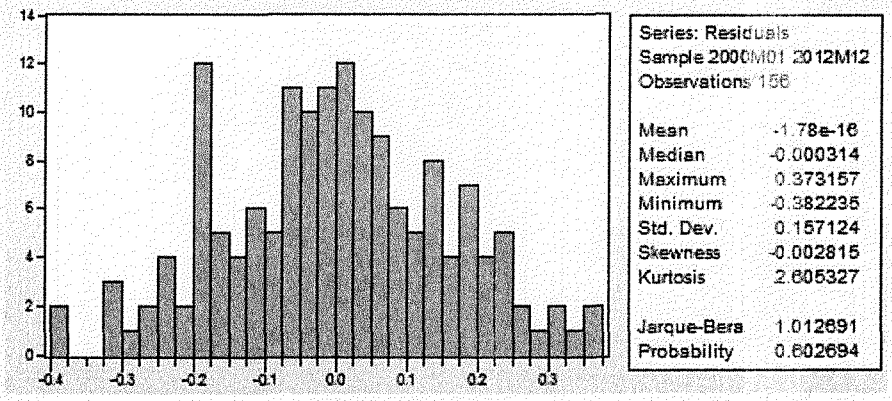
JULIANA REGGI
APODERADA

son consistentes con la existencia de un consumo autónomo adicional en invierno y un menor consumo autónomo en verano y son sumamente explicativos en la regresión.

A continuación, se presenta el gráfico de las estimaciones realizadas. El consumo unitario observado está representado por línea roja y el predicho, por la línea verde. Además se muestran en azul los errores del modelo:



2.1.2. Prueba de Jarque-Bera



No se puede rechazar la hipótesis nula de normalidad de los errores.

JULIANA REGGI
APODERADA

2.2. Camuzzi Sur

2.2.1. Salida del Modelo

Dependent Variable: LOG(CUCS)
Method: Least Squares
Date: 11/10/16 Time: 15:58
Sample: 2000M01 2012M12
Included observations: 156
White heteroskedasticity-consistent standard errors & covariance

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.183356	0.514943	0.356070	0.7223
LOG(TCS)	-0.093897	0.024284	-3.866536	0.0002
LOG(DGDCS)	1.019811	0.100721	10.12506	0.0000
DUM	0.129364	0.058117	2.225939	0.0276
ENE	-0.363335	0.062434	-5.819514	0.0000
FEB	-0.300321	0.057393	-5.232762	0.0000
MAR	-0.163460	0.043905	-3.723036	0.0003
JUN	-0.100939	0.039030	-2.586160	0.0107
JUL	-0.117422	0.045423	-2.585086	0.0107
AGO	-0.038932	0.032573	-1.195230	0.2339

R-squared	0.956379	Mean dependent var	5.579368
Adjusted R-squared	0.953690	S.D. dependent var	0.623529
S.E. of regression	0.134182	Akaike info criterion	-1.117286
Sum squared resid	2.628694	Schwarz criterion	-0.921783
Log likelihood	97.14835	Hannan-Quinn criter.	-1.037881
F-statistic	355.6682	Durbin-Watson stat	1.649508
Prob(F-statistic)	0.000000		

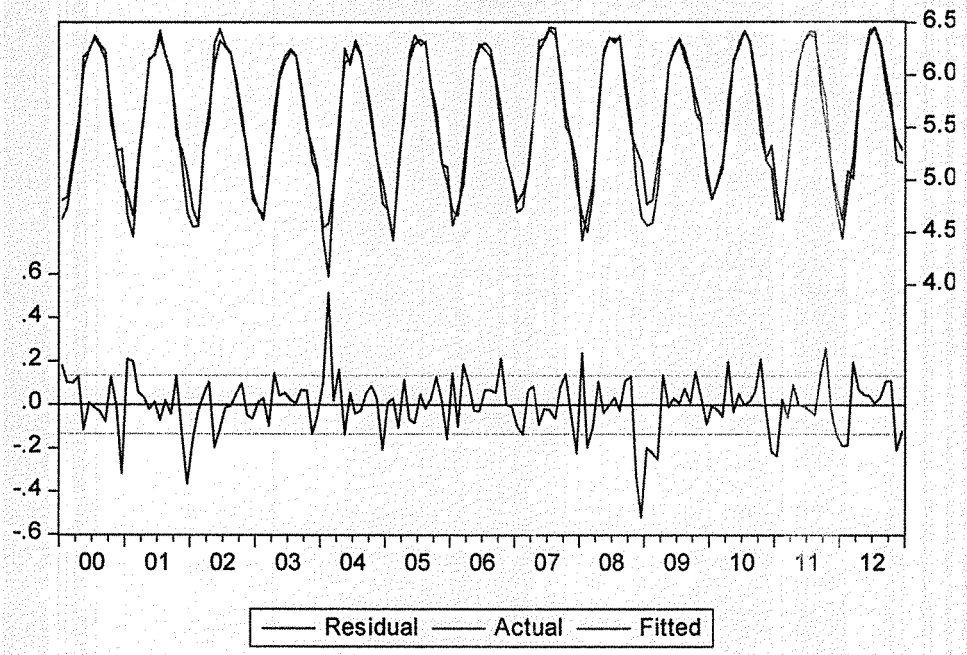
La elasticidad estimada es **-0.093897** al 5% de significancia, presentando el signo negativo esperado. Es decir, cuando el precio aumenta en un 1%, el consumo unitario cae por efecto de la tarifa en un 0. 093897%. El coeficiente del déficit grado día, presenta el signo positivo esperado, es alto y es significativo.

La bondad de ajuste del modelo es de 0.96, el estadístico Durbin Watson presenta un valor esperable de 1.54.

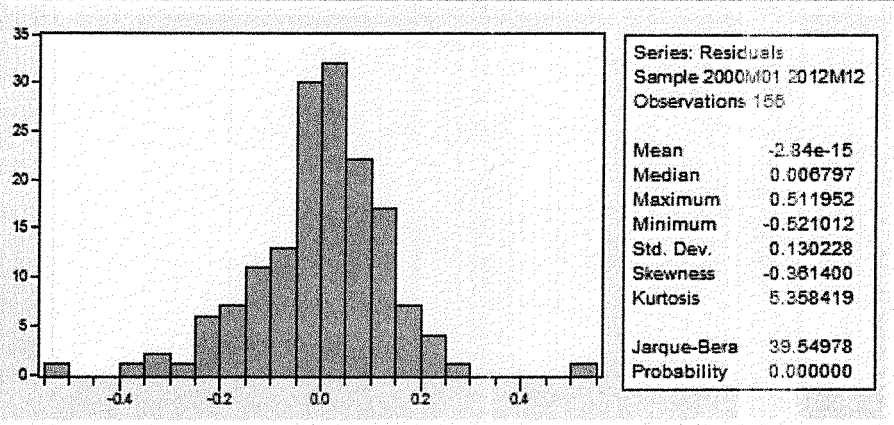
La variable dummy que representa el invierno tiene un valor esperablemente positivo y significativo, indicando que para los meses entre Mayo y Septiembre los clientes residenciales tienen un consumo autónomo mayor que en verano. Además, los meses de enero, febrero y marzo presentan coeficientes con un signo negativo esperado y los de junio, julio y agosto un signo positivo esperado, siendo todos sumamente significativos. Los resultados son consistentes con la existencia de un consumo autónomo adicional en invierno y un menor consumo autónomo en verano.

A continuación, se presenta el gráfico de las estimaciones realizadas. El consumo unitario observado está representado por línea roja y el predicho, por la línea verde. Además se muestran en azul los errores del modelo:

JULIANA REGGI
APODERADA



2.2.2. Prueba de Jarque-Bera



Si bien la hipótesis nula de normalidad de los errores se rechaza, se puede observar que esto ocurre principalmente por la existencia de un valor atípico. Excluyendo esa observación, la distribución se asemeja a una normal. Es por ello que se considera que la falta de normalidad en este caso no invalida la estimación del modelo.

JULIANA REGGI
APODERADA

3. Proyecciones de Consumo Unitario

En esta sección se presenta la proyección de consumo unitario de la distribuidora para los próximos años. Dicha proyección se han realizado empleando métodos econométricos de proyección de demanda que arrojaron resultados robustos y estadísticamente significativos.

Las estimaciones del consumo unitario empleando series históricas confirman que el consumo unitario residencial está determinado por variaciones en la temperatura y en la tarifa, en términos reales. En consecuencia, ambas variables se emplearon para la proyección del consumo unitario.

Con respecto a la temperatura considerada en la proyección, se supuso que la misma se comportará de acuerdo al promedio de los últimos años. Como representativo se consideró el déficit grado día acumulado por año a partir de un promedio mensual, teniendo en cuenta la información histórica disponible para todos los escenarios proyectados.

Con respecto a la tarifa, dado que su valor futuro es incierto, se supusieron tres escenarios diferentes. En el primer escenario se consideró una tarifa de $2 nominales por m^3. En el segundo escenario, se contempló una tarifa de $3 nominales por m^3, es decir, un 50% de aumento respecto al escenario anterior. Por último, se consideró una tarifa de $4 nominales por m^3, es decir, con un 100% de aumento respecto al primer escenario. En dichas proyecciones se supuso que la reacción de los usuarios a las variaciones en la temperatura y el precio del gas natural está determinada por las elasticidades antes estimadas y presentadas en este informe.

A continuación se muestran los resultados del consumo unitario estimado bajo los distintos supuestos sobre las tarifas, en las 3 primeras columnas. Las dos últimas columnas contienen las reducciones del consumo unitario respecto de la tarifa de $2 nominales por m3, ante un aumento a $3 y $4 nominales por m3, respectivamente.

Distribuidora	$2 el m3	$3 el m3	$4el m3	Aumento del 50%	Aumento del 100%
Camuzzi Pampeana	1275	1210	1165	-5%	-9%
Camuzzi Sur	3502	3372	3283	-4%	-6%

Ing. Fernando Damonte

QUANTUM SA

Menéndez Pidal 3857. Córdoba, Córdoba, Argentina.

Teléfono: +54 351 4824647 // Fax: +54 351 4820887

E-mail: sdamonte@quantumamerica.com

Web: www.quantumamerica.com

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 5

Se adjuntan las **"Notas remitidas al Ministerio de Energía en el Marco de la Revisión Tarifaria y la firma de Actas Acuerdo con la Unidad Renegociadora de Contratos (UNIREN)"**

JULIANA REGGI
APODERADA

Anexo

5

JULIANA BEGGI
APODERADA

ADIGAS

P/JJM st Nº 0006

Buenos Aires, 8 de Noviembre de 2016.

Señores

Ministerio de Energía y Minería

Ing. Juan José Aranguren

S / D

EX-2016-03144674-
APN-DDYME#MEM

Ref. Actas Acuerdos de Adecuación de los Contratos de Licencia de Transporte y Distribución de Gas Natural. Criterios Valuación Base de Capital.

De nuestra mayor consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a Ud. en el marco de las Actas Acuerdo de Adecuación de los Contratos de Licencia de Transporte y Distribución de Gas Natural suscriptas entre el Estado Nacional y cada una de las empresas Transportistas y Distribuidoras de Gas Natural que suscriben la presente (en adelante en forma conjuntas las "Licenciatarias") ratificadas oportunamente por el Poder Ejecutivo Nacional (en adelante las Actas Acuerdo[1] [2]).

---

[1] **ACTAS TRANSPORTISTAS:**
*Acuerdo Transitorio suscripto con fecha 24.02.2016 entre **TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.** y los señores Ministros de ENERGÍA Y MINERÍA y HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS.*
*Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia inicialada con fecha 05.10.2011 entre la exUNIREN y **TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.** y Acuerdo Transitorio suscripto con fecha 24.02.2016 entre TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. y los señores Ministros de ENERGÍA Y MINERÍA y HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS.*

[2] **ACTAS DISTRIBUIDORAS:**
*Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia suscripta entre la ex UNIREN y **Gas Natural BAN S.A.** con fecha 20.01.2006, ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto PEN N° 385/2006 de fecha 6 de abril de 2006.*
*Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia suscripta con fecha 03.07.2007 entre el Estado Nacional y **Litoral Gas S.A**, ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto PEN Nº 2016/2008 de fecha 25.11.2008.*
*Acuerdo Transitorio suscripto con fecha 24.02.2016 entre el Estado Nacional y **MetroGas S.A.***

JULIANA REGGI
APODERADA

El Ente Nacional Regulador del Gas (en adelante Enargas y/o Autoridad Regulatoria) se encuentra llevando a cabo, de acuerdo a lo instruido por ese Ministerio mediante la Resolución MEyM N° 31/2016 del pasado 1 de abril, el proceso de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo celebradas con las Licenciatarias en el marco de lo dispuesto por la Ley 25.561, sus modificaciones y complementarias, incluyendo también en el proceso a aquellas Licenciatarias que no tuvieran dichas Actas suscriptas, que constituye el procedimiento mediante el cual se fijará un nuevo régimen de tarifas máximas conforme a lo establecido en las estipulaciones y pautas contenidas en las Actas Acuerdos y la Ley 24.076, sus modificaciones y complementarias.

En ese contexto, todas las Licenciatarias nos encontramos cumplimentando los requerimientos de información recibidos por parte del Enargas como así también llevando adelante el proceso de "Auditoria Técnica y Económica de los bienes necesarios para la prestación del Servicio Público" en los términos que nos ha sido requerido por dicha Autoridad Regulatoria y de acuerdo con lo previsto en las Actas Acuerdo.

Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia suscripta con fecha 23.10.2008 entre la exUNIREN y ***Camuzzi Gas Pampeana S.A.*** *ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto PEN Nº 1989/2009 y Acuerdo Transitorio suscripto con fecha 23.10.2008 entre la exUNIREN y Camuzzi Gas Pampeana S.A., ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto PEN Nº 1904/2009.*

Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia suscripta con fecha 23.10.2008 entre la exUNIREN y ***Camuzzi Gas del Sur S.A.*** *ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto PEN Nº 923/2010 y Acuerdo Transitorio suscripto con fecha 23.10.2008 entre la exUNIREN y Camuzzi Gas del Sur S.A., ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto PEN Nº 2149/2009.*

Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia suscripta con fecha 01.09.2009 entre la exUNIREN y ***Distribuidora de Gas del Centro S.A.*** *ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto PEN Nº 539/2010 y Acuerdo Transitorio suscripto con fecha 08.10.2008 entre la exUNIREN y Distribuidora de Gas del Centro S.A., ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto PEN Nº 236/2009.*

Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia suscripta con fecha 01.09.2009 entre la exUNIREN y ***Distribuidora de Gas Cuyana S.A.*** *ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto PEN Nº 483/2010 y Acuerdo Transitorio suscripto con fecha 08.10.2008 entre la exUNIREN y Distribuidora de Gas Cuyana S.A., ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto PEN Nº 235/2009.*

Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia suscripta con fecha 21.07.2009 entre la exUNIREN y ***Gas NEA S.A.*** *ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto PEN Nº 812/2010.*

Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia suscripta con fecha 06/05/2008 entre la ex UNIREN y ***Gasnor S.A.****, sobre la base del consenso alcanzado entre las partes el 16/05/07; ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto PEN N°246/09 de fecha 26/03/09; y Acuerdo Transitorio suscripto con fecha 06/10/08 entre la ex UNIREN y Gasnor S.A., ratificado por el Poder Ejecutivo Nacional, mediante Decreto PEN 1919/09 de fecha 03/12/09.*

En este sentido, y a fin de avanzar con el proceso de Revisión Tarifaria Integral que se encuentra en marcha, resulta necesario tener claridad sobre las pautas para la valuación de la Base de Capital previstas en las Actas Acuerdo, siendo que dicha valuación constituye uno de los elementos fundamentales para determinar las tarifas de transporte y distribución y aquél donde más influye el criterio que adopte la Autoridad Regulatoria para su determinación.

Cabe señalar la evolución que han tenido las previsiones de las distintas Actas Acuerdo firmadas por las Licenciatarias, donde se puede observar en un inicio, la sujeción de las Actas Acuerdo a principios estrictamente contables a los fines de la valuación de la Base Tarifaria, incorporando luego conceptos regulatorios e introduciendo finalmente, el concepto de valuación de la Base Tarifaria por el método que se definirá seguidamente como Valor Técnico Residual o VTR.

Previo a ello, cabe señalar que la previsión de este método de valuación de la Base de Capital llamado VTR, ha sido plasmado en las Actas Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia suscriptas con fecha 8.10.2008 por Distribuidora de Gas Cuyana S.A y Distribuidora de Gas del Centro S.A. con el Estado Nacional, en el Artículo 12.7, cuyo texto se transcribe a continuación:

*"**Art. 12.7. Base de Capital y Tasa de Rentabilidad**. "Como criterio general la Base de Capital del LICENCIATARIO se determinará tomando en cuenta los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO, considerando lo dispuesto en la Cláusula Décimo Sexta del presente instrumento. **Para la valuación de dichos bienes, se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el CONTRATO DE LICENCIA, como así también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes...".***

*Todas las valuaciones de los bienes se realizarán en moneda nacional, y considerarán la evolución de los índices oficiales representativos de la variación de los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes. **Todo ello debe efectuarse teniendo en miras el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar las inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable..."*** (el subrayado y la negrita nos pertenecen).

JULIANA REGGI
APODERADA

Asimismo, y en virtud del principio de "trato equitativo" previsto en las Actas Acuerdo firmadas por las restantes Distribuidoras y Transportistas de Gas Natural, las disposiciones del citado Artículo 12.7 han sido legalmente asimiladas y resultan de aplicación para todas las Licenciatarias.

Tal como surge de las disposiciones del artículo precedentemente transcripto, en las Actas Acuerdo se previó que deberán considerarse dos métodos para la valuación de la Base de Capital.

El primero de ellos estipulado en el inciso a) del Art. 12.7, consistente en tomar el costo histórico de los bienes ajustado por índices que reflejen la variación de costos, neto de bajas y depreciaciones (en adelante llamado "Costo Contable Ajustado"), y el segundo de ellos previsto en el inciso b) del mismo Art. 12.7, consistente en tomar el valor actual de los bienes de capital, teniendo en cuenta su estado de conservación (en adelante llamado "Valor Técnico Residual o VTR").

Se presenta así la necesidad de determinar el método que corresponde adoptar para la valuación de la Base de Capital, **de manera que se cumpla a través de su aplicación, con el principio básico de alentar las inversiones establecido en las Actas Acuerdo y en el Marco Regulatorio**.

En este sentido, el Marco Regulatorio prevé dentro de su política general de regulación del transporte y distribución de gas natural, en el Art. 2 b) de la Ley 24.076, *la de "promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y **alentar las inversiones para asegurar el suministro a largo plazo**"* [3] (el destaco nos pertenece).

En igual sentido, el Art. 41 de la Ley 24.076 dispone que las tarifas deben ser ajustadas por factores destinados a estimular la eficiencia, y ***"al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones"*** [4].

Complementan las disposiciones anteriores, los Arts. 78 y 79 de la Ley 24.076 en que se contempla la importancia de las inversiones para valuar la base de

---

3 ARTICULO 2.- Fíjanse los siguientes objetivos para la regulación del transporte y distribución del gas natural. Los mismos serán ejecutados y controlados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS que se crea por el Artículo 50 de la presente Ley: ....b) Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;

4 ARTICULO 41.- En el curso de la habilitación las tarifas se ajustarán de acuerdo con una metodología elaborada en base a indicadores de mercado internacional, que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones. La metodología reflejará cualquier cambio en los impuestos sobre las tarifas.

capital y garantizar un sistema en ***"plena operación y con la incorporación de los adelantos tecnológicos".*** [5]

Asimismo, el Decreto 1738/92 (reglamentario de la Ley 24.076) establece en su Art. 2 inc. 3) el "***interés general de alentar las inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable***" y el inc. 5) dispone que "a fin de aplicar la política de libre acceso, el Ente emitirá normas de alcance general que resulten compatibles con tal principio incluyendo: .... ***Disposiciones que alienten las inversiones para incrementar la capacidad del sistema...".***[6]

Finalmente, y en la misma dirección, las Actas Acuerdo en el Artículo 12.7 precedentemente transcripto, menciona en su párrafo cuarto *in fine*, que la valuación deberá efectuarse teniendo en cuenta el ***interés general de alentar las inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable***.

De las disposiciones precedentemente transcriptas, vemos que el Marco Regulatorio contiene un claro principio rector consistente en **alentar las inversiones** de manera tal de asegurar el abastecimiento energético a largo plazo, la plena operación del sistema y la incorporación de adelantos tecnológicos que eviten su obsolescencia.

---

5 ARTICULO 78.- En los casos de concesiones, los respectivos contratos, deberán contemplar que, a su extinción, el Concesionario deberá devolver al Estado un sistema en plena operación y con la incorporación de los adelantos tecnológicos que eviten su obsolescencia y las mejoras que haya incorporado.

ARTICULO 79.- A los fines de la aplicación de la presente Ley, la Autoridad de Aplicación podrá determinar, para cada caso, los criterios de valuación. A tal efecto podrá tenerse en cuenta la rentabilidad, la obsolescencia o la sobreinversión.

6 ARTICULO 2o.- El Ente deberá atender al cumplimiento de los objetivos previstos por el Artículo 2o de la Ley, teniendo en cuenta las siguientes pautas:
(3) Con excepción de lo dispuesto expresamente en el Artículo 83 de la Ley para el período de transición, es de interés general que el precio del Gas (excluido el precio de los servicios de Transporte y Distribución) resulte del libre juego del mercado. También resulta de interés general alentar las inversiones que aseguren adecuadamente la provisión de Gas a largo plazo, y la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria a dichos fines.
(5) A fin de aplicar la política de libre acceso, el Ente emitirá normas de alcance general que resulten compatibles con tal principio incluyendo: (i) disposiciones que fijen las bases para el reparto equitativo de la capacidad disponible entre las partes interesadas, sin perjuicio de la prioridad que corresponde al servicio no interrumpible, (ii) disposiciones que alienten la inversión para incrementar la capacidad del sistema, y (iii) disposiciones que incentiven la utilización más eficiente de la capacidad disponible, inclusive mediante la redistribución de la capacidad cuando la misma no se encuentre utilizada en una manera acorde con los objetivos de la Ley.

JULIANA REGGI
APODERADA

Por su parte, las Actas Acuerdo mencionan estos dos métodos de valuación, indicando que el criterio seleccionado ***deberá tener en cuenta el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones***.

Bajo este principio, resulta fundamental entonces que el valor de la Base de Capital permita un cálculo tarifario consistente con la sustentabilidad del servicio, alentando las inversiones y generando los incentivos necesarios a tales fines.

En este sentido, acompañamos a la presente distintos informes técnicos sobre metodologías de determinación de la Base de Capital, requeridos a especialistas en la materia:

i) *"Revisión Tarifaria Integral 2016. Tratamiento de la Base Tarifaria, elaborado por el Dr. Ing. Raúl Bertero";*
ii) *Informe Técnico sobre Metodologías de Determinación de la Base de Activos Regulatoria", elaborado por la consultora Quantum; e*
iii) *"Informe sobre la Valuación de la Base de Capital" del Estudio Díaz Bobillo, Sigwald & Vittone Abogados.*

los cuales, luego de un extenso análisis, concluyen de manera fundada que el método de "VTR" para valuar la base de capital es el que permite alcanzar un nivel tarifario que incentiva la realización de inversiones por parte de las Licenciatarias, cumpliendo de esta manera con lo previsto tanto por las Actas Acuerdo como por el Marco Regulatorio.

Adicionalmente, en el proceso de Revisión Tarifario que está llevando a cabo el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), se han presentado informes técnico – económicos[7] que también descartan la utilización del criterio del costo contable ajustado y proponen valuar la base de capital como un activo físico:

i) Análisis de las ventajas y desventajas de la utilización de los métodos VNR y de Flujo de Fondos para evaluar la Base de Activos Regulatorios en la Revisión Tarifaria Integral llevada adelante por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, de junio 2016, elaborado por la Universidad de Buenos Aires – Facultad de Ciencias Económicas.
ii) Análisis de la determinación de la Base de Capital por flujo de fondos, elaborado por Mercados Energéticos Consultores.

7 *Disponibles en la página Web del Ente Nacional Regulador de la Electricidad.*

Sin perjuicio de la lectura de los informes técnicos mencionados, podemos señalar someramente aquí algunas de las principales características de uno y otro método y la compatibilidad de los mismos con el principio básico de alentar las inversiones.

Previo a ello, cabe resaltar que la determinación de la Base de Capital implica la valuación de los activos necesarios para la prestación del servicio público, donde se debe considerar la existencia de activos especializados que constituyen costos hundidos para las Licenciatarias, toda vez que una vez realizada la inversión, relocalizar la misma implica una pérdida significativa de capital. Esta particularidad podría incentivar a los reguladores a subvaluar la Base de Capital, de modo que las tarifas no permitirían cubrir los costos hundidos derivados de los activos especializados, lo cual alentaría la subinversión por parte de las Licenciatarias.

Aclarado lo anterior y entrando al método de "Costo Contable Ajustado", podemos señalar:

- Objetivo: Busca mantener en el tiempo el valor de la inversión, independientemente de las variaciones tecnológicas que se hayan producido.
- Metodología: Implica determinar el valor del activo regulado según el costo registrado (contablemente) al inicio de las operaciones. A dicho valor se le adicionan las inversiones realizadas con posterioridad, descontando el monto correspondiente a depreciaciones. Finalmente, con el objetivo de mantener el valor real de los activos, la base es actualizada al momento de la revisión según la evolución del índice de precios.
- Inconvenientes:
    - Si se utilizaran índices oficiales locales para ajustar la Base de Capital, éstos no son confiables[8] ni representativos de las variaciones reales de los precios.
    - Este hecho no permite cumplir con el objetivo de este método de mantener en el tiempo el valor real de los activos y de la inversión.
    - Producto de lo expuesto, los valores residuales contables se encuentran subvaluados, no reflejando el valor actual de los bienes, su estado de mantenimiento ni su vida útil, razón por la

8 El propio Poder Ejecutivo Nacional, a través del Dec. PEN 55/2016, declaró en "estado de emergencia administrativa" al Sistema Estadístico Nacional y a su órgano rector, el INDEC. Asimismo, este último hizo reservas de la validez de las mismas, y puso en evidencia la falta de aplicación de los principios básicos de transparencia, profesionalismo, independencia y objetividad, en la elaboración de las estadísticas de la Argentina en la última década.

JULIANA REGGI
APODERADA

cual la tarifa resultante no permitiría cubrir los costos hundidos, generándose así el efecto opuesto a la inversión es decir, alentando la subinversión.

- Además, en contextos de inflación, el costo contable ajustado no asegura a las licenciatarias los recursos necesarios para reemplazar los activos que deben reponerse para prestar el servicio.
- Por otro lado, asumiendo que los índices de ajuste fueran representativos de las variaciones de costos, este método mantendría el valor de la inversión, pero no la capacidad de la licenciataria para reponer la infraestructura. Por lo tanto, las tarifas dejarían de reflejar los verdaderos costos económicos de la prestación del servicio, limitando la posibilidad de reposición de la infraestructura y la expansión del sistema.

Por su parte, con respecto del método de "VTR o Valor Técnico Residual", podemos señalar:

- Representa el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio público, en función a su capacidad productiva en las condiciones de uso y desgaste actual, independientemente que se trate o no de bienes especializados.
- Es decir, refleja el precio de mercado de los activos considerando su grado de uso y desgaste actual.
- Ventajas:
  - Al utilizar precios de mercado, el método no se ve afectado por el inconveniente de representatividad de los índices señalados anteriormente.
  - Incluye los activos especializados en su base de activos a sus valores actuales, eliminándose de esta forma el riesgo de subvaluación de la Base de Capital, que trae aparejada la subinversión por parte de las Licenciatarias.
  - Al considerar la base de capital como un activo físico, se busca mantener en el tiempo la capacidad de producción de dichos activos.
  - Permite ajustar la Base de Capital teniendo en cuenta la obsolescencia técnica de los bienes, en consonancia con las previsiones de los Arts. 78 y 79 de la Ley 24.076 ya citados precedentemente.
  - Permite que las tarifas reflejen los verdaderos costos económicos de la prestación del servicio.
  - Producto de todo lo anterior, este método de valuación de la Base de Capital provee los instrumentos necesarios para que la tarifa

permita incentivar las inversiones necesarias para mejorar la infraestructura del sistema de transporte y distribución de gas natural.

En virtud de las consideraciones expuestas, y teniendo en cuenta el principio rector de alentar las inversiones, cabe concluir que el método de valuación de la Base de Capital denominado "VTR" que toma en cuenta el valor actual de los bienes, considerando su estado de conservación, procura generar recursos necesarios para mantener una adecuada renovación de los activos durante el periodo de vigencia de las tarifas, asegurando así la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio a mediano y largo plazo.

Aplicar un criterio distinto -como ser el Costo Contable Ajustado- a los fines de la valuación de la Base de Capital, no permite obtener los fondos necesarios para la reposición de los activos ni permite atender el principio básico de inversión dispuesto en las Actas Acuerdo y en el Marco Regulatorio.

En este sentido, el criterio de valuación de la Base de Capital debe necesariamente tener en cuenta que la tarifa resultante no solo permita obtener

ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable sino también cumplir específicamente con el objetivo de alentar las inversiones que deben realizarse.

Es por todo lo expuesto que ***solicitamos a ese Ministerio instruya al Enargas respecto de la aplicación del criterio del Valor Técnico Residual "VTR" para la valuación de la Base de Capital de las Licenciatarias***, ello en el marco de lo dispuesto en la cláusula 21.2 de las Actas Acuerdo, en la que expresamente se designó a la Secretaría de Energía de la Nación (actual Ministerio de Energía y Minería de la Nación) para el dictado de los actos que resultasen necesarios para instrumentar, ejecutar y cumplir las disposiciones de las Actas Acuerdo y del procedimiento de Revisión Tarifaria Integral que se encuentra llevando a cabo el Enargas en cumplimiento de la instrucción impartida por el Artículo 1° de la Res. MEyM N° 31/16.

Sin otro particular, saludamos a Uds. atentamente.

Juan José Mitjans
Presidente
ADIGAS

Daniel Ridelener
Gerente General
TGN S.A.

Javier Gremes
Gerente General
TGS S.A.

JULIANA REGGI
APODERADA

REVISION TARIFARIA INTEGRAL 2016

TRATAMIENTO DE LA BASE TARIFARIA

DR. ING. RAUL BERTERO

5 DE OCTUBRE DE 2016

INDICE

1. OBJETO Y ALCANCE 3

2. RESUMEN EJECUTIVO 3

3. BREVE INTRODUCCION TEORICA AL CALCULO TARIFARIO 4

4. HISTORIA DE LAS REVISIONES TARIFARIAS Y LAS ACTAS ACUERDO EN LA ARGENTINA – DEPENDENCIA DEL MARCO SOCIO-ECONOMICO 6

4.1. BASE TARIFARIA EN EL MOMENTO DE LA PRIVATIZACION 6

4.2 PRIMERA Y SEGUNDA REVISIÓN TARIFARIA – REVISIÓN TARIFARIA MARGINAL Y REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL 7

4.3 EMERGENCIA ECONOMICA – ACTAS ACUERDO 8

5. CARÁCTER EXCEPCIONAL DE LA REVISION TARIFARIA REALIZADA LUEGO DE 14 AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA 10

6. CONVENIENCIA PARA EL ESTADO Y LOS USUARIOS DE UNA TARIFA FINAL QUE ALIENTE LAS INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA 11

6.1 INTRODUCCION CONCEPTUAL 11

6.2 INVERSIONES REALIZADAS DURANTE LOS PRIMEROS AÑOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA LICENCIA 12

6.3 REDES CEDIDAS POR TERCEROS Y OBRAS DE CASO BASE FINANCIADAS POR TERCEROS 13

6.3.1 Descripción de la situación 13

6.3.2 Consideración en la Base Tarifaria de las obras cedidas o financiadas por terceros 15

7. INTERPRETACIÓN Y ACLARACIÓN DE LA CLÁUSULA DE LAS ACTAS ACUERDO REFERIDA A QUE LA TARIFA DEBE ALENTAR LAS INVERSIONES EN EL SISTEMA 15

JULIANA REGGI
APODERADA

8. ASPECTOS TEORICOS Y FORMAS DE TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA BASE TARIFARIA 16

8.1. POSIBLES ENFOQUES DE LA BASE TARIFARIA 16
8.2 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FINANCIERO 17
8.2.1 Aspectos generales 17
8.2.2 Aplicación de la valuación contable en la situación actual de nuestro país 18
8.3 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO 20
8.3.1 Costo de reemplazo depreciado y optimizado (DORC) 21
8.3.2 Valor nuevo de reemplazo en su estado actual de conservación (VNR) 21
8.3.3 Valor Técnico Residual (VTR) o Valor Técnico Depreciado (VTD) 22
8.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS ENFOQUES DE EVALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA 23
8.5 COMPARACIÒN DE LOS ENFOQUES DE VALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA 26

9. MODELO PROPUESTO DE VALUACION DE LA BASE TARIFARIA PARA CONTEMPLAR LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO Y EQUIDAD 28

9.1 METODOLOGÍA DE EVALUACION MÁS CONVENIENTE LUEGO DE 14 DE AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA 28
9.2 INCIDENCIA DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN EN LA TARIFA FINAL A LOS USUARIOS 28

10 CONCLUSIONES 30

REVISION TARIFARIA INTEGRAL 2016

TRATAMIENTO DE LA BASE TARIFARIA

DR. ING. RAUL BERTERO

5 de Octubre de 2016

1. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del presente trabajo es presentar un aporte académico para un tratamiento justo y razonable de la Base Tarifaria de las Licenciatarias de Transporte y Distribución de Gas Natural teniendo en cuenta el Marco Regulatorio, la evolución histórica del sistema desde su privatización hasta la fecha y, especialmente, su sostenibilidad futura para permitir que su evolución impulse el desarrollo industrial y social de nuestro país.

Respecto de la posibilidad legal de la revisión de la metodología para el cálculo de tarifas es importante señalar que el mismo está previsto en el Art. 42 del decreto reglamentario 1738/92: *"La revisión global del método empleado para el cálculo de las tarifas nunca podrá tener efectos retroactivos ni ajustes compensatorios, y se mantendrá por un nuevo período de CINCO (5) años contados a partir de su vigencia, procurando observar los principios de estabilidad, coherencia y previsibilidad tanto para los Consumidores como para los Prestadores. El Ente establecerá las normas de procedimiento para la revisión del método empleado en el cálculo de las tarifas que asegure la participación de los sujetos de la Ley."*

2. RESUMEN EJECUTIVO

La Base Tarifaria constituye uno de los elementos fundamentales para determinar los márgenes de transporte y distribución y, probablemente, aquél donde más influye el criterio adoptado por el regulador para su determinación.

Es importante reconocer en primer lugar que la Base Tarifaria representa el valor de los activos eficientes necesarios para la prestación del servicio y no su forma de calcularla.

Existen dos métodos reconocidos internacionalmente para calcular la Base Tarifaria, la valuación como activo financiero o contable y la valuación como activo físico. En todos los países, y aún en el nuestro, la elección de uno u otro método ha ido variando en función de la historia de la regulación del servicio y las situaciones particulares. El método de valuación fue adaptándose, en el momento de cada Revisión Tarifaria, de modo de evitar conductas especulativas de los inversores y asegurar la sustentabilidad futura del servicio.

En Argentina, el ENARGAS se inclinó en la segunda revisión tarifaria por una valuación financiera o contable por las razones que se exponen en este trabajo mientras que el ENRE y la mayoría de los

JULIANA REGGI
APODERADA

reguladores provinciales de electricidad han optado por la valuación de la Base Tarifaria como activo físico.

Se demuestra en este trabajo la justicia, razonabilidad y conveniencia para los usuarios futuros de los servicios que luego de 14 años de emergencia económica tanto para el sistema eléctrico como el sistema de gas natural se determine la Base Tarifaria de las Licenciatarias como un activo físico.

3. BREVE INTRODUCCION TEORICA AL CALCULO TARIFARIO

La valuación de los activos necesarios para la prestación del servicio regulado es uno de los principales elementos a definir en el momento de la determinación tarifaria (tanto al inicio de un período de concesión como en las revisiones posteriores).

En términos de la incidencia tarifaria, la remuneración de las inversiones se encuentra influenciada tanto por el costo del capital como por la valuación de los activos necesarios para la prestación del servicio, los cuales son denominados indistintamente como Base Tarifaria, Activos Regulatorios, Base de Remuneración o Base de Capital Regulada (BT es el término que se adoptará en adelante en este informe).

La relevancia de estas variables en la redefinición de tarifas puede resumirse a través de las ecuaciones fundamentales para el cálculo de tarifas. A modo de ilustración se exponen seguidamente las ecuaciones de cálculo de tarifas correspondientes a dos de las principales metodologías utilizadas en la práctica regulatoria. Se puede demostrar que las dos expresiones siguientes llamadas: a) Costo por Período o b) Flujo de Fondos, aplicadas al mismo período de tiempo son matemáticamente equivalentes y conducen al mismo resultado.

a) Ecuación de cálculo de tarifas en función del costo del servicio en un período:

$$T \, x \, Q_i = Opex_i + Deprec_i + r \, x \, BT_{i-1}$$

b) Ecuación de cálculo de tarifas mediante flujo de fondos:

$$\sum_{i=1}^{N} \frac{T \times Q_i}{(1+r)^i} = BT_0 + \sum_{i=1}^{N} \frac{Opex_i + Capex_i}{(1+r)^i} - \frac{BT_N}{(1+r)^N}$$

dónde:

T = Tarifa
Q_i = Demanda de cada año
BT_{i-1} = valor de la base tarifaria al inicio de cada año
$Opex_i$ = OPEX [gastos de Operación y Mantenimiento (O&M) y Administración y Comercialización (A&C) e impuestos] de cada año
$Capex_i$ = Inversiones de cada año
$Deprec_i$ = depreciaciones o amortizaciones de cada año
r = costo de oportunidad del capital (tasa de retorno "razonable")
i = cada año del próximo período regulatorio

En las ecuaciones anteriores las depreciaciones están consideradas explícitamente en la ecuación a) y en forma implícita en la evolución que experimenta la base tarifaria en la ecuación b) ya que la Base Tarifaria evoluciona año a año según la ecuación siguiente, $BT_i = BT_{i-1} + Capex_i - Deprec_i$.

La determinación de cada uno de los términos de la ecuación tarifaria anterior es el objetivo del conjunto de estudios que componen una Revisión Tarifaria Integral, tal como se resume esquemáticamente en la Fig. 1.

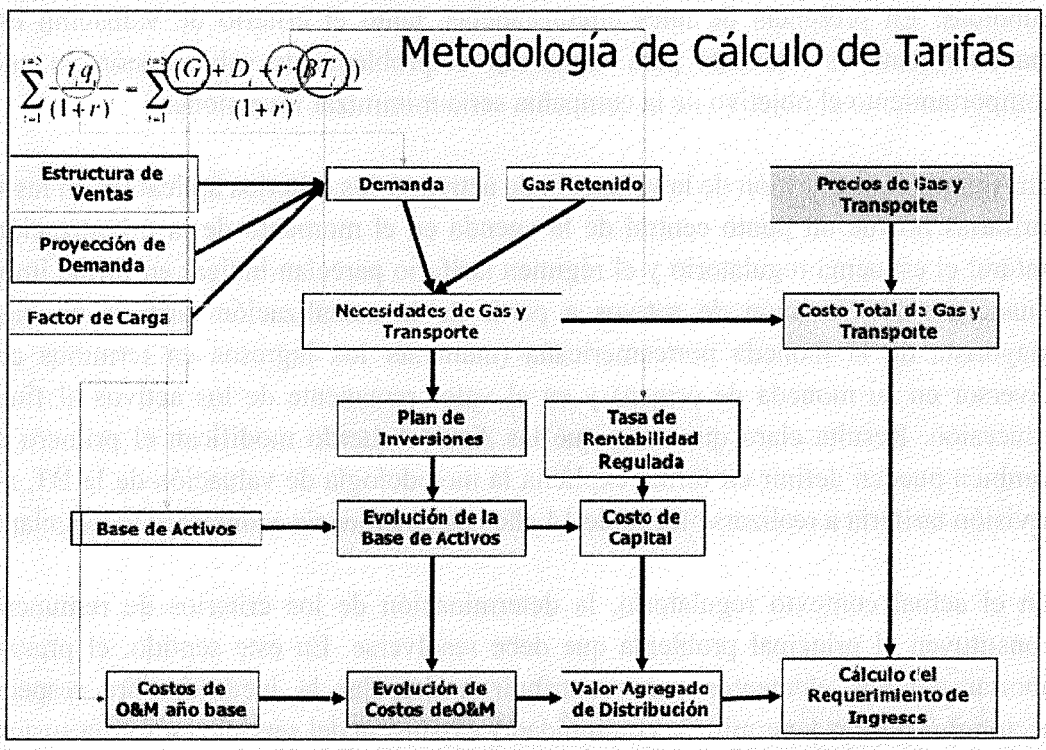


Fig. 1 Aspectos que intervienen en una Revisión Integral de Tarifas

El valor de la tasa de retorno "razonable" aceptada por el regulador surge del cálculo del costo de oportunidad del capital, que busca determinar el retorno que obtendrían los inversores en una actividad de riesgo equivalente. La práctica usual es la que utiliza el promedio ponderado de distintas fuentes de financiamiento de la firma (Deuda y Capitales propios), método conocido como WACC (*Weighted Average Cost of Capital*).

La determinación de la BT implica valuar los activos iniciales así como las inversiones realizadas a lo largo del período regulatorio. El problema de fijar precios para los servicios que se prestan con activos existentes es equivalente al problema de valuar el capital de la firma. Una particularidad de los servicios de transporte y distribución de gas natural, que resulta sumamente relevante desde el punto de vista económico, es la presencia de activos específicos o especializados[1]. Si los activos no fuesen especializados, como sucede en otras industrias, para no ser transferidos a otra actividad deberían valuarse al costo de reposición (valor de reventa en el mercado secundario) y obtener un retorno igual al costo del capital.

[1] Activos especializados: son bienes de capital cuyo valor económico fuera del uso específico es irrelevante. Su existencia denota la presencia de "costos hundidos", ya que una vez realizada la inversión la misma no puede relocalizarse sin una pérdida de capital significativa: el costo de salida es muy alto

JULIANA REGGI
APODERADA

En presencia de activos especializados, la determinación de la BT resulta un aspecto regulatorio destacado. Esto porque la especificidad de los activos introduce la posibilidad de oportunismo y subinversión. Dado que las inversiones en activos especializados constituyen costos hundidos para la firma, éstas no son relevantes para la decisión prospectiva de permanecer en el mercado, la cual dependerá del costo de oportunidad de los recursos que pueden relocalizarse en otras actividades (costos evitables: básicamente conformados por los costos de operación y mantenimiento y las nuevas inversiones). En este contexto, un regulador con objetivos de corto plazo tiene incentivos a subvaluar la BT, de modo que las tarifas sólo cubran los costos evitables e ignoren las inversiones hundidas. En presencia de tales circunstancias, tanto el criterio de valuación escogido como su mantenimiento es relevante para minimizar el problema de subinversión ya que de prever este comportamiento el objetivo de la compañía sería minimizar inversiones.

En Argentina, la cuestión de la valuación de activos y los criterios aplicables en las futuras revisiones tarifarias no fue un punto central de la agenda en el momento de la privatización, aunque en gas natural el esquema regulatorio y el régimen tarifario parecían indicar en forma implícita un enfoque financiero de valuación de activos a partir de la actualización tarifaria en base a la inflación mayorista de la moneda norteamericana (mantener los ingresos en términos constantes para el inversor en su moneda de origen) y en el valor remanente de los activos al final del período de concesión. Resulta claro que dado que las Actas Acuerdo modifican el primero de estos aspectos también pueden definir en forma explícita la metodología de valuación de la BT, al menos para una revisión tarifaria a realizarse luego de 14 años de emergencia económica y congelamiento tarifario.

En el actual contexto regulatorio, la determinación de los criterios de remuneración del capital constituyen el principal problema que debe resolverse. En este sentido, el presente trabajo busca aportar algunos elementos para contribuir a despejar la incertidumbre respecto de las reglas sectoriales futuras y permitir la continuidad y expansión del servicio en forma sostenible.

4. HISTORIA DE LAS REVISIONES TARIFARIAS Y LAS ACTAS ACUERDO EN LA ARGENTINA – DEPENDENCIA DEL MARCO SOCIO-ECONOMICO

Como se demuestra a continuación, las Revisiones Tarifarias en general y la BT en particular dependen fundamentalmente del marco socio-económico en que se desarrollan. Algunos aspectos pueden ser cambiados por decisión de la autoridad regulatoria, esto son todos aquellos que implican modificaciones en el Reglamento del Servicio, sin perjuicio del derecho de la Licenciataria de requerir el correspondiente reajuste de la Tarifa si el efecto neto de tal modificación alterase el equilibrio económico-financiero existente antes de tal modificación (Numeral 18.2. de las RBL). Sin embargo, aquellos que constituyen cambios en las Reglas Básicas de la Licencia requieren del acuerdo entre el poder concedente (el Estado Nacional) y las Licenciatarias.

4.1. BASE TARIFARIA EN EL MOMENTO DE LA PRIVATIZACION

En la Fig. 2 se muestra la evolución histórica de las revisiones tarifarias de gas natural en Argentina. La primera revisión tarifaria se realizó en el año 1998, luego de la privatización de Gas del Estado a fines del año 1992.

En el momento de la privatización las empresas ofertaron por la infraestructura con tarifas establecidas por el Estado. El valor de los activos en ese momento es lo que las Licenciatarias estuvieron dispuestas a pagar en ese momento y, por lo tanto, es natural que inicialmente la BT haya tenido un enfoque financiero o contable definido por el mercado.

Es importante notar que los inversores, sabiendo que a los 5 años se realiza una revisión tarifaria evaluando la BT como activo financiero, pueden adoptar una conducta especulativa para asegurarse el control de los activos. Es decir, ofertar por los activos un valor excesivamente elevado, teniendo una baja rentabilidad en los primeros 5 años pero asegurándose el control en la licitación, alcanzando una suba tarifaria en el momento de la primera revisión. Es por ello que los reguladores cuando realizan una valuación de la BT como activo financiero establecen que la BT no puede ser mayor que su valor como activo físico y definen que la BT es el valor mínimo de los dos.

Sin embargo, es importante reconocer que la definición como un valor mínimo está asociada a la valuación contable. Si el contexto hiciera aconsejable la valuación como activo físico, la valuación contable solo sería un elemento de referencia.

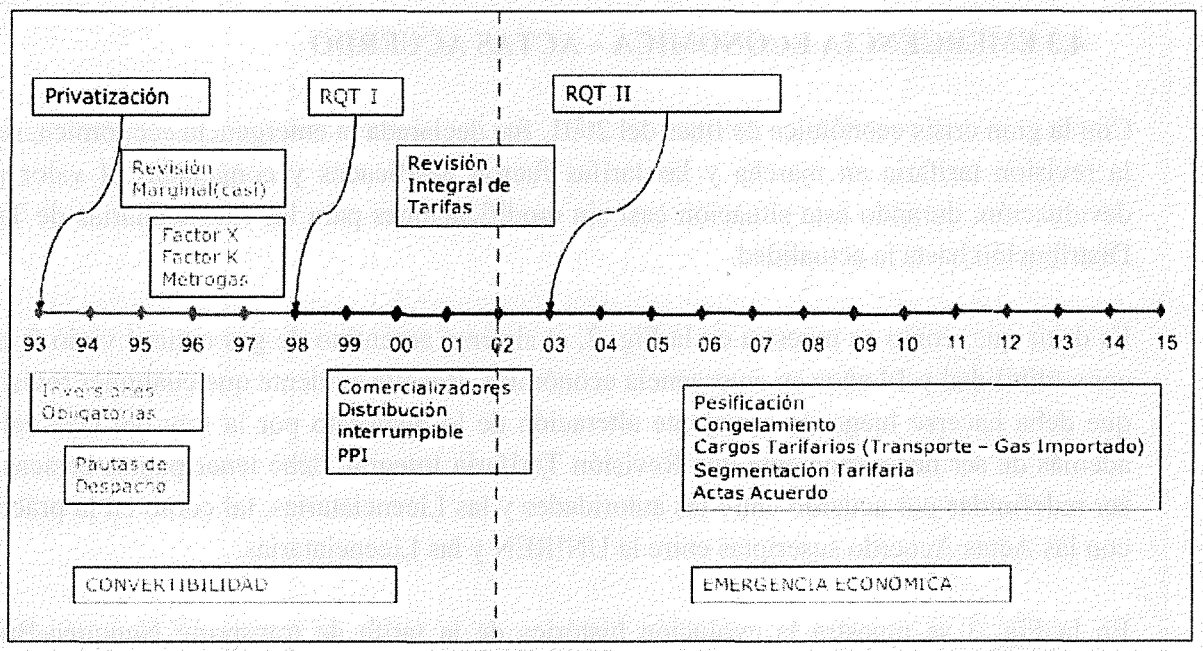


Fig. 2 Evolución histórica de las revisiones tarifarias en el sistema argentino de gas natural

4.2 PRIMERA Y SEGUNDA REVISIÓN TARIFARIA – REVISIÓN TARIFARIA MARGINAL Y REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

La primer revisión tarifaria, RQT I, fue fundamentalmente una revisión marginal, es decir basada en la determinación de los factores de inversión (K) y factores de eficiencia (X), sin analizar la rentabilidad de las empresas y por lo tanto sin necesidad de evaluación de la BT.

Durante los primeros 5 años desde la privatización, la inflación en Argentina había sido más alta que la inflación en Estados Unidos, por lo cual las tarifas valorizadas en dólares tenían un costo descendente para la población y las empresas y no existía tensión en relación con el valor de las tarifas. En estos primeros años la preocupación regulatoria estuvo concentrada en las Reglas de Despacho y en el aumento sostenido de la capacidad de transporte. En el caso de Metrogas, sin embargo, que había tenido que aumentar considerablemente su reserva de capacidad de transporte se

JULIANA REGGI
APODERADA

le consideró esta circunstancia (por lo tanto eludiendo una revisión puramente marginal), mostrando cómo siempre una Revisión Tarifaria debe ajustarse a las condiciones de contexto.

Tanto la privatización como la primera revisión tarifaria fueron realizadas en el contexto de la convertibilidad, con tarifas valorizadas en dólares e indexadas según el PPI (Producer Price Index) de los Estados Unidos. Luego de transcurridos casi 10 años desde la privatización y con el sistema económico argentino en crisis, en el año 2000 el ENARGAS decidió que la segunda revisión (la RQT II) que debía entrar en vigencia en el año 2003 fuera una revisión tarifaria integral, es decir una evaluación de tarifas justas y razonables a partir de la revisión de todos los elementos que entran en juego en la ecuación tarifaria.

En un contexto de normalidad regulatoria, con salarios y tarifas en dólares que permitían la realización de expansiones "a tarifa" (es decir que los flujos adicionales permitían el financiamiento de las inversiones) y a solo 10 años del pago inicial, el ENARGAS decidió realizar una evaluación contable de la BT. Es decir que la BT se calculó a partir de los valores pagados en la privatización sumando las inversiones y restando las depreciaciones.

4.3 EMERGENCIA ECONOMICA – ACTAS ACUERDO

Con la gran crisis económica de fines del 2001, fue declarada la emergencia económica, se suspendió la revisión tarifaria en marcha y las tarifas fueron pesificadas y congeladas al valor previo a la devaluación, durando esta situación casi sin modificaciones para las Licenciatarias de Transporte y Distribución hasta la actualidad.

Es decir que, como se muestra en la Fig. 2, el sistema argentino de gas natural vivió 9 años bajo la convertibilidad y 14 años en emergencia económica. Resulta evidente que cualquier revisión tarifaria que deba hacerse luego de semejante alteración de lo dispuesto por la Ley del Gas del año 1992, además de ser necesariamente una Revisión Tarifaria Integral, debe tener pautas básicas que deben ser redefinidas por acuerdo entre las autoridades y las Licenciatarias, tal como en la práctica sucedió con las Actas Acuerdo suscriptas entre la UNIREN y las Licenciatarias.

En la Fig. 3 se muestra la evolución histórica de la tarifa de transporte Neuquén-Buenos Aires (representativa del resto de las tarifas reguladas en el período considerado) y del salario mínimo en dólares en Argentina desde el año 1993 hasta el año 2015.

La tarifa de transporte osciló entre 0.55 y 0.60 US$/MMBTU hasta el año 2001. La pesificación tarifaria y la fuerte devaluación inicial dividieron las tarifas por tres en los primeros dos años. En los años siguientes la tarifa en dólares siguió disminuyendo en forma constante hasta alcanzar en el año 2015 valores de aproximadamente 1/6 de los existentes en la década del 90.

Paralelamente, el salario mínimo también sufrió un fuerte descenso en los primeros dos años. Sin embargo contrariamente a lo sucedido con las tarifas reguladas, a partir del año 2003 inició una recuperación sostenida. En el año 2006 ya había alcanzado los valores de la década del 90 (200 US$) y alcanzando un máximo de casi 600 US$ en el año 2013.

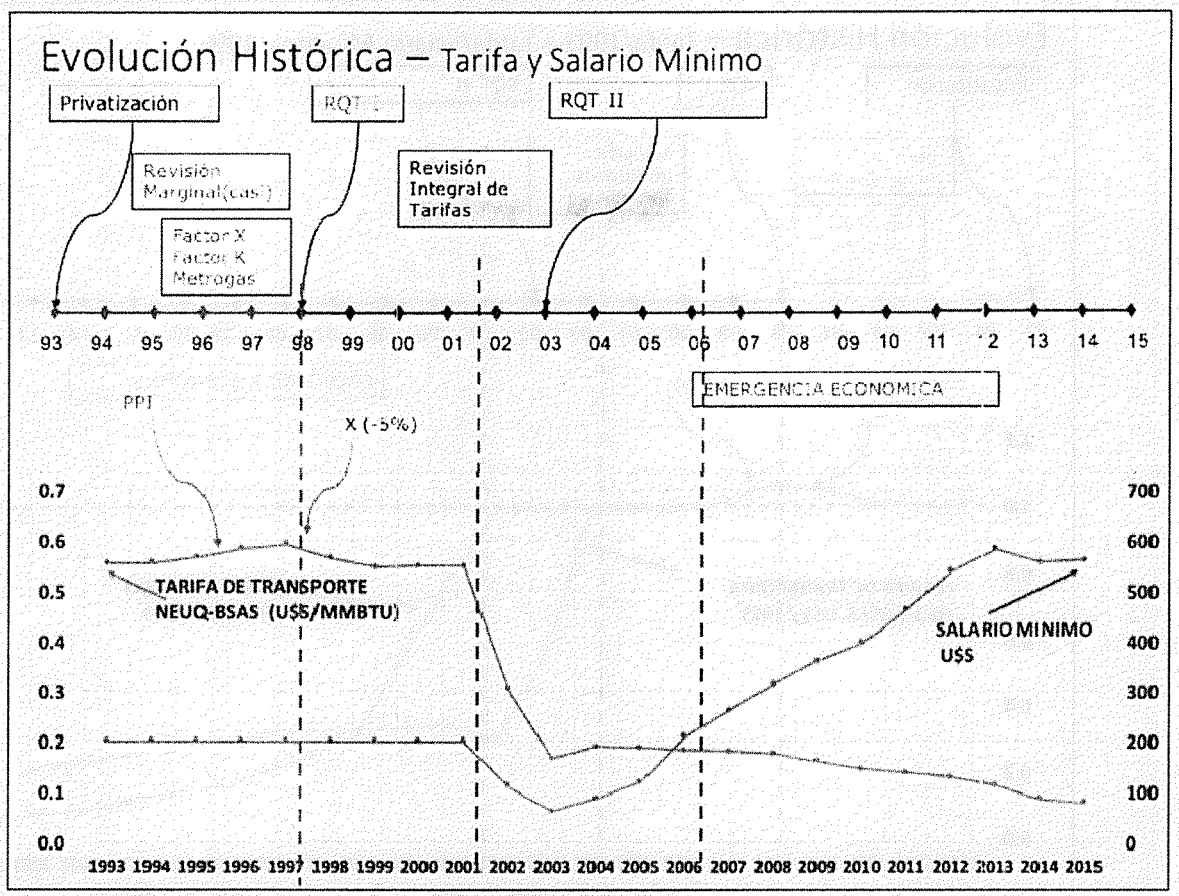


Fig. 3 Evolución histórica de la tarifa y el salario mínimo

En la Fig. 4 se muestra la evolución de la tarifa de transporte Neuquén-Buenos Aires en dólares dividida por la tarifa del año 1993 hasta llegar a valores de 1/6 en el año 2015.

También se indica en dicha figura el valor de la Tarifa dividida por el Salario Mínimo de cada año en relación con ese valor correspondiente al año 1993. Se puede apreciar en la figura que dicha relación se mantuvo aproximadamente igual a uno hasta el año 2003. A partir de dicho año la relación Tarifa/Salario Mínimo descendió fuertemente hasta aproximadamente 1/3 en el año 2006 para seguir descendiendo en forma más lenta en los años siguientes hasta menos de 1/10 en el año 2015.

Este gráfico muestra claramente que las actuales dificultades de normalización tarifaria tienen su origen en la falta de acompañamiento de las tarifas reguladas a la mejora del salario real conseguida a partir del año 2003.

La excepcional disminución tarifaria tiene una gran incidencia en la forma de evaluación de la Base Tarifaria a ser realizada luego de varios años de emergencia económica. Las tarifas notablemente bajas de las Licenciatarias, que claramente no se corresponden con las tarifas justas y razonables a las cuales tienen derecho por la Ley del Gas según se desprende de la simple comparación anterior, impidió a las Licenciatarias (varias de ellas en situación de "default") realizar inversiones significativas lo cual llevó a una marcada disminución de su base tarifaria contable.

JULIANA REGGI
APODERADA

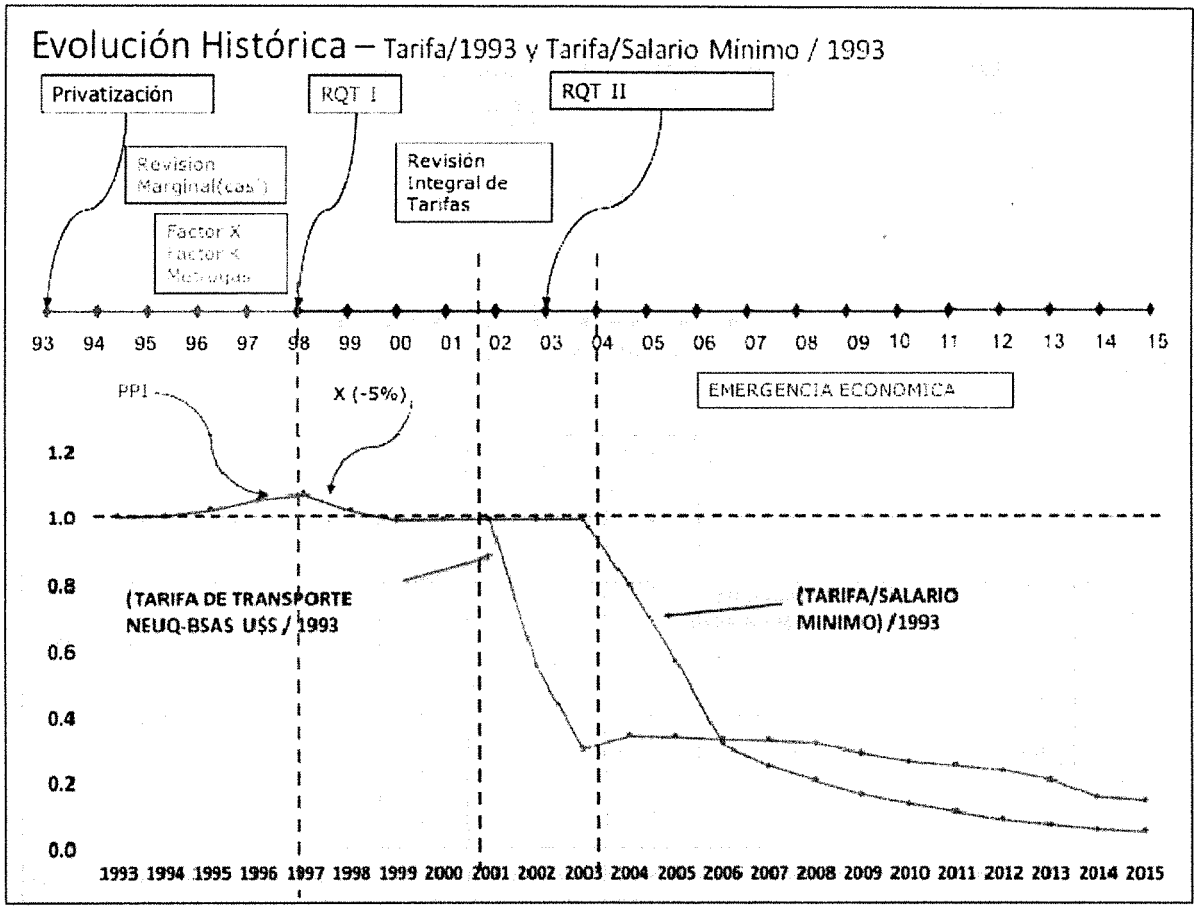


Fig. 4 Evolución histórica de la Tarifa y la relación Tarifa/Salario mínimo

Es decir que, si el Estado Argentino luego de 14 años de emergencia económica decidiera realizar una valuación contable de la base tarifaria estaría afectando doblemente a las Licenciatarias. Las perjudicó durante 10 años por no actualizar las tarifas y además las estaría perjudicando en el futuro al no reconocerles una base tarifaria que seguramente habría sido más alta si esos ingresos se hubieran ajustado de acuerdo a lo dispuesto por la Ley de Gas.

Aún si el regulador optara por aprovechar el carácter hundido de las inversiones para, mediante una valuación contable mantener artificialmente baja la BT, estimar la base tarifaria por debajo de su valuación como activo físico perjudicará notablemente las inversiones futuras, la flexibilidad del sistema para seguir los cambios en la oferta y demanda de gas natural y la modernización y eficiencia de las redes como se describe más adelante en este informe.

5. CARÁCTER EXCEPCIONAL DE LA REVISION TARIFARIA REALIZADA LUEGO DE 14 AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA

Consideremos la ecuación de cálculo de tarifas en función del costo del servicio por período que habíamos llamado ecuación a) en la Sección 3.

$$T x Q_i = Opex_i + Deprec_i + r x BT_{i-1}$$

Si suponemos que el Regulador decide realizar una valuación contable de la Base Tarifaria, esta evoluciona año a año a partir de la suma de las inversiones y la resta de las depreciaciones

$$BT_i = BT_{i-1} + Capex_i - Deprec_i$$

A lo largo de 14 años de emergencia económica con tarifas entre 1/3 y 1/6 de los valores justos y razonables que habrían surgido de una revisión tarifaria (ver Fig. 4), las inversiones se redujeron a un mínimo y la base tarifaria resultante es aproximadamente

$$BT_{14} = BT_0 - \sum_{i=1}^{14} Deprec_i$$

Es decir que como consecuencia de la prolongada falta de actualización de tarifas, la Base Tarifaria de las Licenciatarias disminuye notablemente. En el límite, de continuar esta situación durante el número de años de vida útil de las instalaciones, la Base Tarifaria tendería a 0 y la tarifa solo retribuiría costos operativos. Esta situación, resulta en un doble castigo para las Licenciatarias ya que no solo no recibieron las tarifas que les hubieran correspondido en el pasado, sino que como consecuencia de ello tampoco recibirán una retribución razonable por sus activos en el estado actual ya que el valor residual contable no refleja razonablemente el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio, su estado de mantenimiento, ni su vida útil remanente real. Es decir, si se hubiese autorizado un incremento tarifario, las licenciatarias podrían haber realizado inversiones, lo cual hubiese generado que la base tarifaria actual sea mayor Debe recordarse que la Base Tarifaria representa el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio que claramente en el ejemplo límite analizado no sería igual a cero.

Aún más importante para el Estado [2] y los usuarios son las consecuencias negativas de esta decisión sobre el nivel de inversiones futuras, la optimización y modernización del sistema de gas natural que traería aparejado la decisión de realizar una valuación contable de la Base Tarifaria luego de 14 años de emergencia económica como se muestra en la sección siguiente.

6. CONVENIENCIA PARA EL ESTADO Y LOS USUARIOS DE UNA TARIFA FINAL QUE ALIENTE LAS INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA

6.1 INTRODUCCION CONCEPTUAL

Supongamos un caso extremo donde la Base Tarifaria tendiera a cero y la tarifa solo remunerara operación y mantenimiento. En este caso las posibilidades de inversión en el sistema serían las

[2] La importancia para el Estado de alentar las inversiones se ve reflejada en el Marco Legal reiteradamente como se desprende de las siguientes citas: Ley 24076 art. 2 inc. B) "... y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.". Decreto 1738/92 art. 2 inc. (5) "A fin de aplicar la política de libre acceso, el Ente emitirá normas de alcance general que resulten compatibles con tal principio incluyendo: ...(ii) disposiciones que alienten las inversión para incrementar la capacidad del sistema,..."

JULIANA REGGI
APODERADA

siguientes: a) Inversión a realizar por las Licenciatarias como factor K o b) Inversiones realizadas por el Estado o por terceros.

En el caso de las inversiones como factor K, los proyectos deben ser propuestos por las Licenciatarias y aceptados por el ENARGAS en el momento de la revisión tarifaria. Por las razones expresadas anteriormente, si el Regulador convalida una valuación contable de la Base Tarifaria en las condiciones actuales lo más probable es que las Licenciatarias no presenten proyectos K y aún si lo hicieran no reflejarían necesariamente la dinámica de un sistema donde los cambios tecnológicos en los sistemas de medición y los cambios en los patrones de producción (gas no convencional, importación de GNL, inversión de flujo en los gasoductos) y demanda requieren flexibilidad en la definición y ejecución de los proyectos que optimicen en cada momento el sistema.

En cuanto a las inversiones realizadas por el Estado o por terceros se aplican las mismas limitaciones anteriores con el agravante de que no existen incentivos a la realización de obras más económicas para la sociedad y, peor aún, en muchos casos existen incentivos en sentido contrario. Este sistema de inversión estatal fue precisamente el ejecutado por el gobierno anterior bajo la forma de fideicomisos que resultaron en obras costosas y no siempre justificadas por la evolución de la oferta de gas.

Por el contrario, si la tarifa de transporte y distribución permitiera la realización de "expansiones a tarifa", es decir que la tarifa permitiera el pago del financiamiento para la realización de la expansión, el sistema iría evolucionando en forma óptima siguiendo las variaciones de los patrones de oferta y demanda de gas natural.

6.2 INVERSIONES REALIZADAS DURANTE LOS PRIMEROS AÑOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA LICENCIA

Durante los primeros 9 años desde la privatización, antes de la emergencia económica, la mayor parte de las inversiones en el sistema de transporte y distribución se realizaron "a tarifa" como se muestra en las Fig. 5 y Fig. 6, donde se indican las inversiones anuales en millones de dólares de las dos transportistas y las 8 distribuidoras.

Como se puede ver en la figura, tanto las inversiones obligatorias establecidas en la privatización como las realizadas como factor K en la primera revisión tarifaria tuvieron valores relativamente pequeños. Sin embargo, el sistema casi duplicó su capacidad de transporte entre los años 1993 y 2000, realizando expansiones óptimas a medida que las mismas eran requeridas por las Distribuidoras y Grandes Usuarios, luego de que estos acordaron con los productores la disponibilidad de gas natural desde las distintas cuencas.

Como en casi todos los casos la tarifa regulada permitía pagar el financiamiento de las expansiones, los usuarios que requerían capacidad de transporte solo debían solicitarla en los llamados "Open Season" y realizaban contratos de transporte por los que solo empezaban a pagar el valor de la tarifa regulada una vez terminada la obra. Bajo este sistema, la Licenciataria tiene un fuerte incentivo a optimizar la obra y los costos de ejecución ya que ello redunda en un beneficio económico. En la próxima revisión tarifaria ese beneficio puede ser compartido por los usuarios al evaluar la rentabilidad.

La única condición para que este sistema funcione es que la base tarifaria de la Licenciataria contemple el costo marginal de largo plazo de las expansiones optimizadas, es decir que se corresponda con una evaluación de la base tarifaria como activo físico y no como un activo financiero.

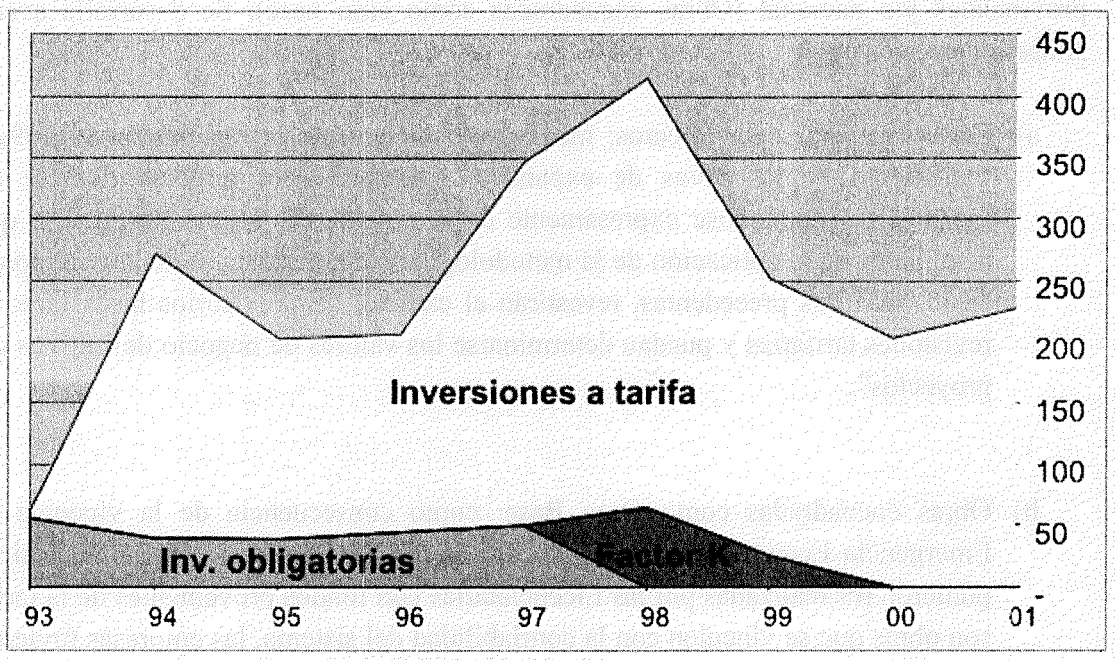


Fig. 5 Inversiones en transporte 1993 -2000

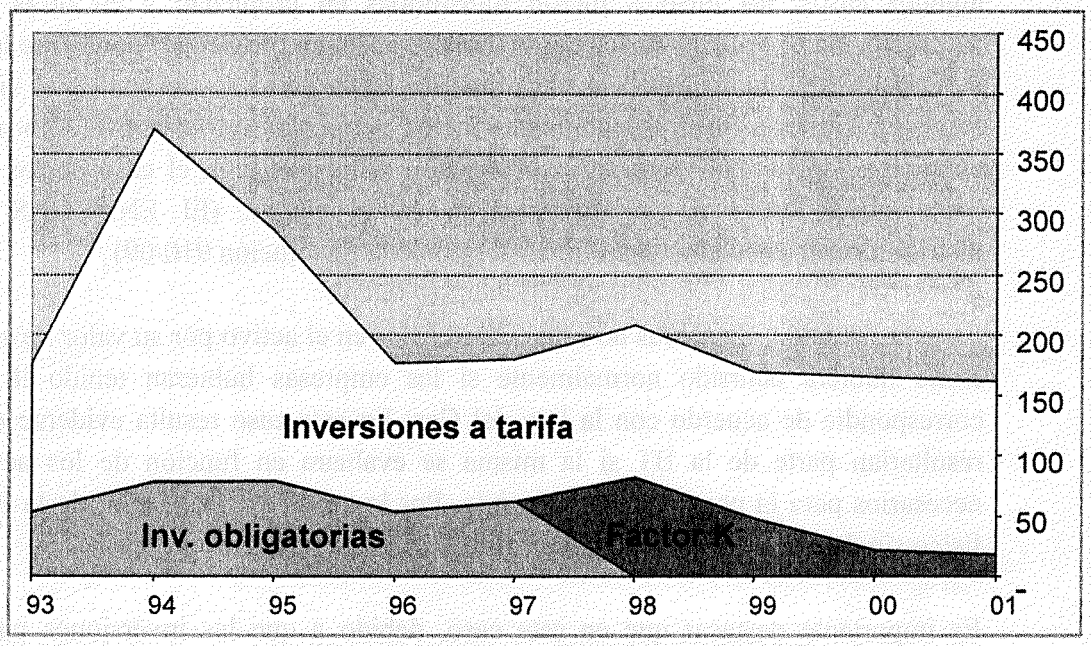


Fig. 6 Inversiones en distribución 1993-2000

6.3 REDES CEDIDAS POR TERCEROS Y OBRAS DE CASO BASE FINANCIADAS POR TERCEROS

6.3.1 Descripción de la situación

En el caso de las Licenciatarias de Transporte han existido durante la emergencia económica un conjunto de expansiones financiadas por terceros mediante un sistema de fideicomisos.

JULIANA REGGI
APODERADA

Por su parte, en el caso de las Licenciatarias de Distribución ha habido en general un conjunto de obras de expansión que en condiciones normales son financiadas fundamentalmente por terceros con aportes de las Distribuidoras y luego transferidas a las Distribuidoras (Obras realizadas por terceros) y obras de confiabilidad del sistema realizadas luego de las crisis económica del 2001 que debido a la notable insuficiencia tarifaria mencionada anteriormente se realizaron con aportes de los gobiernos provinciales y/o nacional (Obras encuadradas como caso base). Se desarrolla a continuación la situación en estos casos.

a) Obras realizadas por terceros: mediante el dictado de la Resolución 910/09, se dispuso el tratamiento de las obras de expansión solicitadas por terceros durante el período de transición. Aclarándose expresamente en el Anexo VI, último párrafo "...que los valores resultantes de la aplicación de la metodología de determinación de la contraprestación citada en los párrafos precedentes, revestirán el carácter de provisorios hasta tanto concluyan las revisiones tarifarias y puedan determinarse los valores de negocio definitivos de los distintos proyectos".

b) Obras encuadradas como Caso Base: como consecuencia de la vigencia de la Ley de Emergencia Económica y la suspensión de las Revisiones Tarifarias, este tipo de obras no pudieron ser realizadas por las Licenciatarias con fondos provenientes de la tarifa, y dado que son obras que se vinculan con la confiabilidad del sistema, las empresas tuvieron que recurrir a buscar soluciones coyunturales. En este contexto los gobiernos provinciales canalizaron fondos del Estado Nacional o Provincial para solventarlas, y dada la situación especial, en algunos casos, las mismas fueron transferidas en propiedad y en otras situaciones en usufructo. En el primero de los casos (transferencia en propiedad) conforme lo dispuesto por el ENARGAS igual que en el caso anterior hasta tanto se normalice el sistema con una Revisión Tarifaria Integral las mismas fueron valorizadas en el activo sólo por los gastos o erogaciones generadas para su incorporación al mismo y en el caso de los usufructos, las mencionadas obras no se incorporaron en el activo. (El ENARGAS ordenó a las distribuidoras, encuadrar estas obras dentro de la Resolución 910/09)

   En esta situación, las obras no están valorizadas en el activo por su valor de construcción, tal como hubiera ocurrido normalmente si las empresas hubieran tenido la tarifa que les correspondía de acuerdo con la Ley del Gas. En este caso resulta evidente que las mismas resultarían parte de la BT si la misma se evaluara en función de los activos eficientes necesarios para la prestación del servicio. Por lo tanto, una valuación de la BT como activo físico sin duda contemplaría a los mismos dentro de la BT.

   Es importante destacar que en este caso, debido a que las inversiones para mantener la confiabilidad del sistema constituyen inversiones obligatorias de la Distribuidora, las mismas no pueden ser consideradas obras de expansión, donde alguno de los terceros interesados podría haber financiado las mismas como mencionamos en el caso a), y consecuentemente ser encuadradas en la Resolución del Enargas que solo comprende obras de este tipo.

   Son obras que por sus características de permitir "Adecuar y/o incrementar la capacidad de suministro mediante refuerzos de los sistemas de Distribución, permiten acompañar el crecimiento vegetativo de la demanda", como se describe a las obras Caso Base en el marco de las revisiones tarifarias, con lo cual, son obras que la Distribuidora, si hubiera contado con

el ingreso tarifario, de acuerdo a las previsiones del Marco Regulatorio, debió haberlas financiado y, por lo tanto, formarían parte de la BT.

En el pasado distintos autores han mencionado la posibilidad de crear un "activo regulatorio" para tener en cuenta aquellas obras que fueron financiadas por los gobiernos como consecuencia de la notoria falta de actualización tarifaria de las compañías, y que resulta claro, que estas deberían haber hecho con sus ingresos si estos hubieran sido suficientes. Si como caso extremo una Licenciataria tuviera todos sus activos bajo estas condiciones, y no se considerara este "activo regulatorio", la empresa no tendría ninguna retribución por las mismas y correría con todo el riesgo de la operación de las mismas sin tener ninguna retribución.

6.3.2 Consideración en la Base Tarifaria de las obras cedidas o financiadas por terceros

Surge de lo anteriormente descripto que, además del obvio reconocimiento de los costos de operación y mantenimiento, las Licenciatarias cargan con toda la responsabilidad por cualquier accidente en las mismas, por imagen de marca, reputación nacional e internacional, aporte de know-how, capital de trabajo, capacidad de operación disponible, la necesidad de realizar inversiones para la expansión vegetativa, etc.

Se desprende de este análisis que existen dos posibilidades de evaluar estos factores: i) una BT específica correspondiente a la valuación técnica de las obras cedidas o financiadas por terceros (que se incorporen como Activo Regulatorio sin depreciación), con una tasa de rentabilidad específica y diferente de la general o ii) o una BT que incluya parte de las obras cedidas o financiadas por terceros con una tasa de rentabilidad regulada única. La valuación de la parte de las obras cedidas o financiadas por terceros podría realizarse de tal modo de obtener el mismo valor que surgiría de la alternativa i).

En el caso puntual de las Obras encuadradas como Caso Base, que son indispensables para la prestación del servicio, el Regulador, podría reconocer a la Licenciataria, como inversión, la adquisición de estos gasoductos o redes, al costo de construcción y formar parte a ese valor, de la base tarifaria.

7. INTERPRETACIÓN Y ACLARACIÓN DE LA CLÁUSULA DE LAS ACTAS ACUERDO REFERIDA A QUE LA TARIFA DEBE ALENTAR LAS INVERSIONES EN EL SISTEMA

Las últimas Actas-Acuerdo firmadas por las Licenciatarias incluyen explícitamente el concepto de que las tarifas deben alentar las inversiones en el sistema tal como ya estaba presente en el Marco Regulatorio (ver Sección 5). Surge de lo discutido anteriormente que la valuación contable de la BT no cumple con esta condición.

Como ya hemos explicado debido a la existencia de una tarifa por debajo de los valores establecidos en la Licencia y, aún más, por debajo de cualquier valor razonable, las Licenciatarias se vieron impedidas de realizar inversiones durante el largo período de vigencia de la Ley de Emergencia Económica. Como consecuencia, una valuación contable de la BT conduciría a un valor tarifario

JULIANA REGGI
APODERADA

muy por debajo de los niveles que permitirían realizar inversiones a las Licenciatarias salvo bajo el sistema del factor K previsto en la Licencia. Hemos visto también que en estas condiciones lo más probable es que las Licenciatarias no presenten proyectos K[3] y aún si lo hicieran no reflejarían necesariamente la dinámica de un sistema donde los cambios tecnológicos en los sistemas de medición y los cambios en los patrones de producción (gas no convencional, importación de GNL, inversión de flujo en los gasoductos) y demanda requieren flexibilidad en la definición y ejecución de los proyectos que optimicen en cada momento el sistema.

Surge de lo anteriormente expuesto que para cumplir con la condición de que las tarifas resultantes alienten las inversiones en el sistema la valuación de la BT debería ser realizada como un activo físico, utilizando algunas de las metodologías que se describen en el punto siguiente.

Por otro lado existe un inconveniente adicional a la valuación contable de la BT: requiere el uso de índices de actualización oficiales. Los índices oficiales del gobierno argentino serán objeto de cuestionamiento y judicialización por parte de las licenciatarias, fundado en la emergencia estadística y los mismos considerandos del Decreto N° 55/16. Los índices oficiales del exterior (mucho más representativos de la realidad de los bienes transables) podrían ser objeto de cuestionamiento y judicialización por parte de las asociaciones de consumidores. Además, si el Ente ajusta con los índices locales, la discrecionalidad en que incurrirá pondrá en duda la principal ventaja del criterio del costo histórico: preservar el poder de compra de las inversiones para estimular nuevas inversiones.

8. ASPECTOS TEORICOS Y FORMAS DE TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA BASE TARIFARIA

8.1. POSIBLES ENFOQUES DE LA BASE TARIFARIA[4]

A nivel internacional la práctica regulatoria no exhibe un consenso con respecto a la metodología más apropiada para valuar la BT, coexistiendo una serie de metodologías alternativas. En algunos casos, las normas regulatorias o los contratos establecen en forma predeterminada cierto enfoque metodológico, mientras que en otros casos la agencia regulatoria debe optar por alguna de las alternativas de valuación en el momento de revisar las tarifas o renegociar contratos.

Una primera aproximación implica reconocer una valuación de la BT acorde al valor económico que reflejan los activos de la firma. De esta forma se podría valuar dicha base en función del precio de demanda de los bienes de capital, determinado por el valor presente de los beneficios netos que un activo puede generar durante su "vida útil".

---

[3] La inversiones por el mecanismo de factor K son recuperadas vía tarifa a largo plazo una vez que las obras están habilitadas, por lo que requieren de un financiamiento hoy no accesible para las compañías. Esta situación podría cambiar si se consideraría un período de repago inferior como fue utilizado en el caso de los fideicomisos para las inversiones de transporte.

[4] Esteban Greco y Raúl Bertero (2004) – "*La remuneración del capital y la tarifa post-devaluación*". CEARE

$$BT_0 = \sum_{i=1}^{N} \frac{T \times Q_i - Opex_i - Capex_i}{(1+r)^i} + \frac{BT_N}{(1+r)^N}$$

El problema con dicha metodología, cuando el valor de la BT debe ser utilizado para el cálculo de tarifas, radica en que genera un sistema de ecuaciones subdeterminado, pudiendo obtenerse distintos pares de valores de BT y tarifas que sean consistentes entre sí debido a la circularidad del cálculo.

En términos generales se observan dos grandes enfoques en materia de valuación de activos regulados, que pueden ser útiles a fin de clasificar las diversas metodologías específicas aplicables: uno que trata la BT como un activo financiero y otro que la concibe como un activo físico. Estos enfoques servirán de guía para la exposición de las próximas secciones.

Tabla 1 Clasificación de las metodologías de valuación según el enfoque adoptado

Enfoques	
BT como Activo Financiero	**BT como Activo Físico**
Valuación a Costos Históricos Valor de mercado Valuación Financiera (Valor privatización)	Costo de reemplazo optimizado depreciado (DORC) Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)
$\Rightarrow BT_t = BT_{t-1} + I_t$ Donde BT_t: BT al final del período t I: Nuevas inversiones netas	$\Rightarrow BT_t = P_t S_t$ Donde P: Precio de los activos S: Stock de activos necesarios para prestar el servicio

8.2 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FINANCIERO

8.2.1 Aspectos generales

El tratamiento de la BT como un activo financiero implica que se busca mantener en el tiempo el valor de la inversión, es decir que el poder adquisitivo del inversor, implícito en la remuneración del capital, sea constante en términos reales. Ello no significa garantizar un nivel determinado de retorno sino utilizar un mismo criterio de valuación de activos de modo que el valor actualizado de la BT al final de un ciclo tarifario (dado por una revisión tarifaria) sea utilizado como punto de partida para el cálculo de las tarifas del siguiente período.

Con este enfoque la metodología específica más tradicional es la valuación a **Costo Histórico**. La utilización de esta metodología implica determinar el valor del activo regulado según el costo a que el mismo se registró contablemente en el momento del inicio de operaciones. A dicho valor se le adicionan las inversiones realizadas a posteriori (entre revisiones tarifarias), descontando el monto de

JULIANA REGGI
APODERADA

depreciaciones correspondientes. Finalmente, con el objetivo de mantener el valor real de los activos, la base es actualizada en el momento de la revisión según la evolución del índice de precios.

El sistema de valuación basado en costos históricos ha sido el comúnmente utilizado por las agencias regulatorias en Estados Unidos en el momento de las revisiones tarifarias ("Rate Cases"). La preeminencia de dicho esquema en la práctica norteamericana ha llevado a asociar este método con el mecanismo de regulación por Tasa de Retorno.

Algunas variantes del enfoque financiero de la BT han sido desarrolladas en aquellos casos donde existió un cambio estructural que impedía la valuación histórica. Una primera variante viene reflejada por la visión adoptada en Gran Bretaña a posteriori del proceso de privatización. Dada la discontinuidad "institucional" en el tipo de firma (de propiedad pública a privada), el regulador se veía imposibilitado de utilizar el valor histórico para valuar a la firma, por lo que la valuación inicial surgió de considerar el valor de mercado de las acciones en el momento de la privatización. Si el valor a considerar por el regulador (en la revisión tarifaria) hubiera correspondido a lo asentado en libros, las empresas hubieran obteniendo ganancias extraordinarias, debido a que los valores pagados en el momento de la privatización resultaron inferiores al valor de libros que poseían las nuevas empresas. Es por tal motivo que dichos valores fueron ajustados considerando los **precios de mercado** de las acciones de las empresas privatizadas en un período base que busque evitar el problema de circularidad.[5]

En la Argentina, a semejanza del caso británico, la privatización discontinúa los valores "referentes" a utilizarse, lo cual impide utilizar el esquema de valor de libros. Sin embargo, a diferencia de lo observado en aquel país, las privatizaciones en la Argentina no implicaron (en todos los casos) una apertura del capital de la firma al mercado, ni tampoco los principales accionistas presentaban como característica su "atomización" en el mercado. Ambos fenómenos, sumados al carácter reputacional del proceso privatizador y a las condiciones macroeconómicas imperantes, impulsaron un esquema de valuación de tipo financiero diferente al observado en Gran Bretaña. El objetivo en la valuación de BT era mantener el poder de compra de los inversores en el mercado internacional. Dada la poca liquidez del mercado de capitales local, la determinación de la BT inicial se asoció en nuestro país con su **valuación en el momento de la privatización**.

8.2.2 Aplicación de la valuación contable en la situación actual de nuestro país

Como ya hemos aclarado anteriormente la excepcional disminución tarifaria tiene una gran incidencia en la forma de evaluación de la Base Tarifaria a ser realizada luego de varios años de emergencia económica. Las tarifas notablemente bajas impidieron a las Licenciatarias (varias de ellas en situación de "default") realizar inversiones significativas lo cual llevó a una marcada disminución de su base tarifaria contable. Es decir no solo las tarifas estuvieron por debajo de los valores establecidos en el Marco Regulatorio, afectando notablemente por 14 años el mantenimiento en el tiempo de la inversión, sino que como consecuencia la base tarifaria seguramente habría sido más alta si esos ingresos se hubieran ajustado de acuerdo a lo dispuesto por la Ley de Gas.

---

[5] En Reino Unido, en el caso del gas, se ajustó el valor de libros (superior al de mercado) mediante la MAR (market-to-assets ratio=60%) utilizando un período base (1991) para evitar la circularidad

Por otra parte, desde el punto de vista del ajuste contable de la BT es conveniente recodar lo mencionado por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas en relación con el ajuste por inflación de los Estados Contables de Entes de la República Argentina:

- El decreto (PEN) 55/2016 que declara en estado de emergencia administrativa al Sistema Estadístico Nacional reconoce de manera contundente la situación descripta en los párrafos 3 y 4 de sus considerandos:

  - Que información de dominio público da cuenta de una administración irregular del Organismo a partir de un conjunto de circunstancias, algunas de ellas oportunamente denunciadas ante la Justicia Nacional en lo Criminal y Correccional Federal, que fueron desenvolviéndose desde el año 2006 y hasta el cambio de las autoridades nacionales ocurrido el 10 de diciembre pasado, que dieron lugar al desplazamiento de sus puestos de trabajo de buena parte del personal de supervisión técnica del Organismo reemplazado en ocasiones por personal sin la debida calificación.

  - Que al asumir las nuevas autoridades del Instituto Nacional de Estadística y Censos han podido verificar que existe una situación anómala en el Organismo que le impide, en la actualidad brindar con regularidad el servicio a cargo, suministrando información estadística suficiente y confiable en temas particularmente sensibles como precios al consumidor, producto bruto interno y comercio exterior, estimando que el proceso de reordenamiento interno habrá de demorar no menos de seis meses.

Por lo expuesto, se concluye que existiendo un pronunciamiento oficial que claramente indica la falta de fiabilidad de las estadísticas públicas producidas en los últimos años en la Argentina, el IPIM – actual índice que debe ser utilizado para practicar el ajuste por inflación – distorsionaría la información y no permitiría alcanzar los requisitos para que la información contenida en los estados contables sea útil.

Alternativas para solucionar la situación patrimonial de los entes por la falta de aplicación del ajuste por inflación:

1. Revaluar los activos no financieros de largo plazo de los entes medidos en base a costos históricos (por ejemplo, bienes de uso).

2. Ajustar el capital y otros componentes apropiados del patrimonio de un ente.

Las prácticas internacionales han mostrado su preferencia por soluciones basadas en el uso de valores de mercado frente al efecto de la inflación sobre la información contable.

Para ello podría utilizarse el trabajo de Auditoría Técnica y Económica de los bienes necesarios para la Prestación del Servicio Publico encargado por ENARGAS, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral, con el objeto de determinar el valor técnico de los activos utilizados para la prestación del servicio, considerando su estado actual de conservación y vida útil remanente.

Por otra parte, es importante considerar que la Resolución 1660 del Enargas acepta la realización de revalúos técnicos. En la pág. 116 de la Resolución 1660, ésta dice, respecto a la cuenta de Revalúo Bienes de Uso, "esta cuenta sólo podría utilizarse en la medida que esta modalidad de revalúo sea aceptada por la normativa vigente y se acredite previamente ante el ENARGAS el cumplimiento de

JULIANA REGGI
APODERADA

la totalidad de los requisitos exigidos por la misma". Se entiende que por la normativa vigente, se refiere a la normativa contable, según la cual se pueden hacer revalúos técnicos.

8.3 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO

La concepción de la BT como un conjunto de activos físicos implica que el objetivo regulatorio es mantener la capacidad de producción de dichos activos. Este enfoque resulta consistente con distintas metodologías de valuación asociadas al costo de reposición o reemplazo de dichos activos. En general, las diversas metodologías requieren determinar el costo actual (a precios de mercado) de reemplazar un activo por otro que pueda brindar el mismo servicio y capacidad. Es por ello que el principal objetivo perseguido por este enfoque se vincula con otorgar un valor a la firma que le permita a ésta mantener la capacidad productiva necesaria para su funcionamiento en forma "eficiente".

Este enfoque busca aproximar las tarifas a los costos marginales de largo plazo que se verificarían en un mercado competitivo, en el cual los inversores asumen riesgos tecnológicos y de oferta y demanda. Por ejemplo, suele ser el enfoque utilizado para la determinación de los cargos de interconexión de redes de comunicaciones a través de la metodología TELRIC (Total Element Long Run Incremental Cost).

En cuanto al funcionamiento "eficiente", se lo asocia con el tamaño de planta (red) "óptimo" y en este sentido, el proceso de determinación de la BT no conlleva solamente la valuación de los activos existentes sino también la exclusión de los activos considerados innecesarios o redundantes. Sin embargo, pese a que este procedimiento suele ser citado como una característica del enfoque de la BT como activo físico, también puede ser aplicable al enfoque financiero, como lo muestra la exclusión de inversiones "imprudentes" en la experiencia norteamericana y de activos "innecesarios" en la experiencia más reciente de gas y electricidad en Argentina.

En términos metodológicos el costo de reemplazo se halla generalmente calculado a partir de la utilización de distintas técnicas, entre las cuales se encuentran las siguientes: DORC (Depreciated Optimised Replacement Cost), VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) y VTR O VTD (Valor Técnico Residual o Valor Técnico Depreciado).

El criterio del costo de reposición es utilizado tanto por el regulador en Nueva Zelanda como en Australia. En Australia, en las provincias de New South Wales y Victoria, se utilizó el costo de reemplazo para determinar la tarifa inicial. Sin embargo, en las revisiones posteriores se adoptó un enfoque financiero que tomó como punto de partida el valor reconocido en la tarifa inicial. Esto podría ser utilizado en las futuras revisiones tarifarias en Argentina luego de la presente revisión y una vez normalizada la industria de gas natural.

Dentro del contexto latinoamericano y considerando lo observado en el sector eléctrico, tanto Perú como Chile utilizan una variante de los criterios de valuación según el costo reposición que es la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de una *empresa eficiente o empresa modelo.*

8.3.1 Costo de reemplazo depreciado y optimizado (DORC)

Este procedimiento mide el costo actual de reemplazar un activo de la forma más eficiente y moderna posible, depreciado de acuerdo a la antigüedad y uso del activo existente.

El proceso de optimización establece, desde una perspectiva ingenieril, cuáles son los activos más eficientes necesarios para producir un nivel específico de servicios, dada la tecnología existente. Todo activo que no contribuya a la provisión del servicio, es decir, a la capacidad operativa de la red, es excluido del valor de la BT, disminuyendo así los precios que deberían pagar los usuarios;

El cálculo del DORC comprende varias etapas:

- Registro detallado de los activos de la firma (cantidad, localización, estado, antigüedad y mantenimiento de los activos)
- Cálculo del costo de reemplazo de los activos
- Cálculo de la depreciación basado en la antigüedad del activo existente (Método Asset Life: vida útil total activo = años uso + vida útil remanente)
- Optimización del sistema: determinar una configuración de redes apropiada teniendo en cuenta factores como uso actual y futuro, seguridad de abastecimiento, capacidad ociosa, activos innecesarios;
- Determinar el DORC;

El objetivo implícito en la elección de este método de valuación se vincula con mantener competitivo el sector. Siguiendo esta metodología y un estimador del WACC de mercado, se podría imitar el resultado competitivo. En este sentido, la valuación debe ser consistente con el precio fijado por un entrante en la industria (ACCC, 1999).

8.3.2 Valor nuevo de reemplazo en su estado actual de conservación (VNR)

A diferencia de la metodología precedente, el método del VNR, sumado a una retribución del capital calculada como una anualidad fija, no requiere fijar un criterio explícito de depreciación. Al calcularse una anualidad en función del horizonte del proyecto (de la concesión o de la vida promedio estimada de los activos) y de la tasa de retorno aprobada, se unifican en dicha anualidad dos conceptos que en la metodología de cálculo de tarifas en función del costo del servicio por período se encuentran separados: la recuperación del valor del activo representada por la depreciación y el retorno sobre la BT. Financieramente, la anualidad fija lleva implícita una depreciación lenta de los activos (menor al inicio y mayor al final) y un retorno acelerado (mayor al inicio y menor al final).

$$CK = COK + CMK = BT_0 \left[\frac{wacc}{1-(1+wacc)^{-VU}} \right]$$

Donde CK es el costo de capital, COK el costo de oportunidad del capital y CMK la depreciación. Considerando un Método Francés de depreciación económica, el costo de capital es una anualidad constante e incluye al costo de oportunidad del capital y la depreciación.

JULIANA REGGI
APODERADA

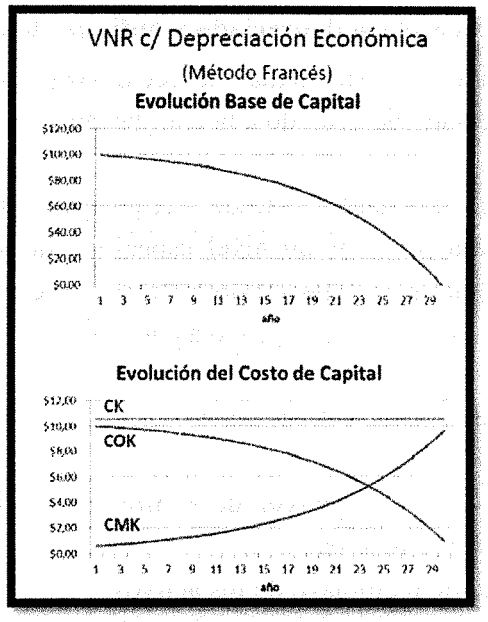


Fig. 7 Valor Nuevo de Reemplazo

Esta es la metodología aplicada en los casos del sector eléctrico en Chile y Perú, en los cuales la remuneración del capital que se incorpora al cálculo del valor agregado de distribución surge de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del "sistema económicamente adaptado".

Este concepto de "sistema económicamente adaptado" se vincula con el de empresa modelo y se define como aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

Esta metodología es incluida en este informe para presentar el panorama teórico de las variantes principales disponibles. Sin embargo, sería de muy difícil aplicación al caso de la RTI de las empresas de gas de nuestro país ya que obligaría no solo a un cambio en el input del modelo tarifario (BT a valor de reposición vs BT contable) sino también cambiar por completo el modelo de cálculo, incluyendo una anualidad fija.

8.3.3 Valor Técnico Residual (VTR) o Valor Técnico Depreciado (VTD)

El cálculo del VTR comprende varias etapas:

- Registro detallado de los activos de la firma necesarios para la prestación del servicio (cantidad, localización, estado, antigüedad y mantenimiento de los activos);
- Cálculo del costo de reemplazo de los activos necesarios para la prestación del servicio a los valores actuales de construcción o compra;
- Cálculo de la depreciación basado en su estado actual de conservación y vida útil remanente del activo existente;
- Determinación del VTR

Este método ha sido utilizado en la actual propuesta de RTI por EDENOR y EDESUR, pero teniendo en cuenta la vida útil regulatoria de cada uno de los activos. Es decir, se valuó la BT como un activo

físico correspondiente a un valor técnico ajustado por depreciación, considerando para esto la vida útil regulatoria.

Esta alternativa es también la que ha sido seleccionada por el ENARGAS para la Auditoría Técnica y Económica de los bienes necesarios para la Prestación del Servicio Publico encargado por Ente, en el marco de la actual Revisión Tarifaria Integral, con el objeto de determinar el valor técnico de los activos utilizados para la prestación del servicio, considerando su estado actual de conservación y vida útil remanente.

La mencionada Auditoría del ENARGAS debería terminar a mediados de Octubre del presente año por lo cual ya estarían disponibles los resultados para ser utilizados a los fines de la valuación de la BT como un activo físico.

8.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS ENFOQUES DE EVALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA

Aunque la preeminencia de un enfoque de valuación no puede considerarse como resuelta, la práctica internacional muestra la importancia de mantener un enfoque una vez adoptado salvo cuando ocurren eventos excepcionales que afecten el orden regulatorio como una privatización o una crisis económica grave y prolongada. El análisis histórico siguiente se vincula fundamentalmente con lo observado en EE.UU., debido a que dicho país muestra una larga historia en materia de regulación de empresas prestadoras de servicios públicos.

- EE.UU.

En Norteamérica, la determinación del enfoque de valuación observa diferentes períodos. En una primera etapa, iniciada a finales del siglo XIX culminando en los años cuarenta del siglo pasado, el papel principal en la materia estuvo en manos de la justicia. La imposibilidad en que regulador y regulado llegaran a un acuerdo respecto al esquema de valuación a adoptar, llevó a que esta decisión llegara recurrentemente a las cortes, para allí determinar un criterio particular.

El primer fallo de la Corte Suprema de Justicia (CSJ) corresponde al caso Smyth vs. Ames (1898). Este caso estuvo originado en una disputa sobre tarifas en el transporte ferroviario. La Corte Suprema introduce una serie de criterios que deben ser respetados en el momento de evaluar la BT, que incluían:

- El costo de construcción original, como también los montos gastados en mejoras.
- El monto y el valor de mercado de los bonos y las acciones.
- Valor presente.
- Capacidad (probable) de ganancias.
- Gastos operativos.

Sin embargo, los criterios introducidos por el fallo generaban una serie de inconvenientes que volvían imposible su utilización. En particular, se presentaba un problema de circularidad en el momento de calcular simultáneamente la capacidad de obtener ganancias con el valor de mercado de los bonos y las acciones de la firma.

JULIANA REGGI
APODERADA

A partir de dicho caso el debate se centró en las ventajas y desventajas asociadas con los métodos históricos y de reposición. Dicho debate se producía en un contexto económico donde se observaban fuertes variaciones en los precios. Algunos autores comprobaron estadísticamente la existencia de correlación entre el criterio de valuación de activos propuesto por firmas y reguladores, y la tendencia en el precio de los bienes de capital.[6]

Cuando la revisión tarifaria se desarrollaba en un contexto de deflación (como ocurrió en el período de la gran depresión de los años 30), se incrementaba el interés del regulador en fijar el criterio de reposición como aquel que debía prevalecer, a fin de reducir las tarifas. Lógicamente, en dicho contexto las empresas favorecían al criterio de costos históricos. En contextos con una tendencia al alza de precios, las compañías se inclinaban por favorecer el criterio de valuación al costo de reposición, mientras que el Regulador optaba por la variante de costo histórico. [7]

La etapa judicial termina con el fallo en el caso Hope (1944), a partir de éste se establece una presunción a favor del regulador en materia de determinación del método de valuación de la base tarifaria. La resolución impuesta no especificó ningún esquema particular para la determinación de la BT, ***imponiendo como único criterio a seguir que el regulador debe considerar la tarifa final que surge del proceso de valuación más que la teoría con que ésta será determinada***. Desde entonces, en la mayoría de los casos que siguieron el esquema utilizado por el regulador fue el de costos históricos.

- Gran Bretaña

En el caso de Gran Bretaña, como se planteó anteriormente, el esquema de costos históricos no podía ser aplicado: el valor en libros de la firma a privatizar no reflejaba su verdadero valor. De esta forma, la utilización de la valuación a precios de mercado surgió como forma de impedir ganancias extraordinarias. Sin embargo, independientemente del criterio adoptado inicialmente, la determinación de la BT no fue considerada como importante. Solo se consideraba como relevante, desde un punto de vista regulatorio, la introducción de un esquema de incentivos. Pese al desinterés inicial, el tema surge como destacado en el momento de la Revisión Tarifaria Quinquenal. Allí es donde realmente se comienza a discutir sobre el criterio a seguir, observándose las siguientes especificidades por sector:

- Telecomunicaciones: El método de costos históricos fue utilizado en las 2 primeras revisiones (1988-92). En la tercera revisión se cambia hacia el método de Valuación a Costo Corriente, una variante de la valuación a costos de reposición.

- Gas: Al no existir acuerdo entre la empresa (BG) y el regulador (OFGAS) sobre el método más conveniente, el tema pasó a la Monopolies and Mergers Commission (MMC) quien finalmente opta por el de valuación a precios de mercado (es decir a partir de lo efectivamente pagado en la privatización). Este método comienza a utilizarse a partir de 1991.

[6] Grout, P. y A. Jenkins (2001). Regulatory Opportunism and Asset Valuation: Evidence from the US Supreme Court and UK Regulation. CMPO Working Paper Series N°01/38.

[7] Al respecto véanse los casos "Los Angeles Gas & Electric Corp vs. Railroad Commission"(1933) y "California Railroad Commission v. Pacific Gas & Electric Co." (1938).

- Agua: En la práctica, la valuación consideró el valor (promedio) de las acciones en los primeros 200 días (desde la privatización).

- Electricidad: Se utilizó el valor de cotización en el momento de la privatización. En el caso de las empresas regionales, a dicho valor se le adiciona un 15% (cifra que alcanzaba la valuación a costos corrientes de la firma).

- Trenes: Valor de cotización en el momento de la privatización.

A partir de la breve reseña introducida se podría plantear que, aún en los países con mayor historia regulatoria, se han evidenciado cambios de reglas y fluctuaciones en la determinación de los esquemas de valuación a través del tiempo. En particular, resulta relevante señalar los fuertes incentivos al oportunismo que encuentran su origen en las características de los activos regulatorios y su incidencia tarifaria. Este oportunismo puede ser bilateral (tanto para los reguladores como para las firmas), como ha sido corroborado en la experiencia norteamericana.[8]

El análisis de esta evidencia no busca de ningún modo sugerir que la discrecionalidad deba ser considerada como conveniente, sino que resulta útil para ilustrar las dificultades que enfrentan las partes para establecer un esquema de valuación a ser utilizado a lo largo de todo el período relevante.

En teoría, es recomendable que la elección del esquema de valuación sea única y realizada al inicio. Sin embargo, dadas las circunstancias cambiantes en que se desenvuelve la regulación, un método puede ser más conveniente que otro en un período; para luego volverse desventajoso. Si bien lo anterior incita a la renegociación, ésta a veces se presenta como la mejor alternativa cuando el esquema planteado no arroja resultados aceptables para las partes.

En el contexto argentino post devaluación, las opciones extremas de no renegociación eran[9]: mantener las reglas contractuales previas en cuanto al ajuste de las tarifas según el tipo de cambio, lo cual hubiera resultado en aumentos de tarifarios insostenibles (probablemente superiores a los precios de un monopolio libre); congelar las tarifas en pesos indefinidamente, lo cual, además de los problemas jurídicos derivados de los tratados de protección de inversiones, impediría la sostenibilidad del servicio en el largo plazo, aumentando el costo de oportunidad de nuevas inversiones. En la práctica se optó por una de las soluciones extremas (congelamiento indefinido) con el consiguiente impacto en materia de inversiones en el sistema de gas natural.

En tal marco, la opción de la renegociación de los contratos era efectivamente una alternativa superior para ambas partes.

La opción del congelamiento indefinido adoptada en el pasado aumenta hoy la relevancia de elegir el método de valuación que más estimule las nuevas inversiones, de manera de aportar sustentabilidad al sistema en el largo plazo. Cabe destacar que entre los dos enfoques analizados, el que valúa la base tarifaria como Activo Físico es aquel que más promueve las inversiones ya que está orientado a

[8] Grout, P. y A. Jenkins (2001), op. cit.
[9] Gerchunoff, P.; Greco, E.; y Bondorevsky, D. (2003). "Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002". Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social – ILPES. CEPAL. Serie Gestión Pública N°34. Santiago de Chile.

JULIANA REGGI
APODERADA

mantener la capacidad productiva de la empresa. Este principio es el contenido en las Actas Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia, tal como se verá seguidamente.

8.5 COMPARACIÒN DE LOS ENFOQUES DE VALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA

De lo expuesto hasta aquí se evidencia la presencia de dos grandes enfoques: uno financiero y otro asociado al costo de reposición de la capacidad productiva. El primero muestra como principal preocupación el proteger el valor de la inversión, mientras que el segundo trata de mantener la capacidad productiva de los activos.

Tabla 2 Rasgos relevantes de los enfoques de valuación de la BT

Concepto	Enfoque activo financiero	Enfoque activo físico
Retorno de capital	Representa un retorno del capital invertido	Representa un cargo para reemplazar los activos
Indexación	Sí, ajusta por cambios en el poder de compra general de la moneda	Contabilizado vía costos de reemplazo
Activos redundantes	No forman parte del enfoque, pero en la práctica se eliminan de la BT	Considerado vía la revaluación periódica.
Nuevos Activos	Inversiones a ser incluidas en la BT	Contabilizados vía revaluación periódica.

Fuente: Elaboración propia en base a IPART (1999)

En términos teóricos, aunque no existe a priori una correspondencia exacta entre método de valuación de activos y esquema de regulación, numerosos autores plantean las ventajas de asociar el esquema de valuación basado en el costo de reposición con los *sistemas de incentivos* como el utilizado en nuestro país; destacando las desventajas –en términos de incentivos- de las metodologías que se hallan cimentadas en la aplicación del esquema basado en costos históricos (o alguna de sus variantes). La adopción de esquemas regulatorios con alto poder de incentivos (en términos de estimular el aumento de la eficiencia productiva) adaptaba mejor con los sistemas de valuación más prospectivos, como las metodologías de valuación en función de costos de reposición optimizados más modernas. Sin embargo, en la práctica no existe una asociación clara entre metodologías de valuación y sistemas de regulación.

De hecho, es común observar la adopción de mecanismos de regulación de características similares en cuanto al esquema de incentivos pero con diferentes enfoques de valuación de activos. Dentro de un primer grupo (esquemas de valuación de tipo financiero conviviendo con sistemas de regulación basado en incentivos) se observa lo actuado en Gran Bretaña y en algunas revisiones tarifarias en Australia; mientras que lo observado en Perú, Chile y Nueva Zelanda se engloba dentro de un segundo grupo (esquemas de valuación a costo de reposición con sistemas regulatorios basados en incentivos).

En lo que sigue se introduce las principales ventajas y desventajas asociadas con ambos métodos en condiciones regulatorias normales. Es decir sin introducir los aspectos especiales de lo que sucede con cambios bruscos de titularidad (como en el caso de una privatización) o luego de varios años de tarifas insuficientes como resulta actualmente en el caso Argentino. Estos puntos se tratan en la Sección siguiente.

Tabla 3 Comparación de Métodos de Valuación

Enfoque	Ventajas	Desventajas
Activo Financiero	• Preserva el poder de compra de la inversión original • Provee un valor de activos fácilmente auditable • Provoca escasa incertidumbre regulatoria, dado que la base tarifaria al final de cada período regulatorio es utilizada como valor inicial de los activos del siguiente período (con los correspondientes ajustes por actualización)	• No relaciona las decisiones de inversión (monetarias y físicas) • Preserva el valor del capital independientemente del grado de obsolescencia técnica y geográfica • Menos incentivos a la inversión eficiente • Difícil aplicación en un contexto en que no hay índices de precios locales y confiables • Mayor conflictividad por la falta de índices de precios locales y confiables
Activo físico	• Asegura el incentivo a las inversiones por considerar su valor de reposición • Orientada a mantener la capacidad productiva de la firma • Permite ajuste por obsolescencia técnica o ante decisiones de inversión erróneas • Promueve la entrada de competidores "eficientes" (aquellos utilizando tecnologías óptimas) • Permite trasladar a los usuarios los beneficios del avance tecnológico • Puede incluir activos financiados por usuarios en caso de resultar justo y conveniente para la sustentabilidad del sistema • Evita la necesidad de utilizar índices de precios poco confiables y la conflictividad asociada.	• Podría introducir mayor volatilidad en las tarifas • Mayor exposición al "oportunismo regulatorio". • Caso de empresas privatizadas: ganancias (pérdidas) de capital si el VNR es mayor (menor) que el valor pagado por la firma

Fuente: elaboración propia en base a IPART (1999)

En el momento de elegir un método de valuación particular, no existe consenso respecto de un enfoque o metodología que pueda considerarse como superior: las diversas ventajas y desventajas requieren un análisis caso por caso para poder obtener conclusiones más robustas.

Este tipo de análisis en el particular contexto en que se desarrolla la presente RTI en nuestro país lleva a la preferencia por una valuación como Activo Físico debido que por un lado permite impulsar inversiones eficientes y optimizadas y por otra parte permite eludir la dificultad de una valuación contable en una situación de largos años en los cuales se carecen de índices de precios locales confiables.

JULIANA REGGI
APODERADA

9. MODELO PROPUESTO DE VALUACION DE LA BASE TARIFARIA PARA CONTEMPLAR LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO Y EQUIDAD

9.1 METODOLOGÍA DE EVALUACION MÁS CONVENIENTE LUEGO DE 14 DE AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA

Como hemos visto a lo largo del presente trabajo, resultó razonable que en la Metodología Detallada de la Segunda Revisión Tarifaria de Gas Natural, el ENARGAS haya adoptado una evaluación de la BT como activo financiero a partir de lo efectivamente pagado en la privatización sumando inversiones y restando depreciaciones y, para neutralizar posibles conductas especulativas, estimar una valuación técnica para finalmente definir la BT como el valor mínimo de los dos.

Para la presente Revisión Tarifaria, las Actas Acuerdo y los Acuerdos Transitorios que han surgido de la Renegociación de Contratos entre las Licenciatarias y el Otorgante, dispusieron la realización de una Revisión Tarifaria Integral, detallándose entre las pautas básicas, la posibilidad de una valuación de la BT como activo físico, cuando expresamente dispone en el Punto 12.7 del Acta Acuerdo: *"...Como Criterio General, la Base de Capital de la Licenciataria se determinará tomando en cuenta los bienes necesarios para la prestación del servicio público, considerando lo dispuesto en la Cláusula Décimo Sexta del presente instrumento. Para la valuación de dichos bienes, se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el contrato de licencia como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes."*

El ENARGAS es la Autoridad de Aplicación del Acta Acuerdo, lo cual lógicamente comprende la facultad de interpretar sus términos y alcance para el ejercicio de la competencia que en tal sentido le ha sido otorgada.

Luego de más de 14 años de congelamiento y tarifas muy por debajo de los valores que permitan realizar inversiones a un ritmo normal, la base tarifaria evaluada en forma contable no permitiría alcanzar un nivel tarifario que incentive la realización de inversiones por parte de las Licenciatarias.

En este contexto, el análisis de los posibles enfoques realizado en la Sección precedente demuestra claramente la conveniencia de adoptar una valuación como activo físico de la BT, siendo la valuación contable meramente un valor de referencia.

9.2 INCIDENCIA DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN EN LA TARIFA FINAL A LOS USUARIOS

Ha quedado establecido en este trabajo los beneficios para la sostenibilidad futura del sistema de gas natural y para la obtención de una industria de redes moderna y eficiente la evaluación de la BT como un activo físico. El hecho de no considerar una BT contable, aprovechando los efectos de las bajísimas tarifas de la última década tiene sin duda una influencia sobre los niveles tarifarios de transporte y distribución. Sin embargo, es importante considerar cuál sería el efecto sobre el usuario final teniendo en cuenta que la participación en la tarifa final a los usuarios de los distintos

segmentos que la componen: a) Precio del Gas, b) Tarifa de Transporte, c) Tarifa de Distribución y d) Impuestos.

Las Tablas siguientes muestran para usuarios del Gran Buenos Aires que consumen 1000, 1200 y 2000 m3/año las tarifas establecidas en los cuadros tarifarios del ENARGAS de los años 2015 y 2016 y las participaciones porcentuales de las distintas componentes en la tarifa final.

Surge de la observación de estas tablas que aproximadamente el 50% de la tarifa final está conformada por el precio del gas en boca de pozo y el 28 % por impuestos. Esto quiere decir que apenas un 20% de la tarifa final corresponde al sector regulado de transporte y distribución.

Resulta muy claro que considerar la BT de estos segmentos de forma de asegurar la evolución sostenible y eficiente del sistema mediante una valuación como activo físico con la finalidad de promover las inversiones (que solo va a incidir sobre el 20% de la tarifa final) no puede tener un efecto significativo sobre la tarifa final.

Tabla 4 Ejemplo de participación del Gas, el Transporte y la Distribución en la Tarifa Final

RES.3350/2015 TARIFAS PLENAS							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	$ 414	$ 97	$ 226	$ 280	$ 1,018
1200	R3-1	PLENO	$ 814	$ 116	$ 362	$ 491	$ 1,783
2000	R3-4	PLENO	$ 3,176	$ 194	$ 817	$ 1,633	$ 5,820

RES. 3725/2016 TARIFAS PLENAS							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	$ 1,822	$ 329	$ 640	$ 1,061	$ 3,852
1200	R3-1	PLENO	$ 3,797	$ 395	$ 1,023	$ 1,982	$ 7,197
2000	R3-4	PLENO	$ 8,754	$ 658	$ 2,311	$ 4,572	$ 16,297

Aumentos 2016/2015							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	340%	240%	183%	278%	278%
1200	R3-1	PLENO	366%	240%	183%	304%	304%
2000	R3-4	PLENO	176%	240%	183%	180%	180%

JULIANA REGGI
APODERADA

Tabla 5 Participación porcentual de los distintos componentes en la Tarifa Final

Participaciones componentes 2015							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	41%	10%	22%	28%	100%
1200	R3-1	PLENO	46%	7%	20%	28%	100%
2000	R3-4	PLENO	55%	3%	14%	28%	100%

Participaciones componentes 2016							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	47%	9%	17%	28%	100%
1200	R3-1	PLENO	53%	5%	14%	28%	100%
2000	R3-4	PLENO	54%	4%	14%	28%	100%

10 CONCLUSIONES

De los análisis realizados en este informe surgen las siguientes Conclusiones.

- Existen dos metodologías de evaluación de la BT: la evaluación como activo financiero o contable y la evaluación como activo físico.
- Ambas metodologías son utilizadas internacionalmente y en nuestro país de acuerdo con experiencias históricas y situaciones coyunturales.
- La Ley de Gas no impide adoptar una u otra de las metodologías mencionadas precedentemente.
- El sistema argentino de gas natural vivió 9 años bajo la convertibilidad y 14 años en emergencia económica. Resulta evidente que cualquier revisión tarifaria que deba hacerse luego de semejante alteración de lo dispuesto por la Ley del Gas del año 1992, además de ser necesariamente una Revisión Tarifaria Integral, debe tener pautas básicas que han surgido de la renegociación de contratos y que no impiden la utilización de una valuación de la BT como activo físico sino que lo impulsarían desde el punto de vista de la incentivación de las inversiones.
- Como consecuencia de la prolongada falta de actualización de tarifas, la Base Tarifaria de las Licenciatarias disminuye notablemente. En el límite, de continuar esta situación durante el número de años de vida útil de las instalaciones, la Base Tarifaria tendería a 0 y la tarifa solo retribuiría costos operativos. Esta situación, resulta en un doble castigo para las Licenciatarias ya que no solo no recibieron las tarifas que les hubieran correspondido en el pasado, sino que como consecuencia de ello tampoco recibirán una retribución razonable por sus activos en el estado actual ya que la depreciación contable no refleja razonablemente el valor actual de los mismos, su estado de mantenimiento ni su vida útil remanente real. En un caso extremo donde la Base Tarifaria tendiera a cero y la tarifa solo remunerara operación y mantenimiento, las posibilidades de inversión en el sistema serían las siguientes: a) Inversión a realizar por las Licenciatarias como factor K o b) Inversiones realizadas por el Estado o por terceros.

- En el caso de las inversiones como factor K, los proyectos deben ser propuestos por las Licenciatarias y aceptados por el ENARGAS en el momento de la revisión tarifaria. En las condiciones actuales lo más probable es que las Licenciatarias no presenten proyectos K[10] y aún si lo hicieran no reflejarían necesariamente la dinámica de un sistema donde los cambios tecnológicos en los sistemas de medición y los cambios en los patrones de producción (gas no convencional, importación de GNL, inversión de flujo en los gasoductos) y demanda requieren flexibilidad en la definición y ejecución de los proyectos que optimicen en cada momento el sistema.

- En cuanto a las inversiones realizadas por el Estado o por terceros se aplican las mismas limitaciones anteriores con el agravante de que no existen incentivos a la realización de obras más económicas para la sociedad y, peor aún, en muchos casos existen incentivos en sentido contrario. Este sistema de inversión estatal fue precisamente el ejecutado por el gobierno anterior bajo la forma de fideicomisos que resultaron en obras costosas, y no siempre justificadas por la evolución de la oferta de gas.
- Si la tarifa de transporte y distribución permitiera la realización de "expansiones a tarifa", es decir que la tarifa permitiera el pago del financiamiento para la realización de la expansión, el sistema iría evolucionando en forma óptima siguiendo las variaciones de los patrones de oferta y demanda de gas natural.
- En el pasado distintos autores han mencionado la posibilidad de crear un "activo regulatorio" para tener en cuenta aquellas obras que fueron financiadas por los gobiernos como consecuencia de la notoria falta de actualización tarifaria de las compañías, y que resulta claro, que estas deberían haber hecho con sus ingresos si estos hubieran sido suficientes. Si como caso extremo una Licenciataria tuviera todos sus activos bajo estas condiciones, y no se considerara este "activo regulatorio", la empresa no tendría ninguna retribución por las mismas y correría con todo el riesgo de la operación de las mismas sin tener ninguna retribución.

- Las Licenciatarias cargan con toda la responsabilidad por cualquier accidente en las obras cedidas o financiadas por terceros, por imagen de marca, reputación nacional e internacional, aporte de know-how, capital de trabajo, capacidad de operación disponible, la necesidad de realizar inversiones para la expansión vegetativa, etc. Se desprende de este análisis que existen dos posibilidades de evaluar estos factores: i) una BT específica correspondiente a la valuación técnica de las obras cedidas o financiadas por terceros (que se incorporen como Activo Regulatorio sin depreciación), con una tasa de rentabilidad específica y diferente de la general o ii) o una BT que incluya parte de las obras cedidas o financiadas por terceros con una tasa de rentabilidad regulada única. La valuación de la parte de las obras cedidas o financiadas por terceros podría realizarse de tal modo de obtener el mismo valor que surgiría de la alternativa i).
- Existe un inconveniente adicional a la valuación contable de la BT: requiere el uso de índices de actualización oficiales. Los índices oficiales locales no son representativos de la inflación

[10] La inversiones por el mecanismo de factor K son recuperadas vía tarifa a largo plazo una vez que las obras están habilitadas, por lo que requieren de un financiamiento hoy no accesible para las compañías. Esta situación podría cambiar si se consideraría un período de repago inferior como fue utilizado en el caso de los fideicomisos para las inversiones de transporte.

JULIANA REGGI
APODERADA

y/o variación de costos, tal como surge de la emergencia estadística y los mismos considerandos del Decreto N° 55/16.

- Además, si el Ente ajusta con los índices locales, la discrecionalidad en que incurrirá pondrá en duda la principal ventaja del criterio del costo histórico: preservar el poder de compra de las inversiones para estimular nuevas inversiones.
- La evaluación de la BT como un activo físico al responder al costo marginal de expansiones de largo plazo permitiría retomar el ciclo virtuoso de las expansiones eficientes "a tarifa" del sistema de transporte y distribución y contemplar los "activos regulatorios" de las Licenciatarias.
- Las últimas Actas-Acuerdo firmadas por las Licenciatarias incluyen el concepto de que las tarifas deben alentar las inversiones en el sistema. La evaluación contable de la BT no cumple con esta condición ya que debido a los años de congelamiento tarifario la BT contable arrojaría valores muy bajos que impedirían obtener tarifas capaces de remunerar inversiones.
- Luego de 14 años de emergencia económica y congelamiento tarifario para obtener inversiones y un sistema sustentable resulta conveniente adoptar una valuación como activo físico de la BT, siendo la valuación contable meramente un valor de referencia.

Dr. Ing. Raul Bertero

QUANTUM

INFORME TECNICO SOBRE METODOLOGIAS DE DETERMINACION DE LA BASE DE ACTIVOS REGULATORIA

Revisión Tarifaria Integral de
Distribución de Gas Natural en Argentina

VERSION FINAL

Noviembre
2016

JULIANA PEGGI
APODERADA

QUANTUM

Índice

1. INTRODUCCIÓN 3

2. BASE DE CAPITAL 3

2.1. EL MÉTODO CONTABLE 4

2.2. EL MÉTODO FINANCIERO 5

2.2.1. Modelo Prospectivo 6

2.2.2. Modelo Retrospectivo 6

2.3. EL MÉTODO DEL CAPITAL FÍSICO 7

3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 9

1. Introducción

Las empresas de servicios públicos por redes son monopolios naturales de capital intensivo. Por ello la mejor manera de organización industrial consiste en la implementación de monopolios regulados, donde los costos de prestación del servicio son menores cuando existe una única empresa que cuando más de una empresa compiten en una misma área geográfica.

La regulación consiste en adjudicar exclusividad a la empresa prestadora para evitar la competencia predatoria en zonas de mayor rentabilidad, limitar el precio del servicio para evitar abuso de la posición dominante y, para el caso de la regulación por incentivos, controlar que la calidad del servicio sea al menos igual a los estándares establecidos por el regulador.

Los activos afectos a la concesión se caracterizan por su importante participación en los costos de prestación del servicio alcanzando aproximadamente un 50% en una empresa madura de distribución de gas natural.

Otra característica importante de estos activos es su extensa vida útil (por ejemplo; 45 años para gasoductos) y su imposibilidad económica de reubicación, es decir, una vez que una inversión fue realizada o "hundida": retirarla implica un costo mucho mayor que el valor de los materiales recuperados. Este fenómeno agrega un riesgo cierto de recupero de la inversión en el largo plazo.

La dinámica de una relación adecuada entre el regulador y la empresa consiste en la realización de inversiones prudentes y eficientes por parte del concesionario, seguida por el reconocimiento justo de dichas inversiones en la base de activos. Esta señal por parte del regulador genera confianza que alienta futuras inversiones. Es decir que la correcta remuneración de los activos hundidos tiene por objeto no solo reconocer la inversión inmovilizada por una cuestión de justicia, sino además generar las condiciones para que se realicen nuevas inversiones. Esto es así dado que los accionistas de las empresas confían que si en el pasado los activos fueron reconocidos adecuadamente, las futuras obras también recibirán el mismo tratamiento.

La regulación por incentivos consiste en la fijación de una tarifa que permanece fija durante un periodo lo suficientemente prolongado para permitir la implementación de programas de eficiencia por parte de las empresas. Las reducciones de costos obtenidas por las empresas luego son transferidas a los consumidores en el siguiente periodo tarifario.

En el momento de la fijación tarifaria corresponde determinar el valor de la base de activos inicial y existen diferentes metodologías para su abordaje.

2. Base de capital

La base de capital se define como el conjunto de activos necesarios para la prestación del servicio regulado. El mismo puede o no estar adaptado a la demanda y se emplea como base para el cálculo del costo de capital a incluir en los requerimientos de

JULIANA REGGI
APODERADA

ingresos. La determinación de la Base de Capital debe tomar en consideración las siguientes premisas:

- **Eficiencia Productiva**: el capital invertido para la prestación del servicio debe ser tal que minimice el costo total compatible con la calidad establecida;
- **Eficiencia Asignativa**: el costo de capital debe reflejar el costo económico de prestación del servicio;
- **Objetividad y Auditabilidad**: definición a partir de elementos objetivos y auditables, reduciendo a su mínima expresión la introducción de juicios de valor subjetivos.

Para la determinación del valor de la base de capital inicial de la concesionaria, existen los siguientes enfoques:

- Contable,
- Financiero
- Capital Físico

2.1. El Método Contable

El método contable consiste en tomar los valores registrados en la contabilidad de la empresa.

Este método tiene la ventaja de que los montos registrados han sido debidamente auditados y se encuentran enmarcados dentro de la técnica contable, la cual garantiza su correcto tratamiento.

El valor registrado en la contabilidad es válido cuando las variables macroeconómicas son estables, es decir, que los precios se mantienen sin mayores variaciones y cuando no se presentan oscilaciones en el nivel de actividad económica, el nivel de empleo y se mantiene una balanza comercial saludable. Los montos registrados en la contabilidad deben cumplir con la condición de reflejar adecuadamente el valor de mercado de los bienes en cualquier momento del tiempo.

El capital contable puede utilizarse como base de capital en países con baja inflación, de lo contrario los costos históricos no serán representativos de los costos de reposición de los activos. Para ser utilizada en el cálculo de tarifas, la Base de Capital Contable debe ser revaluada a precios de mercado, antes del cálculo. Aunque la forma más sencilla de reajustar por la pérdida del poder adquisitivo de la moneda es aplicar fórmulas de indexación que tengan en cuenta la composición de los activos, los valores resultantes no necesariamente son similares a los costos de reposición.

Por ello, cuando existen discrepancias importantes entre el valor real de los bienes y su correspondiente registro, la contabilidad prevé mecanismos de re expresión. Sin embargo esta no es una práctica continua y periódica sino un mecanismo excepcional que se realiza cada cierta cantidad de años cuando se identifica un considerable desfasaje entre los montos registrados y el valor de mercado de los activos, o cuando se necesita el valor de reposición a los fines regulatorios para el cálculo de costo de capital.

A los efectos regulatorios, es de práctica usual ajustar los registros contables históricos aplicándoles índices macroeconómicos que reflejen la variación en los precios de los

insumos que componen la base de activos afectos a la prestación del servicio. Para ello es imprescindible contar con series históricas confiables que abarquen todos los bienes que componen la base de activos desde su fecha de incorporación. Algunos activos tienen más de 40 años de antigüedad.

Por otra parte puede suceder que desde el momento de la compra hasta el momento de la evaluación, el avance tecnológico ponga a disposición otras alternativas mejores (en cuanto a costo / beneficio), por lo que los bienes originales que componen la instalación a evaluar ya no existan en el mercado, o si existen, hayan dejado de ser los más adecuados para cumplir esa función.

Para el caso particular de la actual Revisión Tarifaria Integral para las Distribuidoras de Gas Natural que se está desarrollando en Argentina, la determinación de la base de activos a partir de los valores contables históricos ajustados por índices resulta inadecuada por varios motivos:

En diciembre de 2001, Argentina atravesó una profunda crisis económica y social, seguida por una importante devaluación de su moneda. Desde esta fecha hasta la actualidad se han producido al menos dos devaluaciones importantes más.

- Los índices oficiales, necesarios para el ajuste de los valores históricos, son cuestionados por los técnicos especialistas en la materia y no se recomienda su utilización dada su escasa relación con la realidad.
- Por varios años las importaciones de bienes necesarios para la prestación del servicio has sufrido restricciones generándose distorsiones en el costo de realizar inversiones que componen la base de activos.
- El mercado de empresas contratistas que realizan las obras ha sufrido distorsiones debido a la irregularidad observados en los últimos 10 años. Han pasado años de escases de obras producto del congelamiento tarifario lo cual ha tenido su efecto en los costos de las obras.

2.2. El Método Financiero

El método financiero consiste en la elaboración de un Flujo de Fondos Descontados (FFD) similar a la que se realiza para evaluar proyectos de inversión. La diferencia fundamental es que los ingresos proyectados no son un dato de entrada sino que son justamente la incógnita del problema: El Requerimiento de Ingresos regulado.

El método consiste en montar un modelo de FFD e iterar modificando la tarifa regulada hasta obtener una Tasa Interna de Retorno (TIR) igual a la tasa WACC regulada.

Existe un método financiero alternativo que consiste en determinar el valor de la base inicial en función de la cotización de la acciones de la compañía en el mercado de valores en el momento de la determinación tarifaria. De esta manera se busca liberarse del precio ofertado al momento de la licitación y del análisis retrospectivo. Sin embargo, este enfoque presenta un claro problema de circularidad ya que la cotización de las acciones está fuertemente relacionada con la expectativa de los inversores sobre los flujos que generará la compañía en el futuro. Si los flujos están determinados por el valor de la compañía, se generan procesos espirales ascendentes o descendientes. Si la expectativa en a la suba de tarifas, las acciones cotizaran más y la base inicial será mayor en el siguiente periodo y viceversa.

JULIANA REGGI
APODERADA

Este método convalida las expectativas de los accionistas respecto a los flujos futuros y no requiere valuación exacta de los activos de la empresa. No existe vinculación entre el valor monetario de las acciones y el stock físico. Puede conducir a una remuneración inadecuada del capital, ya sea resultando en tarifas bajas que afecten la sustentabilidad del servicio, o muy altas que resulten por encima del costo económico de la prestación del servicio.

2.2.1. Modelo Prospectivo

Una de las modalidades de cálculo de la base de capital bajo el enfoque financiero consiste en aplicar un criterio "Forward looking".

La base de capital inicial es resultado de la construcción de un flujo de fondos de largo plazo de la empresa, donde luego se ajusta el costo de capital hasta que la tasa interna de retorno (TIR) iguale a la Tasa de Costo de Capital. Aquí aparece un problema de circularidad, ya que el ingreso depende de la tarifa y la tarifa tiene como componente al costo de capital, el cual depende de la base de capital.

Por otra parte es necesario calcular el Valor Final, cuya dificultad de cálculo es similar a la del Valor Inicial.

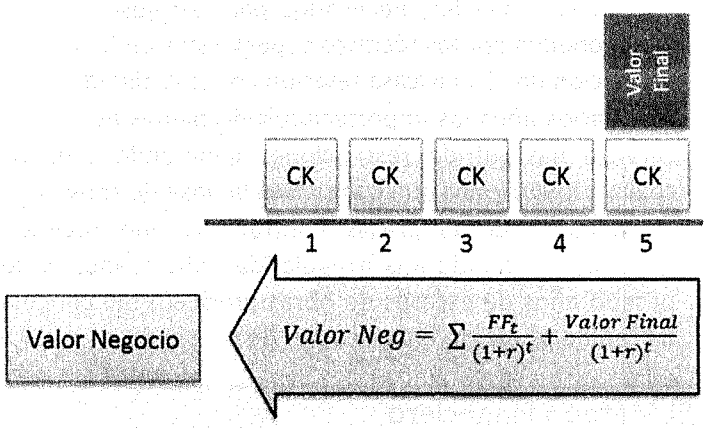


Figura 1 - Valuación financiera

2.2.2. Modelo Retrospectivo

La otra modalidad de cálculo consiste en aplicar un criterio "Backward looking". El cálculo del costo de capital financiero se realiza teniendo en cuenta las sumas invertidas por los accionistas.

Para construir el modelo se debe realizar un análisis retrospectivo para evaluar que parte de la inversión inicial (oferta ganadora en proceso licitatorio) ya ha sido recuperada en los años transcurridos de la licencia, más la inversiones realizadas en ese periodo. Para la proyección se incorporan al FFD los costos operativos, los impuestos y las inversiones futuras. El final del periodo tarifario se coloca el valor residual de la base de activos que quedara remanente para recuperar en futuros cálculos tarifarios. La base residual se calcula como la inversión inicial, menos las depreciaciones y bajas, más las inversiones del periodo.

Si bien el método financiero asegura el recupero de la inversión por parte de los accionistas. La inversión incluye además de las obras realizadas desde el inicio de

operaciones, el precio pagado por la concesión. Este método presenta como desventaja principal, la convalidación del precio ofertado en la licitación que al ser el ganador, es el mayor de todos los propuestos.

La ecuación para determinar la base de capital a partir de la valuación financiera es la siguiente:

$$BC_T = MP \times (1+TCP)^T + \sum_{t=0}^{T}\left[(AC_t - U_t) \times (1+TCP)^{T-t}\right]$$

Donde:

BC_T: base de capital (capital propio) en el año base;
MP: monto pagado por los inversores;
TCP: tasa de costo de capital propio después de impuestos;
T: cantidad de años desde la compra del paquete accionario hasta el año base;
AC_t: aportes de capital realizados en año t anterior al año base T;
U_t: utilidad regulada que hubiese correspondido pagar al accionista en el año t anterior al año base.

Como se puede apreciar en la ecuación anterior, la base de capital considera el valor pagado por los accionistas. Esta modalidad convalida los posibles errores cometidos por inversores al comprar la empresa. Si se equivocaron pagando un monto mayor al valor de los activos la formula corrige el error pues permitirá obtener la tasa de rentabilidad sobre el valor pagado. De igual forma, si pagaron menos que el valor del activo, la rentabilidad a obtener no será en función del valor de mercado de la base de capital, sino al valor pagado.

2.3. El Método del Capital Físico

Este enfoque representa el stock de instalaciones de la empresa y tiene como objetivo mantener la capacidad productiva de la empresa. Todos los activos de la empresa son valorizados, en el momento que se calcula el costo de capital, al precio de compra o reemplazo del mismo bien o de aquel de la tecnología más eficiente disponible en el mercado. Este último concepto significa que se valorizan los bienes que más eficientemente remplazarían los existentes, en contraposición al valor de los activos tal cual existen en operación.

Una de las ventajas de este mecanismo conocido también como valor nuevo de reemplazo (VNR), es que, el valor del activo se ajusta según las condiciones de obsolescencia y avances tecnológicos.

Dentro del enfoque del capital físico, existen distintas metodologías para calcular el VNR, las cuales pueden resumirse en el siguiente cuadro:

JULIANA REGGI
APODERADA

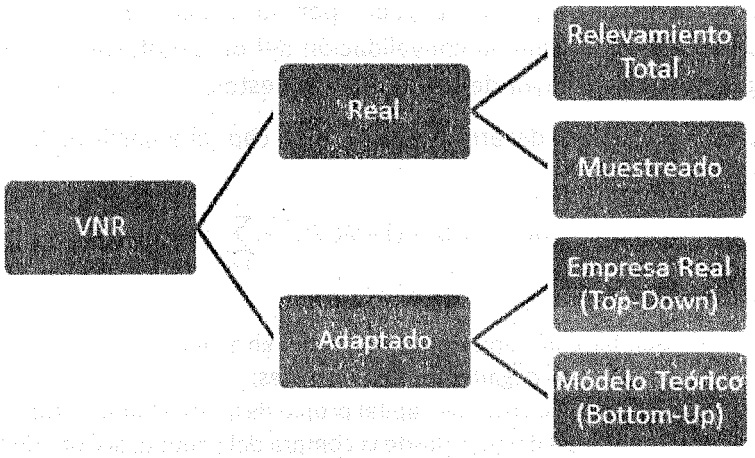


Figura 2 - Alternativas de determinación de la base de activos mediante la valuación física

El relevamiento real de los activos puede realizarse sobre la totalidad de los bienes, tomando como referencia la base contable (solo para indicar existencia del bien) o sobre una muestra, para luego extrapolar los resultados de la misma al total de la empresa. La metodología escogida dependerá de la información que disponga la empresa y del tipo de activo a relevar.

La metodología de VNR adaptado consiste en determinar los activos económicamente eficientes que la empresa debe poseer a fin de brindar el servicio cumpliendo con las exigencias de calidad. Esta red adaptada puede respetar la traza de la red existente pero se ajusta en sus dimensiones a la demanda del período en análisis de manera de minimizar el costo de la misma, o puede recalcularse a partir de las demandas geo-referenciadas y las coordenadas de las calles, para determinar una nueva traza optimizada para brindar el servicio a los mismos clientes reduciéndose el número de activos.

El enfoque de VNR es el más utilizado en las regulaciones de distribución de energía eléctrica de la mayoría de los países Latinoamericanos donde la regulación por incentivos ha sido pionera a nivel mundial.

En distribución de gas natural, esta metodología está tomando relevancia con aplicación en Perú y Colombia, países líderes en regulación en América Latina.

Es importante mencionar un aspecto diferenciador entre el servicio de distribución de energía eléctrica y los servicios de distribución de gas natural y agua potable. El sector de distribución de energía eléctrica es más flexible, desde el punto de vista de remoción de activos y evolución tecnológica de los mismos en relación a los otros sectores. Como la mayoría de la infraestructura es aérea, es razonable que ocurra una permanente optimización donde se evalúan los costos de reposición de un activo ya sea un conductor o un transformador de potencia para adaptar permanentemente la red a la demanda.

En el caso de gas natural en cambio, los costos de reemplazar una cañería enterrada son tan elevados que siempre resulta conveniente instalar el máximo diámetro para la demanda esperada en el largo plazo, aun cuando esa cañería este subutilizada durante los primeros años.

A partir de esto es justificable que la mayoría de los países adopten en el caso de la energía eléctrica una metodología de valuación física de activos sobre una red optimizada a partir de algunos de los mecanismos descriptos anteriormente. En esta línea se encuentran países como la Argentina, Brasil, Chile, Perú, entre otros.

En gas natural en cambio, la metodología de VNR se encuadra en el enfoque de VNR Real de Reposición Depreciado, con auditoria de los inventarios físicos y visitas de campo para los activos visibles (cámaras reguladoras de presión por ejemplo).

Bajo el enfoque de capital físico, los activos se valorizan de acuerdo a los típicos constructivos que los conforman, considerando su valor de mercado sobre la base de precios de Instalaciones y Equipos.

El uso de un banco de precios de materiales y de los costos de mano de obra y el despiece de cada unidad constructiva y sus tiempos de ejecución, permite su valorización.

Para el sector eléctrico y dada la dinámica transformación de la red, la tecnología presente en los típicos suele corresponder con aquella que en la actualidad emplea la industria o que se identifica como lo más apropiado y eficiente para el servicio desde el punto de vista de las prestaciones del bien y su costo asociado (Valor nuevo de reemplazo).

Para el gas natural, donde la configuración de la red es mayormente estática, la consideración de la tecnología real de las instalaciones implica la valuación de los activos por el criterio de Valor Nuevo de Reposición.

Sobre los costos directos correspondientes a materiales, mano de obra y servicios, se agregan los costos indirectos que cubren costos relativos a: Almacenamiento y transporte de materiales, Ingeniería de los proyectos, Imprevistos, Intereses intercalares, Estructura y beneficio del contratista, entre otros.

3. Conclusiones y Recomendaciones

Existen diferentes métodos para la determinación de la base de activos que se utilizará en el cálculo de tarifas de distribución de gas natural actual.

El método contable requiere de condiciones macroeconómicas estables durante prolongados periodos de tiempo y de índices confiables para el ajuste de los valores históricos. Por ello, no se recomienda su utilización.

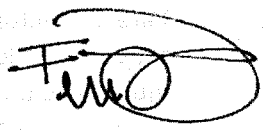
El método financiero retrospectivo asegura el recupero de la inversión por parte del accionista. Por otro lado, para el caso actual, requeriría del análisis de los beneficios/perjuicios obtenidos durante el periodo de congelamiento tarifario para descontar/adicionar los montos correspondientes desde el inicio de la licencia hasta la fecha y así determinar el monto de inversión remanente a ser recuperado por los accionistas. Este método tampoco es aplicable a la presente RTI.

El método de VNR presenta algunas variantes. El método del VNR optimizado resulta relevante para el caso de la energía eléctrica pero es inadecuado por naturaleza a la

JULIANA REGGI
APODERADA

distribución de gas natural. El criterio del valor de reemplazo también resulta inadecuado dada la rigidez propia de activos enterrados.

Por ello se recomienda la utilización del enfoque de VNR Real de Reposición Depreciado. De este modo, no solo se logra el objetivo de remunerar adecuadamente la base de activos existente, sino que se genera el estimula de alentar inversiones dado que el valor de los bienes refleja el costo actual de construcción de los componentes de red futuros.



Fernando Damonte

Director

Quantum S.A.

[redacted]

dbsv

MEMORANDUM

A: DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.
Atn.: Daniel Rivadulla

De: Manuel Goyenechea

Ref.: Informe sobre la Valuación de la Base de Capital

Fecha: 27/09/2016

---

1. OBJETO

A raíz de la Revisión Tarifaria Integral (en adelante "RTI") que se debe llevar a cabo en el marco del **"Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural"** suscrito el 1º de septiembre de 2009 entre el Estado Nacional y DISTRIBUIDORA GAS CUYANA S.A. (en adelante el "Acuerdo Integral"), se nos consulta sobre los fundamentos legales que justificarían priorizar la aplicación de una metodología que valúe la Base de Capital de forma tal que se cumpla través de la aplicación de dicho método de valuación con el principio básico de alentar las inversiones establecido en la Ley 24.076.

A su vez se nos consulta acerca del instrumento legal y/o regulatorio que debería implementarse para llevar adelante ese criterio de valuación.

Aclaramos que ciertas consideraciones vertidas en el presente abarcan cuestiones técnicas, contables y económicas que serán respaldadas por informes específicos de técnicos con competencia en la materia. Por ello, de ningún modo este informe puede ser tomado o interpretado como una recomendación económica o financiera.

A su vez, aclaramos y adelantamos que el Acuerdo Integral contempla dos metodologías/criterios a los fines de valuar la Base de Capital para la realización de la RTI. El primero de ellos consistente en tomar el costo histórico de los bienes, ajustándolo por índices que reflejen la variación de costos, neto de bajas y depreciaciones ("Costo Contable Ajustado"), y el segundo de ellos consistente en tomar el valor actual de los bienes de capital, teniendo en cuenta su estado actual de

JULIANA REGGI

conservación ("VNR Depreciado"). En ese contexto, a través de este informe se exponen cuáles serían los argumentos legales que justificarían -en el contexto actual del sector energético argentino- la aplicación de la metodología del VNR Depreciado por sobre la metodología basada en el "Costo Contable Ajustado".

2. ANTECEDENTES

2.1 . El Acuerdo Integral.

El 1º de septiembre de 2009 el Estado Nacional suscribió con DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. (en adelante GAS CUYANA) el Acuerdo Integral que tenía como objeto básicamente: (i) implementar en forma inmediata un régimen tarifario de transición (el "Régimen Tarifario Transitorio"); (ii) aplicar durante ese período de transición un Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) que permitiera a las empresas trasladar sus mayores costos a tarifa; y (iii) llevar a cabo un proceso de revisión tarifaria integral (en adelante la "RTI") que debía culminar el día 30 de septiembre de 2009 con la sanción de un nuevo régimen tarifario de tarifas máximas quinquenales que respetara los principios estipulados en La Ley del Gas (Ley 24.076)[1].

Luego de haber transcurrido más de **7 años** desde la firma del Acuerdo Integral ninguna de las obligaciones asumidas por el Estado Nacional han sido cumplidas por el Estado Nacional, quién recién el día **01/04/16, mediante resolución MINEM nro. 31/16,** instruyó al Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) a llevar adelante *"...el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las Licenciatarias en el marco de lo dispuesto en la Ley N° 25.561, sus modificaciones y complementarias".*[2]

Si bien a través de esta resolución el plazo para finalizar la RTI debía ocurrir a más tardar el 31/03/17, a través de la Res. nº 129/16 el Ministerio de Energía y Minería instruyó al ENARGAS a *"adoptar las medidas necesarias a los efectos de concluir antes del **31 de diciembre de 2016**"* el referido proceso de Revisión Tarifaria Integral (más de 7 años después del plazo fijado contractualmente).

De esta manera, para esa fecha (31/12/16) el Estado Nacional (a través del ENARGAS) debería haber llevado adelante y concluido el proceso de RTI previsto en el Acta Acuerdo.

---

[1] El Acuerdo Integral fue ratificado por el Poder Ejecutivo Nacional mediante el Decreto Nº 483/2010 (B.O. Nº 31.883 de fecha 15/4/10), previa intervención de la Procuración del Tesoro de la Nación (Conf. dictamen previsto en el art. 8 del Decreto nº 311/03), la Sindicatura General de la Nación (conf. Art. 14 de la Resolución Conjunta Nº 188/03 del ex Ministerio de Economía y Producción y Nº 44/03 del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios), y de la Comisión Bicameral de Seguimiento del Honorable Congreso de la Nación (conf. art. 20 Ley Nº 25.561 y art. 4 nº 25.790).

[2] Art. 1º de la Resolución del Ministerio de Energía y Minería Nro. 31/16 (BO 01/04/16).

2.2 El proceso de RTI. Criterios para la valuación de la Base de Capital (BC).

A través del Acuerdo Integral el Estado Nacional se obligó, entre otras cosas, a llevar a cabo un proceso de RTI del cuál resultaría un nuevo régimen quinquenal de tarifas máximas que respetara las pautas y parámetros fijados en la Ley del Gas y en el propio Acuerdo Integral.

Una de las pautas que se debían tomar en cuenta para llevar adelante el proceso de RTI era la pauta vinculada a la determinación de la Base de Capital de la distribuidora, para lo cual, en forma previa a su determinación, el Acuerdo Integral establecía que el ENARGAS debía establecer los criterios a seguir para determinar esa Base de Capital.

Así lo establecía el primer párrafo del punto 7 de la cláusula 12 (en la que se describían todas las pautas a ser tenidas en cuenta para llevar adelante el proceso de RTI) que indicaba que *"...el ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de la firma del presente instrumento,* ***los criterios para la determinación de la Base de Capital*** *y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL"* (lo subrayado es nuestro).

De esta manera vemos como el Acuerdo Integral delegaba en el **ENARGAS** la facultad para **fijar el criterio para determinar la Base de Capital** a aplicar en la RTI.

Esa facultad para establecer el criterio a seguir para determinar la Base de Capital no era una facultad discrecional del ENARGAS, sino que estaba sujeta a una serie de parámetros enunciados en la propia cláusula 12.7 del Acuerdo Integral y que eran básicamente los siguientes:

(i) Debía respetar como **"criterio general"** que la Base de Capital se determinara tomando en cuenta los *"Bienes necesarios para la prestación del servicio público"*[3].

(ii) Para realizar la valuación de esos bienes debía considerar: (i) el **valor inicial de esos bienes** al comenzar el Contrato de Licencia, como también aquel

[3] De acuerdo a la definición que daba el Acuerdo Integral, los "BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO están representados: (i) por los ACTIVOS definidos precedentemente (que son los activos tangibles transferidos a la Licenciataria por la ex empresa Gas del Estado de acuerdo con el Contrato de Transferencia); (ii) todas las ampliaciones, agregados, mejoras, reemplazos, renovaciones, sustituciones e incorporaciones hechas a los ACTIVOS durante el término de la LICENCIA; y (iii) otros bienes muebles e inmuebles; en los tres casos, en la medida que sean indispensables para la prestación del SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL, y sus características técnicas y económicas sean acordes con una prestación eficiente del servicio. (cfr. Parte Segunda del Acuerdo Integral, pág. 7).

JULIANA REGGI
APODERADA

correspondiente a incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones; y (ii) el **valor actual de tales bienes**, resultante de aplicar criterios fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado de conservación de esos bienes[4].

(iii) La valuación la debía hacer un especialista contratado y seleccionado por el ENARGAS que debía surgir de una propuesta efectuada por la Licenciataria y aprobado por el ENARGAS; y por último

(iv) La valuación debía hacerse en moneda nacional, considerando la evolución de los índices oficiales y teniendo en miras ***"...el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable"*** (sic)[5].

Dada la relevancia de esta cláusula (en la que se fijan los parámetros para establecer que criterio debe primar para realizar la Base de Capital de la licenciataria) se transcribe la misma a continuación:

> *"12.7. Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de la firma del presente instrumento, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.*
>
> *Como criterio general, la Base de Capital del LICENCIATARIO se determinará tomando en cuenta los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO, considerando lo dispuesto en la Cláusula Décimo Sexta del presente instrumento. Para la valuación de dichos bienes se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el CONTRATO DE LICENCIA, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes.*
>
> *Para realizar dicha valuación técnica el ENARGAS establecerá las bases, el objeto y alcances de la contratación y seleccionará un especialista de reconocido prestigio en la materia, mediante la convocatoria de un Concurso Privado al que se invitará como mínimo a CINCO (5) consultores, que surgirán de una propuesta efectuada por la LICENCIATARIA y aprobada por el ENARGAS. La selección final del Consultor surgirá de la evaluación técnica y económica de las ofertas presentadas que efectúe el ENARGAS no siendo recurrible dicha elección por parte de la LICENCIATARIA.*
>
> *Todas las valuaciones de los bienes se efectuaran en moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la*

[4] Cfr. cláusula 12.7, segundo párrafo, del Acuerdo Integral.
[5] Cfr. cláusula 12.7, cuarto párrafo, del Acuerdo Integral.

economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes. Todo ello debe efectuarse teniendo en miras el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable.

La Tasa de Rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley nº 24.076. A tal fin, ésta deberá ponderar la remuneración del capital propio y de terceros. En la determinación de la remuneración del capital propio, el ENARGAS fijará un nivel justo y razonable para actividades de riesgo equiparable o comparable, que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio. A su vez, para determinar el costo del capital de terceros, el ENTE deberá reflejar el costo del dinero en los términos y condiciones vigentes para la financiación de empresas de servicios públicos."

2.3 La inversión como "principio básico" y objetivo a seguir para realizar la valuación de la Base de Capital.

Conforme se expuso en el punto anterior, en el Acuerdo Integral expresamente se indicó que el criterio por el que se optara para valuar la Base de Capital de la distribuidora debía tener en miras el **PRINCIPIO BÁSICO DE INVERSIÓN**, que era un principio que surgía del marco regulatorio y que *"considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable"*[6].

Recordemos que, de acuerdo a lo manifestado por el Estado Nacional en la audiencia pública celebrada el pasado 16, 17 y 18 de septiembre[7], la falta de estímulos a la inversión en la industria del gas natural de distribución por redes había sido una de las causales que habían llevado a la profunda crisis del sector energético.

Esa "falta de estímulos a la inversión" se contradice con la finalidad tenida en miras por el Acuerdo Integral y la Ley de Gas (y sus normas complementarias), que tienen como objeto fundamental y prioritario alentar las inversiones necesarias para el desarrollo y la prestación eficiente, segura y de calidad del servicio público de distribución de gas.

En efecto, en lo que se refiere al Acuerdo Integral, el mismo contempla el *"principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés*

[6] Cfr. Cláusula 12.7, cuarto párrafo, del Acuerdo Integral.
[7] Audiencia Pública Nro. 83, celebrada durante los días 16, 17 y 18 de septiembre de este año en la Ciudad de Buenos Aires, en la que se trató los nuevos precios del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) y las tarifas transitorias de transporte y distribución hasta la aprobación de los cuadros tarifarios resultantes de la RTI.

JULIANA REGGI
APODERADA

general de alentar inversiones" como uno de los pilares sobre los que se debe valuar la Base de Capital al momento de realizar la RTI.

De igual modo, el Estado Nacional se ha manifestado en diferentes resoluciones recientes (por ejemplo, la Res. MINEM nº 136/15) sobre la necesidad de obtener inversiones de largo plazo, que son en definitiva las que permitirán crear una política energética sostenible y que brinde la seguridad jurídica que el sector de distribución de gas natural demanda para el desarrollo eficiente de su actividad.

En el mismo sentido, la Ley del Gas (a cuyos principios el Estado Nacional debe sujetar su obrar) contempla como uno de los objetivos claves del sistema de transporte y distribución de gas natural la **necesidad de obtener inversiones de largo plazo**.

Así lo dispone el artículo 2.b) de la Ley 24.076 al señalar como uno de los principales objetivos de la política general de regulación del transporte y distribución de gas natural la de "*promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y **alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo***" (el destacado nos pertenece).

Ello se complementa con: (i) la disposición del **art. 41** de la ley en el que se estipula que las tarifas debían ser ajustadas por factores destinados a estimular la eficiencia, y *"al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones"*[8], y (ii) con las disposiciones contenidas en los **artículos 78 y 79** del mismo texto legal en el que se destaca la importancia que tiene la inversión para "valuar" las empresas y garantizar un sistema en *"plena operación y con la incorporación de los adelantos tecnológicos"*.

El mencionado artículo 78 de la Ley de Gas dispone que *"...en los casos de concesiones, los respectivos contratos deberán contemplar que, a su extinción, el concesionario deberá devolver al Estado **un sistema en plena operación y con la incorporación de los adelantos tecnológicos que eviten su obsolescencia y las mejoras que haya incorporado***". (lo resaltado es nuestro)

Por su parte, el art. 79 establece que *"...a los fines de la aplicación de la presente ley la autoridad de aplicación podrá determinar, para cada caso, los criterios de valuación. A tal efecto podrá tenerse en cuenta la rentabilidad, la obsolescencia o la sobreinversión"*.

Como vemos, la directiva es clara a favor de determinar un criterio de valuación de la Base de Capital que aliente las inversiones y los adelantos tecnológicos y que

---

[8] El art. 41 Ley 24076 estipula que: *"En el curso de la habilitación las tarifas se ajustarán de acuerdo a una metodología elaborada en base a indicadores de mercado internacional que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones. La metodología reflejará cualquier cambio en los impuestos sobre las tarifas"*.

permita ajustar esa valuación por la obsolescencia y/o las inversiones erróneas de los concesionarios.

En la misma dirección, el Decreto 1738/92, que reglamentó la ley 24.076, en su art. 2 inc. 5 señala que *"a fin de aplicar la política de libre acceso, el Ente emitirá normas de alcance general que resulten compatibles con tal principio incluyendo: ...Disposiciones que alienten las inversión para incrementar la capacidad del sistema..."*. A través de esta norma se faculta al ente regulador a adoptar las medidas necesarias para alentar inversiones.

De esta manera vemos como: (i) todo el ordenamiento jurídico apunta en la misma dirección, que es la de fomentar la inversión de manera tal de asegurar el abastecimiento energético a largo plazo, y (ii) la inversión resulta -en palabras del propio Acuerdo Integral- el principio básico que el ente regulador debe respetar a los fines de definir el criterio a seguir para valuar la Base de Capital y la tasa de rentabilidad de la distribuidora, de manera tal que esa valuación aliente -tal como lo indican los artículos antes transcriptos- las inversiones que aseguren la plena operación del sistema y la incorporación de adelantos tecnológicos que eviten la obsolescencia del mismo.

3. CRITERIO A SEGUIR PARA REALIZAR LA VALUACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL - VENTAJAS DEL METODO "VNR DEPRECIADO".

Como vimos en el **punto 2.2** de este informe, el Acuerdo Integral establece que para la valuación de los bienes necesarios para la prestación del servicio público se deben considerar dos enfoques de valuación que son: (i) la de tomar el **valor inicial de esos bienes** al comenzar el Contrato de Licencia, como también aquel correspondiente a incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones; y (ii) la de tomar el **valor actual de tales bienes**, resultante de aplicar criterios fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado de conservación de esos bienes[9].

En términos generales, estos son los dos grandes enfoques en materia de valuación de activos regulados: la valuación de la Base de Capital mediante el método de "Costo Contable Ajustado", y el segundo de ellos mediante el "VNR Depreciado".

En el primer caso, lo que se busca es mantener básicamente en el tiempo el valor de la inversión, independientemente de las variaciones tecnológicas que se hayan producido, cuya metodología específica más tradicional es la de la valuación a "costo histórico". Esta valuación implica *"...determinar el valor del activo regulado según el costo registrado (contablemente) al inicio de operaciones. A dicho valor se le adicionan las inversiones realizadas a posteriori (entre revisiones tarifarias), descontando el*

[9] Cfr. cláusula 12.7, segundo párrafo, del Acta Acuerdo.

JULIANA BEGGI
APODERADA

monto correspondiente a depreciaciones. Finalmente, con el objetivo de mantener el valor real de los activos, la base es actualizada al momento de la revisión según la evolución del índice de precios"[10]. El segundo caso ("VNR Depreciado"), representa el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio público, en función a su capacidad productiva en las condiciones de uso y desgaste actual.

Como vimos, el Acuerdo Integral autoriza a utilizar ambos métodos y/o criterios de valuación pero establece que cualquiera sea el método que se utilice, el mismo debe tener en miras *"...el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable"* (sic)[11].

De esta manera, y como vemos, el criterio que finalmente utilice el ENARGAS para realizar la valuación de la Base de Capital debe tener en miras ese principio básico de la inversión, que encuentra su fundamento en lo dispuesto en el Acuerdo Integral y en la Ley del Gas.

Teniendo en cuenta tales premisas y las pautas que surgen del Acuerdo Integral y del marco regulatorio de la industria del gas, consideramos que existen varias razones que podrían justificar que mediante la aplicación de la metodología de "Costo Contable Ajustado" no se cumpliría con el principio básico de inversión y que son las siguientes:

a) Los índices oficiales que se deberían utilizar para ajustar la Base de Capital no son confiables[12] ni son representativos de las variaciones reales de los precios, razón por la cual no permite cumplir con el propio objetivo del método, esto es, mantener en el tiempo el valor de la inversión.

b) Un contexto de alta inflación y de enormes distorsiones en los precios relativos no asegura que las empresas cuenten con recursos necesarios para reemplazar los activos que se deben reemplazar para mantener el servicio aun apelando a índices de actualización mensuales;

c) Adicionalmente, téngase presente que en el caso particular de las distribuidoras, como consecuencia de la vigencia de la Ley de Emergencia Económica y el congelamiento tarifario que rige desde hace más de 14 años, muchas de sus obras no han podido ser realizadas con la tarifa por

---

[10] GRECO ESTEBAN- STANLEY LEONARDO, *"Valuación de Activos, Tarifas e Incentivos: la base de capital en las empresas reguladas y la renegociación contractual"*, pág. 8, junio 2004, CEER, Universidad Argentina de la Empresa.

[11] Cfr. cláusula 12.7, cuarto párrafo, del Acta Acuerdo.

[12] El propio Poder Ejecutivo Nacional, a través del Dec. PEN 55/2016 declaró en "estado de emergencia administrativa" al Sistema Estadístico Nacional y a su órgano rector, el INDEC. Asimismo éste último, hizo reservas de la validez de las mismas, y puso en evidencia la falta de aplicación de los principios básicos de transparencia, profesionalismo, independencia y objetividad, en la elaboración de las estadísticas de la Argentina en la última década.

falta de fondos provenientes de la tarifa, y a raíz de ello, muchas veces esas obras tuvieron que ser realizadas por el Estado Nacional o los estados provinciales, y en muchos casos no están valorizadas en el activo de las empresas por su valor de construcción, tal como hubiera ocurrido normalmente si las empresas hubieran tenido la tarifa que les correspondía de acuerdo a la Ley 24076. De esta manera, vemos como, de aplicarse la metodología de "Costo Contable Ajustado", no se contemplaría a estos bienes dentro de la valuación, a diferencia de lo que ocurriría si se utilizara la metodología de valuación de la "Base de Capital" en función del "VNR Depreciado", ya que esas obras podrían formar parte de los activos eficientes necesarios para la prestación del servicio, independiente si las obras están valorizadas o no como activo por su valor de construcción.

d) Producto de lo expuesto, los valores residuales contables se encuentran subvaluados, no reflejando el valor actual de los bienes, su estado de mantenimiento ni su vida útil, razón por la cual la tarifa resultante no permitiría cubrir los costos hundidos, generándose así el efecto opuesto a la inversión es decir, alentando la subinversión.

Todo ello lleva a que, utilizando este criterio/metodología de valuación de la Base de Capital, resulte sumamente difícil (cuanto no imposible) obtener un valor real del activo que permita dar señales positivas para la inversión.

Por el contrario, existen varias razones que podrían justificar que mediante la aplicación de la metodología de "VNR Depreciado", se cumpliría con el principio básico de inversión, ya que:

a) Al utilizar precios de mercado, el método no se ve afectado por el inconveniente de representatividad de los índices señalado anteriormente.

b) Permite ajustar la Base de Capital teniendo en cuenta la obsolescencia técnica de los bienes, en consonancia con las previsiones de los Arts. 78 y 79 de la Ley 24.076 ya citados precedentemente.

c) Producto de lo anterior, este método de valuación de la Base de Capital provee los instrumentos necesarios para que la tarifa permita incentivar las inversiones necesarias para mejorar la infraestructura del sistema de distribución de gas natural.

4. INSTRUMENTO LEGAL A IMPLEMENTAR LA VALUACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL.

Conforme se expuso en este informe, el Acuerdo Integral suscrito entre el Estado Nacional y la distribuidora contemplaba dos metodologías para realizar la valuación de la Base de Capital, que eran: (i) tomando el costo histórico de los bienes, ajustándolo

JULIANA REGGI
APODERADA

por índices que reflejen la variación de costos, neto de bajas y depreciaciones ("Costo Contable Ajustado"), y (ii) tomando el valor actual de los bienes de capital, teniendo en cuenta su estado actual de conservación ("VNR Depreciado")

También se expusieron las razones que justifican aplicar la segunda metodología por sobre la primera, por ser la segunda, la metodología que con la que mayor precisión se puede realizar la valuación de la Base de Capital de la empresa y, por ende, la que mejor cumple con la finalidad de atraer inversiones que garanticen la sustentabilidad y desarrollo del sistema de distribución de gas.

En lo que se refiere a los aspectos formales de la implementación de esa metodología (VNR Depreciado), consideramos que su implementación debería surgir a través de una instrucción del Ministerio de Energía y Minería de la Nación al ENARGAS para que lleve adelante la valuación de la Base de Capital de las empresas utilizando para ello la metodología VNR Depreciado.

La competencia del Ministerio de Energía y Minería para emitir tal instrucción se desprende del Acuerdo Integral, en la que se designó al Ministerio de Energía y Minería de la Nación (ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios) junto con el Ministerio de Economía y Finanzas como representantes del Estado Nacional para suscribir el Acuerdo Integral, y más concretamente de lo dispuesto en la cláusula 21.2 del Acuerdo Integral, en la que expresamente se delegó en la Secretaría de Energía **(actual Ministerio de Energía y Minería de la Nación)** el dictado de los actos que resultasen necesarios para instrumentar, ejecutar y cumplir las disposiciones del Acuerdo Integral, como sería el caso de la valuación de la Base de Capital de la licenciataria.

MANUEL GOYENECHEA Y ZARZA
ABOGADO
T° 71 F° 833 C.P.A.C.F.

Anexo

6

JULIANA REGGI
APODERADA

Anexo 6.1

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 6.1

Análisis relativo a la valuación de la Base Tarifaria

La Base Tarifaria constituye uno de los elementos fundamentales para determinar los márgenes de distribución y, probablemente aquél donde más influye es el criterio metodológico adoptado por el regulador. Es importante destacar que lo más relevante es reconocer que la Base Tarifaria representa el valor de los activos eficientes necesarios para la prestación del servicio, y por ende la forma de calcularla es una consecuencia de lo evidenciado primeramente.

Existen dos métodos reconocidos internacionalmente para calcular la Base Tarifaria, la valuación como activo financiero o contable y la valuación como activo físico. En todos los países, y aún en el nuestro, la elección por parte de los distintos reguladores del método de valuación fue adaptándose en función de la historia de la regulación del servicio y las situaciones particulares, en el momento de cada Revisión Tarifaria, de modo de evitar conductas especulativas de los inversores y asegurar la sustentabilidad futura del servicio.

En Argentina, el ENARGAS se inclinó en la segunda revisión tarifaria por una valuación financiera o contable, mientras que el ENRE y la mayoría de los reguladores provinciales de electricidad han optado por la valuación de la Base Tarifaria como activo físico.

Base tarifaria como activo financiero

El tratamiento de la BT como un activo financiero implica que se busca mantener en el tiempo el valor de la inversión, es decir que el poder adquisitivo del inversor, implícito en la remuneración del capital, sea constante en términos reales. Ello no significa garantizar un nivel determinado de retorno sino utilizar un mismo criterio de valuación de activos de modo que el valor actualizado de la BT al final de un ciclo tarifario (dado por una revisión tarifaria) sea utilizado como punto de partida para el cálculo de las tarifas del siguiente período.

Con este enfoque la metodología específica más tradicional es la valuación a Costo Histórico. La utilización de esta metodología implica determinar el valor del activo regulado según el costo a que el mismo se registró contablemente en el momento del inicio de operaciones. A dicho valor se le adicionan las inversiones realizadas a posteriori (entre revisiones tarifarias), descontando el monto de depreciaciones correspondientes. Finalmente, con el objetivo de mantener el valor real de los activos, la base es actualizada en el momento de la revisión según la evolución del índice de precios.

Aplicación de la valuación financiera- contable en la situación actual de nuestro país

La excepcional disminución tarifaria tiene una gran incidencia en la forma de valuación de la Base Tarifaria a ser realizada luego de varios años de emergencia económica. Las tarifas notablemente bajas impidieron a las Licenciatarias (varias de ellas en situación de "default") realizar inversiones significativas lo cual llevó a una marcada disminución de su base tarifaria contable. Es decir no solo las tarifas estuvieron por debajo de los valores establecidos en el Marco Regulatorio, afectando notablemente por

JULIANA REGGI
APODERADA

14 años el mantenimiento en el tiempo de la inversión, sino que como consecuencia la base tarifaria seguramente habría sido más alta si esos ingresos se hubieran ajustado de acuerdo a lo dispuesto por la Ley de Gas.

Por otra parte, resulta prácticamente imposible actualizar mediante índices el valor de los bienes en un período tan largo y de tanta distorsión en los precios relativos; y aun si se pretendiera actualizar mediante índices, los índices oficiales para actualizar el valor de los bienes tampoco son confiables a lo largo de gran parte del período en cuestión; y por último, los valores residuales contables no reflejan razonablemente el valor actual de los bienes, su estado de mantenimiento, ni su vida útil remanente real.

Por los motivos enunciados precedentemente es de imposible cumplimiento "el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable.

Base tarifaria como activo físico

La concepción de la BT como un conjunto de activos físicos implica que el objetivo regulatorio es mantener la capacidad de producción de dichos activos. Este enfoque resulta consistente con distintas metodologías de valuación asociadas al costo de reposición o reemplazo de dichos activos. En general, las diversas metodologías requieren determinar el costo actual (a precios de mercado) de reemplazar un activo por otro que pueda brindar el mismo servicio y capacidad. Es por ello que el principal objetivo perseguido por este enfoque se vincula con otorgar un valor a la firma que le permita a ésta mantener la capacidad productiva necesaria para su funcionamiento en forma "eficiente".

Este enfoque busca aproximar las tarifas a los costos marginales de largo plazo que se verificarían en un mercado competitivo, en el cual los inversores asumen riesgos tecnológicos y de oferta y demanda.

En cuanto al funcionamiento "eficiente", se lo asocia con el tamaño de planta (red) "óptimo" y en este sentido, el proceso de determinación de la BT no conlleva solamente la valuación de los activos existentes sino también la exclusión de los activos considerados innecesarios o redundantes.

En términos metodológicos el costo de reemplazo se halla generalmente calculado a partir de la utilización de distintas técnicas, entre las cuales se encuentran las siguientes: DORC (Depreciated Optimised Replacement Cost), VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) y VTR O VTD (Valor Técnico Residual o Valor Técnico Depreciado).

JULIANA REGGI
APODERADA

Valor Técnico Residual (VTR) o Valor Técnico Depreciado (VTD)

El cálculo del VTR comprende varias etapas:

- Registro detallado de los activos de la firma necesarios para la prestación del servicio (cantidad, localización, estado, antigüedad y mantenimiento de los activos);
- Cálculo del costo de reemplazo de los activos necesarios para la prestación del servicio a los valores actuales de construcción o compra;
- Cálculo de la depreciación basado en su estado actual de conservación y vida útil remanente del activo existente;
- Determinación del VTR

Este método ha sido utilizado en la actual propuesta de RTI por EDENOR y EDESUR, pero teniendo en cuenta la vida útil regulatoria de cada uno de los activos. Es decir, se valuó la BT como un activo físico correspondiente a un valor técnico ajustado por depreciación, considerando para esto la vida útil regulatoria.

Esta alternativa es también la que ha sido seleccionada por el ENARGAS para la presente Auditoría Técnica y Económica de los bienes necesarios para la Prestación del Servicio Público encargado por Ente, en el marco de la actual Revisión Tarifaria Integral, con el objeto de determinar el valor técnico de los activos utilizados para la prestación del servicio, considerando su estado actual de conservación y vida útil remanente.

Comparación de los enfoques de valuación de la base tarifaria

De lo expuesto hasta aquí se evidencia la presencia de dos grandes enfoques: uno financiero y otro asociado al costo de reposición de la capacidad productiva. El primero muestra como principal preocupación el proteger el valor de la inversión, mientras que el segundo trata de mantener la capacidad productiva de los activos.

En términos teóricos, aunque no existe a priori una correspondencia exacta entre método de valuación de activos y esquema de regulación, numerosos autores plantean las ventajas de asociar el esquema de valuación basado en el costo de reposición con los sistemas de incentivos como el utilizado en nuestro país; destacando las desventajas –en términos de incentivos- de las metodologías que se hallan cimentadas en la aplicación del esquema basado en costos históricos (o alguna de sus variantes). La adopción de esquemas regulatorios con alto poder de incentivos (en términos de estimular el aumento de la eficiencia productiva) adaptaba mejor con los sistemas de valuación más prospectivos, como las metodologías de valuación en función de costos de reposición optimizados más modernas.

JULIANA REGGI
APODERADA

Este tipo de análisis en el particular contexto en que se desarrolla la presente RTI en nuestro país lleva a la preferencia por una valuación como Activo Físico debido que por un lado permite impulsar un enfoque productivo que alienta las inversiones eficientes y optimizadas y por otra parte permite eludir la dificultad de una valuación contable en una situación de largos años en los cuales se carecen de índices de precios locales confiables.

Para la presente Revisión Tarifaria, las Actas Acuerdo y los Acuerdos Transitorios que han surgido de la Renegociación de Contratos entre las Licenciatarias y el Otorgante, dispusieron la realización de una Revisión Tarifaria Integral, detallándose entre las pautas básicas, la posibilidad de una valuación de la BT como activo físico, cuando expresamente dispone en el Punto 12.7 del Acta Acuerdo: "...Como Criterio General, la Base de Capital de la Licenciataria se determinará tomando en cuenta los bienes necesarios para la prestación del servicio público, considerando lo dispuesto en la Cláusula Décimo Sexta del presente instrumento. Para la valuación de dichos bienes, se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el contrato de licencia como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes."

El ENARGAS es la Autoridad de Aplicación del Acta Acuerdo, lo cual lógicamente comprende la facultad de interpretar sus términos y alcance para el ejercicio de la competencia que en tal sentido le ha sido otorgada.

Las deficiencias de los índices para actualizar la base tarifaria evaluada en forma contable, no permitiría alcanzar un nivel tarifario que logre alcanzar el principio rector para la elección del método que es alentar las inversiones por parte de las Licenciatarias.

En este contexto, el análisis de los posibles enfoques realizado demuestra claramente la conveniencia de adoptar una valuación como activo físico de la BT, siendo la valuación contable meramente un valor de referencia.

ACTIVOS CEDIDOS POR TERCEROS Y SU INCLUSION EN LA BASE TARIFARIA

Justificación para la inclusión de los activos cedidos por terceros en la base tarifaria.

El concepto de Base Tarifaria (BT) refiere a la medida del valor neto de los activos físicos de una empresa que son utilizados en la prestación de los servicios sujetos a regulación y cuya remuneración forma parte de los costos económicos de dicha prestación.

La distribuidora, durante los últimos quince años a pesar del congelamiento tarifario impuesto por la Ley de Emergencia Económica y la recurrente suspensión de las Revisiones Tarifarias Quinquenales que preveía el Marco Regulatorio, ha podido ejecutar las inversiones en seguridad y confiabilidad que el

sistema requería, pero no contó con los recursos que necesariamente deben aportan las tarifas 16(según Ley 24076) para posibilitar la realización de las obras de crecimiento del sistema. En consecuencia, una porción de dichas obras se ha ejecutado a través de mecanismos alternativos tales como fideicomisos con aportes de terceros interesados, o directamente ejecutadas por estos últimos.

Esa modalidad de llevar adelante las obras, que buscó paliar parcialmente la necesidad de crecimiento del sistema, implicó que el costo de esa infraestructura no esté reflejado en el estado patrimonial de las empresas según su costo de construcción, tal como hubiera ocurrido si las empresas hubieran contado con los recursos tarifarios necesarios para ejecutarlas. Si esto hubiera sido así, esa infraestructura seria parte de la BT porque constituyen activos necesarios para la prestación del servicio, y están físicamente dentro del total de activos que la Distribuidora tiene la responsabilidad de operar, mantener y contribuir a su reparación y/o reemplazo cuando corresponde. Por lo tanto, una valuación de la BT sin duda debe contemplar esos activos dentro de la misma, evitando una distorsión adicional al valor de la BT.

Debe reconocerse que la cesión de activos en valores menores al costo de construcción no debería ser condición para que la empresa regulada no perciba una remuneración por esos activos según su costo de reposición, o mínimamente un valor asimilable.

Además de los costos de operación y mantenimiento, y de gestión de la plataforma comercial, la Distribuidora asume las contingencias asociadas a la gestión de dichos activos, tales como la exposición de la imagen de marca, la reputación nacional e internacional; aportando know-how, capital de trabajo, riesgo asociado a la operación, capacidad de operación disponible, y la necesidad de realizar inversiones para la expansión vegetativa, su reposición, etc.; de manera similar a los otros activos que opera.

Por lo tanto se encuentra plenamente justificada la necesidad y pertinencia de remunerarlos adecuadamente mediante una tasa de capital que refleje los riesgos por las tareas y aportes descriptos, permitiendo la sustentabilidad económica y financiera de la prestación del servicio en el largo plazo.

---

[16] Según lo estipula el art. 38 inc. a) la Ley 24076 cuando se refiere al componente amortización que debe incluir la tarifa de las Licenciatarias: *"Los servicios prestados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas que se ajustarán a los siguientes principios: a) Proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos,* ***amortizaciones*** *y una rentabilidad razonable, según se determina en el siguiente artículo;..."* (el resaltado nos pertenece).

JULIANA REGGI
APODERADA

Alcances de la Auditoría Efectuada

Auditoría Contable de Valuación de los Activos Necesarios para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Gas Natural- Camuzzi Gas del Sur

Objeto de la tarea

El objeto general de la Consultoría es la determinación de la Base de Tarifaria. Dentro de ese marco, la Auditoría Contable se orientó a la validación del inventario a valores de origen al 31 de diciembre de 2015 en base a la información que surge de los registros contables de la Licenciataria y su correspondiente documentación respaldatoria, de conformidad con los lineamientos y metodología adoptados por el ENARGAS, los que deben entenderse como complementarios de la metodología detallada para la RQT II y las pautas para la incorporación y valuación de bienes de uso oportunamente dispuestas mediante las Resoluciones ENARGAS N° 1660/2000 y 1903/2000.

El trabajo se basó en el análisis de la información contable aportada por la Licenciataria e incluyó todos aquellos procedimientos que fueron considerados pertinentes para la auditoría de los bienes necesarios para la prestación del servicio público de distribución de gas natural por parte de la Licenciataria y de esa forma:

Obtener el detalle de las inversiones computables, netas de bajas, a valor de costo histórico en pesos al 31-12-2000, que fueran validadas por el ENARGAS.

Validar el valor de origen de las inversiones necesarias realizadas por la Licenciataria durante el período comprendido entre el 01-01-2001 y el 31-12-2015 inclusive.

Validar el valor de origen de las bajas por desafectaciones durante el mismo período.

Validar el detalle de bienes necesarios para la prestación del servicio, a valor de costo histórico en pesos al 31-12-2015.

Adicionalmente, en forma separada, fueron analizadas las altas y bajas producidas durante el año 2016, hasta el último trimestre calendario cerrado a la fecha de inicio de la consultoría.

Alcance del trabajo realizado

El trabajo incluyó la realización de entrevistas a los distintos responsables operativos de las áreas de Administración y Contabilidad de la Licenciataria, así como el análisis de la documentación por ellos suministrada. Entre otros, se realizaron los siguientes procedimientos orientados a comprobar la integridad del inventario de bienes de uso a auditar y la evaluación del nivel de confianza a otorgar a los datos proporcionados por el sistema de información:

- Lectura del contenido del expediente ENRG Nro. 6908-01.
- Análisis de la composición del Inventario al 31-12-2000, en lo referido a:
    - Clasificación por grupos de activos, según lo previsto en la Resolución ENARGAS Nº

JULIANA REGGI
APODERADA

1.660/00 y modificatorias.

- Correlación, por rubro, del valor del costo histórico en pesos computable neto de bajas, con la Base Tarifaria año 2000.
- Identificación de la clasificación mínima requerida:
  - código contable y descripción del rubro,
  - código de identificación y descripción del bien,
  - ubicación y/o centro de costo,
  - fecha de adquisición del bien por parte de la Licenciataria.

- Conciliación de los códigos de identificación de los bienes computables incluidos en el inventario al 31-12-2000 obtenidos del sistema Levin, con su código de identificación equivalente en el sistema SAP, el cual fuera implementado por la Licenciataria a partir del mes de noviembre de 2004.
- Análisis de la Base Tarifaria 2015, en lo referido a clasificación de acuerdo a la Resolución ENARGAS Nº 1.660/00 y modificatorias, cálculos aritméticos y su ligue con la apertura por rubro y por subzona.
- Análisis de la composición del Inventario al 31-12-2015, en lo referido a:
  - Clasificación por grupos de activos, según lo previsto en la Resolución ENARGAS Nº 1.660/00 y modificatorias.
  - Identificación de la clasificación mínima requerida:
    - código contable y descripción del rubro,
    - código de identificación y descripción del bien,
    - ubicación y/o centro de costo,
    - fecha de adquisición del bien por parte de la Licenciataria.
- Conciliación de los códigos de identificación de los bienes dados de alta entre los años 2001 y 2004 en el sistema Levin, con su código de identificación equivalente en el sistema SAP - incorporado por la Compañía a partir del mes de noviembre de 2004.
- Correlación de las inversiones de bienes realizadas por la Licenciataria para el período comprendido entre los años 2001 y 2015, de acuerdo a lo informado en el detalle de movimientos a costo histórico, con las inversiones, por año y por rubro, informadas en la Base Tarifaria año 2015.
- Correlación de las altas, traslados y desafectaciones de bienes realizadas por la Licenciataria durante el período comprendido entre los años 2001 y 2015, de acuerdo a lo informado en el detalle de movimientos a costo histórico, con el rubro "Bienes de Uso"/"Propiedades, Plantas y Equipos" de los Estados Contables/Financieros de presentación auditados, para cada uno de los años correspondientes a ese período.
- Conciliación de las diferencias entre las altas, traslados y desafectaciones de bienes informadas en el detalle de movimientos a costo histórico con las detalladas en el rubro "Bienes de Uso"/"Propiedades, Plantas y Equipos" de los Estados Contables/Financieros auditados de la Licenciataria.
- Muestreo, tanto con base estadística como por alcances, de altas y bajas para el período comprendido entre el 01-01-2001 y el 31-12-2015, a efectos de su evaluación respecto a:
  - Clasificación contable.
  - Activación y valuación de acuerdo a la normativa regulatoria.

JULIANA REGGI
APODERADA

  - Titularidad de cada uno de los bienes relevados, determinando si corresponden a la Licenciataria, al Estado Nacional o a un tercero.
  - Correlación con la información proporcionada en el detalle de movimientos a costo histórico: fecha de adquisición o desafectación, concepto, valor de costo histórico en pesos, etc.
- Armado de un nuevo inventario detallado de bienes al 31-12-2015, clasificado por rubro, de acuerdo a lo previsto en la Resolución ENARGAS Nº 1.660/00 y modificatorias. Para ello, partiendo del inventario al 31-12-2000, se le adicionaron las inversiones producidas durante el período 2001/2015 y se le sustrajeron los bienes desafectados en igual período, que fueron validados en ambos casos.
- Comparación del nuevo inventario detallado de bienes al 31-12-2015, obtenido de acuerdo a lo explicado en el punto precedente, con el provisto por la Licenciataria.
- Validación del valor de las incorporaciones y bajas de activos ya efectuadas durante el año 2016, computadas en forma trimestral, aplicando la siguiente metodología:
  - Para trimestres con balance trimestral cerrado a la fecha de inicio de esta Consultoría (marzo y junio de 2016), las incorporaciones y desafectaciones de activos fijos se analizaron de acuerdo a lo explicado en los párrafos precedentes.

JULIANA REGGI
APODERADA

Auditoría Técnica

Trabajo Realizado

La Valuación Técnica, al estar basada en la consideración de precios de reposición actuales de los activos, condiciones técnicas de los mismos, estados de conservación, depreciación y/u obsolescencia tecnológica y expectativas de uso probable, permitió sustentar un esquema de valores de Bienes de Uso con criterio realista, ya que ponderó los atributos inherentes a los bienes no tenidos en cuenta por la metodología contable.

Alcance de la Valuación

Los Bienes en consideración integran las ubicaciones físicas bajo la titularidad de la Licenciataria, asimismo, estuvieron incluidos aquellos bienes pertenecientes a la Empresa ubicados en inmuebles o terrenos de terceros, tales como gasoductos, estaciones compresoras, estaciones reductoras de presión, puentes de medición y otros, ubicados en general en terrenos fiscales provinciales, municipales o privados. Bajo ese esquema de ubicaciones, la valuación comprendió los bienes agrupados dentro de las siguientes Cuentas Contables o Rubros de Bienes de Uso:

- Edificios y construcciones civiles
- Instalaciones de edificios
- Gasoductos
- Estaciones de Compresión
- Ramales de alta presión
- Conductos y redes de media y baja – acero
- Conductos y redes de media y baja – Polietileno
- Otras plantas
- Estaciones de regulación y/o medición
- Instalaciones de medición de consumo
- Otras instalaciones técnicas
- Máquinas
- Equipos
- Herramientas
- Sistemas informáticos
- Equipos de telecomunicaciones
- Sistema SCADA
- Vehículos Livianos
- Vehículos Pesados
- Muebles y útiles

Desde el punto de vista técnico se tomó en consideración a priori todo aquel bien que se hallaba en operación, que prestaba servicios operativos y que estaba considerado dentro de los programas de mantenimiento de la Licenciataria.

Es así que se efectuó el análisis, cumpliendo los términos de referencia y prestando especial atención a la evaluación del grado de obsolescencia y estado de conservación de los activos físicos, aportando desde el punto de vista técnico los datos que permitieron apreciar la razonabilidad de la depreciación calculada mediante los métodos contables.

JULIANA REGGI
APODERADA

Valuación a nuevo

El primer paso del procedimiento de valuación consistió en establecer los valores de reemplazo a nuevo de los bienes, empleando algunos de los siguientes procedimientos:

- Consulta de valores actuales de reemplazo a nuevo a los proveedores, fabricantes o instaladores habituales y competitivos de plaza.
- Considerando la información disponible referente a precios de reposición de bienes e instalaciones similares a los sujetos a estudio.

- Valuación Estimativa para cada unidad de cuenta:
  - **Terrenos** por antecedentes comparables.
  - **Edificios e Instalaciones** por cómputo métrico de prueba para establecer el costo por metro cuadrado cubierto de cada sector.
  - **Gasoductos y ramales de alta y media presión** por estimación de instalación determinada por pulgada de diámetro y por metro lineal de gasoducto, teniendo en cuenta material y antigüedad.
  - **Conductos y redes de media y baja presión** se adoptó como base de partida los cómputos de la Licenciataria considerando edades promedio, diámetros y materiales.
  - **Estaciones de regulación y/o medición** también el punto de partida fue el inventario de la Licenciataria tipificando las características técnicas, salto de presión y caudal.
  - **Otras instalaciones** la metodología de valuación fue individual en función al tipo de activo (planta de aire propanado, plantas gnc y gnp, compresoras, etc...).
  - **Máquinas, equipos y herramientas** inspeccionados mediante muestreo por método estimativo circunscripto a la valuación del herramental menor.
  - **Sistemas Informáticos y de Telecomunicaciones** la valuación del equipamiento informático y de telecomunicaciones se hizo según sus precios de plaza.
  - **Vehículos** se tuvo en cuenta los precios de mercado de unidades usadas.
  - **Muebles y Útiles** valuados a nuevo a partir del inventario proporcionado y verificado mediante muestreo.

Los resultados de estas observaciones permiten concluir que la empresa cuenta con una base de gestión de sus procesos que les permite administrar los mismos dentro de los márgenes promedios de las industrias de similar especialidad, se verificó también el cumplimiento de requisitos legales.
En términos generales la metodología utilizada consistió en la inspección física (auditoría) de muestreo "in situ" contrastando la información registrada con la existencia real en cuanto a cantidades y condiciones de los bienes en cuestión.
Esta información fue recibida y contrastada en primer lugar contra los asientos contables para verificar la adecuada registración y posteriormente analizada técnicamente a fin de determinar su necesidad en cuanto a la prestación del servicio que realiza la licenciataria. No hubo –o fueron desestimables– las discrepancias entre los relevamientos informados y la información operativa disponible.

JULIANA REGGI
APODERADA

Basados en los resultados de las auditorías físicas de los bienes de la Licenciataria, se pudo confirmar que los inventarios están acordes con la realidad física (cantidad y estado) que opera la empresa.
La totalidad de los documentos en versión óptica y electrónica correspondientes a cada una de las inspecciones obra en poder de la Consultora y está a disposición de quienes quieran revisarlos.

Conclusiones obtenidas

La auditoría concluye que la descripción de los inventarios contempla de manera razonablemente correcta la totalidad de los bienes que la empresa utiliza para la prestación del servicio de distribución de gas en su área de operación, adicionalmente pudo también asegurar que existe coincidencia entre la Consultora y la Licenciataria en lo que se refiere a la calificación de la condición técnica de los bienes sujetos a esta auditoría y constitutivos de la Base de Capital para la determinación de la tarifa.

Determinación de la base de capital

Metodología revisada

Para la determinación de la Base de Capital se aplicó la metodología y criterios que se describen a continuación:

1. Se determinó, para cada uno de los grupos de activos que componen el rubro de Bienes de Uso previstos en la Resolución ENARGAS Nº 1.660/00 y modificatorias, el valor de costo histórico en Pesos Argentinos de los activos existentes al 31 de diciembre de 2015. A tal efecto, se procedió de la siguiente manera:
    a. Se estableció el valor inicial de los activos transferidos al momento de la privatización en función del monto total abonado por cada Licenciataria (incluyendo el pago en efectivo, los bonos de la deuda y los pasivos asumidos).

    b. Se detrajo de dicho importe el precio asignado a aquellos bienes considerados como no necesarios para prestar el servicio regulado. Además, se disminuyeron del valor resultante: (i) por su valor total, aquellos bienes que se estén utilizando en actividades no reguladas, y (ii) en forma proporcional, si existiese algún grado de afectación de dichos activos a actividades reguladas.

    c. Al valor de la inversión inicial se le adicionó el importe anual –a valor de costo- de las inversiones en Activos Necesarios para la prestación del servicio regulado efectuadas con posterioridad a la toma de posesión y hasta el 31 de diciembre de 2015, atendiendo a un criterio de eficiencia. A tal efecto, y partiendo de los valores históricos que surgen de la contabilidad de la Licenciataria, se efectuaron los ajustes correspondientes a dichos valores en función de la normativa vigente. Se incluyeron en este punto las incorporaciones de activos financiados bajo la modalidad "Proyectos K", los que fueron valuados al menor de dos costos (su valor de adquisición o el valor autorizado por el ENARGAS), también la incorporación de redes ejecutadas por terceros y cedidas a la

distribuidora, valuadas de acuerdo a lo dispuesto por el ENARGAS.

d. Se eliminaron las bajas por desafectaciones, retiros o reemplazo de Activos Necesarios para la prestación del servicio regulado.
e. Se determinó el valor de las incorporaciones de activos efectuadas durante 2016, para las mismas se considera el valor de costo en moneda del momento de activación.

2. A los efectos de determinar el valor residual de los activos existentes al 31-12-15, a los valores determinados de acuerdo a lo indicado en el punto.1 precedente se deducen la sumatoria de las depreciaciones acumuladas al 31-12-15, calculadas utilizando el criterio de la línea recta y aplicando los años de vidas útiles máximas previstas por la Resolución ENARGAS Nº 1.903/00.
3. Se determinó la estructura de costos de los distintos grupos de activos que componen la Base de Capital afectados por índices de ajuste oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos.
4. Se determinó el valor actualizado al 31-12-15 del valor residual de los activos determinados en el punto 2 precedente, mediante la aplicación de los índices de actualización que, en función de lo indicado en el punto 3 precedente.
5. Se procedió a la determinación de la valuación técnica de los bienes en existencia al 31-12-15, a cuyo efecto se tuvieron en cuenta las condiciones técnicas de los activos, su nivel de depreciación y/u obsolescencia, el estado de conservación de los mismos y los valores actuales de reposición.

Estructura de Costos

Se establecieron para cada ítem de los activos, diferentes unidades constructivas de acuerdo a la dimensión y características del bien bajo análisis y su ubicación.

La valoración de dichas unidades fue realizada de acuerdo a la estimación de costos de construcción. Para ello se tomaron como base tanto información presentada por la Licenciataria como aquella recabada externamente por el Consultor.

Desarrollo de las polinómicas

Para el caso de ajuste de la base contable, la estructura de costos se desagrega en función a los componentes en toda la cadena de costos para que la misma se ajuste con una fórmula polinómica que contemple la participación de los distintos componentes de los costos de las instalaciones o grupo de ellas. En la mayoría de los casos las unidades incluyen entre cuatro y cinco aspectos incidentes para la constitución operativa del bien a los que luego se le aplican los índices de precios que reflejan de mejor manera la variación de los costos en el tiempo.

JULIANA REGGI
APODERADA

Comparativa expresada en Pesos Argentinos

Base tarifaria como activo financiero – Costo Contable Ajustado

	Total	Residual
Valor Actualizado por Polinómica de Costos	9.336.821.702	4.564.681.428

CAMUZZI GAS DEL SUR	Valor Contable Historico	Valor Actualizado Polinómica	Amortizaciones Acumuladas	Valor Actualizado Polinómica Residual Diciembre
Edificios y Construcciones Civiles	17.109.548	216.839.628	(80.179.945)	136.659.683
Instalaciones de Edificios	1.265.065	14.458.693	(13.211.424)	1.247.269
Gasoductos	171.587.491	2.572.220.096	(1.194.299.252)	1.377.920.844
Ramales de Alta Presión	75.313.790	1.048.941.072	(498.719.437)	550.221.634
Conductos y Redes de Media y Baja - Acero/Polietileno	205.298.313	4.230.369.095	(2.121.862.549)	2.108.506.546
Plantas Compresoras / Otras instalaciones Técnicas	21.818.766	168.913.396	(77.502.245)	91.411.151
Instalaciones de Regulación y/o Medición	39.023.117	459.484.848	(322.187.215)	137.297.633
Instalaciones de Medición del Consumo	82.431.096	470.555.502	(344.473.765)	126.081.738
Maquinarias y Equipos	10.659.794	41.192.982	(31.078.736)	10.114.246
Sistemas Informáticos	7.179.835	25.555.044	(22.425.360)	3.129.685
Equipos de Telecomunicaciones / SCADA	1.463.982	15.869.043	(14.628.176)	1.240.867
Vehículos Pesados / Vehículos Livianos	32.883.249	66.997.705	(47.373.656)	19.624.050
Plantas Industriales	-	-	-	-
Muebles y Útiles	1.873.462	5.419.252	(4.193.170)	1.226.082
Cilindros	300	5.345	(5.345)	-
TOTAL	**667.907.809**	**9.336.821.702**	**(4.772.140.274)**	**4.564.681.428**

Incorpora Inversiones del 2016

Índices Utilizados

311 Motores, generadores y transformadores eléctricos	312 Aparatos de distribución y control eléctrico	313 Conductores eléctricos	2694 Cemento y cal	292 Máquinas y equipos de uso especial	36 Muebles y otros productos industriales	341 Vehículos automotores	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso	2811 Productos metálicos para uso estructural	33360-1 Gas Oil	Dólar	ICC Nivel General	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC)	91211-1 Chapas de Acero/ Hierro	363203 Caños y Tubos de Polietileno

JULIANA REGGI
APODERADA

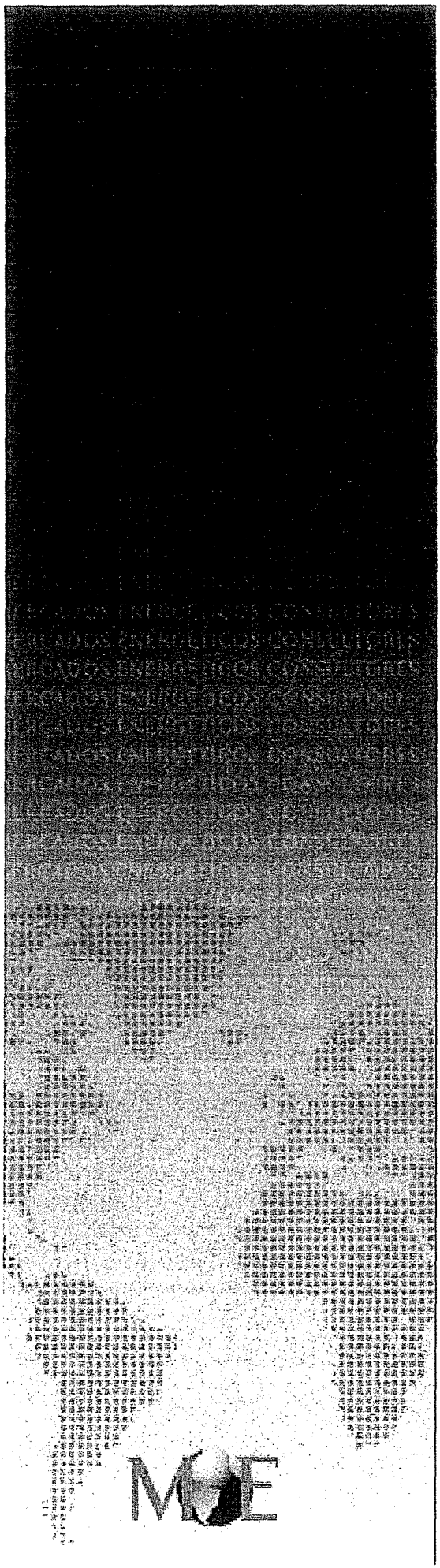
Base tarifaria como activo físico – Valor Técnico Depreciado

	Total	Residual con bienes cedidos por terceros	Residual sin bienes cedidos por terceros
Valor Técnico	44.474.796.325	15.429.873.827	8.360.400.909

CAMUZZI GAS DEL SUR	VALOR TÉCNICO	AMORTIZACION ANUAL	VALOR TÉCNICO RESIDUAL
Terrenos	314.889.095	-	314.889.095
Inmuebles	2.526.342	(50.527)	2.294.760
Edificios	325.561.008	(7.999.955)	127.685.068
Maquinarias y Equipos	12.367.352	(902.108)	3.692.916
Equipos para Procesos	188.544.804	(8.576.903)	62.296.086
Rodados	88.001.215	(7.314.765)	21.362.893
Muebles y Utiles	7.767.236	(471.172)	2.470.855
Equipos de Computacion	21.103.440	(1.484.365)	2.713.466
Equipos de Comunicación	639.835	(31.753)	129.152
ERP	1.712.469.000	(49.776.857)	624.516.587
Instalaciones	8.583.603	(249.876)	4.123.709
Gasoductos	12.592.017.383	(234.942.293)	4.691.636.516
Ramales	5.095.820.400	(101.961.151)	1.869.068.596
Redes	9.059.205.045	(27.158.707)	499.538.601
Medidores	372.079.680	(12.856.330)	133.982.608
Subtotal	**29.801.575.439**	**(453.776.761)**	**8.360.400.909**
ERP cedidas por terceros	239.514.000	(786.343)	32.516.889
Gasoductos cedidos por terceros	1.680.032.689	(10.384.832)	233.290.266
Ramales cedidos por terceros	181.786.308	(1.816.826)	111.370.865
Redes cedidads por terceros	12.571.887.889	(177.748.304)	6.692.294.898
Subtotal	**14.673.220.886**	**(190.736.305)**	**7.069.472.919**
TOTAL	**44.474.796.325**	**(644.513.066)**	**15.429.873.827**
No incorpora inversiones del 2016			

Para finalizar se adjunta a continuación la "Auditoría Técnica y Económica de los bienes necesarios para la prestación del Servicio Público", en los términos que le ha sido requerido por dicha Autoridad Regulatoria y de acuerdo con lo previsto en el Acta Acuerdo; elaborado por Mercados Energéticos.

JULIANA REGGI
APODERADA



MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

Bértora
AUDITORÍA - IMPUESTOS - CONSULTORÍA

Auditoría técnica y económica de los bienes necesarios para la prestación del servicio público

Informe Final

Camuzzi Gas Pampeana

RAMON SANZ
Director General
Apoderado
Mercados Energéticos Consultores S.A.

24 de noviembre de 2016

M 1607

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN 4
1. ALCANCE DE LA CONSULTORÍA 4
2. ENFOQUE TÉCNICO Y METODOLOGÍA GENERAL 5
AUDITORÍA CONTABLE 7
1. TRABAJO REALIZADO 7
2. PROCEDIMIENTO PARA EL MUESTREO 11
3. LIMITACIONES AL ALCANCE 12
4. CONCLUSIONES 13
5. INVERSIONES Y BAJAS 2016 16
EVALUACIÓN TÉCNICA 17
1. METODOLOGIA REVISADA 17
1.1. Generalidades de la Valuación Técnica 17
1.2. Alcance de la Valuación 18
1.3. Inspección y evaluación del estado de conservación de los activos 18
1.4. Valuación técnica 22
2. CONFORMACIÓN DEL EQUIPO AUDITOR – TAREAS 24
3. INFORMACIÓN CONSIDERADA 25
4. RELEVAMIENTO FÍSICO Y CALIDAD DE LOS ACTIVOS 25
5. RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN Y EVALUACIÓN DEL ESTADO DE CONSERVACIÓN DE LOS ACTIVOS 29
DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL 38
1. METODOLOGIA REVISADA 38
2. ESTRUCUTRA DE COSTOS 39
2.1. Metodología 39
2.2. Desarrollo de las polinómicas 39
2.3. Indices de ajuste 45
2.4. Resultados valor contable actualizado 45
2.5. Valor técnico de reposición 61
ANEXO 1: MUESTRAS 2001/2015 69
ANEXO 2: MUESTRAS 2016 82
ANEXO 3: INFORMES Y CONCLUSIONES DE LAS INSPECCIONES TECNICAS 84
3.1. Información digitalizada Camuzzi Gas Pampeana 84

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

3.2. Información Papel Archivada en Carpetas 85
3.3. Inspección y evaluación del estado de conservación de los activos 85
3.4. Terrenos, Edificios y Construcciones civiles c/Instalaciones 87
3.5. Gasoductos de alta presión 88
3.6. Ramales de alta presión 88
3.7. Redes de media y baja presión en Acero y en Polietileno 89
3.8. Laboratorios 91
3.9. Estaciones de regulación y de medición 92
3.10. Plantas compresoras 93
3.11. Máquinas, equipos y herramientas 93
3.12. Descripción del Sistema SCADA y los otros sistemas informáticos y de telecomunicaciones 94
3.13. Vehículos Livianos y Pesados 95
3.14. Muebles y útiles 95
ANEXO 4: SISTEMA DE GESTION UTILIZADO POR CAMUZZI 96
ANEXO 5: INDICES DE AJUSTE DE LAS POLINOMICAS 98
ANEXO 6: PROGRAMAS DE VISITAS DE LOS TECNICOS ESPECIALISTAS 111
ANEXO 7: FORMULARIOS ESTANDAR PARA REPORTES DE AUDITORIAS 114
ANEXO 8: DETALLE VALOR REPOSICIÓN ACTIVOS PRINCIPALES 124
ANEXO 9: BAHIA BLANCA, CRONOGRAMAS Y PLANOS DE LAS OPERACIOENS DE CONTROL Y MANTENIMIENTO 131

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene por objetivo presentar los resultados finales del proyecto de **Auditoría y Valuación de los Bienes Necesarios para la prestación del Servicio Público de Distribución de Gas Natural por parte de CAMUZZI GAS PAMPEANA** que se realiza en el marco del Acta Acuerdo para la Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural, acordada por la UNIREN en el proceso de renegociación establecido en el art. 9° de la Ley N° 25.561 y sus normas reglamentarias y complementarias.

Este informe presenta el resumen general metodológico propuesto y todo lo realizado en las tareas definidas en el plan de trabajo y el estado de las instalaciones de acuerdo a la propuesta presentada oportunamente por el Grupo Consultor.

Además se presenta un detalle con la estructura de costos de los distintos grupos de activos que componen la Base de Capital y propone los índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos

Cabe destacar que esta estructura de costos esta basada en información obtenida de la WEB, consultas a terceros, antecendentes del consultor y de obras propias de la empresa, realizadas durante el periodo analizado y las mismas serán aplicadas a todos los grupos de instalaciones ya sea que mismas hayan sido transferidas al inicio de la concesión, fueran incorporadas posteriormente y/o fueran cedidas por terceros a posteriori de la fecha de inicio.

Este informe se complementa con anexos detallados de las principales cuestiones tratadas como los registros de las inspecciones técnicas realizadas y los índices de ajuste de las polinómicas que valorizan los activos físicos.

Se presentan a continuación los principales resultados hallados para cada caso, expresados en pesos.

CAMUZZI GAS PAMPEANA	Total	Residual
Valor actualizado por Polinómica de Costos	16 736 581 904	7 750 973 052

Incorpora Inversiones del 2016

CAMUZZI GAS PAMPEANA	Total	Residual con bienes cedidos por terceros	Residual sin bienes cedidos por terceros
Valor Técnico	65 068 592 568	19 770 838 354	9 822 788 968

No incorpora inversiones del 2016

1. ALCANCE DE LA CONSULTORÍA

El alcance de los servicios prestados comprende:

a) Análisis de la Auditoría de la Información Contable aportada por la Licenciataria a los efectos de la determinación del valor residual contable actualizado de los activos

JULIANA REGGI APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

necesarios para una operación eficaz y con indicadores de confiabilidad de clase mundial del servicio regulado.

b) La determinación del valor técnico al 31.12.2015 de dichos activos, como resultante de aplicar criterios fundados en el análisis de la gestión de los procesos en los distintos Departamentos de la Empresa, más la observación directa en las distintas Unidades de Negocios que expresan el estado actual de conservación de los mismos basándose en la confiabilidad técnica generada por las actividades de inspección y mantenimiento, la operación de las instalaciones y en los indicadores de fallas.

c) La determinación de la base de capital de la Licenciataria siguiendo los lineamientos previstos en la mencionada Acta de Acuerdo.

d) La constatación "en sitio" de las condiciones de confiabilidad y seguridad operativa de las instalaciones seleccionadas como muestra representativa del conjunto y verificando además el cumplimiento de las normas vigentes según lo requerido por el ENARGAS.

e) Se desarrollaron tareas de inspección y relevamiento visual, fotográfico y documental, identificando la existencia de distinto tipo de documentación, así como su vigencia, ya sea que la información se encontrara en la Sede Central en Buenos Aires o en las Unidades de Negocio visitadas. También se ha verificado la existencia y funcionamiento de protocolos/procedimientos que definen ciertas tareas operativas específicas que se encuentran dentro del alcance de la presente auditoría.

f) El alcance de las verificaciones fue el control visual sobre las instalaciones de superficie que fueron visitadas, para las instalaciones enterradas se verificaron los registros y controles de protección catódica, inspecciones visuales directas y las fallas detectadas con sus respectivos análisis y acciones correctivas.

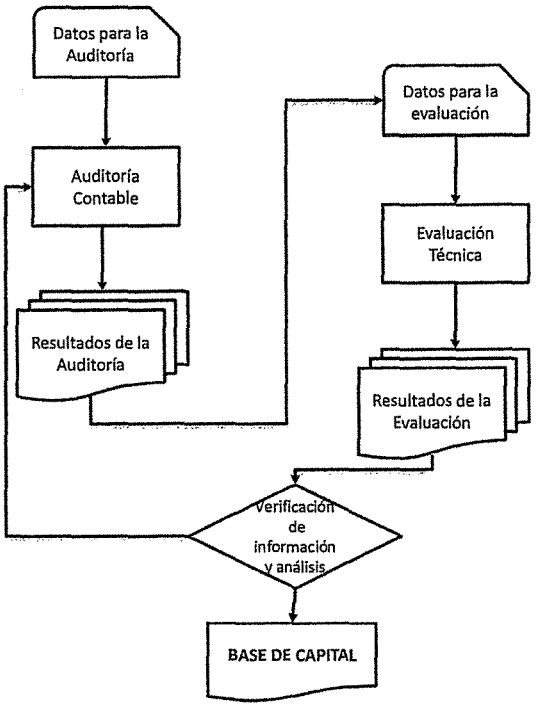
2. ENFOQUE TÉCNICO Y METODOLOGÍA GENERAL

Durante todo el transcurso del proyecto, se requirió necesariamente de un marco de referencia metodológico que permitiera identificar claramente los factores bajo estudio y analizar en forma ordenada y sistemática sus componentes del modo más racional posible utilizando las técnicas más adecuadas, acorde al tiempo disponible.

Esta visión metodológica fue esencial especialmente porque los dos estudios, la auditoría contable y la evaluación técnica, requirieron de actividades que generaron procesos circulares toda vez que el resultado de una etapa del estudio actuó como dato de ingreso a otra, que a su vez requirió una revisión y corrección de la información alimentada, tal como se muestra en el gráfico siguiente.

JULIANA REGGI APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS



En virtud de su carácter general, la metodología utilizada se concibió como un procedimiento para normar y auxiliar las tareas de estudio, análisis, relevamientos e identificación de activos, determinación de costo histórico, de valor residual, de revalúo técnico y finalmente de base de capital de la Licenciataria.

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

AUDITORÍA CONTABLE

1. TRABAJO REALIZADO

1.1. Objeto de la tarea

El objeto general de esta Consultoría es la determinación de la Base de Capital. Dentro de ese marco, nuestra Auditoría Contable se orientó a la validación del inventario a valores de origen al 31 de diciembre de 2015 en base a la información que surge de los registros contables de la Licenciataria y su correspondiente documentación respaldatoria, de conformidad con los lineamientos y metodología adoptados por el ENARGAS, los que deben entenderse como complementarios de la metodología detallada para la RQT II y las pautas para la incorporación y valuación de bienes de uso oportunamente dispuestas mediante las Resoluciones ENARGAS N° 1660/2000 y 1903/2000.

En tal sentido, nuestro trabajo se basó en el análisis de la información contable aportada por la Licenciataria e incluyó todos aquellos procedimientos que hemos considerado pertinentes para la auditoría de los bienes necesarios para la prestación del servicio público de distribución de gas natural por parte de CAMUZZI GAS PAMPEANA (en adelante, indistintamente, "Camuzzi" o "la Licenciataria") y de esa forma:

a) Obtener el detalle de las inversiones computables, netas de bajas, a valor de costo histórico en pesos al 31 de diciembre de 2000, que fueran validadas por el ENARGAS.
b) Validar el valor de origen de las inversiones necesarias realizadas por la Licenciataria durante el período comprendido entre el 01 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2015 inclusive.
c) Validar el valor de origen de las bajas por desafectaciones durante el mismo período.
d) Validar el detalle de bienes necesarios para la prestación del servicio, a valor de costo histórico en pesos al 31 de diciembre de 2015.

Adicionalmente, en línea con el pliego de bases y condiciones, se confeccionó para cada uno de los rubros de inversión que conforman la base tarifaria, un cuadro Excel detallado para el período 1992 a 2015, que se presenta como anexo a este informe.

En el apartado 1.3. se enuncian las tareas detalladas que fueron realizadas para la consecución de los objetivos planteados anteriormente.

Por último, en forma separada, fueron analizadas las altas y bajas producidas durante el año 2016, hasta el último trimestre calendario cerrado a la fecha de inicio de la consultoría.

1.2. Información obtenida de la Licenciataria

i. Expediente ENRG Nro. 6908-01 validado por el ENARGAS en oportunidad de la segunda revisión quinquenal de tarifas (en adelante, "RQT II").
ii. Base Tarifaria – Cálculo del valor residual de las inversiones computables – Versión Licenciataria + Consultor, por el período comprendido entre 1992/2000 (en adelante, "Base Tarifaria año 2000").
iii. Inventario detallado de bienes computables, neto de bajas, por grupo de activos al 31 de diciembre de 2000 (en adelante, "Inventario al 31 de diciembre de 2000").

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

iv. Base Tarifaria – Calculo del valor residual de las inversiones computables – Versión Licenciataria por el período comprendido entre 2001/2015 (en adelante, "Base Tarifaria año 2015").
v. Anexos de Bienes de Uso/Propiedades, Plantas y Equipos correspondientes a los Estados Contables/Financieros de presentación, auditados, por los ejercicios 2001 a 2015 inclusive.
vi. Detalle de altas, bajas y traslados para cada grupo de activos, valuados a costo histórico en pesos, por el período comprendido entre el 01 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2015 (en adelante, "Detalle de movimientos a costo histórico").
vii. Detalle de altas, bajas y traslados para cada grupo de activos a valores ajustados por inflación en pesos, por el período comprendido entre el 01 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2015 (en adelante, "Detalle de movimientos a costo ajustado por inflación").
viii. Inventario detallado de bienes computables al 31 de diciembre de 2015, para cada grupo de activos (en adelante, "Inventario al 31 de diciembre de 2015").
ix. Detalle de altas, bajas y traslados para cada grupo de activos, valuados a costo histórico en pesos, por el período comprendido entre el 01 de enero de 2016 y el 30 de junio de 2016.
x. Detalle de altas, bajas y traslados para cada grupo de activos a valores ajustados por inflación en pesos, por el período comprendido entre el 01 de enero de 2016 y el 30 de junio de 2016.
xi. Rubro Propiedades, Plantas y Equipos correspondiente a los Estados Financieros Trimestrales de presentación, con Informe de Revisión suscripto por un auditor externo, al 31 de marzo de 2016 y 30 de junio de 2016.
xii. Presupuesto correspondiente a los meses de julio a diciembre de 2016.

1.3. Alcance del trabajo realizado

Nuestro trabajo incluyó la realización de entrevistas a los distintos responsables operativos de las áreas de Administración y Contabilidad de la Licenciataria, así como el análisis de la documentación por ellos suministrada. Entre otros, se realizaron los siguientes procedimientos orientados a comprobar la integridad del inventario de bienes de uso a auditar y la evaluación del nivel de confianza a otorgar a los datos proporcionados por el sistema de información:

- Lectura del contenido del expediente ENRG Nro. 6908-01.
- Análisis de la composición del Inventario al 31 de diciembre de 2000, en lo referido a:
  - Clasificación por grupos de activos, según lo previsto en la Resolución ENARGAS N° 1.660/00 y modificatorias.
  - Correlación, por rubro, del valor del costo histórico en pesos computable neto de bajas, con la Base Tarifaria año 2000.
  - Identificación de la clasificación mínima requerida:
    - código contable y descripción del rubro,
    - código de identificación y descripción del bien,
    - ubicación y/o centro de costo,
    - fecha de adquisición del bien por parte de la Licenciataria.
- Conciliación de los códigos de identificación de los bienes computables incluidos en el

JULIANA REGGI APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

inventario al 31 de diciembre de 2000 obtenidos del sistema Levin, con su código de identificación equivalente en el sistema SAP, el cual fuera implementado por la Licenciataria a partir del mes de noviembre de 2004.

- Análisis de la Base Tarifaria del 2001 al 2015, en lo referido a clasificación de acuerdo a la Resolución ENARGAS N° 1.660/00 y modificatorias, cálculos aritméticos y su ligue con la apertura por rubro.
- Análisis de la composición del Inventario al 31 de diciembre de 2015, en lo referido a:
    - Clasificación por grupos de activos, según lo previsto en la Resolución ENARGAS N° 1.660/00 y modificatorias.
    - Identificación de la clasificación mínima requerida:
        - código contable y descripción del rubro,
        - código de identificación y descripción del bien,
        - ubicación y/o centro de costo,
        - fecha de adquisición del bien por parte de la Licenciataria.
- Conciliación de los códigos de identificación de los bienes dados de alta entre los años 2001 y 2004 en el sistema Levin, con su código de identificación equivalente en el sistema SAP -incorporado por la Compañía a partir del mes de noviembre de 2004-.
- Correlación de las inversiones de bienes realizadas por la Licenciataria para el período comprendido entre los años 2001 y 2015, de acuerdo a lo informado en el detalle de movimientos a costo histórico, con las inversiones, por año y por rubro, informadas en la Base Tarifaria año 2015.
- Correlación de las altas, traslados y desafectaciones de bienes realizadas por la Licenciataria durante el período comprendido entre los años 2001 y 2015, de acuerdo a lo informado en el detalle de movimientos a costo histórico, con el Anexo "Bienes de Uso"/"Propiedades, Plantas y Equipos" de los Estados Contables/Financieros de presentación auditados, para cada uno de los años correspondientes a ese período.
- Conciliación de las diferencias entre las altas, traslados y desafectaciones de bienes informadas en el detalle de movimientos a costo histórico con las detalladas en el Anexo "Bienes de Uso"/"Propiedades, Plantas y Equipos" de los Estados Contables/Financieros auditados de la Licenciataria.
- Muestreo, tanto con base estadística como por alcances, de altas y bajas para el período comprendido entre el 01 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2015, a efectos de su evaluación respecto a:
    - Clasificación contable.
    - Activación y valuación de acuerdo a la normativa regulatoria.
    - Titularidad de cada uno de los bienes relevados, determinando si corresponden a la Licenciataria, al Estado Nacional o a un tercero.
    - Correlación con la información proporcionada en el detalle de movimientos a costo histórico: fecha de adquisición o desafectación, concepto, valor de costo histórico en pesos, etc.

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

- Armado de un nuevo inventario detallado de bienes al 31 de diciembre de 2015. Para ello, partiendo del inventario al 31 de diciembre de 2000, se le adicionaron las inversiones producidas durante el período 2001/2015 y se le sustrajeron los bienes desafectados en igual período, que fueron validados en ambos casos.
- Comparación del nuevo inventario detallado de bienes al 31 de diciembre de 2015, obtenido de acuerdo a lo explicado en el punto precedente, con el provisto por la Licenciataria.
- Validación del valor de las incorporaciones y bajas de activos efectuadas durante el año 2016, computadas en forma trimestral, aplicando la metodología explicada en los párrafos precedentes.
- Confección en formato Excel de las planillas "Base Tarifaria – cálculo del valor residual de las inversiones computables – versión licenciataria + consultora", para cada uno de los rubros de inversión y un resumen de las anteriores.
- Confección en formato Excel de las planillas "Base Tarifaria – cálculo del valor de las bajas por desafectaciones, retiros o reemplazos", para cada uno de los rubros de inversión y un resumen de las anteriores.

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

2. PROCEDIMIENTO PARA EL MUESTREO

A los efectos de validar las altas y bajas producidas entre el 01 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2015 con la información que surge de los registros contables de la Licenciataria y su correspondiente documentación respaldatoria, se seleccionó una muestra en base a la metodología y criterios que se explican en este apartado.

Teniendo en cuenta la gran cantidad de bienes que integran el inventario, el muestreo fue diseñado con base estadística, utilizando el programa de auditoría ACL. Este software, utilizado mundialmente, permite convertir grandes volúmenes de información en prueba de datos, con una cobertura del 100% del Universo y una confianza completa en sus resultados.

Adicionalmente, se seleccionaron, a criterio de la Auditoría, una cierta cantidad de bienes para complementar la muestra.

Tanto para las inversiones como para las desafectaciones, se definieron cuatro muestras en base a la relevancia de los rubros componentes del inventario. Las muestras, cuyo detalle se expone en el Anexo 1, se resumen en los siguientes cuadros:

	TOTAL ALTAS S/ INVENTARIO	TOTAL ALTAS ANALIZADAS	ALCANCE	CANT. DE COMPROB ANTES
TOTAL GENERAL	594.105.719	186.222.267	31%	400
GASODUCTOS	115.257.983	96.368.535	84%	40
CONDUCTOS Y REDES DE MEDIA Y BAJA	121.923.056	17.194.690	14%	93
INSTALACIONES DE MEDIOCIÓN Y/O CONSUMO	123.513.476	1.897.067	2%	72
RUBROS RESTANTES	233.411.204	70.761.975	30%	195

	TOTAL BAJAS S/ INVENTARIO	TOTAL BAJAS ANALIZADAS	ALCANCE	CANT. DE COMPROB ANTES
TOTAL GENERAL	-49.055.092	-25.800.701	53%	98
GASODUCTOS	-16.804.867	-15.433.961	92%	2
CONDUCTOS Y REDES DE MEDIA Y BAJA	-7.170.823	-4.422.799	62%	5
VEHÍCULOS PESADOS/LIVIANOS	-6.306.599	-2.472.367	39%	68
RUBROS RESTANTES	-18.772.803	-3.471.574	18%	23

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

El mismo procedimiento, fue aplicado a efectos de validar las inversiones y desafectaciones realizadas por la Licenciataria para el período comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 30 de junio de 16. Las muestras, cuyo detalle se expone en el Anexo 2, se conformaron de acuerdo a los siguientes cuadros:

	TOTAL ALTAS S/ INVENTARIO	TOTAL ALTAS ANALIZADAS	ALCANCE	CANT. DE COMPROB ANTES
TOTAL GENERAL	80.041.376	51.148.379	64%	20
GASODUCTOS	19.076.777	18.941.087	99%	1
PLANTAS COMPRESORAS/OTRAS INSTALACIONES	17.218.061	16.778.085	97%	4
VEHÍCULOS PESADOS/LIVIANOS	11.445.842	2.640.321	23%	6
RUBROS RESTANTES	32.300.696	12.788.886	64%	9

	TOTAL BAJAS S/ INVENTARIO	TOTAL BAJAS ANALIZADAS	ALCANCE	CANT. DE COMPROB ANTES
TOTAL GENERAL	-1.147.324	-681.181	59%	20
INSTALACIONES DE MEDIOCIÓN Y/O CONSUMO	-1.008.426	-585.800	58%	18
RUBROS RESTANTES	-138.898	-95.381	69%	2

3. LIMITACIONES AL ALCANCE

3.1 Equivalencia de códigos

La Licenciataria ha decidido en el mes de noviembre de 2004, reemplazar el sistema de información de la Compañía. Los bienes de uso, exceptuando el rubro medidores, fueron migrados al sistema SAP.

A efectos de poder vincular las existencias al 31 de diciembre de 2000 y las altas del período 2001 a 2004 con el inventario al 31 de diciembre de 2015, se solicitó a la Compañía la equivalencia de códigos entre ambos sistemas, arribándose a la siguiente situación:

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN

Rubro	% de bienes sin código equivalente en SAP (en pesos)
Edificios y Construcciones Civiles	-
Instalaciones de Edificios	83%
Gasoductos	-
Ramales de Alta Presión	5%
Conductos y Redes de Media y Baja	4%
Plantas Compresoras/Otras Instalaciones Técnicas	2%
Estaciones de Regulación y/o Medición	-
Instalaciones de Medición y/o Consumo	6%
Máquinas y Equipos	10%
Sistemas Informáticos	19%
Equipos de Telecomunicaciones/ SCADA	80%
Vehículos Livianos/Pesados	7%
Muebles y Útiles	36%
Total	5%

4. CONCLUSIONES

Los principales criterios de validación aplicados fueron los siguientes:

- Los importes correspondientes a los bienes existentes en el inventario al 31 de diciembre de 2015 provisto por la Licenciataria, que no pudieron asociarse con bienes existentes en el inventario al 31 de diciembre de 2000 resultante de la consultoría contratada por el ENARGAS en el marco de la RQT II, Expediente ENRG Nro. 6908-01 -ver punto 3. Limitaciones al alcance-, ni con las altas producidas entre el 01 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2015, fueron detraídos de la Base Tarifaria.

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

- Los bienes existentes en el inventario al 31 de diciembre de 2015 provisto por la Licenciataria, cuyo saldo no coincide con el resultante de agregar o detraer del saldo al 31 de diciembre de 2000 los movimientos de altas y bajas del período 2001/2015, se ajustan al saldo obtenido por esta auditoría.
- El inventario al 31 de diciembre de 2015 provisto por la Licenciataria no incluía los ajustes efectuados sobre el inventario al 31 de diciembre de 2000 como resultado de la consultoría practicada oportunamente por la firma Psi Consultores en el marco de la RQT II. En consecuencia, se dedujeron del saldo de los bienes necesarios al 31 de diciembre de 2015, los ajustes que surgen del Expediente ENRG Nro. 6908-01 relacionados con dichos bienes.
- Los importes activados correspondientes a bienes existentes en el inventario al 31 de diciembre de 2015 provisto por la Licenciataria, que no se pudieron validar con documentación o la misma fue insuficiente, se detrajeron de la Base Tarifaria.

Estas conclusiones se cuantifican en el cuadro siguiente:

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Rubro	Inventario al 31.12.15 provisto por la Licenciataria	AJUSTES						Saldo al 31.12.15
		Por Bienes existentes en el inventario al 31.12.15 provisto por la Licenciatario, que no se pudieron vincular con bienes existentes al 31.12.00, ni con movimientos del período 2001-2015	Por diferencias en los valores de origen	Por ajustes en el expediente RQT II a bienes existentes en el inventario al 31.12.15 provisto por la Licenciataria	Por bienes existentes en el inventario al 31.12.15 provisto por la Licenciataria, cuyo importe activado no se pudo validar con documentación o la misma fue insuficiente	Bienes afectados a Actividades no Reguladas	Bienes de Terceros	
Edificios y Construcciones Civiles	72.549	(52)	(712)	(948)	(857)	-	-	69.980
Instalaciones de Edificios	9.154	(7.630)	(40)	-	-	-	-	1.484
Gasoductos	299.016	-	(11.795)	(356)	(10.226)	(29)	(28.428)	248.182
Ramales de Alta Presión	88.059	(4.664)	(14.677)	(1.233)	(1.840)	-	(336)	65.309
Conductos y Redes de Media y Baja	379.825	(14.127)	(15.777)	(1.113)	(2.695)	-	(26.553)	319.560
Plantas Compresoras/Otras Inst. Técnicas	35.948	(784)	(1.620)	-	(1.790)	-	-	31.754
Estaciones de Regulación y/o Medición	51.816	(222)	(3.128)	-	(549)	-	(1.815)	46.102
Instalaciones de Medición y/o Consumo	162.775	(9.562)	379	-	(750)	-	-	152.842
Máquinas y Equipos	16.402	(1.634)	(1.119)	-	(55)	-	-	13.594
Sistemas Informáticos	26.297	(4.877)	-	(265)	(6)	-	-	21.149
Equipos de Telecomunicaciones/ SCADA	7.648	(6.115)	-	-	(10)	-	-	1.523
Vehículos Livianos/Pesados	36.785	(2.639)	(99)	(97)	(18)	(740)	-	33.192
Muebles y Útiles	5.466	(1.991)	(14)	-	(2)	-	-	3.459
Total	1.191.740	(54.297)	(48.602)	(4.012)	(18.798)	(769)	(57.132)	1.008.129

Valores expresados en miles de pesos

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

5. INVERSIONES Y BAJAS 2016

A continuación se detallan los montos de inversiones y bajas producidos hasta el segundo semestre del año 2016, en miles de pesos, detallados por tipo de instalación.

	Inversiones	Bajas
EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES CIVILES	4.262	-
INSTALACIONES DE EDIFICIOS	147	-
GASODUCTOS	19.077	-
RAMALES DE ALTA PRESION	3.791	-
CONDUCTOS Y REDES DE MEDIA Y BAJA - ACERO / POLIETILENO -	1.204	-
PLANTAS COMPRESORAS / OTRAS INSTALACIONES TECNICAS	22.888	83
INSTALACIONES DE REGULACION Y/O MEDICION	-	-
INSTALACIONES DE MEDICION DE CONSUMO	12.412	1.010
MAQUINARIAS Y EQUIPOS	2.846	-
SISTEMAS INFORMATICOS	4.221	55
EQUIPOS DE TELECOMUNICACIONES / SCADA	5	1
VEHICULOS LIVIANOS / VEHÍCULOS PESADOS	11.446	-
MUEBLES Y UTILES	152	-
CILINDROS	-	-
	80.043	1.149

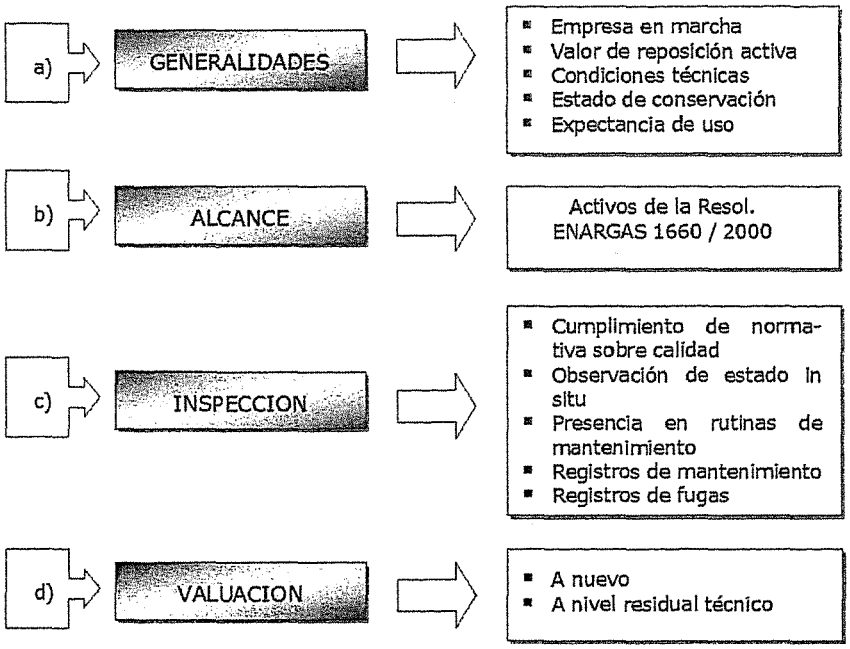
JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

EVALUACIÓN TÉCNICA

1. METODOLOGIA REVISADA

La metodología propuesta se basó en los siguientes criterios:



1.1. Generalidades de la Valuación Técnica

En forma simultánea con la auditoría contable de la información proporcionada por la Licenciataria, se constató la existencia física de los Bienes de Uso declarados en el Inventario Contable, con el propósito de establecer el valor técnico de los activos necesarios para la prestación del servicio regulado.

La finalidad de la valuación técnica fue contar con un marco de referencia demostrable y realista, que será utilizado por el ENARGAS para determinar la Base de Capital, junto con la base de los saldos contables actualizados.

Completando los conceptos anteriores, cabe agregar que el enfoque de la Valuación Técnica, partió de considerar la premisa de "empresa en marcha", es decir, teniendo en cuenta que los bienes estaban afectados a la provisión de un servicio, bajo un determinado esquema o lay out operativo vigente, integrados a un proceso económico y capaces de generar ingresos no sólo para absorber los costos operativos y utilidades normales de la actividad, sino también la propia depreciación de los bienes.

La Valuación Técnica, al estar basada en la consideración de precios de reposición actuales de los activos, condiciones técnicas de los mismos, estados de conservación, depreciación y/u obsolescencia tecnológica y expectativas de uso probable, permitió sustentar un esquema de valores de Bienes de Uso con criterio realista, ya que ponderó los atributos inherentes a los bienes no tenidos en cuenta por la metodología contable.

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

1.2. Alcance de la Valuación

Los Bienes en consideración integran las ubicaciones físicas bajo la titularidad de la Licenciataria, asimismo, estuvieron incluidos aquellos bienes pertenecientes a la Empresa ubicados en inmuebles o terrenos de terceros, tales como redes de gasoductos, estaciones compresoras, estaciones reductoras de presión, puentes de medición y otros, ubicados en general en terrenos fiscales provinciales, municipales o privados. Bajo ese esquema de ubicaciones, la valuación comprendió los bienes agrupados dentro de las siguientes Cuentas Contables o Rubros de Bienes de Uso:

- Edificios y construcciones civiles
- Instalaciones de edificios
- Gasoductos
- Estaciones de Compresión
- Ramales de alta presión
- Conductos y redes de media y baja – acero
- Conductos y redes de media y baja – Polietileno
- Conductos y redes de media y baja – Hierro Fundido
- Otras plantas
- Plantas de almacenamiento criogénico
- Estaciones de regulación y/o medición
- Instalaciones de medición de consumo
- Otras instalaciones técnicas
- Máquinas
- Equipos
- Herramientas
- Sistemas informáticos
- Equipos de telecomunicaciones
- Sistema SCADA
- Vehículos Livianos
- Vehículos Pesados
- Muebles y útiles

Desde el punto de vista técnico se tomo en consideración a priori todo aquel bien que se hallaba en operación, que prestaba servicios operativos y que estaba considerado dentro de los programas de mantenimiento de la Licenciataria.

1.3. Inspección y evaluación del estado de conservación de los activos

Como fuera expresado anteriormente, el ejercicio de valuación efectuado consideró que los bienes involucrados estaban afectados al cumplimiento de la concesión del servicio público, que se brinda bajo un determinado esquema operativo, actualmente en funcionamiento y cuyo desempeño es supervisado por la autoridad de aplicación. Es así que se efectuó el análisis, cumpliendo los términos de referencia y prestando especial atención a la evaluación del grado de obsolescencia y estado de conservación de los activos físicos, aportando desde el punto de vista técnico los datos que permitieron apreciar la razonabilidad de la depreciación calculada mediante los métodos contables. También se prestó especial atención a la presencia de activos que hubieran sido sustituidos y/o que debieran ser dados de baja del inventario.

La evaluación de las condiciones técnicas de los activos afectados al servicio consideró lo establecido en los siguientes documentos.

JULIANA REGGI
18 APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

- Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas.
- Reglamento del Servicio de Distribución de Gas.
- Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y otros Gases por cañerías - NAG 100.
- Normas y Reglamentaciones aplicables del Clasificador de Normas Técnicas de Gas del Estado - Año 1991.
- Resolución ENARGAS N° 1192/99 - Estándares de Calidad del Servicio.
- Antecedentes originados en la primer Revisión Quinquenal de Tarifas (RQT) del año 1996.
- Metodología para la segunda RQT.
- Detalles de las Actas Acuerdo firmadas entre la Licenciataria y la UNIREN.

De acuerdo a estos documentos y considerando la información previa recabada, se solicitó a la empresa la provisión de todas las bases de datos de los activos sujetos a evaluación que contengan la información necesaria para el análisis de los mismos, tanto desde el punto de vista patrimonial, como operativo.

De los listados citados y en función de las pautas técnico-operativas establecidas en la documentación, se procedió a definir el carácter de "necesario", de los bienes registrados. Ese carácter, sin embargo, no califica el activo considerado sino para el grado de eficiencia original, no analizando la posibilidad de innovaciones tecnológicas aparecidas en fechas posteriores a la iniciación del contrato y que podría eventualmente, mediante inversiones adicionales, mejorar la productividad y/o calidad del sistema.

Posteriormente, se requirió la disposición de los manuales de construcción, operación, mantenimiento y reparación, correspondientes a cada tipo de instalación considerada necesaria. La información relevada permitió definir criterios de muestreo para cada tipo de instalación, procediendo luego a la inspección de una muestra, que permitió proyectar la evaluación del estado del resto de los activos similares, dispuestos en el área de concesión.

En los casos de las instalaciones, cuya operación eficiente y razonable requería la realización de tareas rutinarias, por caso mantenimiento preventivo, reparaciones, extensiones, conexiones u otras, se solicitó el correspondiente listado de órdenes de trabajo previstos y se auditó el trabajo a efectos de verificar el grado de cumplimiento de los procedimientos establecidos por la empresa para cada tarea en particular. Se verificó asimismo, que dichos procedimientos reflejaran las pautas establecidas por las normas de calidad y seguridad exigidas por el ENARGAS en materia de construcción, mantenimiento y operación, específicamente la norma NAG 100.

De esa forma se obtuvo una verificación in situ y directa que sirvió de referencia para la evaluación, tanto del estado de las instalaciones y el material existente, como de los equipos, herramental y dispositivos afectados a la operación y mantenimiento.

Seguidamente se detallan, algunas particularidades que fueron contempladas en la evaluación del estado de conservación de los principales ítems a inspeccionar.

<u>Gasoductos de alta presión</u>

Una vez cumplido el proceso de identificación de los activos incluidos en este rubro, según la metodología expresada anteriormente, se efectuó la evaluación del estado de conservación de los mismos.

Para el caso de los gasoductos de alta presión, se realizó una clasificación previa según los siguientes conceptos:

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

- Diámetro
- Presión
- Longitud
- Antigüedad
- Distancia a los centros operativos

Una vez obtenida la clasificación mencionada, se revisaron los registros de mantenimiento atendiendo específicamente a los elementos de protección catódica, a la cantidad de fugas detectadas, etc.

Se revisaron los registros de los potenciales en los puntos de medición existentes y se los comparó a fin de verificar que los valores obtenidos presenten los niveles fijados por la NAG 100, en su sección 463 y el Apéndice D y teniendo en cuenta lo indicado en la NAG 108.

Ramales alta presión

En los ramales de alta presión, se repitió el procedimiento descripto anteriormente, a efectos de verificar el cumplimiento de lo establecido en las secciones 463 y 465 y en el Apéndice D de la norma NAG 100 y la NAG 108.

La evaluación de los resultados permitió inferir el grado de conservación de los bienes citados, objetivo de esta etapa del trabajo.

Estaciones de Compresión

La Licenciataria está operando actualmente estaciones de compresión a lo largo de todo su sistema y por ende se solicitaron los listados de compresoras afectados a cada estación. Se evaluaron el estado de conservación, el grado de obsolescencia y las condiciones de operatividad mediante inspecciones directas en las plantas correspondientes.

De acuerdo con lo estipulado en la NAG 100 (Secciones 162, 169 y 171) se revisaron los esquemas operativos, la existencia de dispositivos adicionales de seguridad y operación. Se hicieron las inspecciones a plantas elegidas con criterios de operatividad, unicidad y criticidad en la operación de transporte de gas natural a alta presión.

Se evaluó el estado del equipamiento y las instalaciones, las modificaciones realizadas en los equipos, los reportes de fallas y salidas de servicio, los programas de mantenimiento y los manuales de operación vigentes.

Estaciones reguladoras de presión

El sistema operado por la Licenciataria, cuenta con estaciones reguladoras de presión (ERP), cuya inspección se realizó utilizando los listados correspondientes, solicitados al área técnica de la Distribuidora, se realizó una clasificación atendiendo a los siguientes criterios:

- Antigüedad
- Capacidad
- Rango de presión
- Número de etapas
- Localización

En base a dichas características se definó la muestra representativa, para la cual se verificó el cumplimiento de los requisitos establecidos en la Sección 739 de la Norma NAG 100, entre ellos:

- Existencia de registros de mantenimiento según lo requerido por la norma.

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

- Condición mecánica general de las instalaciones.
- Capacidad y confiabilidad de servicio.
- Correcta calibración de los elementos de control.
- Instalación adecuada, protegida contra polvo, agua y otros agentes que pudieran afectar la normal operación.
- Grado de correlación de los parámetros de funcionamiento relevados, en relación a los de diseño.

Nuevamente, la evaluación de los resultados de las inspecciones realizadas in situ sobre la muestra definida, permitió concluir sobre las condiciones operativas y estado de conservación del total de las instalaciones.

Redes de distribución en media y baja presión

El sistema de distribución operado se compone de redes construidas en tres materiales distintos, según su antigüedad y rango de presión: hierro fundido, acero y polietileno de media densidad.

De acuerdo al material de construcción de la red, corresponderá realizar inspecciones con criterios diferenciados.

En forma similar que en los casos de las instalaciones antes mencionadas, se solicitó la provisión de las bases de datos de las redes que opera, procediendo a realizar una primera clasificación en función de:

- Material
- Características físicas (extension y diámetros)
- Antigüedad
- Localización

De estos listados, se seleccionó una muestra representativa para cada material, evaluadas mediante los registro de seguimiento de fugas (NT 1225) y complementadas con inspección in situ.

Redes de Acero

Se focalizó el análisis especialmente en la verificación de su estado (protección catódica de acuerdo a los requerimientos de la Norma NAG 100, secciones 463 y 465).

Se verificaron los potenciales en los puntos de toma y se contrastaron con los valores registrados y con la tabla del apéndice D de la NAG 100.

Redes de Polietileno (Densidad Media)

Se determinó que la vida útil de cada red, de acuerdo a los criterios de evaluación de cañerías de polietileno para conducción de gas que toman en cuenta las curvas de regresión "tensión circunferencial- tiempo", considerando para ello los métodos recomendados por los fabricantes y laboratorios de ensayo y aprobación de resinas, excede en todos los casos el tiempo residual de la licencia y por lo tanto se contemplaron las amortizaciones de acuerdo al momento de su incorporación como activo de la licenciataria.

Redes de Hierro fundido

No se encontraron redes construidas con este material en el ámbito de operación de la Licenciataria.

Máquinas, Equipos, Herramientas y otros

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Se solicitaron a la distribuidora los listados de máquinas, equipos, herramientas, artefactos y otros bienes afectados a la operación.

Se evaluó su estado de conservación y grado de obsolescencia, mediante inspecciones directas en los centros correspondientes.

Asimismo, se determinó la razonabilidad de su existencia, requiriendo detalles de las tareas a las que se encuentran dedicados para cubrir las necesidades operativas internas.

Medidores

A fines de corroborar el estado en funcionamiento de los medidores se tomó una muestra aleatoria y representativa de los registros que figuraban en el inventario contable.

Posteriormente se expandió dicha muestra por las cantidades de equipos de medición asociadas a cada línea de activos y se solicitó a la Licenciataria información de los consumos de los mismos para los últimos cuatro meses.

En casi la totalidad de los casos se corroboró que los medidores se encontraban en funcionamiento y registraban al menos los dos consumos correspondientes al período. En aquellos casos que se hallaron situaciones distintas se requirió más información.

Solo existieron dos casos en los cuales se chequeó que se trataba de un medidor que había entrado en funcionamiento durante el mes de Octubre del 2015 (motivo por el cual no figuraba más de un consumo) y otro con pedido de cierre por parte del cliente desde 2013.

1.4. Valuación técnica

Elección de la Base de Partida:

Adoptando como punto de partida referencial el Inventario Contable de Bienes de Uso disponible por la Empresa al 31.12.2015, estructurado por Rubro Contable y Ubicación o Centro de Costo, ese inventario fue contrarrestado con el listado de bienes operativos y se verificó la información técnica necesaria para la posterior valuación (incluyendo las estaciones reductoras de presión, los odorizadores, los vehículos, los muebles y útiles, el equipamiento informático y el de telecomunicaciones y medición y los terrenos y edificios).

Teniendo en cuenta la gran cantidad de bienes que integran el inventario, el muestreo se diseñó con base estadística, en función de la importancia relativa de los valores patrimoniales actuales correspondientes a un Bien de Uso o conjuntos de ellos, cantidad de bienes, antigüedad y otros atributos.

Valuación a nuevo

El primer paso del procedimiento de valuación consistió en establecer los valores de reemplazo a nuevo de los bienes, empleando algunos de los siguientes procedimientos:

- Consulta de valores actuales de reemplazo a nuevo a los proveedores, fabricantes o instaladores habituales y competitivos de plaza.
- Considerando la información disponible referente a precios de reposición de bienes e instalaciones similares a los sujetos a estudio.
- Valuación Estimativa para cada unidad de cuenta:
  - **Terrenos** por antecedentes comparables.
  - **Edificios e Instalaciones** por cómputo métrico de prueba para establecer el costo por metro cuadrado cubierto de cada sector.

JULIANA REGGI APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

- **Gasoductos y ramales de alta y media presión** por estimación de instalación determinada por pulgada de diámetro y por metro lineal de gasoducto, teniendo en cuenta materia y antigüedad.
- **Conductos y redes de media y baja presión** se adoptó como base de partida los cómputos de la Licenciataria considerando edades promedio, diámetros y materiales.
- **Estaciones de regulación y/o medición** también el punto de partida fue el inventario de la Licenciataria tipificando las características técnicas, salto de presión y caudal.
- **Otras instalaciones** la metodología de valuación fue individual en función al tipo de activo (planta de aire propanado, plantas gnc y gnp, compresoras, etc...).
- **Máquinas, equipos y herramientas** inspeccionados mediante muestreo por método estimativo circunscripto a la valuación del herramental menor.
- **Sistemas Informáticos y de Telecomunicaciones** la valuación del equipamiento informático y de telecomunicaciones se hizo según sus precios de plaza.
- **Vehículos** se tuvo en cuenta los precios de mercado de unidades usadas.
- **Muebles y Útiles** valuados a nuevo a partir del inventario proporcionado y verificado mediante muestreo.

Consideración de la depreciación

Para aquellos bienes que no estaban totalmente depreciados y cuya vida útil residual se prolongaba más allá de los próximos cinco años, se tuvo en consideración la vida útil residual según antecedente contable, siempre y cuando el estado de conservación a criterio de los técnicos que auditaban el bien fuera razonable.

A los bienes totalmente amortizados que se encuentran en operación al 2015, no se les atribuyó una vida útil residual desde el punto de vista técnico, si bien podría considerarse razonable que los mismos sean remunerados mientras se encuentren en operación.

Justificación para la inclusión de los activos cedidos por terceros en la base tarifaria.

El concepto de Base Tarifaria (BT) refiere a la medida del valor neto de los activos físicos de una empresa que son utilizados en la prestación de los servicios sujetos a regulación y cuya remuneración forma parte de los costos económicos de dicha prestación.

La distribuidora durante los últimos quince años a pesar del congelamiento tarifario impuesto por la Ley de Emergencia Económica y la recurrente suspensión de las Revisiones Tarifarias Quinquenales que preveía el Marco Regulatorio, ha podido ejecutar las inversiones en seguridad y confiabilidad que el sistema requería, pero no contó con los recursos que necesariamente deben aportan las tarifas 1(según Ley 24076) para posibilitar la realización de las obras de crecimiento del sistema. En consecuencia, una porción de dichas obras se ha ejecutado a través de mecanismos alternativos tales como fideicomisos con aportes de terceros interesados, o directamente ejecutadas por estos últimos.

---

1 Según lo estipula el art. 38 inc. a) la Ley 24076 cuando se refiere al componente amortización que debe incluir la tarifa de las Licenciatarias: *"Los servicios prestados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas que se ajustarán a los siguientes principios: a) Proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable, según se determina en el siguiente artículo;..."* (el resaltado nos pertenece).

JULIANA REGGI
23 APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Esa modalidad de llevar adelante las obras, que buscó paliar parcialmente la necesidad de crecimiento del sistema, implicó que el costo de esa infraestructura no esté reflejado en el estado patrimonial de las empresas según su costo de construcción, tal como hubiera ocurrido si las empresas hubieran contado con los recursos tarifarios necesarios para ejecutarlas. Si esto hubiera sido así, esa infraestructura seria parte de la BT porque constituyen activos necesarios para la prestación del servicio, y están físicamente dentro del total de activos que la Distribuidora tiene la responsabilidad de operar, mantener y contribuir a su reparación y/o reemplazo cuando corresponde. Por lo tanto, una valuación de la BT sin duda debe contemplar esos activos dentro de la misma, evitando una distorsión adicional al valor de la BT.

Distintos autores han mencionado la posibilidad de crear un "Activo Regulatorio" para tener en cuenta aquellas obras que fueron llevadas a cabo por terceros como consecuencia de la notoria falta de actualización tarifaria, y que resulta claro que estas deberían haberse realizado con los ingresos tarifarios de las Distribuidoras, si estos hubieran sido suficientes según lo previsto por el Marco Regulatorio.

Debe reconocerse que la cesión de activos en valores menores al costo de construcción no debería ser condición para que la empresa regulada no perciba una remuneración por esos activos según su costo de reposición, o mínimamente un valor asimilable.

Además de los costos de operación y mantenimiento, y de gestión de la plataforma comercial, la Distribuidora asume las contingencias asociadas a la gestión de dichos activos, tales como la exposición de la imagen de marca, la reputación nacional e internacional; aportando know-how, capital de trabajo, capacidad de operación disponible, y la necesidad de realizar inversiones para la expansión vegetativa, su reposición, etc.; de manera similar a los otros activos que opera.

Por lo tanto se encuentra plenamente justificada la necesidad y pertinencia de remunerarlos adecuadamente mediante una tasa de capital que refleje los riesgos por las tareas y aportes descriptos, permitiendo la sustentabilidad económica y financiera de la prestación del servicio en el largo plazo.

2. CONFORMACIÓN DEL EQUIPO AUDITOR – TAREAS.

El equipo de auditoría se constituyó por 1 (un) Director General del Proyecto, 1 (un) Gerente Técnico, 2(dos) Ingenieros con experiencia en procesos de gas natural, 3(tres) técnicos con experiencia en plantas de procesos de hidrocarburos.

El equipo realizó varias reuniones donde se definió, en base a las directivas establecidas, el plan de tareas a ejecutar en cada una de las visitas a las distintas Unidades de Negocios seleccionadas. Las visitas a las distintas Unidades de Negocio fueron realizadas por el personal técnico de acuerdo a los cronogramas que se adjuntan en el ANEXO 6, el itinerario a seguir y el cronograma de actividades más las coordinaciones con el personal de Camuzzi para hacer el acompañamiento del auditor a los sitios.

Los auditores verificaron las instalaciones en base a las tareas establecidas en las planillas guías, solicitaron información de mantenimiento de las instalaciones que son responsabilidad de la UN, generaron documentación fotográfica, definieron la confiabilidad de los activos evaluados.

Los profesionales recopilaron la información, la ordenaron y generaron reportes de costos y de estado de los activos físicos para volcarlos en el informe final.

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

3. INFORMACIÓN CONSIDERADA

Previo a la realización de la auditoria se analizaron registros de los antecedentes de las actividades desarrolladas por los Departamentos de Ingeniería, Mantenimiento, Procesos, Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente del proyecto con el fin de conocer el funcionamiento del Sistema de Gestión de Calidad de los procesos que desarrollan.

Los resultados de estas observaciones permiten concluir que la empresa cuenta con una base de gestión de sus procesos que les permite administrar los mismos dentro de los márgenes promedios de las industrias de similar especialidad, se verificó también el cumplimiento de requisitos legales.

Por otra parte se ha observado la proactividad en la mejora de los procesos, para una mejor gestión se está implementando el Sistema SAP que abarcará los sectores técnicos administrativos de toda la organización, además de disponer de una base de datos de todo su inventario físico que les va a permitir gestionarlo de manera eficaz.

Se recogió en Sede Central y los Sitios información actual sobre estado de:

- Instalaciones y equipos componentes de las Unidades de Negocio
- Estado de las Instalaciones tanto desde el punto de vista mecánico, eléctricos e instrumentación asociada.
- Elementos de seguridad y lucha contra incendio.
- Procedimientos operativos normales y en emergencias.
- Equipos y elementos de control para el manejo del GN
- Características de las obras civiles.
- Cumplimiento de las normativas vigentes

Previamente al lanzamiento de las auditorías de las instalaciones, se compatibilizó con charlas previas de capacitación con todo el grupo auditor, las acciones a ejecutar y aspectos a observar en el proceso de Auditoría, para mantener el mismo criterio en todas las instalaciones con los distintos auditores que concurrieron a los sitios.

4. RELEVAMIENTO FÍSICO Y CALIDAD DE LOS ACTIVOS

El objetivo de esta actividad fue verificar la existencia y el estado de operatividad del inventario físico que incluye todos los bienes necesarios para la prestación del servicio de distribución de gas por redes mediante el uso de técnicas de auditoría apropiadas a tales efectos.

La verificación física "in situ" tenía por finalidad:

1) La determinación de la consistencia de los activos fisicos existentes, con los detallados en la información aportada.
2) La revisión de toda la documentación de respaldo asociada a la operación y el mantenimiento de dichos activos.
3) El estado de integridad y operatividad necesario para la prestación del servicio en cuanto a la calidad y la sustentabilidad del mismo.

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Para realizar esta actividad se establecieron una serie de tareas que permitieron completarla en el tiempo previsto y con el grado de confiabilidad adecuado.

En términos generales la metodología utilizada consistió en la inspección física (auditoría) de muestreo "in situ" contrastando la información registrada con la existencia real en cuanto a cantidades y condiciones de los bienes en cuestión.

Los especialistas que realizaron las auditorías mantuvieron un criterio independiente e imparcial para determinar la existencia y el estado físico de los bienes.

La secuencia de tareas se detalla a continuación:

1) Recopilación de la información necesaria.
2) Identificación y segregación de aquellos activos que no se consideran necesarios para la prestación del servicio.
3) Revisión de las bases de datos, documentación de respaldo e instrucciones de trabajo (operación y mantenimiento) existentes, en casa central de Camuzzi y en las diferentes oficinas regionales.
4) Determinación de una lista de muestreo que fuera representativa y confiable.
5) Diseño del itinerario de visitas.
6) Realización de las visitas programadas
7) Redacción de los informes y conclusiones obtenidas.

Recopilación de la información necesaria.

La solicitud de información básica realizada por la Consultora a Camuzzi contuvo un listado que incluía todos los rubros existentes en la nómina de activos de la compañía.

Operativamente esta actividad incluyó reuniones de trabajo en las que se trataron temas informativos generales y necesidades de disponibilidad de información.

La consecuencia de estas actividades fue una planificación detallada del programa de visitas.

Entre ellos los más sobresalientes:

Redes de acero media y baja:

Planillas de cañerías detallando antigüedad dimensiones presión de operación, tipo de recubrimiento y reportes de fallas con sus fechas y ubicación.

Información sobre los sistemas de protección catódica.

Planes y programas de mantenimiento (organización de tareas preventivas y predictivas).

Redes de polietileno media y baja:

Planillas de cañerías detallando antigüedad dimensiones presión de operación y reportes de fallas con sus fechas y ubicación.

Planes y programas de mantenimiento (organización de tareas preventivas y predictivas).

Plantas reguladoras:

Indicación de ubicación, antigüedad, caudal, presión y serie constructiva.

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Posicionamiento con relación al unifilar.

Planes y programas de mantenimiento (organización de tareas preventivas y predictivas).

Registros de fallas ubicando la planta y la fecha.

Medidores de consumo:

Listas con la indicación de ubicación, antigüedad, caudal, presión, marca modelo (tipo) y serie constructiva.

Planes y programas de mantenimiento y calibración.

Plantas de GLP vaporizado:

Indicación de ubicación, antigüedad, caudal, capacidad tanques GLP y vaporizadores.

Planes y programas de mantenimiento.

Plantas compresoras

Indicación de la ubicación, antigüedad, caudal, capacidad compresores.

Planes y programas de mantenimiento.

Equipos de compresión y descarga, y móviles de GNC

Planillas indicando ubicación, antigüedad, capacidad tubos y presión operación.

Planes y programas de mantenimiento

Equipos de compresión y descarga, y móviles de GNP

Planillas indicando ubicación, antigüedad, capacidad tubos y presión operación.

Planes y programas de mantenimiento.

Esta información fue recibida y contrastada en primer lugar contra los asientos contables para verificar la adecuada registración y posteriormente analizada técnicamente a fin de determinar su necesidad en cuanto a la prestación del servicio que realiza la licenciataria.

Identificación y segregación de aquellos activos que no se consideran necesarios para la prestación del servicio.

Se revisaron las bases de datos que contenían información sobre los activos y la documentación de respaldo para identificar la necesidad de cada activo.

El análisis de la documentación presentada y las reuniones con nuestro personal permitió diseñar un panorama general de la situación de los activos.

Aquellos activos que no se consideraron imprescindibles para prestar un servicio adecuado fueron eliminados de la lista que constituye la base del capital.

Se conformó una lista con los activos que, a criterio de los técnicos, debían ser inspeccionados para corroborar su estado de situación, condición de mantenimiento, reporte de fallas o individualidad.

Determinación de una lista de muestreo que fuera representativa y confiable.

Para obtener resultados dentro del tiempo disponible para esta actividad, los procedimientos

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

hicieron énfasis en auditar los elementos de mayor significación económica y operativa.

Teniendo en cuenta la cantidad y dispersión de los bienes que integran el activo total de la Licenciataria y el tiempo dispuesto para la realización del proyecto de determinación de la base de capital, los distintos activos del servicio de distribución fueron verificados por muestreo diseñado con base estadística, utilizando el programa de auditoría ACL. Este software, utilizado mundialmente, permite convertir grandes volúmenes de información, en prueba de datos, con una cobertura del 100% del universo y una confianza completa en sus resultados.

A esta muestra se le agregó la lista de los activos mencionada anteriormente, que a criterio de los técnicos debía ser revisada y que no figuraron en la muestra seleccionada inicialmente.

Ese listado con los activos descriptos y el agregado de los activos considerados por los expertos se denominó "muestra ampliada".

El objetivo de la inspección de la muestra ampliada era determinar el estado de operatividad del bien y su condición de actividad, de acuerdo a las consignas del siguiente cuadro:

ESTADO OPERATIVO	CONDICION DE ACTIVIDAD
Buen estado de operación y mantenimiento	Activo en uso
Estado regular	Activo en desuso
Mal estado	Activo en uso pero actualmente sin operación

Diseño del itinerario de visitas.

Una vez configurada la lista de los activos a inspeccionar, se estableció el programa de visitas coordinado con el personal de la Licenciataria, de modo tal de garantizar el acceso y la provisión de toda la información necesaria en cada emplazamiento.

Las listas de los itinerarios conformados se adjunta en ANEXO 6 de este documento.

Realización de las visitas programadas

Las tareas vinculadas a la verificación de los activos establecidos en la muestra ampliada pudieron desarrollarse con un aceptable grado de precisión, considerando las características propias de los bienes auditados, el tiempo disponible y la dispersión geográfica de la muestra.

El relevamiento se llevó a cabo con el acompañamiento de personal de Cammuzi quienes facilitaron el acceso a las instalaciones y los medios técnicos para la obtención de la información necesaria. No hubo –o fueron desestimables– las discrepacias entre los relevamientos informados y la información operativa disponible.

Basándonos en los resultados de las auditorías físicas de los bienes de la Licenciataria, podemos confirmar que los inventarios están acorde con la realidad física (cantidad y estado) que opera la empresa.

La totalidad de los documentos en versión óptica y electrónica correspondientes a cada una de las inspecciones obra en poder de la Consultora y está a disposición de quienes quieran revisarlos.

Redacción de los informes y conclusiones obtenidas.

Por lo indicado concluimos que la descripción de los inventarios contempla de manera razonablemente correcta la totalidad de los bienes que la empresa utiliza para la prestación del servicio de distribución de gas en su área de operación.

Podemos también asegurar que existe coincidencia entre la Consultora y la Licenciataria en lo

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

que se refiere a la calificación de la condición técnica de los bienes sujetos a esta auditoría y constitutivos de la Base de Capital para la determinación de la tarifa.

A continuación se describen las conclusiones relevantes de las auditorías. Un compendio más extenso de los resúmenes y de las conclusiones de cada inspección se adjunta en el ANEXO 3 de este documento.

5. RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN Y EVALUACIÓN DEL ESTADO DE CONSERVACIÓN DE LOS ACTIVOS

Como parte del análisis integral previsto, se desarrolló un programa de inspecciones en campo, orientado a determinar:

1. Existencia real de los activos incluidos en el detalle presentado por Camuzzi
2. Estado de conservación y aptitud operativa de los mismos
3. Existencia y cumplimiento de procedimientos de gestión y conservación suficientes para preservación de los mismos en condiciones operativas adecuadas.
4. Existencia de activos innecesarios para el servicio que debieran desafectarse.

En razón de la gran cantidad de activos de distinto tipo involucrados en la concesión y la extensión territorial sobre la que están distribuidos, se realizó una selección utilizando un programa de computación que definió, en forma aleatoria, muestras representativas de activos a inspeccionar, a la que se agregaron algunos de interés especial por sus características, (Plantas compresoras y operaciones especiales).

Con los listados de activos a inspeccionar se definieron circuitos de inspección cubriendo todo el territorio de la concesión, los que fueron recorridos por inspectores con experiencia siguiendo instrucciones y listas de control para relevar la información requerida.

Las tareas se desarrollaron durante Agosto y Septiembre de 2016, colectando una gran cantidad de información tanto en forma digital como documentación en papel, la que se detalla en el ANEXO 3 Ordenada por Circuitos y Unidades Operativas.

Camuzzi tiene organizada su gestión por Unidades de Negocio (UN),y Centros de Operación dependientes de ellas que cubren distintas áreas del territorio y centralizan los registros y funciones de control operativo, sobre las instalaciones distribuidas en las localidades incluidas en su área.

Se debe destacar, la colaboración del personal de Camuzzi, para el cumplimiento de las inspecciones, brindando todas las informaciones requeridas y acceso irrestricto a todas sus instalaciones. El resultado de estas tareas y las desarrolladas en la Sede Central de la Empresa permitió apreciar que la información sobre, control de mantenimiento y estado de los activos se maneja en dos niveles:

Primer nivel (información centralizada)

Hay un sistema general de información, llamado Base Única de Información (BUDI), que tiene los datos técnicos actualizados de todas las instalaciones de la empresa, en principio todos los activos tienen asignado un código BUDI y con el mismo se tiene información actualizada sobre el estado de ese activo.

Esta base está accesible en la intranet de la compañía con acceso abierto a todos los usuarios con clave.

Los usuarios están clasificados en función del grado de interacción permitido (solo lectura, descarga/carga datos, altera valores).

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN

Se observó que existe buena coincidencia entre lo registrado y lo observado en campo.

También conservan registros en la sede central (Ingeniería e Integridad) con los detalles de inspecciones y reparaciones sobre las líneas de Transmisión y Distribución.

Hay en ejecución un programa de inspecciones georreferenciadas cumpliendo la parte O de la norma NAG 100 cubriendo todas las líneas de transmisión y distribución.

Estos registros se conservan en papel, y contienen información completa sobre lo observado en las inspecciones directas descubriendo cañerías enterradas así como los trabajos efectuados sobre las mismas.

El sector Protección Catódica, opera una base de datos de cañerías centralizada que mantiene registros digitales detallados de las verificaciones de potencial de las líneas y redes y de las controles sobre las unidades rectificadoras, tanto valores puntuales como gráficos de tendencia, estos registros son actualizados permanentemente, con la participación de todas las unidades operativas.

En el sistema centralizado se encuentran también todos los procedimientos, manuales de operación y normas internas para la gestión técnica; se observó que el conjunto cubre adecuadamente las necesidades de información para el personal afectado a la atención de las instalaciones.

Segundo nivel (información local)

En cada Unidad de Negocios (UN), se conservan ciertas informaciones tanto en forma digital, como fundamentalmente en papel concerniente a:

- Detalles técnicos actualizados de las instalaciones a su cargo en cada localidad (Redes, Líneas, Plantas Compresoras, de GLP vaporizado, de GLP-aire, de GNC /GNP y trailers para GNC / GNP).
- Información operativa y de control corriente, (registros de fugas, inspecciones a sistemas de protección catódica, historiales de mantenimiento, certificados)
- Contratos de transferencia de instalaciones por terceros
- Datos parque automotor, patentes y certificados VTV.
- Información sobre cumplimiento de la reglamentación corriente en edificios e instalaciones.

Todas estas informaciones locales fueron consideradas durante las inspecciones las que, además de verificar las instalaciones en campo, recabaron copia de los documentos de interés para el objeto del estudio.

Al momento actual la compañía esta instrumentando el sistema SAP para control integral de su gestión por lo que en un futuro toda esta información local seria también ingresada al sistema de acceso centralizado.

Composición de las instalaciones

Las instalaciones del sistema de manejo de gas de Camuzzi se pueden agrupar en dos tipos

Instalaciones sobre superficie:

<u>Plantas Compresoras</u>

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Utilizadas para reforzar la alimentación en los momentos de gran demanda. Hay dos que sólo se utilizan en los meses de invierno y no en forma permanente.

Colonia Barón: Opera Camuzzi, contrata el mantenimiento.

La planta compresora El **Chourron** es operada y mantenida por Transportadora de Gas del Sur (TGS)

Plantas de Propano Vaporizado

Abastecen con propano gaseoso indiluido, en forma permanente, a redes de poblaciones pequeñas alejadas de los gasoductos.

Hay dos ubicadas en: **Ameghino y Villegas**

Estas plantas son operadas y mantenidas por Camuzzi

Plantas de Gas Natural Comprimido (GNC)

Abastecen con Gas Natural a 200 bar de presión transportado en Trailers de GNC, en forma permanente, a redes de poblaciones pequeñas alejadas de los gasoductos.

Hay una planta compresora para carga de trailers GNC ubicada en **Pehuajo** que es operada y mantenida por Camuzzi.

La Empresa tiene un parque de trailers aptos para GNC, sometidos a certificación periódica por entes autorizados

Plantas de Gas Natural a Presión (GNP)

Abastecen con Gas Natural a 60 bar de presión transportado en Trailers de GNP, en forma permanente, a redes de poblaciones pequeñas alejadas de los gasoductos.

Hay una planta compresora para carga de trailers GNP ubicada en **Winifreda** que es operada y mantenida por Camuzzi.

La Empresa tiene un parque de trailers aptos para GNP, sometidos a certificación periódica por entes autorizados.

Las Plantas de Propano indiluido, GNC y GNP son soluciones transitorias, (aunque duren varios años) y son reemplazadas por gasoductos de alimentación en cuanto las condiciones económicas y el crecimiento de la demanda en las localidades servidas lo permiten.

Estaciones Reguladoras de Presión (ERP)

Controlan la presión de abastecimiento a las líneas de distribución y redes son las instalaciones sobre superficie mas abundantes y tienen varios componentes de importancia, diseñados para operar a presiones elevadas, (Series ANSI 150, 300 y 600):

- Válvulas reguladoras adecuadas al caudal y presión del salto.
- Válvulas de seguridad por sobrepresión.
- Filtros de gas para separar polvos y líquidos.
- Tanques de choque para retención de los líquidos y disposición final.
- Calentadores para evitar formación de hielo en las reguladoras.
- Medidores del caudal despachado.

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

- Odorizadores del gas que va a las redes o consumos puntuales.
- Cañerias de interconexión y elementos de control.

En Camuzzi Gas Pampeana operan aproximadamente 428 saltos de regulación.

Las presiones de alimentación entre 15 a 70 bar y presiones reguladas de entre 1,5 y 4 bar a redes y 10 a 45 bar entre líneas de transmisión y distribución. En el sistema hay instalados 255 odorizadores de distintos tipos.

Todos los registros de mantenimiento de las instalaciones de superficie se encuentran en las Unidades de Negocio y Centros de Operación, en formato papel generalmente.

Instalaciones enterradas:

Están constituidas por los conductos para transporte y distribución del Gas Natural y las redes.

Líneas de transmisión y distribución

Conectan los gasoductos troncales operados por las transportistas con las redes.Las características de las líneas propias y las operadas y mantenidas por Camuzzi Pampeana al año 2015 son:

CONDUCTOS DISTRIBUCION CAMUZZI PAMPEANA

LONGITUD TOTAL (km)	Øn (")	MAPO (bar)		ANTIGÜEDAD AÑOS	
	(")	min	max	min	Max
69,32	8"	6	81	8	50
418,17	6"	6	82	0	63
441,93	4"	6	60	5	58
582,29	3"	10	100	0	55
160,32	2"	10	83	1	53
128,18	1"	6	60	4	58
1800,20					

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

CONDUCTOS TRANSMISION CAMUZZI PAMPEANA

LONGITUD TOTAL (km)	Øn (")	MAPO (bar)		ANTIGÜEDAD AÑOS	
	(")	min	max	min	max
50,74	24"	22	25	21	53
173,88	18"	45	60	16	19
290,46	16"	25	95	16	43
332,31	12"	17	60	1	53
610,59	10"	25	95	4	66
829,95	8"	15	95	1	55
944,63	6"	15	95	1	55
625,68	4"	38	95	15	49
469,79	3"	38	96	11	54
72,62	2"	60	95	6	31
4400,65					

Las líneas de transmisión y distribución están construidas en acero y requieren protección contra la corrosión, durante toda su vida útil.

Redes

Cubren las zonas urbanas llevando el gas hasta los usuarios con caños de diámetro menor que las líneas descriptas anteriormente.

Hasta fines de la década de los noventa se construían en acero, luego se comenzó a emplear el polietileno de alta densidad (PEAD), que presenta la importante ventaja de no requerir protección anaticorrosiva como el acero y presenta también ventajas en los aspectos constructivos.

Actualmente las redes nuevas y todas las extensiones de las viejas redes de acero se construyen en PEAD y se reemplazan las redes de acero por PEAD en todo lo posible.

Las redes de acero recibidas por Camuzzi al tomar la concesión, reciben la misma protección anticorrosiva que las líneas de acero mencionadas anteriormente según se describe en el apartado siguiente.

Control de integridad en Conductos y Redes

La Protección Catódica es la preocupación fundamental de la compañía para mantenimiento de las líneas y redes enterradas de acero.

Ha mantenido el presupuesto de Protección Catódica en todo el período de concesión cualesquiera fueran las condiciones económico-financieras de la Empresa.

La Base Única De Instalaciones (BUDI), conserva información completa sobre los caños a los que asigna un código automático al ingresarlos (Código BUDI) incluyendo:

Nombre, Diámetro, Datos Administrativos, Espesor, MAPO, Fecha construcción, Normas, Criterio de Protección Catódica, Esquema de la Línea, Registros históricos de potencial y gráficos y el sistema da alarmas de vencimiento del relevamiento de potenciales según el lapso definido en cada caso.

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Además genera reportes de tendencia e informes y alarmas de desviación de valores, como por ejemplo: línea con puntos de potencial off que presentan diferencias mayores de 100 mv.

Los registros generales del 2011 al 2016 están en BUDI los anteriores en papel accesible.

Están instalando SAP y usarán la base BUDI para generar órdenes de trabajo.

En las líneas que lo permiten hacen pasaje de escraper instrumentado cada cinco años.

En el resto (la mayoría), usan métodos de detección de irregularidades en la protección y realizan pozos exploratorios verificando el estado del caño y revestimiento y reparando según sea necesario.

Hay documentos específicos contenidos en el **Sistema de Documentación Técnica** disponible en la intranet de la compañía, los principales son:

Gerenciación de integridad de líneas	SCE-IN-301-0002
Inspecciones Directas en líneas	SCE-IN-301-0003
Inspecciones Indirectas Líneas de Acero	SCE-IN-301-0002

Cuentan con un manual de ingeniería y con procedimientos específicos todos basados en la NAG 100.

Metodología de evaluación directa y reparación:

Revestimiento asfáltico: pelan 2 m verifican y reponen aislación.

Revestimiento Tricapa: sacan una capa verifican y reponen con manta.

Recorridas:

Tienen rutinas de recorrida y también ponen inspectores contratados en las obras con riesgo para las líneas.

Para caños, 1 vez al año verifican si hay cambios de clase por nuevas urbanizaciones.

Para cruces lo hacen 3 veces al año

Daños por terceros:

Hay un Plan de Prevención de Daños, manejado por la Gerencia de Seguridad y Medio Ambiente.

Las líneas más antiguas son tramos del primitivo gasoducto comodoro Rivadavia Buenos Aires de 10 pulgadas y sus loops. Es caño con espesor 12 mm revestido con asfalto malo. Con adecuada Protección Catódica aun están en buenas condiciones después de 60 años, se bajó la presión de 60 a 25 bar solo por razones operativas.

Protegen con rectificadores y ánodos de dispersión, (en algunos sitios usan termogeneradores).

Tienen aislaciones de cañería de distintos tipos:

Gasoducto Original Comodoro–Buenos Aires: Brea y Lana de Vidrio

Líneas más modernas: P.E. Tricapa.

En todos los casos mediante adecuada protección catódica aseguran el mantenimiento de la integridad del conducto (hay tramos del Gasoducto Original aun en servicio y en buen estado).

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Manejo de interferencias: hubo varios casos, referidos a distintos motivos (líneas de alta tensión, TGS, etc) que se resolvieron y conservan antecedentes en detalle.

Han realizado una adecuación para cumplimiento de la parte O de la NAG 100 sobre 7500 Km. de gasoductos según el siguiente detalle:

1. Análisis de riesgo para calificación de orden de prioridad de verificación.
2. Ubicación integral de defectos georeferenciados, en cada tramo
3. Excavación de pozos exploratorios en los sitios detectados, verificación y reparación de defectos.

Generan registros por pozo del espesor y estado del revestimiento y caño, resistividad y PH del suelo y detalles de las reparaciones efectuadas que se archivan como referencia.

Los Informes de pozos se conservan en papel (biblioteca de carpetas), se observaron algunas, la información es muy completa y bien presentada.

Este programa se desarrolla desde hace cinco años y están terminando la cobertura prevista.

En el análisis de riesgo, no han detectado corrosión interna.

Protección Catódica Implementación

Tienen esquema de cada línea con el historial de relevamiento de potencial en cada punto, los puntos tienen código de ENARGAS de uso único.

Los rectificadores se verifican cada 2,5 meses

Para los dispersores (hay 511), en el pasado usaron ánodos de titanio en agua, como son afectados por la presencia de cloruros se los reemplaza por ánodos de grafito.

Instalación típica: Por cada dispersor van 20 ánodos de grafito a 100 m de profundidad, con 20 mm de coke calcinado sobre el ánodo. Arrancaron con antigüedad de 20 a 30 años, por reposición sistemática, actualmente la mayoría está en 15 años.

Criterios de protección general: muchos puntos de inyección y baja corriente en cada uno; se considera que remover y cambiar masivamente un revestimiento deteriorado cuesta aproximadamente igual que cambiar el caño.

Miden equipos rectificadores y puntos significativos cada 2,5 meses.

Miden puntos definidos cada 100 km una vez por año.

Hacen on – off todos los años.

Potencial natural cada 5 años

Integridad Líneas de Polietileno

Todavía no hay norma NAG al respecto por lo que aun no se hace nada en esta área.

Esta en estudio una adenda (adenda 4) para líneas de distribución.

Están preparando reserva presupuestaria para comenzar acciones cuando se emita la adenda que estiman sería en dos años.

Como principio general la Empresa cumple estrictamente las normas vigentes sin avanzar más allá.

JULIANA REGGI APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Consideran que el PEAD enterrado sin acción de U.V. tiene una vida muy larga y no requiere controles especiales.

En todas sus rede de PEAD solo han tenido una falla en la localidad de Bolívar por defectos en el procedimiento de fusión y lo solucionaron reemplazando todo lo afectado.

Conclusiones de la Evaluación Técnica

Lo observado en campo y el análisis de la documentación permiten apreciar que:

Todas las instalaciones inspeccionadas se encuentran en funcionamiento cubriendo el servicio previsto.

El estado de mantenimiento de las instalaciones de superficie (Estaciones Reguladoras, Plantas, Trailers GNC/ GNP), es bueno, conservan registros en papel de las actividades de inspección y reparación.

Se observó que los recursos disponibles se concentran en mantener adecuada aptitud funcional en todos los casos, notándose algunas fallas en aspectos accesorios, (conservación de pintura, luminarias fuera de servicio y temas similares).

Lo mismo vale para los Edificios, Automotores, Herramientas y Equipos.

En todas las localidades el personal conoce y aplica las normativas de mantenimiento, operación y seguridad, contenidas en los procedimientos de la compañía.

Respecto a las redes y conductos enterrados se observo una actividad permanente de control del nivel de protección catódica, procurando detectar anormalidades y corregirlas, que se conserva en registros de papel y se informa para el registro general.

Además realizan controles de fugas sobre las redes y tienen centros de atención para recibir reclamos de los clientes, tanto en los casos de detección como de reclamos conservan registros en papel, en los que clasifican la importancia del escape y el detalle de las reparaciones efectuadas.

Ejemplos de los registros en papel mencionados se pueden consultar en forma rápida en el ANEXO 3, la totalidad de los registros recopilados se encuentra en ese anexo.

Tanto de los datos técnicos de las instalaciones como de los registros, de mantenimiento, inspección de protección catódica y controles de fugas, se recopiló abundante información en papel que se retiene en carpetas para cualquier consulta.

La evaluación de las condiciones técnicas de los activos afectados al servicio, consideró básicamente lo establecido en los siguientes documentos.

- Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas.
- Reglamento del Servicio de Distribución de Gas.
- Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y otros Gases por cañerías - NAG 100.
- Normas y Reglamentaciones aplicables del Clasificador de Normas Técnicas de Gas del Estado - Año 1991.
- Resolución ENARGAS N° 1192/99 - Estándares de Calidad del Servicio.
- Antecedentes originados en la primer Revisión Quinquenal de Tarifas (RQT) del año 1996.

JULIANA REGGI APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

- Metodología para la segunda RQT.
- Detalles de las Actas Acuerdo firmadas entre la Licenciataria y la UNIREN.

En la intranet se dispone de un sistema de almacenamiento de todos los datos de la documentación técnicas del inventario de activos físicos de la Compañía, allí se registran los cambios y las acciones programadas en las instalaciones. Éste documento está en la Intranet de la Compañía para que todo el personal tenga acceso al mismo en todas la UN.

https://intranetweb2/sdt/frameset.sp?p=wogwo5c

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL

1. METODOLOGIA REVISADA

Para la determinación de la Base de Capital se aplicó la metodología y criterios que se describen a continuación:

1. Se determinó, para cada uno de los grupos de activos que componen el rubro de Bienes de Uso previstos en la Resolución ENARGAS N° 1.660/00 y modificatorias, el valor de costo histórico en PESOS de los activos existentes al 31 de Diciembre de 2015. A tal efecto, se procedió de la siguiente manera:
    a. Se estableció el valor inicial de los activos transferidos al momento de la privatización en función del monto total abonado por cada Licenciataria (incluyendo el pago en efectivo, los bonos de la deuda y los pasivos asumidos).
    b. Se detrajo de dicho importe el precio asignado a aquellos bienes considerados como no necesarios para prestar el servicio regulado. Además se disminuyeron del valor resultante: (i) por su valor total, aquellos bienes que se estén utilizando en actividades no reguladas, y (ii) en forma proporcional, si existiese algún grado de afectación de dichos activos a actividades reguladas.
    c. Al valor de la inversión inicial se le adicionó el importe anual –a valor de costo- de las inversiones en Activos Necesarios para la prestación del servicio regulado efectuadas con posterioridad a la toma de posesión y hasta el 31 de diciembre de 2015, atendiendo a un criterio de eficiencia. A tal efecto, y partiendo de los valores históricos que surgen de la contabilidad de la Licenciataria, se efectuaron los ajustes correspondientes a dichos valores en función de la normativa vigente. Se incluyeron en este punto las incorporaciones de activos financiados bajo la modalidad "Proyectos K", los que fueron valuados al menor de dos costos (su valor de adquisición o el valor autorizado por el ENARGAS), también la incorporación de redes ejecutadas por terceros y cedidas a la distribuidora, valuadas de acuerdo a lo dispuesto por el ENARGAS.
    d. Se eliminaron las bajas por desafectaciones, retiros o reemplazo de Activos Necesarios para la prestación del servicio regulado.
    e. Se determinó el valor de las incorporaciones de activos efectuadas durante 2016, para las mismas se considera el valor de costo en moneda del momento de activación.
2. A los efectos de determinar el valor residual de los activos existentes al 31-12-15, a los valores determinados de acuerdo a lo indicado en el punto.1 precedente se deducen la sumatoria de las depreciaciones acumuladas al 31-12-15, calculadas utilizando el criterio de la línea recta y aplicando los años de vidas útiles máximas previstas por la Resolución ENARGAS N° 1.903/00. Esta tarea será realizada por el ENARGAS, según lo establecido en la reunión con el grupo consultor.
3. Se determinó la estructura de costos de los distintos grupos de activos que componen la Base de Capital afectados por índices de ajuste oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos.
4. Se determinó el valor actualizado al 31-12-15 del valor residual de los activos determinados en el punto 2 precedente, mediante la aplicación de los índices de actualización que, en función de lo indicado en el punto 3 precedente.
5. Se procedió a la determinación de la valuación técnica de los bienes en existencia al 31-

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

12-15, a cuyo efecto se tuvieron en cuenta las condiciones técnicas de los activos, su nivel de depreciación y/u obsolescencia, el estado de conservación de los mismos y los valores actuales de reposición.

2. ESTRUCUTRA DE COSTOS

A los efectos de distinguir entre las estructuras de costo de cada bien y los valores de reposición se debe tener en cuenta que mientras que los valores de reposición se han calculado a ***precio de mercado del bien***, la estructura de costo de las unidades constructivas contempla los valores a ***costo de fabricación***. Esto implican la constitución de cada activo, desagregado y valorizado en sus diferentes aspectos constitutivos.

2.1. Metodología

Se establecieron para cada ítem de los activos, diferentes unidades constructivas de acuerdo a la dimensión y características del bien bajo análisis y su ubicación.

La valoración dichas unidades fue realizada de acuerdo a la la estimación de costos de construcción. Para ello se tomaron como base tanto información presentada por la Licenciataria como aquella recavada externamente por el Consultor.

En los siguientes apartados se detalla el tratamiento dado a las unidades constructivas de acuerdo a la metodología de ajuste de costos por polinómicas como a Valor técnico de reposición. Luego se presentan los principales resultados hallados para cada caso. Un resúmen de los mismos puede apreciarse en la tabla a continuación:

CAMUZZI GAS PAMPEANA	Total	Residual
Valor actualizado por Polinómica de Costos	16 736 581 904	7 750 973 052

Incorpora Inversiones del 2016

CAMUZZI GAS PAMPEANA	Total	Residual con bienes cedidos por terceros	Residual sin bienes cedidos por terceros
Valor Técnico	65 068 592 568	19 770 838 354	9 822 788 968

No incorpora inversiones del 2016

2.2. Desarrollo de las polinómicas

Para el caso de ajuste de la base contable, la estructura de costos se desagrega en función a los componentes en toda la cadena de costos para que la misma se ajuste con una fórmula polinómica que contemple la participación de los distintos componentes de los costos de las instalaciones o grupo de ellas. En la mayoría de los casos las unidades incluyen entre cuatro y cinco aspectos incidentes para la constitución operativa del bien a los que luego se le aplican los índices oficiales de precios que reflejan de mejor manera la variación de los costos en el tiempo.

Se han preparado estructuras de costos para las distintas unidades de negocio de la empresa, las cuales son presentadas en los siguientes cuadros:

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

CGP: LA PLATA SUBZONA BS. AS.	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos	312 Aparatos de distribución y control eléctrico	313 Conductores eléctricos	2694 Cemento y cal	292 Máquinas y equipos de uso especial	36 Muebles y otros productos industriales	341 Vehículos automotores	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso	2811 Productos metálicos para uso estructural	33360-1 Gas Oil	Dólar	ICC Nivel General	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero	36320-3 Caños y Tubos de Polietileno	TOTAL
Terrenos											93,1%		6,9%			100%
Inmuebles			5,3%	14,0%				14,0%	5,3%			14,0%	47,5%			100%
Edificios			5,3%	14,0%				14,0%	5,3%			14,0%	47,5%			100%
Maquinarias y Equipos					48,3%						48,3%		3,5%			100%
Plantas de Propano																
Plantas Compresoras de GNC																
Plantas Compresoras																
Rodados							97,0%						3,0%			100%
Muebles y Utiles						100,0%										100%
Equipos de Computacion											96,5%		3,5%			100%
Equipos de Comunicación											85,6%		14,4%			100%
ERP					23,2%				22,5%	4,0%			50,3%			100%
Instalaciones											96,5%		3,5%			100%
Gasoductos										4,0%			62,4%	33,6%		100%
Ramales										4,0%			62,4%	33,6%		100%
Redes PE										4,1%		14,6%	75,2%		6,1%	100%
Redes Acero										4,1%		14,6%	75,2%	6,1%		100%
Medidores					100,0%											100%

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

CGP: OLAVARRÍA SUBZONA BS.AS.	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos	312 Aparatos de distribución y control eléctrico	313 Conductores eléctricos	2694 Cemento y cal	292 Máquinas y equipos de uso especial	36 Muebles y otros productos industriales	341 Vehículos automotores	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso	2811 Productos metálicos para uso estructural	33360-1 Gas Oil	Dólar	ICC Nivel General	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero	36320-3 Caños y Tubos de Polietileno	TOTAL
Terrenos											93,1%		6,9%			100%
Inmuebles			5,3%	14,0%				14,0%	5,3%			14,0%	47,5%			100%
Edificios			5,3%	14,0%				14,0%	5,3%			14,0%	47,5%			100%
Maquinarias y Equipos					48,3%						48,3%		3,5%			100%
Plantas de Propano	23,7%	5,0%										25,1%	46,3%			100%
Plantas Compresoras de GNC	61,0%	3,9%										13,8%	21,2%			100%
Plantas Compresoras	33,0%	2,7%										13,7%	50,6%			100%
Rodados							97,0%						3,0%			100%
Muebles y Utiles						100,0%										100%
Equipos de Computacion											96,5%		3,5%			100%
Equipos de Comunicación											85,6%		14,4%			100%
ERP					22,6%				22,8%	4,0%			50,5%			100%
Instalaciones											96,5%		3,5%			100%
Gasoductos										4,0%			61,5%	34,5%		100%
Ramales										4,0%			61,5%	34,5%		100%
Redes PE										3,4%		12,2%	76,2%		8,2%	100%
Redes Acero										3,4%		12,2%	76,2%	8,2%		100%
Medidores					100,0%											100%

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

CGP: MAR DEL PLATA SUBZONA BS. AS.	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos	312 Aparatos de distribución y control eléctrico	313 Conductores eléctricos	2694 Cemento y cal	292 Máquinas y equipos de uso especial	36 Muebles y otros productos industriales	341 Vehículos automotores	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso	2811 Productos metálicos para uso estructural	33360-1 Gas Oil	Dólar	ICC Nivel General	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero	36320-3 Caños y Tubos de Polietileno	TOTAL
Terrenos											93,1%		6,9%			100%
Inmuebles			5,3%	14,0%				14,0%	5,3%			14,0%	47,5%			100%
Edificios			5,3%	14,0%				14,0%	5,3%			14,0%	47,5%			100%
Maquinarias y Equipos					48,3%						48,3%		3,5%			100%
Plantas de Propano																
Plantas Compresoras de GNC																
Plantas Compresoras																
Rodados							97,0%						3,0%			100%
Muebles y Utiles						100,0%										100%
Equipos de Computacion											96,5%		3,5%			100%
Equipos de Comunicación											85,6%		14,4%			100%
ERP					25,8%				20,4%	3,6%			50,2%			100%
Instalaciones											96,5%		3,5%			100%
Gasoductos										4,0%			61,9%	34,1%		100%
Ramales										4,0%			61,9%	34,1%		100%
Redes PE										3,0%		10,8%	70,6%		15,6%	100%
Redes Acero										3,0%		10,8%	70,6%	15,6%		100%
Medidores					100,0%											100%

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

CGP: SANTA ROSA SUBZONA PAMPA NORTE/SUR	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos	312 Aparatos de distribución y control eléctrico	313 Conductores eléctricos	2694 Cemento y cal	292 Máquinas y equipos de uso especial	36 Muebles y otros productos industriales	341 Vehículos automotores	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso	2811 Productos metálicos para uso estructural	33360-1 Gas Oil	Dólar	ICC Nivel General	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero	36320-3 Caños y Tubos de Polietileno	TOTAL
Terrenos											93,1%		6,9%			100%
Inmuebles			5,3%	14,0%				14,0%	5,3%			14,0%	47,5%			100%
Edificios			5,3%	14,0%				14,0%	5,3%			14,0%	47,5%			100%
Maquinarias y Equipos					48,3%						48,3%		3,5%			100%
Plantas de Propano																
Plantas Compresoras de GNC																
Plantas Compresoras	33,0%	2,7%										13,7%	50,6%			100%
Rodados							97,0%						3,0%			100%
Muebles y Utiles						100,0%										100%
Equipos de Computacion											96,5%		3,5%			100%
Equipos de Comunicación											85,6%		14,4%			100%
ERP					22,5%				22,7%	4,0%			50,9%			100%
Instalaciones											96,5%		3,5%			100%
Gasoductos										4,0%			61,9%	34,1%		100%
Ramales										4,0%			61,9%	34,1%		100%
Redes PE										3,5%		12,5%	74,0%		10,0%	100%
Redes Acero										3,5%		12,5%	74,0%	10,0%		100%
Medidores					100,0%											100%

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

CGP: BAHÍA BLANCA SUBZONA BAHIA BLANCA	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos	312 Aparatos de distribución y control eléctrico	313 Conductores eléctricos	2694 Cemento y cal	292 Máquinas y equipos de uso especial	36 Muebles y otros productos industriales	341 Vehículos automotores	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso	2811 Productos metálicos para uso estructural	33360-1 Gas Oil	Dólar	ICC Nivel General	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero	36320-3 Caños y Tubos de Polietileno	TOTAL
Terrenos											93,1%		6,9%			100%
Inmuebles			5,3%	14,0%				14,0%	5,3%			14,0%	47,5%			100%
Edificios			5,3%	14,0%				14,0%	5,3%			14,0%	47,5%			100%
Maquinarias y Equipos					48,3%						48,3%		3,5%			100%
Plantas de Propano																
Plantas Compresoras de GNC																
Plantas Compresoras																
Rodados							97,0%						3,0%			100%
Muebles y Utiles						100,0%										100%
Equipos de Computacion											96,5%		3,5%			100%
Equipos de Comunicación											85,6%		14,4%			100%
ERP					22,3%				23,0%	4,1%			50,6%			100%
Instalaciones											96,5%		3,5%			100%
Gasoductos										4,0%			61,9%	34,1%		100%
Ramales										4,0%			61,9%	34,1%		100%
Redes PE										3,5%		12,5%	74,0%		10,0%	100%
Redes Acero										3,5%		12,5%	74,0%	10,0%		100%
Medidores					100,0%											100%

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

2.3. Indices de ajuste

La base de índices de precios propuesta para el ajuste de los valores históricos de las instalaciones se encuentra compuesta por indicadores oficiales asociados al sector y a los componentes de los activos. Dicha base posee básicamente dos fuentes principales que se complementan entre sí: el INDEC y algunos índices provenientes del Ministerio de Trabajo.

Si bien el trabajo consideraba inicialmente actualizar el inventario histórico a Diciembre del 2015, bajo expreso pedido del ENARGAS se extendió dicho ajuste al mes de Agosto de 2016. La base de índices se encuentra detallada en los anexos.

2.4. Resultados valor contable actualizado

En el presente apartado se exhiben los resultados de la Base de Capital calculados de acuerdo a la actualización los valores contables de la empresa mediante polinómica de ajuste de costos. La información se presenta a nivel general y luego por rubro:

CAMUZZI GAS PAMPEANA	Valor Contable Historico	Valor Actualizado Polinómica	Amortizaciones Acumuladas	Valor Actualizado Polinómica Residual Diciembre
Edificios y Construcciones Civiles	74 241 675	316 965 279	(81 982 286)	234 982 993
Instalaciones de Edificios	1 631 388	12 703 634	(9 406 229)	3 297 405
Gasoductos	267 258 742	4 892 960 500	(2 417 371 338)	2 475 589 162
Ramales de Alta Presión	69 100 223	1 278 854 585	(633 930 650)	644 923 936
Conductos y Redes de Media y Baja - Acero/Polietileno	318 355 861	8 187 857 090	(4 367 384 469)	3 820 472 622
Plantas Compresoras / Otras instalaciones Técnicas	54 558 725	180 987 647	(49 637 745)	131 349 902
Instalaciones de Regulación y/o Medición	46 102 215	540 914 915	(401 513 872)	139 401 044
Instalaciones de Medición del Consumo	165 259 725	1 035 381 835	(781 881 600)	253 500 235
Maquinarias y Equipos	16 440 393	66 488 587	(52 465 667)	14 022 920
Sistemas Informáticos	25 314 661	85 248 377	(75 586 636)	9 661 741
Equipos de Telecomunicaciones / SCADA	1 525 005	11 054 021	(9 348 177)	1 705 844
Vehículos Pesados / Vehículos Livianos	44 637 809	113 950 082	(93 791 248)	20 158 834
Muebles y Útiles	3 611 008	13 213 211	(11 306 795)	1 906 415
Cilindros	70	2 140	(2 140)	-
TOTAL	**1 088 037 500**	**16 736 581 904**	**(8 985 608 852)**	**7 750 973 052**

Incorpora Inversiones del 2016

A continuación se presentan los BT solicitados por el ENARGAS:

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

2.4.1. Total empresa

RESUMEN

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																								
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la Inversión - Valor de Origen	339 673	32 080	48 442	69 110	26 397	21 347	6 807	40 063	58 113	21 209	19 252	8 464	15 248	24 191	24 138	19 122	49 531	52 890	50 037	27 155	48 712	45 429	54 939	133 783	80 043	1 316 172
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	101	-	-	59	276	29	-	72	231	-	768
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	339 673	32 080	48 442	69 110	26 397	21 347	6 807	40 063	58 113	21 209	19 252	8 464	15 248	24 191	24 138	19 021	49 531	52 890	49 978	26 880	48 683	45 429	54 867	133 551	80 043	1 315 404
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	92	380	489	96	90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 147
Ajustes valuación Inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	14 503	9 237	30 162	383	605	480	625	1 043	4	63	19	-	-	-	-	4	3	-	-	0	-	-	-	-	57 132
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	(3 199)	11 043	4 150	10 317	9 811	2 148	2 100	9 777	32 868	1 413	(3 724)	217	4 619	4 006	3 244	50	4 306	(1 242)	5 375	(2 082)	409	(11 034)	80	2 266	-	87 015
Inversión Computable - Valor de Origen	342 872	6 442	34 674	28 142	16 107	18 504	4 227	29 661	24 102	19 792	22 913	8 229	10 628	20 185	20 894	18 970	45 221	54 129	44 602	28 952	48 275	56 463	54 787	131 286	80 043	1 170 110
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	39 751	2 926	13 058	9 659	1 679	780	430	2 915	1 012	851	4 548	296	610	668	427	464	709	590	179	118	316	25	12	10	12	82 073
Inversión Computable Neta de Bajas	303 121	3 516	21 577	18 483	14 428	17 724	3 797	26 746	23 090	18 941	18 365	7 933	10 018	19 517	20 467	18 506	44 511	53 549	44 424	28 844	47 959	56 438	54 775	131 276	80 031	1 088 037
Menos:																										
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	303 121	3 516	21 577	18 483	14 428	17 724	3 797	26 746	23 090	18 941	18 365	7 933	10 018	19 517	20 467	18 506	44 511	53 549	44 424	28 844	47 959	56 438	54 775	131 276	80 031	1 088 037
Coeficiente de actualización al 31-12-15	33,857	31,522	25,793	29,479	27,546	28,125	21,718	27,382	28,083	26,160	23,663	12,665	13,067	9,867	8,908	6,898	5,568	2,444	3,777	3,297	2,676	2,314	1,616	1,280	1,078	15,382
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	10 265 659	110 845	556 521	544 866	397 420	498 480	82 468	732 374	648 440	495 503	434 582	100 476	130 907	192 578	170 037	127 652	252 309	130 876	167 794	95 094	128 333	130 571	88 527	168 015	86 254	16 736 582

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

2.4.2. Rubro

RUBRO: EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES CIVILES

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																							
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la Inversión - Valor de Origen	6 571	7 913	869	3 765	2	-	-	104	22	2 641	278	44	400	24	190	-	4 586	27 205	3 451	557	2 812	7 033	388	3 230	4 262	76 349
Menos: Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-															-		-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	6 571	7 913	869	3 765	2	-	-	104	22	2 641	278	44	400	24	190	-	4 586	27 205	3 451	557	2 812	7 033	388	3 230	4 262	76 349
Menos: Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste valuación otras Inversiones Proplas	624	7 230	278	3 654	0	-	-	104	0	531	7	21	138	(24)	190	-	271	0	58	0	66	(11 935)	0	9		1 222
Inversión Computable - Valor de Origen	5 947	683	590	110	2	-	-	1	22	2 110	271	23	262	48	-	-	4 315	27 205	3 393	557	2 746	18 969	388	3 221	4 262	75 127
Menos: Bajas por Desafectaciones y Retiros	706	-	-	-	-	-	-	1	5	-	-	0	-	2	-	-	171	-	-	-	-	-	-	-		885
Inversión Computable Neta de Bajas	5 241	683	590	110	2	-	-	0	17	2 110	271	23	262	46	-	-	4 144	27 205	3 393	557	2 746	18 969	388	3 221	4 262	74 242
Menos: Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15																										-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	5 241	683	590	110	2	-	-	0	17	2 110	271	23	262	46	-	-	4 144	27 205	3 393	557	2 746	18 969	388	3 221	4 262	74 242
	-	-	-	-	-	-	-	-	-																	
Coeficiente de actualización al 31-12-15	24,03	23,43	4,29	22,83	16,40	-	-	-	25,32	25,36	20,69	12,58	14,04	5,63	-	-	5,96	0,23	3,90	3,38	2,68	2,28	1,59	1,32	1,06	4,27
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	125 933	15 993	2 532	2 521	33	-	-	-	430	53 520	5 607	288	3 679	260	-	-	24 705	6 222	13 235	1 883	7 373	43 338	617	4 266	4 529	316 965

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

RUBRO: INSTALACIONES DE EDIFICIOS

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																								
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la Inversión - Valor de Origen	401	1 030	1 785	310	4 063	13	-	29	78	77	10	3	1	17	58	32	24	110	20	90	38	232	69	272	147	8 907
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	401	1 030	1 785	310	4 063	13	-	29	78	77	10	3	1	17	58	32	24	110	20	90	38	232	69	272	147	8 907
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajustes valuación inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajustes valuación inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	(2)	1 030	1 785	310	4 063	13	(0)	29	1	(1)	7	(5)	-	0	3	-	0	0	(0)	-	(4)	-	-	-		7 229
Inversión Computable - Valor de Origen	403	-	-	-	-	-	0	-	77	78	3	8	1	16	54	32	24	109	20	90	42	232	69	272	147	1 678
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		46
Inversión Computable Neta de Bajas	357	-	-	-	-	-	0	-	77	78	3	8	1	16	54	32	24	109	20	90	42	232	69	272	147	1 631
Menos:																										
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15																										-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	357	-	-	-	-	-	0	-	77	78	3	8	1	16	54	32	24	109	20	90	42	232	69	272	147	1 631
Coeficiente de actualización al 31 12-15	18,96	-	-	-	-	-	17,91	-	17,91	17,91	10,05	9,50	7,44	6,73	6,01	5,41	5,34	4,22	3,88	3,60	3,27	2,73	1,89	1,43	1,03	7,79
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	6 762	-	-	-	-	-	7	-	1 376	1 403	30	78	5	110	326	174	128	460	80	323	136	634	130	389	151	12 704

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

RUBRO: GASODUCTOS

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																								
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la inversión - Valor de Origen	105 463	2 303	2 827	32 341	4 264	10 197	-	19 466	7 262	(24)	42	186	312	2 316	3 397	166	5 649	2 583	19 085	(954)	2 653	235	6 582	73 025	19 077	318 454
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29	-	-	-		29
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	105 463	2 303	2 827	32 341	4 264	10 197	-	19 466	7 262	(24)	42	186	312	2 316	3 397	166	5 649	2 583	19 085	(954)	2 624	235	6 582	73 025	19 077	318 424
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	-	-	-	26	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		33
Ajustes valuación Inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajustes valuación Inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	236	1 752	26 414	0	-	-	-	26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		28 428
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	(13 993)	1 673	(256)	197	(206)	290	-	1 040	608	(564)	(4 169)	0	(0)	1 618	1 563	(0)	2 031	396	4 613	(1 114)	1	(1)	12	1 552		(4 709)
Inversión Computable - Valor de Origen	119 456	394	1 332	5 730	4 443	9 900	-	18 426	6 628	540	4 210	186	312	698	1 834	166	3 618	2 187	14 472	160	2 623	236	6 570	71 472	19 077	294 672
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	22 809	394	81	3 982	-	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	129	-	6	-	-	-	-	-		27 413
Inversión Computable Neta de Bajas	96 647	(0)	1 251	1 748	4 443	9 888	-	18 426	6 628	540	4 210	186	312	698	1 834	166	3 489	2 187	14 467	160	2 623	236	6 570	71 472	19 077	267 258,7
Menos:																										
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15																										-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	96 647	(0)	1 251	1 748	4 443	9 888	-	18 426	6 628	540	4 210	186	312	698	1 834	166	3 489	2 187	14 467	160	2 623	236	6 570	71 472	19 077	267 259
	-	-	-	-	-	-	-	-	-																	
Coeficiente de actualización al 31-12-15	34,12	-	30,35	28,25	28,52	28,66	-	28,76	29,50	29,47	25,07	19,16	14,55	10,56	9,91	7,55	5,98	5,08	3,91	3,71	2,71	2,14	1,54	1,23	1,11	18,31
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	3 297 701	-	37 951	49 380	126 727	283 377	-	529 902	195 537	15 915	105 536	3 564	4 541	7 373	18 173	1 253	20 855	11 108	56 557	593	7 117	505	10 127	88 083	21 085	4 892 950

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

RUBRO: RAMALES DE ALTA PRESION

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																								
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la inversión - Valor de Origen	33 870	2	3 811	1 596	1 866	924	-	1 199	2 172	95	864	74	3 473	1 992	2 677	712	447	3 518	178	3 561	5 747	347	4 175	6 235	3 791	83 326
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	33 870	2	3 811	1 596	1 866	924	-	1 199	2 172	95	864	74	3 473	1 992	2 677	712	447	3 518	178	3 561	5 747	347	4 175	6 235	3 791	83 326
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajustes valuación Inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajustes valuación Inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	1	122	149	2	26	-	-	36	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-		336
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	2 398	0	3 611	1 354	1 786	822	-	(135)	741	(31)	(315)	74	307	276	894	(4)	4	(574)	0	0	640	(236)	0	0		11 611
Inversión Computable - Valor de Origen	31 472	1	78	93	78	76	-	1 334	1 395	126	1 179	-	3 167	1 716	1 783	716	443	4 091	178	3 561	5 106	583	4 175	6 235	3 791	71 378
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	2 199	-	-	-	-	-	-	-	79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		2 278
Inversión Computable Neta de Bajas	29 273	1	78	93	78	76	-	1 334	1 317	126	1 179	-	3 167	1 716	1 783	716	443	4 091	178	3 561	5 106	583	4 175	6 235	3 791	69 100
Menos:																										
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15																										-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	29 273	1	78	93	78	76	-	1 334	1 317	126	1 179	-	3 167	1 716	1 783	716	443	4 091	178	3 561	5 106	583	4 175	6 235	3 791	69 100
	-	-	-	-	-	-	-	-	-																	
Coeficiente de actualización al 31-12-15	34,15	31,45	30,27	28,41	28,60	28,62	-	29,60	29,49	29,52	25,83	-	14,65	10,91	9,65	7,40	5,33	5,05	4,16	3,41	2,65	2,14	1,58	1,34	1,11	18,51
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	999 528	34	2 366	2 642	2 230	2 187	-	39 485	38 819	3 719	30 449	-	46 395	18 723	17 203	5 298	2 363	20 677	741	12 131	13 512	1 249	6 578	8 334	4 190	1 278 855

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGG
APODERADA

RUBRO: CONDUCTOS Y REDES DE MEDIA Y BAJA - ACERO / POLIETILENO

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																								
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la Inversión - Valor de Origen	158 389	17 658	27 347	24 498	8 509	6 794	2 131	6 643	37 701	11 853	9 573	2 783	3 037	8 367	6 751	6 337	9 229	5 983	3 341	6 937	14 526	3 875	13 228	16 099	(1 204)	410 389
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	158 389	17 658	27 347	24 498	8 509	6 794	2 131	6 643	37 701	11 853	9 573	2 783	3 037	8 367	6 751	6 337	9 229	5 983	3 341	6 937	14 526	3 875	13 228	16 099	(1 204)	410 389
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	92	380	489	70	82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 114
Ajustes valuación inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	14 262	7 363	1 788	381	580	480	625	991	4	63	19	-	-	-	-	4	3	-	-	0	-	-	-	-	26 553
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	10 890	(657)	(1 962)	3 014	526	195	210	3 030	26 873	442	(2 073)	584	(21)	873	242	1	716	(475)	(0)	(1 289)	598	6	(1)	525		42 247
Inversión Computable - Valor de Origen	147 499	3 961	21 568	19 207	7 532	5 937	1 441	2 988	9 847	11 407	11 583	2 181	3 057	7 495	6 509	6 336	8 509	6 455	3 341	8 226	13 930	3 869	13 229	15 574	(1 204)	340 476
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	2 370	1 430	9 793	3 675	247	1	-	5	10	1	4 384	148	7	37	4	3	3	2	-	-	-	-	0	-		22 120
Inversión Computable Neta de Bajas	145 129	2 532	11 773	15 533	7 285	5 936	1 441	2 983	9 837	11 406	7 199	2 032	3 050	7 458	6 505	6 333	8 507	6 453	3 341	8 226	13 930	3 869	13 229	15 574	(1 204)	318 356
Menos:																										
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15																										-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	145 129	2 532	11 773	15 533	7 285	5 936	1 441	2 983	9 837	11 406	7 199	2 032	3 050	7 458	6 505	6 333	8 507	6 453	3 341	8 226	13 930	3 869	13 229	15 574	(1 204)	318 356
Coeficiente de actualización al 31-12-15	36,55	34,64	31,45	30,12	30,58	30,31	30,08	30,54	30,16	30,22	29,46	25,30	17,54	14,15	11,34	9,22	6,81	5,56	4,36	3,65	2,74	2,15	1,63	1,28	1,11	25,72
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	5 303 971	87 704	370 267	467 798	222 780	179 925	43 334	91 094	296 633	344 644	212 051	51 421	53 510	105 508	73 796	58 410	57 909	35 873	14 557	30 061	38 126	8 324	21 589	19 902	(1 331)	8 187 857

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGA
APODERADA

RUBRO: PLANTAS COMPRESORAS / OTRAS INSTALACIONES TECNICAS

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																								
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la Inversión - Valor de Origen	44	-	-	-	167	-	-	633	1 632	(911)	4 044	(723)	184	532	-	307	13 311	697	1 882	-	882	14 281	-	-	22 888	59 851
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	44	-	-	-	167	-	-	633	1 632	(911)	4 044	(723)	184	532	-	307	13 311	697	1 882	-	882	14 281	-	-	22 888	59 851
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	9	-	-	(963)	166	-	-	169	1 339	(1 398)	3 770	(723)	(13)	532	-	0	776	0	19	-	(439)	944	-	-	-	4 190
Inversión Computable - Valor de Origen	35	-	-	963	0	-	-	464	293	487	274	-	197	-	-	307	12 535	697	1 863	-	1 321	13 337	-	-	22 888	55 661
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	-	-	-	963	-	-	-	51	-	83	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		1 102
Inversión Computable Neta de Bajas	35	-	-	-	0	-	-	413	293	404	274	-	192	-	-	307	12 535	697	1 863	-	1 321	13 337	-	-	22 888	54 559
Menos:																										
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15																										-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	35	-	-	-	0	-	-	413	293	404	274	-	192	-	-	307	12 535	697	1 863	-	1 321	13 337	-	-	22 888	54 559
Coeficiente de actualización al 31-12-15	28,28	-	-	-	-	-	-	25,40	24,95	17,83	13,88	-	14,10	-	-	6,06	5,99	4,77	3,72	-	3,04	2,45	-	-	1,08	3,32
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	976	-	-	-	-	-	-	10 485	7 309	7 201	3 802	-	2 707	-	-	1 859	75 038	3 323	6 927	-	4 018	32 620	-	-	24 721	180 988

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

RUBRO: ESTACIONES DE REGULACION Y/O MEDICION

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																								
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la Inversión - Valor de Origen	6 307	153	1 284	2 447	582	444	-	406	2 276	1 533	2 222	99	149	1 265	1 198	1 877	3 052	2 211	4 596	459	8 802	1 875	2 149	4 724		50 114
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	6 307	153	1 284	2 447	582	444	-	406	2 276	1 533	2 222	99	149	1 265	1 198	1 877	3 052	2 211	4 596	459	8 802	1 875	2 149	4 724		50 114
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajustes valuación Inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajustes valuación Inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	3	-	1 811	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		1 815
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	(894)	(4)	(9)	(7)	114	(0)	-	0	(1 037)	1 308	(87)	0	0	798	270	0	89	36	9	0	207	79	0	134		1 009
Inversión Computable - Valor de Origen	7 200	153	1 294	643	468	445	-	406	3 313	225	2 309	99	149	467	928	1 877	2 962	2 176	4 587	459	8 596	1 796	2 149	4 590		47 291
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	653	-	28	-	38	-	-	-	54	-	3	-	-	40	-	-	88	58	18	2	207	-	-	-		1 189
Inversión Computable Neta de Bajas	6 547	153	1 265	643	430	445	-	406	3 259	225	2 306	99	149	427	928	1 877	2 874	2 118	4 569	457	8 389	1 796	2 149	4 590		46 102
Menos:																										
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15																										-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	6 547	153	1 265	643	430	445	-	406	3 259	225	2 306	99	149	427	928	1 877	2 874	2 118	4 569	457	8 389	1 796	2 149	4 590		46 102
	-	-	-	-	-	-	-	-	-																	
Coeficiente de actualización al 31-12-15	30,44	29,87	27,12	26,14	25,50	25,41	-	25,63	25,52	25,70	22,77	16,80	13,82	10,73	9,10	7,17	6,07	4,76	3,90	3,27	2,56	2,21	1,67	1,25		11,73
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	199 266	4 579	34 315	16 819	10 966	11 306	-	10 407	83 166	5 781	52 518	1 663	2 064	4 580	8 444	13 459	17 447	10 074	17 809	1 494	21 444	3 970	3 599	5 742		540 915

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REZ
APODERADA

RUBRO: INSTALACIONES DE MEDICION DE CONSUMO

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																								
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la Inversión - Valor de Origen	27 345	225	7 106	418	2 581	1 616	2 815	4 392	4 568	2 723	2 419	4 671	4 886	4 997	5 846	6 993	8 516	8 002	8 563	9 380	9 578	11 429	16 424	19 089	12 412	186 992
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	27 345	225	7 106	418	2 581	1 616	2 815	4 392	4 568	2 723	2 419	4 671	4 886	4 997	5 846	6 993	8 516	8 002	8 563	9 380	9 578	11 429	16 424	19 089	12 412	186 992
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	(2 230)	(3)	(1 260)	(1)	2	(0)	(25)	894	3 282	228	523	227	4 044	85	(16)	(90)	549	(267)	(7)	6	(0)	34	3	21	-	5 997
Inversión Computable - Valor de Origen	29 575	228	8 366	419	2 579	1 616	2 840	3 499	1 286	2 495	1 896	4 443	843	4 912	5 862	7 083	7 967	8 269	8 570	9 374	9 578	11 394	16 420	19 068	12 412	180 994
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	10 347	76	1 748	64	392	237	354	355	268	173	125	67	93	182	173	201	284	430	60	36	26	23	11	10	-	15 735
Inversión Computable Neta de Bajas	19 228	152	6 619	355	2 188	1 379	2 486	3 143	1 018	2 322	1 771	4 377	750	4 730	5 689	6 882	7 683	7 839	8 510	9 338	9 552	11 371	16 409	19 058	12 412	165 260
Menos:																										
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15																										-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	19 228	152	6 619	355	2 188	1 379	2 486	3 143	1 018	2 322	1 771	4 377	750	4 730	5 689	6 882	7 683	7 839	8 510	9 338	9 552	11 371	16 409	19 058	12 412	165 260
Coeficiente de actualización al 31-12-15	16,72	16,64	16,48	16,07	15,85	15,73	15,70	15,96	16,06	16,20	8,84	8,09	7,02	6,48	5,91	5,38	4,58	4,09	3,61	2,99	2,54	2,13	1,58	1,36	1,07	6,27
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	321 487	2 533	109 080	5 706	34 684	21 684	39 023	50 178	16 345	37 616	15 656	35 392	5 263	30 652	33 615	36 992	35 150	32 044	30 737	27 925	24 307	24 229	25 995	25 841	13 248	1 035 382

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

RUBRO: MAQUINARIAS Y EQUIPOS

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																								
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la Inversión - Valor de Origen	495	252	160	1 097	438	544	87	630	516	459	(859)	425	325	1 239	792	359	337	878	771	1 681	1 931	813	1 062	1 995	2 846	19 275
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	495	252	160	1 097	438	544	87	630	516	459	(859)	425	325	1 239	792	359	337	878	771	1 681	1 931	813	1 062	1 995	2 846	19 275
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	(0)	252	160	1 097	438	544	86	621	347	(70)	(935)	48	55	(21)	62	(2)	23	(2)	5	(54)	(76)	126	(7)	5		2 704
Inversión Computable - Valor de Origen	495	(0)	-	-	-	0	1	9	169	528	76	378	270	1 260	730	361	314	880	766	1 735	2 007	687	1 069	1 990	2 846	16 571
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	26	-	-	-	-	1	-	9	4	-	-	-	-	17	8	15	-	53	-	-	-	-	-	-		131
Inversión Computable Neta de Bajas	470	(0)	-	-	-	(0)	1	0	166	528	76	378	270	1 243	722	346	314	827	766	1 735	2 007	687	1 069	1 990	2 846	16 440
Menos:																										
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15																										-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	470	(0)	-	-	-	(0)	1	0	166	528	76	378	270	1 243	722	346	314	827	766	1 735	2 007	687	1 069	1 990	2 846	16 440
Coeficiente de actualización al 31-12-15	16,79	-	-	-	-	-	16,02	16,12	16,22	16,28	8,89	7,41	6,70	6,30	5,64	5,16	4,65	4,01	3,62	3,32	2,86	2,35	1,72	1,42	1,05	4,04
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	7 890	-	-	-	-	-	16	0	2 687	8 604	676	2 800	1 809	7 825	4 073	1 785	1 460	3 320	2 770	5 761	5 743	1 616	1 843	2 822	2 987	66 489

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

RUBRO: SISTEMAS INFORMATICOS

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																								
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la Inversión - Valor de Origen	-	1 802	1 234	1 279	441	495	115	2 190	342	1 424	53	393	1 046	1 347	939	1 071	714	1 042	2 625	2 608	714	3 556	1 929	2 942	4 221	34 524
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	-	1 802	1 234	1 279	441	495	115	2 190	342	1 424	53	393	1 046	1 347	939	1 071	714	1 042	2 625	2 608	714	3 556	1 929	2 942	4 221	34 524
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	-	1 209	860	1 064	232	169	35	1 151	85	476	(463)	7	150	(155)	6	144	(192)	(359)	672	257	(506)	(61)	44	15		4 843
Inversión Computable - Valor de Origen	-	593	374	216	210	326	80	1 040	257	948	516	386	895	1 502	933	927	906	1 401	1 952	2 351	1 219	3 617	1 885	2 927	4 221	29 681
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	-	596	374	215	210	326	76	991	222	467	-	30	331	140	88	64	35	21	4	80	83	2	-	-	12	4 366
Inversión Computable Neta de Bajas	-	(3)	(0)	0	0	(0)	5	49	35	481	516	356	564	1 362	845	863	871	1 380	1 948	2 272	1 136	3 615	1 885	2 927	4 209	25 315
Menos:																										
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15																										-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	-	(3)	(0)	0	0	(0)	5	49	35	481	516	356	564	1 362	845	863	871	1 380	1 948	2 272	1 136	3 615	1 885	2 927	4 209	25 315
Coeficiente de actualización al 31-12-15	-	-	-	-	-	-	15,71	15,71	15,71	15,71	6,53	6,09	5,61	5,56	5,17	4,92	4,66	4,00	3,81	3,53	3,29	2,86	1,77	1,59	1,03	3,37
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	-	-	-	-	-	-	72	768	542	7 556	3 371	2 169	3 162	7 578	4 367	4 249	4 058	5 526	7 427	8 016	3 735	10 321	3 345	4 650	4 337	85 248

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGO
APODERADA

RUBRO: EQUIPOS DE TELECOMUNICACIONES / SCADA

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																								
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la Inversión - Valor de Origen	-	40	302	70	1 614	25	1 659	2 024	44	557	425	1	16	20	11	37	36	75	14	292	112	149	23	116	5	7 669
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	-	40	302	70	1 614	25	1 659	2 024	44	557	425	1	16	20	11	37	36	75	14	292	112	149	23	116	5	7 669
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como inversión Obligatoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	-	37	301	71	1 604	25	1 658	2 005	(66)	444	(0)	0	(0)	(0)	0	1	2	(0)	0	7	(7)	10	0	0	-	6 092
Inversión Computable - Valor de Origen	-	3	1	(0)	10	(0)	1	18	111	113	425	1	17	20	11	36	34	76	14	285	119	140	23	116	5	1 577
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	-	4	1	-	10	-	-	17	1	-	-	-	2	-	-	-	-	17	-	-	-	-	-	-		52
Inversión Computable Neta de Bajas	-	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	1	1	109	113	425	1	15	20	11	36	34	59	14	285	119	140	23	116	5	1 525
Menos:																										
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15																										-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	-	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	1	1	109	113	425	1	15	20	11	36	34	59	14	285	119	140	23	116	5	1 525
	-	-	-	-	-	-	-	-	-																	
Coeficiente de actualización al 31-12-15	-	-	-	-	-	-	17,91	17,91	17,91	17,91	9,42	8,75	7,32	6,81	5,97	5,47	5,21	4,26	3,90	3,58	3,21	2,86	1,83	1,64	1,04	7,25
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	-	-	-	-	-	-	16	16	1 958	2 024	4 001	9	110	136	66	195	177	251	55	1 021	383	399	42	190	5	11 054

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGÚ
APODERADA

RUBRO: VEHICULOS LIVIANOS / VEHÍCULOS PESADOS

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																								
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la Inversión - Valor de Origen	691	447	1 371	906	1 227	260	-	2 208	1 321	623	53	400	1 209	1 848	2 015	1 031	3 410	518	5 353	2 139	901	1 539	8 590	5 259	11 446	54 766
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	101	-	-	59	276	-	-	72	231	-	739
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	691	447	1 371	906	1 227	260	-	2 208	1 321	623	53	400	1 209	1 848	2 015	930	3 410	518	5 294	1 863	901	1 539	8 518	5 028	11 446	54 027
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes valuación Inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	(2)	21	297	147	444	58	-	721	941	38	8	(0)	(17)	18	15	0	27	0	6	103	(72)	(1)	32	0	-	2 785
Inversión Computable - Valor de Origen	693	426	1 074	760	783	202	-	1 487	380	584	45	400	1 226	1 830	2 001	930	3 383	518	5 288	1 760	973	1 540	8 486	5 028	11 446	51 242
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	592	426	1 073	760	782	203	-	1 484	221	127	36	50	171	250	155	182	-	-	92	-	-	-	-	-		6 604
Inversión Computable Neta de Bajas	101	(0)	1	(0)	0	(0)	-	3	158	457	9	350	1 055	1 580	1 846	748	3 383	518	5 196	1 760	973	1 540	8 486	5 028	11 446	44 638
Menos: Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15																										-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	101	(0)	1	(0)	0	(0)	-	3	158	457	9	350	1 055	1 580	1 846	748	3 383	518	5 196	1 760	973	1 540	8 486	5 028	11 446	44 638
Coeficiente de actualización al 31-12-15	12,14	-	12,01	-	-	-	-	12,81	12,66	13,33	12,65	6,81	6,17	5,58	4,84	4,37	3,66	3,51	3,18	2,84	2,48	2,11	1,67	1,36	1,06	2,55
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	1 229	-	11	-	-	-	-	39	2 002	6 093	114	2 382	6 512	8 811	8 933	3 264	12 394	1 821	16 502	4 991	2 409	3 254	14 199	6 821	12 170	113 950

CDOR. ALBERTO SANDRI JULIANA REGGI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
APODERADA
CAMUZZI GAS

RUBRO: MUEBLES Y UTILES

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																								
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la Inversión - Valor de Origen	97	253	347	382	641	33	-	137	178	160	128	107	209	227	264	201	220	67	158	404	13	64	319	795	152	5 556
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	97	253	347	382	641	33	-	137	178	160	128	107	209	227	264	201	220	67	158	404	13	64	319	795	152	5 556
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajustes valuación Inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajustes valuación Inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	(0)	253	347	381	641	33	136	148	(146)	9	2	(16)	(23)	6	14	0	9	1	(0)	(0)	(1)	0	(4)	2		1 794
Inversión Computable - Valor de Origen	97	(0)	(0)	0	0	0	(136)	(11)	324	151	126	123	232	221	250	201	211	66	158	404	14	64	323	793	152	3 762
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	3	0	-	-	-	-	-	1	147	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		151
Inversión Computable Neta de Bajas	93	(0)	(0)	0	0	0	(136)	(11)	177	151	126	123	232	221	250	201	211	66	158	404	14	64	323	793	152	3 611
Menos:																										
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15																										-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	93	(0)	(0)	0	0	0	(136)	(11)	177	151	126	123	232	221	250	201	211	66	158	404	14	64	323	793	152	3 611
	-	-	-	-	-	-	-	-	-																	
Coeficiente de actualización al 31-12-15	9,76	-	-	-	-	-	-	-	9,23	9,44	6,12	5,77	4,96	4,63	4,17	3,56	2,95	2,71	2,51	2,21	2,09	1,76	1,44	1,23	1,06	3,66
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	912	-	-	-	-	-	-	-	1 634	1 425	771	710	1 150	1 022	1 042	713	622	179	397	895	29	113	464	975	161	13 213

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGA
APODERADA

RUBRO: CILINDROS

CIFRAS EN M$

CONCEPTO	Inversiones																									
	Inicial	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Monto de la Inversión - Valor de Origen	1	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		1
Menos:																										
Bienes no necesarios para la Actividad Regulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Bienes afectados a Actividades no Reguladas	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		0
Inversión Afectada a la Actividad Regulada	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Menos:																										
Conceptos no Aprobados como Inversión Obligatoria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajustes valuación Inversiones en Obras Factor K	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajustes valuación Inversiones en Obras ejecutadas con aporte de Terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Ajuste valuación otras Inversiones Propias	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Inversión Computable - Valor de Origen	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Menos:																										
Bajas por Desafectaciones y Retiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Inversión Computable Neta de Bajas	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Menos:																										
Depreciaciones Acumuladas al 31-12-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		0
																										-
Coeficiente de actualización al 31-12-15	30,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
VR BASE TARIFARIA AL 31-12-2015 Actualizada	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		2

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGO
APODERADA

2.5. Valor técnico de reposición

Cada ítem fue a su vez, valorizado según su magnitud a precios al 31-8-2016. La valorización de los bienes, en este caso y a diferencia de los costos de las unidades constructivas actualizados, se realizó a precio de reposición del bien.

Para aquellos bienes que no estaban totalmente depreciados y cuya vida útil residual se prolonga más allá de los próximos cinco años, se tuvo en consideración la vida útil residual según antecedente contable, siempre y cuando el estado de conservación, a criterio de los técnicos que auditaban el bien, fuera razonable.

También se tuvo en cuenta la vida útil residual según antecedente contable, de los bienes cuyo tiempo residual resultara menor a cinco años a partir de finales de 2015, sin embargo, es recomendable atribuirles en estos casos una vida útil residual, desde el punto de vista técnico, habida cuenta que dichos bienes están operativos y siempre y cuando el estado de conservación, a criterio de los técnicos que auditaron el bien, sea razonable (aún con cambios de piezas y partes que pudieran romperse o desgastarse a lo largo de ese período)..

De la misma manera, aquellos bienes totalmente amortizados con anterioridad o a finales de 2015 no se consideraron para los cálculos de la base tarifaria. Sin embargo, igual que en el caso anterior, se recomienda asignarles una "vida útil técnica residual" siempre y cuando estén operativos, en actividad y en condiciones técnicas y de mantenimiento razonables, a criterio de los técnicos que auditan el bien.

Se presentan a continuación el resumen del inventario de activos valorizados así como los precios de reposición utilizados para las distintas unidades constructivas correspondientes a cada familia de activos (detallando el origen y fuente de los mismos):

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Bértora
AUDITORÍA - IMPUESTOS - CONSULTORÍA

ITEM	FAMILIA	CANTIDADES	UM
TERRENOS	Urbano	147 326	m2
	Suburbano	439 311	m2
INMUEBLES Y EDIFICIOS	Pavimentos y Cocheras	158	Unidades
	Cercos y Muros	71 340	m
	Tinglados, Galpones, Cabinas y Cámaras	138	Unidades
	Oficinas	24 524	m2
MAQUINARIAS Y EQUIPOS	Equipos Livianos	537	Unidades
	Equipos Medios	1 155	Unidades
	Equipos Pesados	376	Unidades
	Maquinas	113	Unidades
	Maquinarias Pesada	21	Unidades
	Medidores domiciliarios	1 146 764	Unidades
EQUIPOS PARA PROCESOS	Planta de Descarga de GNP	3	Unidades
	Planta GLP Ameghino	Única	
	Planta GLP Villegas	Única	
	Planta Compresora Colonia Barón	Única	
	Estación de Carga de GLP	1	Unidades
	Planta Compresora el Chourrón	Única	
	Estación de Carga de GNP	1	Unidades
RODADOS	Vehículos livianos	389	Unidades
	Vehículos pesados y otros	27	Unidades
MUEBLES Y UTILIES	Muebles	5 612	Unidades
	Útiles	59	Unidades
EQUIPOS DE COMPUTACION	Impresoras, Monitores, Periféricos y Otros	4 166	Unidades
	Computadoras y Servidores	1 846	Unidades
	Laptops y portátiles	346	Unidades
EQUIPOS DE COMUNICACIÓN	VHF y Otros	195	Unidades
	Telefónicos	30	Unidades
INSTALACIONES	Instalaciones Menores	196	Unidades
	Instalaciones Mayores	53	Unidades
GASODUCTOS Y RAMALES	Diámetros 2/4	523 555	m
	Diámetros 6/8	1 240 998	m
	Diámetros 10/16	1 098 181	m
	Diámetros 18/24	385 912	m
	Diámetros 2/4 cedidas por terceros	261 129	m
	Diámetros 6/8 cedidas por terceros	204 761	m
	Diámetros 10/16 cedidas por terceros	14 032	m
REDES	Redes	11 132 875	m
	Redes Cedidas por terceros	10 627 726	m
ERP	Caudal menor a 100000	183	Unidades
	Caudal superior a 100000	227	Unidades
	Caudal menor a 100000 cedidas por terceros	6	Unidades
	Caudal superior a 100000 cedidas por terceros	22	Unidades

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

ITEM	REGION	FAMILIA	$/m2	$/Unidad	$/m	Descripción
TERRENOS	Para los 20 principales terrenos en propiedad de las diferentes unidades de negocio de la Licenciataria se solicitó la valuación de los terrenos realizada por inmobiliarias locales. En casos de terrenos menores se tomaron los precios dispuestos.					
	Costa Atlántica	Urbano	$ 800,00			Se asignó el precio de la cotización de la UN de Bahía Blanca. Fuente: Informado por Camuzzi.
		Suburbano	$ 435,00			Se asignó el precio de un terreno en los alrededores de la localidad de Santa Elena. Fuente: Gonnet.
	Centro Provincia de Buenos Aires	Urbano	$ 973,27			Se asignó el precio de la cotización de la UN de Lobos. Fuente: Informado por Camuzzi.
		Suburbano	$ 450,00			Se asignó el precio de la cotización de terrenos ubicados en Ensenada. Fuente: Informado por Camuzzi.
	La Pampa	Urbano	$ 810,00			Se asignó el precio de un terreno en la localidad de Santa Rosa. Fuente: Yoffe Propiedades.
		Suburbano	$ 540,00			Se asignó el precio de un terreno en los alrededores de la localidad de Santa Rosa. Fuente: Inmobiliaria Pablo Emilio.
INMUEBLES Y EDIFICIOS	Costa Atlántica	Pavimentos y Cocheras		$ 215 490,00		Se consideró el precio promedio de una Cochera en Venta en las localidades de Santa Teresita, Mar del Plata y San Bernardo del Tuyu. Fuente: Argenprop.
		Cercos y Muros			$ 312,00	Se asignó el precio por metro que surge de obra en la Compresora Colonia Baron. Fuente: Informado por Camuzzi.
		Tinglados, Galpones, Cabinas y Cámaras	$ 7 164,11			Se consideró el precio de Galpones en Venta en la localidad de Mar del Plata. Fuente: Argenprop.
		Oficinas	$ 24 990,00			Se consideró el precio de una edificación comercial en la localidad de Bahía Blanca. Fuente: Facchini

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

ITEM	REGION	FAMILIA	$/m2	$/Unidad	$/m	Descripción
						Propiedades.
	Centro Provincia de Buenos Aires	Pavimentos y Cocheras		$ 330 000,00		Se consideró el precio de una Cochera en Venta en la localidad de La Plata. Fuente: Argenprop.
		Cercos y Muros			$ 312,00	Se asignó el precio por metro que surge de obra en la Compresora Colonia Baron. Fuente: Informado por Camuzzi.
		Tinglados, Galpones, Cabinas y Cámaras	$ 7 069,95			Se consideró el precio de Galpones en Venta en las localidades de Tolosa y La Plata. Fuente: Argenprop.
		Oficinas	$ 18 810,00			Se consideró el precio de una edificación comercial en la localidad de Tandil. Fuente: Inmobiliaria Tandil.
	La Pampa	Pavimentos y Cocheras		$ 127 500,00		Se consideró el precio de una Cochera en Venta en la localidad de San Carlos de Bariloche. Fuente: Argenprop.
		Cercos y Muros			$ 312,00	Se asignó el precio por metro que surge de obra en la Compresora Colonia Baron. Fuente: Informado por Camuzzi.
		Tinglados, Galpones, Cabinas y Cámaras	$ 5 230,77			Se consideró el precio de Galpones en Venta en la localidad de Villa Manzano. Fuente: Argenprop.
		Oficinas	$ 15 000,00			Se consideró el precio de una edificación comercial en la localidad de Necochea. Fuente:Vaira Propiedades.
MAQUINARIAS Y EQUIPOS	-	Equipos Livianos		$ 756,20		Se asignó el precio de un de un Manometro Manifold de Alta Baja Presión R134 R404a R407a . Fuente: Mercado Libre.
		Equipos Medios		$ 9 082,64		Se asignó el precio de una Soldadora Inverter Esab Lhn220i Plus Con Torcha Tig. Fuente: Mercado Libre.
		Equipos		$ 18 181,82		Se asignó el precio de una Prensa para Caños de

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

ITEM	REGION	FAMILIA	$/m2	$/Unidad	$/m	Descripción
		Pesados				Polietileno hasta 125 MM. Fuente: Mercado Libre.
		Maquinas		$ 42 148,76		Se asignó el precio de una Maquina Electrofusionadora MGSC Modelo EF-3000. Fuente: Mercado Libre.
		Maquinarias Pesada		$ 197 520,66		Se asignó el precio de una Motosoldadora Lincoln Electric Ranger 305-g Kohler. Fuente: Mercado Libre.
		Medidores domiciliarios		$ 680,00		Se asignó el precio de un Medidor de Diafragma promedio. Fuente: Informado por Camuzzi.
EQUIPOS PARA PROCESOS	-	Planta de Descarga de GNP		$ 7 924 155,00		Cada una de las unidades familias referidas a Equipos de Procesos se analizó de forma separada y se incluye en la sección de anexos.
		Planta GLP Ameghino		$ 16.244.421		
		Planta GLP Villegas		$ 7.104.575		
		Planta Compresora Colonia Barón		$ 26 199 000,00		
		Estación de Carga de GNP		$ 8 079 000,00		
		Planta Compresora el Chourrón		$ 14 235 000,00		
		Estación de Carga de GNP		$ 8 079 000,00		
RODADOS	-	Vehículos livianos		$ 338 595,04		Se asignó el precio de una Pick-Up Hilux 4X2 C/S DX 2.4 TDI 6 M/T. Fuente: Toyota.

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA RIGGI
APODERADA

ITEM	REGION	FAMILIA	$/m2	$/Unidad	$/m	Descripción
		Vehículos pesados y otros		$ 626 446,28		Se asignó el precio de un Camión Ford F- 4000. Fuente: Pedro Corradi S.A.
MUEBLES Y UTILIES	-	Muebles		$ 3 636,36		Se asignó el precio promedio de muebles de oficina (Silla, Armario y Escritorios). Fuente: Ojeda Y Guerra, Equipamiento para oficinas.
		Útiles		$ 2 891,74		Se asignó el precio de una Cámara Digital Sony DSC-W800/SC E33. Fuente: Garbarino.
EQUIPOS DE COMPUTACIO N	-	Impresoras, Monitores, Periféricos y Otros		$ 4 709,92		Se asignó el precio de una Impresora Multifunción Brother DCP-T500W. Fuente: Garbarino.
		Computadoras y Servidores		$ 12 396,69		Se asignó el precio de una PC de escritorio W 10 - 1 Tera Disco rígido, 1 GB RAM, Procesador I5 con teclado, pantalla 18"y parlantes. Fuente: Garbarino.
		Laptops y portátiles		$ 9 090,08		Se asignó el precio de una Notebook ASUS X453MA-WX312H Intel Pentium N3540. Fuente: Garbarino.
EQUIPOS DE COMUNICACIÓ N	-	VHF y Otros		$ 9 661,16		Se asignó el precio de un Equipo Bibanda Fullduplex Alinco Dr-635t Vhf / Uhf. Fuente: Mercado Libre.
		Telefónicos		$ 3 093,39		Se asignó el precio de una Central Telefónica A580ip Siemens Gigaset. Fuente: Mercado Libre.
INSTALACIONE S	-	Instalacione s Menores		$ 21 785,54		Se asignó el precio de un Aire Acondicionado Split Samsung 5000 Frío, más su instalación. Fuente: Garbarino y Service Solutions.
		Instalacione s Mayores		$ 72 238,91		Se asignó el precio de mano de obra y materiales para la instalación civil del servicio de distribucion agua fria y caliente y desagues (considerando conexion a red cloacal). Fuente: Colegio de Arquitectos de Córdoba.
GASODUCTOS Y RAMALES	-	Diámetros 2/4			$ 2 025,00	Se presenta el detalle de precio de construcción de gasoductos y ramales a nuevo en la sección de

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA PEREG
APODERADA

ITEM	REGION	FAMILIA	$/m2	$/Unidad	$/m	Descripción
		Diámetros 6/8			$ 4 725,00	anexos.
		Diámetros 10/16			$ 8 775,00	
		Diámetros 18/24			$ 14 175,00	
REDES	-	-			$ 1 725,00	Se presenta el detalle de precio de construcción de una red a nuevo en la sección de anexos.
ERP	-	Caudal menor a 100000		$ 2 595 000,00		Se asignó el precio que surge de construcción de una ERP menor en Saavedra. Fuente: Informado por Camuzzi.
		Caudal superior a 100000		$ 7 935 000,00		Se asignó el precio que surge de construcción de una ERP mayor en La Plata . Fuente: Informado por Camuzzi.
		Estación de Descarga (Extra)		$ 5 590 155,00		Se asignó el precio adicional de los componentes principales de una Estación de Descarga. Ver anexos.
		Odorizador (Extra)		$ 444 000,00		Se asignó el precio adicional de un Odorizador. Ver anexos.

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

2.5.1. Resultados valor técnico de reposición

En el presente apartado se exhiben los resultados de la Base de Capital calculados de acuerdo al valor técnico de reposición de los activos de la empresa de acuerdo a precios del 31-8-2016:

CAMUZZI GAS PAMPEANA	VALOR TÉCNICO	AMORTIZACION ANUAL	VALOR TÉCNICO RESIDUAL
Terrenos	140 552 408	-	140 552 408
Inmuebles	94 679 574	-2 117 008	62 612 191
Edificios	572 790 643	-14 226 041	207 707 347
Maquinarias y Equipos	26 643 640	-1 860 899	4 899 902
Equipos para Procesos	111 359 703	-6 743 492	49 172 186
Rodados	148 627 521	-10 990 359	27 809 932
Muebles y Utiles	20 580 294	-1 218 886	4 357 899
Equipos de Computacion	45 651 935	-3 799 365	3 708 937
Equipos de Comunicación	1 976 727	-120 244	633 754
ERP	1 830 538 620	-55 652 591	564 418 154
Instalaciones	8 098 627	-285 956	4 319 411
Gasoductos	16 772 451 246	-474 622 942	5 377 929 603
Ramales	5 258 316 575	-115 545 016	1 809 732 133
Redes	19 204 210 738	-134 094 317	1 279 910 695
Medidores	789 921 320	-29 273 385	285 024 414
Subtotal	**45 026 399 571**	**-850 550 501**	**9 822 788 968**
ERP cedidas por terceros	90 444 000	-274 777	31 130 848
Gasoductos cedidos por terceros	1 302 277 419	-428 802	147 136 180
Ramales cedidos por terceros	317 151 153	-5 367 418	221 368 643
Redes cedidads por terceros	18 332 320 424	-262 841 676	9 548 413 716
Subtotal	**20 042 192 996**	**-268 912 673**	**9 948 049 387**
TOTAL	**65 068 592 568**	**-1 119 463 174**	**19 770 838 354**

No incorpora inversiones del 2016

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

ANEXO 1: Muestras 2001/2015

Inversiones

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
G	65629/1	Gasoducto	28/12/2002	3.176.682,60
G	65631/1	Gasoducto	28/11/2002	(962.787,83)
G	-	Gasoducto	28/12/2002	(2.436.235,26)
G	-	Gasoducto	28/12/2002	(1.274.617,00)
G	62322/1	Gasoducto	28/03/2002	1.432.762,41
G	5000002-4	Gasoducto	15/12/1992	577.748,59
G	5000144-0	Loop. Gto. de alimentación a Lobos	30/06/2006	1.860.057,10
G	5000148-0	Gasoducto	30/05/2008	4.660.986,18
G	5000154-0	Loop. de 8" alimentación a Olavarría	30/12/2009	794.952,02
G	5000152-0	Gasoducto de 6"	18/05/2009	939.505,09
G	5000155-0	Nueva Alim. a Laprida de 6"	23/08/2010	5.350.441,41
G	5000155-1	Eq. Odorizador Neumático para Alim a Laprida	23/08/2010	236.398,89
G	5000155-2	Separador de Polvo y Líquido	23/08/2010	51.284,95
G	5000155-3	TANQUE DE CHOQUE	23/08/2010	21.038,98
G	5000155-4	PUENTE DE SEPARACION Y MEDICION	23/08/2010	285.034,15
G	5000155-5	Inst. de Válvula ESF STD B600 P TOT APF 6"	23/08/2010	52.538,29
G	5000155-6	Inst. de Válvula ESF STD B600 P TOT APF 6"	23/08/2010	59.753,12
G	5000155-7	Activación de Intereses Fcieros.	23/08/2010	1.675.673,77
G	5000156-0	Nueva Alim. a Laprida de 4"	23/08/2010	1.854.544,87
G	5000156-1	Inst. de Válvula ESF STD B600 P TOT APF 4"	23/08/2010	2.431,43
G	5000156-2	Activación de Intereses Fcieros.	23/08/2010	513.777,22
G	5000157-0	Loop. Gasoducto Pampeano 10"	17/11/2010	7.372.935,11
G	5000157-1	Act. de Intereses Fcieros.	17/11/2010	1.335.493,81
G	5000074-0	Gasoducto	01/01/1999	(536.714,71)
G	5000067-0	Gasoducto	28/12/2000	(576.705,47)
G	5000160-0	Inst. de Filtro Ciclónico en Erp usina V. Gesell	16/09/2014	390.714,32
G	5000160-1	Válvula de 6" en Erp Usina V. Gesell	16/09/2014	27.991,65
G	5000160-2	Inst. de Filtro FM 6 en Erp usina V. Gesell	16/09/2014	108.413,22
G	5000160-3	Filtro FM6 para Erp Usina V. Gesell	16/09/2014	32.914,15
G	5000160-4	Válvulas de 2"	16/09/2014	11.999,22
G	5000161-0	Inst. de Filtro Ciclónico en Trampa Scraper Pinamar	16/09/2014	505.515,00
G	5000161-1	Separador ciclónico Tormene	16/09/2014	216.895,19
G	5000161-2	Válvula de 8"	16/09/2014	71.178,18
G	5000161-3	Válvula de 10"	16/09/2014	52.248,66
G	5000161-4	Tanque de Choque	16/09/2014	43.500,10
G	5000014-26	Inst. de Dispersor y Rectificador (PC)	29/06/2015	1.102.745,07
G	5000162-0	Separador vertical de polvo ciclónico	29/06/2015	381.786,05

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

lasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
G	5000162-1	Instalación del separador Sobre Gto.	29/09/2015	882.507,03
G	5000163-0	Válvulas ESF STD B600	29/09/2015	168.516,38
G	5000164-0	REFUERZO / LOOP Gasoducto Alim. a TRES ARROYOS	15/12/2015	18.255.121,67
G	5000165-0	GASODUCTO ALIM A A. MADERO	22/12/2015	10.363.288,61
G	5000166-0	GASODUCTO ALIM A J. J. PASO	22/12/2015	20.381.024,35
G	5000167-0	Refuerzo de Gasoducto de Alimentación	30/12/2015	20.430.140,84
CYR PE	61421/1	Red	28/10/2001	1.355.053,29
CYR PE	57344/1	Red	01/05/2001	115,30
CYR AC	59831/1	Red	01/10/2001	175,36
CYR PE	60641/1	Red	28/09/2001	60.000,00
CYR AC	-	Red	28/12/2002	1.557.857,20
CYR AC	-	Red	28/12/2002	2.209.890,00
CYR AC	64996/1	Red	01/06/2002	237,91
CYR AC	-	Red	28/12/2002	(935.273,00)
CYR AC	61911/1	Red	01/03/2002	230,14
CYR AC	-	Red	28/12/2003	800.102,20
CYR PE	67640/1	Red	03/08/2003	118,95
CYR PE	67047/1	Red	03/01/2003	148,69
CYR PE	21012282-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	24/03/2004	169,93
CYR PE	7001054-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	26/12/2005	813.395,73
CYR PE	21012743-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	12/04/2005	135,95
CYR PE	21013462-1	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	05/04/2006	0,01
CYR PE	21014012-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	24/07/2006	155,10
CYR PE	21014532-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	22/09/2006	169,94
CYR PE	21015057-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	21/12/2006	339,88
CYR PE	21013163-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	09/01/2006	1.359,52
CYR PE	21016217-1	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	25/07/2007	0,01
CYR PE	21017223-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	17/12/2007	169,92
CYR PE	21015236-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	16/01/2007	169,94
CYR PE	21015910-0	Renovación de red baja por media presión	23/05/2007	357,04
CYR PE	21015517-0	Renovación de red	05/03/2007	1.019,63
CYR PE	7001107-2	Servicios	30/06/2008	10.430,19
CYR PE	7001107-3	Servicios	30/06/2008	17.832,26
CYR PE	7001108-2	Renovación de red	30/06/2008	36.673,88
CYR PE	7001109-2	Renovación de red	30/06/2008	44.075,95
CYR PE	7001108-3	Renovación de red	30/06/2008	45.421,78
CYR PE	7001109-3	Renovación de red	30/06/2008	81.759,21
CYR PE	7001109-4	Servicios	30/06/2008	85.460,24
CYR PE	7001108-5	Servicios	30/06/2008	91.852,94
CYR PE	7001108-4	Renovación de red	30/06/2008	154.434,06
CYR PE	7001107-0	Renovación de red	30/06/2008	178.995,47

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
CYR PE	7001109-1	Renovación de red	30/06/2008	211.968,32
CYR PE	7001107-1	Renovación de red	30/06/2008	274.212,98
CYR PE	7001108-1	Renovación de red	30/06/2008	299.447,30
CYR PE	7001108-0	Renovación de red	30/06/2008	794.376,50
CYR PE	7001104-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	30/04/2008	848.321,37
CYR PE	7001109-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	30/06/2008	1.037.635,38
CYR PE	21017644-1	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	04/03/2008	0,01
CYR PE	21019235-1	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	15/09/2008	0,01
CYR PE	21017503-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	20/02/2008	169,93
CYR PE	21019500-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	08/10/2008	169,93
CYR PE	21018912-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	12/08/2008	339,86
CYR PE	21017642-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	04/03/2008	708,06
CYR PE	21018875-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	07/08/2008	4.439,77
CYR PE	21022147-1	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	23/10/2009	108,24
CYR PE	21022135-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	23/10/2009	219,90
CYR PE	21021508-2	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	21/08/2009	235,19
CYR PE	21020055-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	08/01/2009	509,80
CYR PE	21022014-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	01/10/2009	884,60
CYR PE	21021521-1	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	26/08/2009	3.155,55
CYR PE	21022839-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	10/03/2010	1.326,90
CYR PE	21023239-1	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	03/06/2010	1.099,98
CYR PE	21023656-0	Red	13/09/2010	663,45
CYR PE	21024084-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	29/11/2010	460,31
CYR AC	7000681-2	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	01/06/1995	(916.807,43)
CYR PE	21024469-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	28/02/2011	884,60
CYR PE	21024897-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	10/06/2011	185,09
CYR PE	21025340-0	Refuerzo de red de PE de 180 mm en Los Hornos	01/09/2011	222,11
CYR PE	21025726-0	Refuerzo de Red en V Elisa - City Bell	21/10/2011	111,05
CYR PE	7001142-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	29/05/2012	913.701,42
CYR PE	7001145-0	Refuerzo de Red en V Elisa - City Bell	07/08/2012	550.575,76
CYR PE	7001145-1	Refuerzo de Red en V Elisa - City Bell	07/08/2012	553.899,92
CYR PE	7001145-2	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	07/08/2012	1.162.445,63
CYR PE	7001145-3	Refuerzo de Red en V Elisa - City Bell	07/08/2012	709.098,62
CYR PE	21026079-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	04/01/2012	1.613,80
CYR PE	21026521-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	04/04/2012	111,05
CYR PE	21026935-1	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	17/05/2012	109,68
CYR PE	21027342-1	Act. de Intereses Fcieros.	24/07/2012	109,74
CYR PE	21027768-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	25/10/2012	151,32
CYR AC	7000200-13	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	23/12/2013	6.272,70
CYR PE	21028570-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	15/03/2013	412,00
CYR PE	21028985-1	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	06/06/2013	1,84
CYR PE	21029426-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	31/07/2013	115,07

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
CYR PE	21029861-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	02/10/2013	185,51
CYR PE	21030232-2	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	28/11/2013	910,18
CYR PE	21030544-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	28/01/2014	381,48
CYR PE	21030923-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	16/04/2014	333,93
CYR PE	21031307-1	REFUERZO DE RED DE DISTRIBUCIÓN	25/06/2014	110,30
CYR PE	21031697-0	Instalación de PC sobre redes de MPL	12/09/2014	90,88
CYR AC	7000155-21	Inst. de Dispersor y Rectificador (PC)	29/06/2015	517.173,56
CYR PE	7001148-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	23/09/2015	1.246.602,53
CYR AC	7000005-61	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	28/09/2015	1.067.518,77
CYR AC	7000005-62	Instalación de PC sobre redes de MPL	28/09/2015	344.565,88
CYR AC	7000005-63	Instalación de PC sobre redes de MPL	28/09/2015	392.450,98
CYR AC	7000005-64	Instalación de PC sobre redes de MPL	28/09/2015	548.722,12
CYR PE	21032078-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	09/01/2015	111,31
CYR PE	21032500-0	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	16/04/2015	0,01
CYR PE	21032893-1	RED TRANSFERIDA POR TERCEROS	07/07/2015	661,54
CYR PE	21033421-0	Red	24/09/2015	2.836,11
CYR PE	21033740-0	Red	20/11/2015	1.605,37
I MEC	61400/1	Medidor	28/10/2001	257.598,69
I MEC	61395/1	Medidor	28/10/2001	191.707,66
I MEC	58959/1	Medidor	28/09/2001	1.256,02
I MEC	62350/1	Medidor	28/12/2002	107.063,54
I MEC	66386/1	Medidor	28/12/2002	155.985,50
I MEC	66035/1	Medidor	28/08/2002	980,00
I MEC	68750/1	Medidor	28/07/2003	732,28
I MEC	14000488-0	Medidor	14/12/2004	372,67
I MEC	-	Medidor	01/06/2004	133.444,53
I MEC	-	Medidor	01/02/2004	103.943,13
I MEC	-	Medidor	01/04/2004	103.073,45
I MEC	-	Medidor	01/05/2004	100.649,29
I MEC	-	Medidor	01/09/2004	99.910,46
I MEC	-	Medidor	01/09/2004	129.395,69
I MEC	14004303-0	MEDIDOR	01/07/2005	93,73
I MEC	14006451-0	MEDIDOR	27/09/2005	187,10
I MEC	14007432-0	MEDIDOR	10/11/2005	282,48
I MEC	14001521-0	MEDIDOR	24/02/2005	729,57
I MEC	14005365-0	MEDIDOR	11/08/2005	3.121,71
I MEC	14014345-0	MEDIDOR	30/08/2006	102,49
I MEC	14012437-0	MEDIDOR	23/06/2006	203,39
I MEC	14014242-0	MEDIDOR	25/08/2006	307,46
I MEC	14012190-0	MEDIDOR	15/06/2006	628,09
I MEC	14016093-0	MEDIDOR	20/11/2006	1.645,10

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
I MEC	14020429-0	MEDIDOR	07/06/2007	109,95
I MEC	14025451-0	MEDIDOR	13/12/2007	114,48
I MEC	14021050-0	MEDIDOR	29/06/2007	250,07
I MEC	14025395-0	MEDIDOR	11/12/2007	455,61
I MEC	14022747-0	MEDIDOR	29/08/2007	926,93
I MEC	14022457-0	MEDIDOR	21/08/2007	3.382,51
I MEC	14026346-0	MEDIDOR	24/01/2008	455,71
I MEC	14027956-0	MEDIDOR	11/04/2008	272,17
I MEC	14030008-0	MEDIDOR	06/06/2008	4.832,80
I MEC	14031602-0	MEDIDOR	29/07/2008	286,79
I MEC	14033201-0	MEDIDOR	26/09/2008	287,16
I MEC	14034923-0	MEDIDOR	30/12/2008	10.141,47
I MEC	14040506-0	MEDIDOR	24/09/2009	172,19
I MEC	14040087-0	MEDIDOR	04/09/2009	342,96
I MEC	14040033-0	MEDIDOR	02/09/2009	685,70
I MEC	14041963-0	MEDIDOR	14/12/2009	1.566,48
I MEC	14042632-0	MEDIDOR	27/01/2010	348,49
I MEC	14044207-0	MEDIDOR	23/04/2010	1.053,44
I MEC	14045780-0	MEDIDOR	01/07/2010	351,80
I MEC	14047352-0	MEDIDOR	10/09/2010	354,31
I MEC	14048926-0	MEDIDOR	26/11/2010	178,41
I MEC	14050454-0	MEDIDOR	28/02/2011	180,00
I MEC	14052031-0	MEDIDOR	16/05/2011	544,53
I MEC	14053605-0	MEDIDOR	18/07/2011	916,17
I MEC	14055247-0	MEDIDOR	26/09/2011	185,71
I MEC	14056818-0	MEDIDOR	12/12/2011	423,36
I MEC	13000277-0	UC Corus 0 a 80 B ABS	07/06/2012	3.731,95
I MEC	14058284-0	MEDIDOR	02/03/2012	192,05
I MEC	14059859-0	MEDIDOR	16/05/2012	196,00
I MEC	14061429-0	MEDIDOR	07/08/2012	1.551,37
I MEC	14063013-0	MEDIDOR	04/10/2012	204,33
I MEC	14064686-0	MEDIDOR	20/12/2012	1.035,34
I MEC	14066303-0	MEDIDOR	15/03/2013	428,31
I MEC	14066672-0	Sistema de Medición	27/03/2013	451.389,03
I MEC	14067900-0	MEDIDOR	27/05/2013	223,24
I MEC	14069478-0	MEDIDOR	25/07/2013	458,37
I MEC	14071061-0	MEDIDOR	27/09/2013	3.913,30
I MEC	14072639-0	MEDIDOR	05/12/2013	508,36
I MEC	14074280-0	MEDIDOR	06/03/2014	1.958,11
I MEC	14075866-0	MEDIDOR	15/05/2014	613,81
I MEC	14077441-0	MEDIDOR	14/07/2014	318,29

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
I MEC	14079022-0	MEDIDOR	15/09/2014	764,81
I MEC	14080639-0	MEDIDOR	20/11/2014	3.329,16
I MEC	14082245-0	MEDIDOR	13/02/2015	385,08
I MEC	14083830-0	MEDIDOR	30/04/2015	1.986,45
I MEC	14085458-0	MEDIDOR	30/06/2015	405,45
I MEC	14087034-0	MEDIDOR	27/08/2015	406,20
I MEC	14088726-0	MEDIDOR	06/11/2015	835,15
E	61384/1	Edificio	28/12/2001	927,09
E	3000403-12	Mejoras, Revestimientos, Divisiones de Oficinas	21/10/1993	24.199,72
E	1000070-0	Fracción	30/04/2008	490.000,00
E	3000468-0	Galpón para Motocompresores	30/04/2008	467.880,00
E	3000469-0	Galpón para Motogeneradores	30/04/2008	233.940,00
E	3000470-0	Edificio de la sala de control y dependencias	30/04/2008	701.820,00
E	3000471-0	Cerco perimetral de alambre romboidal	30/04/2008	132.294,45
E	3000472-0	Cerco perimetral de alambre romboidal	30/04/2008	27.533,36
E	3000485-0	Construcción de escalera subterránea	30/06/2008	40.333,74
E	2000004-0	Edificio	22/01/2009	3.630.821,67
E	2000005-0	Edificio	22/01/2009	3.710.067,80
E	2000006-0	Edificio	22/01/2009	8.113.345,32
E	2000003-0	Edificio	22/01/2009	8.175.765,21
E	3000514-0	Plateas para Eq. Odorizador	23/08/2010	505.424,43
E	3000515-0	Cabina para Odorizador	23/08/2010	118.627,11
E	3000515-1	Iluminación de Cabina para Odorizador	23/08/2010	10.403,79
E	3000516-0	Iluminación del Predio del odorizador	23/08/2010	73.146,91
E	3000524-0	Recinto Techado para Calentador Erp Urdampilleta	24/11/2010	10.665,96
E	3000525-0	Instalación eléctrica e iluminación	24/11/2010	44.014,26
E	3000525-1	Act. de Intereses Fcieros.	24/11/2010	2.423,02
E	3000526-0	Muro de mampostería para Erp Urdampilleta	24/11/2010	30.265,37
E	3000527-0	Ampliación Portón	24/11/2010	22.699,03
E	3000528-0	Caminos de acceso	24/11/2010	77.500,97
E	3000562-0	Obra civil para nueva Erp 40/1,5	07/06/2012	142.037,41
E	3000562-1	Obra eléctrica para Nueva Erp 40/1,5	07/06/2012	142.037,41
E	3000568-0	Obra civil para nueva Erp 25/1,5	07/08/2012	132.284,64
E	3000568-1	Obra eléctrica para Nueva Erp 25/1,5	07/08/2012	132.284,64
E	3000403-2	Edificio	15/08/1995	-3.542.098,00
E	3000403-12	Mejoras, Revestimientos, Divisiones de Oficinas	21/10/1993	-24.199,72
E	3000403-0	Edificio	21/10/1993	-4.837.491,77
E	3000587-3	Edificio	28/06/2013	3.059,97
E	1000092-0	Fracción	22/08/2013	1.317,75
E	1000078-0	Fracción	27/03/2013	482.731,20

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
E	3000569-0	Fundación para motocompresor	27/03/2013	219.368,80
E	3000570-0	Fundación para motogenerador	27/03/2013	152.339,45
E	3000571-0	Galpón para motocompresor	27/03/2013	753.792,58
E	3000572-0	Ventilación forzada en galpón motocompresor	27/03/2013	234.035,51
E	3000573-0	Galpón para motogenerador	27/03/2013	498.900,02
E	3000574-0	Plateas y fundaciones Sist. Regulación y Medición	27/03/2013	225.752,55
E	3000575-0	Edificio sala de control y dependencias	27/03/2013	1.110.279,33
E	3000576-0	Accesos, caminos y veredas	27/03/2013	1.212.247,10
E	3000577-0	Cerco olímpico	27/03/2013	389.988,98
E	3000578-0	Cerco rural	27/03/2013	190.351,77
E	3000579-0	Tablero de distribución	27/03/2013	89.140,34
E	3000580-0	Instalación eléctrica de Fuerza Motriz y de ilumin.	27/03/2013	149.727,91
E	3000581-0	Instalación eléctrica de iluminación local, gral.	27/03/2013	296.873,31
E	3000582-0	Sistemas de agua potable y desagües cloacales	27/03/2013	238.287,91
E	3000608-0	Obra civil y eléctrica En Erp 40/4 Madero	22/12/2015	197.000,00
E	3000609-0	Obra civil y eléctrica En Erp 40/4 J. J. Paso	22/12/2015	310.400,00
I	59035/1	Instalación	28/04/2001	15.721,18
I	4000224-0	Aire Acondicionado de 6000 frigorías Frio Calor	19/09/2011	9.600,00
RA	6000413-0	Ramal	01/09/2004	3.465.432,73
RA	22000060-0	RAMAL TRANSFERIDO POR TERCEROS	24/10/2005	128,74
RA	6000430-19	Nueva Alim. Derivación a GNC El Tala	30/06/2009	1.874,40
RA	6000430-11	Nueva Alim. Derivación a el Cabure	30/06/2009	3.701,03
RA	6000430-13	Nueva Alim. Derivación a A. Dominguez	30/06/2009	3.846,17
RA	6000430-16	Nueva Alim. Derivación a Rasic Campito 1	30/06/2009	4.209,02
RA	6000430-10	Nueva Alim. Derivación a Chiapetti	30/06/2009	4.317,87
RA	6000430-7	Nueva Alim. Derivación a Formicolor	30/06/2009	4.608,15
RA	6000430-20	Nueva Alim. Derivación a Fátima	30/06/2009	8.164,04
RA	6000430-18	Nueva Alim. Derivación a Rasic Campito 9	30/06/2009	9.071,16
RA	6000430-8	Nueva Alim. Derivación a Rasic Campito 11	30/06/2009	12.518,20
RA	6000430-9	Nueva Alim. Derivación a Rasic Campito 5	30/06/2009	26.705,50
RA	6000430-6	Nueva Alim. Derivación a Coagulantes	30/06/2009	27.902,89
RA	6000430-1	Nueva alim. A ERP Monte	30/06/2009	30.389,88
RA	6000430-15	Nueva Alim. Derivación a Rasic Campito 10	30/06/2009	59.058,53
RA	6000430-14	Nueva Alim. Derivación a Rasic Campito 8	30/06/2009	59.725,69
RA	6000430-12	Nueva Alim. Derivación a Rasic Campito 4	30/06/2009	60.313,43
RA	6000430-5	Alimentación Petroquímica Argentina	30/06/2009	87.683,69
RA	6000430-17	Nueva Alim. Derivación a Rasic Campito 2	30/06/2009	92.924,77
RA	6000430-2	Alimentación a Industrias Este	30/06/2009	121.934,70
RA	6000430-4	Ramal	30/06/2009	154.200,49
RA	6000430-3	Nueva alimentación Monte - 2	30/06/2009	191.718,86

JULIANA REGG
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
RA	6000430-0	Nueva alimentación Monte - 1	30/06/2009	2.001.269,01
RA	6000435-0	Refuerzo de Ramal V. Elisa - City Bell	07/08/2012	3.322.152,09
RA	22000109-0	RAMAL TRANSFERIDO POR TERCEROS	31/12/2012	355,97
RA	6000098-1	Inst. de Dispersor y Rectificador (PC)	29/06/2015	459.089,59
RA	6000116-1	Inst. de Dispersor y Rectificador (PC)	29/06/2015	537.362,08
M	60920/1	Maquinaria	28/12/2001	45,83
M	60810/1	Maquinaria	28/08/2001	1.281,60
M	59096/1	Maquinaria	28/04/2001	400,00
M	62245/1	Maquinaria	28/02/2002	102,77
M	69477/1	Maquinaria	28/01/2003	4.700,00
M	8001569-0	Maquinaria	01/09/2004	55.065,91
M	8001772-0	DETECTOR DE FUGAS PORTATIL	30/12/2005	2.227,05
M	8001772-0	DETECTOR DE FUGAS PORTATIL	30/12/2005	315,47
M	8001809-0	UNID. CONTROL ELECTROFUSION	18/08/2006	5.000,00
M	8001795-0	Manómetro con doble contacto inductivo	27/08/2007	1.310,81
M	8001772-0	DETECTOR DE FUGAS PORTATIL	30/12/2005	-311,79
M	8001619-8	NARIZ OBTURACION 2" (PLUGGING HEAD)	20/08/2008	16.178,60
M	8002183-0	DECIBELIMETRO DIGITAL C/INTEG	06/10/2010	4.831,20
M	8002336-0	Medidor de espesores Digital mess Modelo DX-5DL	07/11/2011	19.615,01
M	8002421-0	Unidad de control de electrofusión	21/08/2012	11.000,00
M	8002582-0	Aspiradora Industrial 1.5 HP con carro	08/11/2013	6.516,30
M	8002622-0	Bomba manual de presión	08/10/2015	38.957,02
ERP	9000191-1	ERP	01/09/2004	65.395,90
ERP	9000412-0	Nueva ERP 38/1.5 Saldungaray	30/04/2008	662.830,00
ERP	9000033-1	Reemplazo de ramales de regulación	29/05/2009	57.905,67
ERP	9000035-1	Adecuación en Erp Laprida	23/08/2010	86.399,72
ERP	9000423-0	Nueva Erp 200/60	24/11/2010	338.598,17
ERP	9000423-1	Calentador	24/11/2010	31.597,35
ERP	9000427-0	Construcción e Inst. de Nueva ERP 40/1,5	07/06/2012	1.008.816,22
ERP	9000427-1	Valv. Reg monitor Pilotada 4"	07/06/2012	28.845,49
ERP	9000427-2	Válvula de Bloqueo c/rearme manual	07/06/2012	4.313,69
ERP	9000427-3	Válvulas REG 657 ET 4" S300	07/06/2012	22.016,66
ERP	9000427-4	Válvulas REG 667 ED 4" S300	07/06/2012	24.476,97
ERP	9000427-5	Válvula REG 630 Baja presión 2"	07/06/2012	1.519,66
ERP	9000427-6	Válvula de Seguridad p/bloq 667 2" S300	07/06/2012	8.417,34
ERP	9000427-7	Filtro FM 4 Cuerpo serie 300	07/06/2012	20.830,71
ERP	9000427-8	Tanque de purga	07/06/2012	13.017,30
ERP	9000427-9	Calentador de Gas 500000 BTU/H	07/06/2012	210.624,30
ERP	9000427-10	Separador Horizontal de Polvo y líquido	07/06/2012	22.841,92

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
ERP	9000430-0	Construcción e Instalación de Nueva Erp 25/1,5	07/08/2012	503.698,94
ERP	9000430-1	Valv. Reg TA 956 S 300 Antiruido	07/08/2012	47.238,32
ERP	9000430-2	Valv. Reg Monitor TA 956 S 300 Antiruido	07/08/2012	88.535,36
ERP	9000430-3	Válv. Esf STD S-300	07/08/2012	50.312,59
ERP	9000430-4	Válv. Esf STD S-150	07/08/2012	20.977,78
ERP	9000430-5	Filtro FM 4	07/08/2012	17.408,44
ERP	9000433-0	Sistema de Regulación	27/03/2013	1.062.836,05
ERP	9000000-2	Construcción de 3° ramal	30/04/2015	319.242,49
ERP	9000008-1	Construcción de 3° ramal	30/04/2015	336.942,23
ERP	9000054-1	Inst de válvulas Reguladoras	30/04/2015	149.217,42
ERP	9000423-3	Instalación de válvulas Reguladoras	30/04/2015	117.860,65
ERP	9000423-4	Instalación de válvulas Reguladoras	30/04/2015	89.432,96
ERP	9000435-0	NUEVA ERP 40/4 E MADERO	22/12/2015	1.310.375,56
ERP	9000436-0	NUEVA ERP 40/4 J J PASO	22/12/2015	2.062.889,28
OITEC	10000045-0	PLANTA COMPRESORA EL CHOURRON	30/04/2008	7.712.992,80
OITEC	10000051-0	Planta de Carga de GNP	23/08/2010	241.050,64
OITEC	10000052-0	Isla de Descarga	24/11/2010	51.883,50
PC	10000056-0	Motocompresor	27/03/2013	6.047.597,49
PC	10000057-0	Motogenerador	27/03/2013	296.111,90
PC	10000058-0	Manifold Válvula ESF STD B600 P TOT APF 2"	27/03/2013	113.271,31
PC	10000059-0	Manifold válvula ESF STD B600 P TOT APF 6"	27/03/2013	162.140,12
PC	10000060-0	Manifold válvula ESF STD B600 P TOT APF 8"	27/03/2013	691.932,44
PC	10000061-0	Válvula ESF STD B600 P TOT APF 8"	27/03/2013	137.990,19
PC	10000062-0	Manifold válvula ESF STD B600 P RED APF 4"	27/03/2013	49.394,75
PC	10000063-0	Manifold válvula ESF STD SOLD P TOT 8"	27/03/2013	349.143,09
PC	10000064-0	Válvula Globo B600 8" EXT Bridados	27/03/2013	72.384,80
PC	10000065-0	Manifold válvula Globo 600 2"	27/03/2013	7.917,50
PC	10000066-0	Manifold válvula ESF serie 5000 WOG 1/2" NPT	27/03/2013	12.649,67
PC	10000067-0	Manifold válvula retención clapeta B600 2"	27/03/2013	13.579,60
PC	10000068-0	Manifold válvula retención clapeta S600 8"	27/03/2013	56.593,73
PC	10000069-0	Válvula retención clapeta B600 6"	27/03/2013	46.459,71
PC	10000070-0	Manifold accesorio AC montura soldar 4X8	27/03/2013	11.198,93
PC	10000071-0	Manifold accesorio AC montura soldar 6X8	27/03/2013	35.456,47
PC	10000072-0	Manifold niple de venteo Ø 2" S600	27/03/2013	2.841,62
PC	10000073-0	Manifold montura p/taponado S600 8"	27/03/2013	33.269,77
PC	10000074-0	Manifold junta aislante mono 8" ANSI 600	27/03/2013	79.133,15
PC	10000075-0	C° API 5LX52 Ø 8" E:5.65 mm RT	27/03/2013	349.841,54
PC	10000076-0	C° ASTM A53G°B Ø 8" E:8.18 mm RT	27/03/2013	1.556.242,75
PC	10000077-0	Sistema de filtrado de gas de descarga	27/03/2013	223.315,12
PC	10000078-0	Sistema de drenaje de planta	27/03/2013	581.066,18
PC	10000079-0	Sistema de protección contra descarga	27/03/2013	206.949,51
PC	10000080-0	Sistema de emergencia (Shut down)	27/03/2013	52.230,67

JULIANA REGO
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
PC	10000081-0	Sistema de control de Planta	27/03/2013	772.236,98
PC	10000082-0	Sistema de protección catódica	27/03/2013	138.150,12
PC	10000083-0	Filtro cono de brujas	27/03/2013	19.267,31
PC	10000084-0	Instalación de filtro de polvo y líquidos	27/03/2013	360.149,45
PC	10000085-0	Instalación de filtro de polvo	27/03/2013	182.921,76
VEL	69573/1	Vehículo	28/09/2003	44.796,00
VEL	11000443-0	PICK UP RANGER 4X2 D C.S.	31/10/2005	36.043,92
VEL	11000522-0	FURGON FIAT DUCATO	14/06/2006	56.112,62
VEP	11000596-0	TRAILER	24/11/2010	537.406,08
VEP	11000597-0	TRAILER	24/11/2010	537.406,08
VEP	11000598-0	TRAILER	24/11/2010	537.406,08
VEP	11000599-0	TRAILER	24/11/2010	537.406,08
VEL	11000647-0	Pick up Toyota Hilux 4x4 CD DX	31/10/2012	21.397,29
VEL	11000729-0	Peugeot Partner	09/05/2014	101.845,92
M y U	61018	Muebles y útiles	28/09/2001	406,00
M y U	59191	Muebles y útiles	28/05/2001	430,56
M y U	69633/1	Muebles y útiles	28/09/2003	943,00
M y U	12000750-0	MODULO DE CAJA Y MOSTRADOR	29/12/2004	1.510,94
M Y U	12000750-0	MODULO DE CAJA Y MOSTRADOR	29/12/2004	-0,16
M Y U	12000830-0	MODULO DE CAJA Y MOSTRADOR	14/09/2005	1.809,00
M Y U	12001008-0	ESCRITORIOS OPERATIVOS INDIVIDUALES (1 izq./1der)	29/12/2006	1.392,00
M Y U	12001029-0	CAMARA DIGITAL MARCA OLYMPUS	01/03/2007	754,54
M Y U	12001251-0	CAJONERA RODANTE PARA ESCRITORIO	11/09/2008	480,00
M Y U	12001306-0	TANDEM (CAF)	05/11/2009	1.050,00
M Y U	12001496-0	Silla alta c/ruedas sin apoya brazos tapizado lila	29/06/2011	1.200,00
M Y U	12001536-0	Módulo de Caja modelo C1-a	28/12/2011	6.004,00
M Y U	12001681-0	Escritorio operativos individuales	12/06/2015	8.332,00
SI	61112	Sistemas informáticos	28/10/2001	22.747,00
SI	59261	Sistemas informáticos	28/03/2001	732,00
SI	69675/1	Sistemas informáticos	28/04/2003	4.109,70
SI	17001872-0	Sistemas informáticos	01/08/2004	2.268,75
SI	17002018-0	UNIDAD TAPE BACKUP DDS-4	02/11/2005	4.173,64
SI	17002129-0	MONITOR 17" SVGA COLOR	09/08/2007	1.651,10
SI	17002160-0	DISCO PARA EQUIPO DE FACTURACION IBM DE 140 GB	10/06/2008	19.175,00
SI	17002294-0	Computador de Caudal Bristol	23/08/2010	14.172,56
SI	17002324-0	Servidor NAS TS 859U	27/09/2011	49.664,01
SI	17002324-0	Servidor NAS TS 859U	27/09/2011	1.410,80
SI	17002406-0	Equipo Pure-Flex	04/03/2013	2.136.201,35
SI	17002437-0	Notebook Coradir modelo CDR410	19/04/2013	7.040,72
ETEL	59330/1	Equipos de telecomunicación	28/08/2001	610,32
ETEL	18000788-0	TELÉFONO-FAX	10/10/2007	411,99
ETEL	18000881-0	Sistema de Comunicaciones	27/03/2013	125.353,60

JULIANA REGG
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Desafectaciones

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
G	03079/1	Gasoducto	15/06/1995	-3.982.483,00
G	5000007-0	Gasoducto	15/12/1992	-11.451.478,30
CYR AC	64857/1	Red	28/09/2002	-5.324.053,00
CYR AC	64855/1	Red	28/09/2002	715.327,00
CYR AC	64854/1	Red	28/09/2002	-596.954,00
CYR AC	64853/1	Red	28/09/2002	1.004.679,00
CYR AC	7000166-0	Red	15/12/1992	-221.797,91
VEL	24729/1	BIENES NO NECESARIOS AR	15/08/1999	-32.489,49
VEL	25015/1	Vehículos	15/02/1994	-27.680,58
VEL	25004/1	Vehículos	15/11/1994	-27.680,58
VEL	24833/1	Vehículos	15/06/1994	-38.588,60
VEL	61175/1	Vehículos	31/12/2000	-33.581,00
VEL	25118/1	Vehículos	15/12/1992	-32.958,65
VEL	24727/1	Vehículos	15/08/1999	-33.896,98
NONEC	11000069-0	Automóvil Tempra SC	15/03/1995	-25.984,69
VEL	11000248-1	Pick up	15/01/1994	-32.697,50
VEL	11000247-3	Pick up	15/02/1994	-28.387,21
VEL	11000175-0	Pick up	15/03/1994	-30.852,77
VEL	11000108-0	Pick up	15/11/1994	-29.205,78
VEL	11000109-1	Pick up	15/12/1994	-28.807,25
NONEC	11000367-0	Automóvil Passat	28/07/2003	-42.000,00
VEL	11000054-0	Pick up	15/09/1993	-26.323,45
VEL	11000174-0	Pick up	15/03/1994	-30.852,77
VEL	11000159-0	Pick up	15/06/1996	-27.680,58
VEL	11000202-0	Pick up	15/06/1996	-27.680,58
VEL	11000043-0	Pick up	15/08/1999	-27.680,58
VEL	11000254-0	Pick up	15/08/1999	-27.680,58
VEL	11000104-0	Pick up	15/12/1994	-27.293,57
VEL	11000106-0	Pick up	15/03/1994	-30.852,77
VEL	11000107-0	Pick up	15/12/1994	-29.014,78
VEL	11000153-0	Pick up	15/06/1996	-27.680,58
VEL	11000190-0	Pick up	15/07/1996	-27.680,58
NONEC	11000425-0	VOLKSWAGEN BORA 1.8 T MANU	21/01/2005	-45.310,64
VEL	11000142-0	Pick up	15/08/1999	-28.880,58
VEL	11000145-0	Pick up	15/08/1999	-28.880,58
VEP	11000099-2	Camión	15/07/1994	-30.386,86
VEL	11000167-0	Pick up	15/12/1994	-29.014,78
VEL	11000055-0	Pick up	15/09/1993	-26.323,45
VEL	11000384-0	Automóvil	01/06/2004	-67.600,00

JULIANA REGGI
79 APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
VEP	11000233-0	Camión	15/12/1996	-38.588,60
NONEC	11000595-0	Automóvil Passat 2.0	05/11/2010	-41.322,31
VEP	11000178-0	Camión	15/10/1993	-35.189,20
VEL	11000217-0	Automóvil	15/08/1999	-26.859,54
VEL	11000378-0	Automóvil	01/05/2004	-67.600,00
VEL	11000389-0	Pick-Up	01/07/2004	-33.002,00
NONEC	11000423-0	VOLKSWAGEN BORA 1.8 T MANU	21/01/2005	-45.310,64
NONEC	11000422-0	VOLKSWAGEN PASSAT 1.8 T CO	21/01/2005	-65.961,69
NONEC	11000550-0	CITROEN C4 2.0 nafta SX	28/11/2007	-50.599,25
VEP	11000012-0	Camión	15/12/1992	-33.401,36
VEP	11000013-0	Camión	15/12/1992	-53.885,78
VEP	11000014-0	Camión	15/12/1992	-48.536,35
VEP	11000015-0	Camión	15/12/1992	-48.536,35
VEP	11000016-1	Camión	15/12/1992	-29.467,72
VEP	11000170-0	Camión	15/09/1993	-26.323,45
VEL	11000005-0	Pick up	15/12/1992	-27.008,13
VEL	11000017-0	Pick up	15/12/1992	-27.008,13
VEL	11000018-0	Pick up	15/12/1992	-27.008,13
VEL	11000019-0	Pick up	15/12/1992	-27.008,13
VEL	11000154-0	Camión	15/08/1993	-44.147,11
VEL	11000133-0	Pick up	15/09/1993	-26.323,45
VEL	11000169-0	Pick up	15/09/1993	-25.178,95
VEL	11000171-0	Pick up	15/09/1993	-26.323,45
VEL	11000066-0	Automóvil	15/10/1996	-25.686,64
VEL	11000067-0	Automóvil	15/08/1999	-33.896,98
NONEC	11000482-0	Automóvil Passat 2.0	27/04/2006	-77.293,24
NONEC	11000483-0	Automóvil Passat 2.0	27/04/2006	-77.293,24
VEL	11000544-0	PICK UP RANGER T DIESEL 3.0L CD 4X2 XL PLUS	17/07/2007	-54.095,44
NONEC	11000529-0	Automóvil Passat 2.0	10/07/2007	-77.039,94
VEL	11000125-0	Pick up	15/11/1994	-29.205,78
VEL	11000102-0	Pick up	15/08/1999	-27.680,58
NONEC	11000424-0	VOLKSWAGEN BORA 1.8 T MANU	26/01/2005	-45.289,26
VEL	11000050-0	Pick up	15/02/1994	-30.786,34
VEL	11000039-0	Pick up	15/06/1996	-27.680,58
VEL	11000047-0	Pick up	15/08/1999	-29.600,14
VEL	11000585-0	PEUGEOT PARTNER PRESENCE	29/04/2010	-50.600,57
E	3000494-0	Platea y veredas	12/08/2008	-138.678,62
RA	08002/2	Ramal	31/12/1992	-84.595,96
RA	6000194-0	Ramal	31/12/1992	-94.698,66

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
RA	6000233-0	Ramal	31/12/1992	-115.453,86
RA	6000376-0	Ramal	28/12/2000	-78.895,88
RA	6000110-0	Ramal	31/12/1992	-123.046,89
ERP	9000429-10	Reg. Monitor Pilotada c/Sist. Antir. > 4"	19/07/2012	-157.504,58
PC	10000042-0	Planta compresora	15/06/1995	-962.787,82
I MEC	08388/1021	Medidor	15/12/1992	-78.743,18
I MEC	08402/1029	Medidor	15/12/1992	-71.991,42
I MEC	08402/1036	Medidor	15/12/1992	-76.682,86
I MEC	08400/1069	Medidor	15/12/1992	-74.059,57
I MEC	08395/1014	Medidor	15/12/1992	-77.152,78
I MEC	08401/1050	Medidor	15/06/1994	-111.208,54
I MEC	MEDIDORES NO SAP	Baja de 2489 Med. LPL DOM	-	-98.569,21
I MEC	MEDIDORES NO SAP	Baja de 37 Med. LOB IND	-	-79.981,69
I MEC	MEDIDORES NO SAP	Baja de 5611 Med. MPL DOM	-	-186.725,71
I MEC	MEDIDORES NO SAP	Medidor	31/08/2009	-279.710,35
SI	17001912-0	Sistemas informáticos	01/09/2004	-75.893,98
SI	17001694-0	Equipos de computación	28/10/2001	-231.225,00
SI	17000113-0	Impresora	15/01/1994	-94.015,43
SI	17000114-0	Impresora	15/01/1994	-94.015,43
SI	17001339-0	Equipos de computación	28/01/2000	-85.936,00

JULIANA PEGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

ANEXO 2: MUESTRAS 2016

Inversiones

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
G	5000168-0	Refuerzo Gasoducto de Alimentación a Monte Hermoso	31/03/2016	18.941.087,35
CYRPE	7001150-0	REFUERZO DE RED EN VICTORICA	29/06/2016	522.206,80
CYRPE	7001150-1	REFUERZO DE RED EN VICTORICA	29/06/2016	84.605,33
OITEC	10000007-12	Montaje y puesta en marcha de Compresor	30/06/2016	1.291.328,50
OITEC	10000007-13	Compresor	30/06/2016	4.205.385,20
PC	10000045-3	Instalación y pta. en Marcha de Separador Vertical	31/03/2016	1.844.211,39
PC	10000045-4	Separador vertical Coalescente	31/03/2016	995.986,73
PC	10000087-0	Montaje y puesta en marcha de 2° Motocompresor	30/06/2016	2.977.793,35
PC	10000087-1	Motocompresor Marca SECCO	30/06/2016	10.960.094,02
E	3000610-1	Obra eléctrica por cambio de compresor	30/06/2016	408.251,54
E	3000611-0	Obra Civil (Galpón para 2° Motocompresor)	30/06/2016	3.189.823,78
VEL	11000787-0	Ford Ranger versión 2015	08/03/2016	409.777,04
VEL	11000788-0	Ford Ranger versión 2015	08/03/2016	409.777,04
VEL	11000793-0	FORD Ranger XLS 2.2 TDI DC 4x2	08/03/2016	409.777,04
VEL	11000807-0	FORD Ranger XLS 3.2 DC 4x4	24/05/2016	500.606,52
VEL	11000810-0	FORD Ranger XLS 3.2 DC 4x4	24/05/2016	500.606,52
VEL	11000826-0	FORD Ranger XLS 3.2 TDI DC 4x4	08/03/2016	409.777,04
SI	17002545-0	PC alto desempeño	06/06/2016	405.001,99
SI	17002570-0	PC de escritorio	29/06/2016	2.231.570,60
M	8002529-0	PERFORADORA T-101 XL PLUS WSON	08/06/2016	450.711,16

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Desafectaciones

Clasif. ENARGAS	AF-Sub	Descripción	Fe.capit.	Total
OITEC	10000007-0	Planta de carga de GNC	28/08/2001	-83.171,98
SI	17002580-0	PC para videoconferencia	04/04/2016	-12.209,28
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo a diafragma	15/06/1996	-22.234,08
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo a diafragma	15/12/1992	-77.655,20
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo domiciliario	15/12/1992	-50.203,15
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo domiciliario	15/12/1992	-54.730,15
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo domiciliario	15/12/1992	-74.651,70
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo domiciliario	15/06/1994	-33.130,22
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo domiciliario	15/06/1996	-13.825,93
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo domiciliario	15/06/1997	-11.559,11
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo a diafragma	15/12/1992	-38.643,71
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo a diafragma	15/12/1992	-15.839,84
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo a diafragma	15/12/1992	-36.937,47
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo a diafragma	15/12/1992	-17.635,83
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo a diafragma	15/12/1992	-41.287,95
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo a diafragma	15/06/1994	-13.937,59
MED	Medidores Levin	Medidor de gas natural, tipo a diafragma	15/06/1994	-45.257,60
MED	Medidores Levin	Medidor MEDIDOR DE GAS G4 (G-2000)	01/02/1999	-13.331,87
MED	Medidores Levin	Medidor MEDIDOR DE GAS G4 (G-2000)	01/02/1999	-14.665,38
MED	Medidores Levin	Medidor	28/12/2000	-10.272,94

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

ANEXO 3: INFORMES Y CONCLUSIONES DE LAS INSPECCIONES TECNICAS

En el curso de las inspecciones se recopiló gran cantidad de información tanto en forma digital (documentos y fotos) como en papel, para permitir un acceso ordenado a la misma se la ha ordenado en dos sub anexos adjuntos:

- Uno digital que contiene, además de la información obtenida en esa forma por los inspectores, una selección de archivos escaneados de lo recibido en papel mostrando ejemplos de las tareas y datos relevantes como referencia y muestra para acceder al cuerpo principal.
- Otro en nueve carpetas, conteniendo toda la información recibida en papel, clasificada por Unidad de Negocio localidades

Los índices correspondientes son:

3.1. Información digitalizada Camuzzi Gas Pampeana

3.1.1. Datos entregados en forma digital

a) ***UN Olavarria***

Localidades:

Ayacucho, Azul, Bolivar, Chourron, Garre, Pehuajo, Tandil, Tres Lomas, Villegas

b) ***UN Santa Rosa***

Localidades:

Colonia Barón, Gral Pico, Guatrache, Parera, Realicó, Riglos, San Martín, Santa Rosa, Toay, Urdampilleta, Uriburu, Winifreda.

c) ***UN Mar del Plata***

Localidades:

Mar del Plata, Necochea, Quequen, San Cayetano, Tres Arroyos, Vivoratá

d) ***UN La Plata***

Localidades:

25 de Mayo, Chacabuco, Chascomus, Gral Pinto, Gral Viamonte, La Plata, Lincoln, Lobos, Monte.

e) ***UN Bahía Blanca***

Localidades:

Bahía Blanca

3.1.2. Escaneados de Datos entregados en papel (ejemplos guía)

a) ***UN Olavarria***

Localidades:

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Ayacucho, Chourron planta compresora, Olavarria, Pehuajo, Tandil, Tres Lomas.

b) ***UN Santa Rosa***

Localidades:

Colonia Barón, Gral. Villegas , Ing Luiggi, Santa Rosa

c) ***UN Mar del Plata***

Localidades:

Vivoratá,

d) ***4 UN La Plata***

La Plata

e) ***UN Bahía Blanca***

Localidades:

Bahía Blanca

3.2. Información Papel Archivada en Carpetas

GGP.1 UN Olavarria

GGP.1.1 Carpeta 1 Ayacucho, Azul, Bolivar, Chourron Plta. Compr., Garre

GGP.1.2 Carpeta 2 Olavarria, Pehuajo, Tandil, Tres Lomas, Gral. Villegas

GGP.2 UN Santa Rosa

GGP.2.1 Carpeta 1 Colonia Barón, Gral Pico Guatrache, Ing Luiggi, Parera, Realicó,

GGP.2.2 Carpeta 2 Riglos, San Martin, Santa Rosa, Toay, Urdampilleta GNP, Uriburu, Winifreda GNP

GGP.3 UN Mar del Plata

GGP.3.1 Carpeta 1 Necochea, Quequen, San Cayetano, Tres Arroyos.

GGP.3.2 Carpeta 2 Mar del Plata, Vivoratá

GGP.4 UN La Plata

GGP.4.1 Carpeta 1 25 de Mayo, Chacabuco, Chascomus, Gral Pinto, Gral Viamonte

GGP.4.2 Carpeta 2 La Plata, Lincoln, Lobos, Monte

GGP.5 UN Bahía Blanca

GGP.5.1 Carpeta 1 Bahía Blanca

3.3. Inspección y evaluación del estado de conservación de los activos

Como fuera expresado anteriormente, el ejercicio de valuación consideró a todos los bienes involucrados, que están afectados al cumplimiento de la concesión del servicio público que se brinda bajo un determinado esquema operativo, actualmente en funcionamiento y cuyo desempeño es supervisado por la autoridad de aplicación.

El análisis se realizó cumpliendo los términos de referencia y prestando especial atención a la

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

evaluación del grado de obsolescencia y estado de conservación de los activos físicos, aportando desde el punto de vista técnico los datos que permitan apreciar la razonabilidad de la depreciación calculada mediante los métodos contables.

También se prestó especial atención a la presencia de activos que hayan sido sustituidos y que deben ser dados de baja del inventario.

La evaluación de las condiciones técnicas de los activos afectados al servicio, consideró básicamente lo establecido en los siguientes documentos.

- Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas.
- Reglamento del Servicio de Distribución de Gas.
- Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y otros Gases por cañerías - NAG 100.
- Normas y Reglamentaciones aplicables del Clasificador de Normas Técnicas de Gas del Estado - Año 1991.
- Resolución ENARGAS N° 1192/99 - Estándares de Calidad del Servicio.
- Antecedentes originados en la primer Revisión Quinquenal de Tarifas (RQT) del año 1996.
- Metodología para la segunda RQT.
- Detalles de las Actas Acuerdo firmadas entre la Licenciataria y la UNIREN.

De acuerdo a estos conceptos y considerando la información previa recabada, se solicitó a la empresa la provisión de todas las bases de datos de los activos sujetos a evaluación que contengan la información a utilizar para el análisis de los mismos, tanto desde el punto de vista patrimonial, como operativo.

De los listados citados y en función de las pautas técnico-operativas establecidas en la documentación, se procedió a definir el carácter de esencial y no esencial, de los bienes registrados.

Ese carácter calificó el activo considerado para el grado de eficiencia original, no se analizaron la posibilidades de innovaciones tecnológicas aparecidas en fecha posterior a la iniciación del contrato y que podrían eventualmente, mediante inversiones adicionales, mejorar la productividad y/o calidad del sistema.

Posteriormente, se requirió la disposición de los manuales de construcción, operación, mantenimiento y reparación, correspondientes a cada tipo de instalación considerada esencial. La información a relevar permitió definir criterios de muestreo para cada tipo de instalación, procediendo luego a la inspección de una muestra, que permita evaluar el estado del resto de los activos similares, dispuestos en el área de concesión.

En los casos de las instalaciones, cuya operación eficiente y razonable requiera la realización de tareas rutinarias, por caso mantenimiento preventivo, reparaciones, extensiones, conexiones u otras, se solicitó el correspondiente listado de órdenes de trabajo previstos para el día siguiente y se acompañó a una cuadrilla elegida por muestreo estadístico y al azar, a efectos de verificar el grado de cumplimiento de los procedimientos establecidos por la empresa para cada tarea en particular.

Se verificó asimismo, que dichos procedimientos reflejen las pautas establecidas por las normas

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

de calidad y seguridad exigidas por el ENARGAS en materia de construcción, mantenimiento y operación, específicamente la norma NAG 100.

De esa forma se obtuvo una verificación in situ y directa que sirvió de referencia para la evaluación, tanto del estado de las instalaciones y el material existente, como de los equipos, herramental y dispositivos afectados a la operación y mantenimiento.

3.4. Terrenos, Edificios y Construcciones civiles c/Instalaciones

Aspectos inspeccionados:

Inspección visual externa. Estado general de los predios:

Los predios se presenta ordenados, con las áreas de circulación, estacionamiento y de operaciones bien definidas con la cartelería acorde y elementos de seguridad.

Estado de la Construcción:

Las construcciones se mantienen en buen estado, para el desarrollo de todas las actividades administrativas se han construido nuevos edificios con muebles y recursos informáticos acordes a las necesidades operativas. Cuentan con espacios para tareas de mantenimiento

Estado de la estructura: Bueno.

Estado de la mampostería: Bueno

Estado de pisos: Bueno

Estado de puertas y ventanas: Bueno

Puertas de emergencia: Existen

Pintura en general: Buena

Iluminación natural: Muy buena.

Estado del mobiliario: Muy bueno.

Escritorios y sillas: Nuevas con diseño ergonómico.

Sistema de aire (calefacción/refrigeración): Sistema de calefacción/aire acondicionado Split para instalaciones pequeñas y sistemas centralizados para superficies grandes.

Sistemas/Equipos informáticos: Acordes a las necesidades operativas del negocio y a cada puesto de trabajo, conectados a un servidor central en Bs. As.

Acceso al predio: En general con cerco de alambre olímpico cerrado con candado, en algunas UN hay servicio de vigilancia permanente.

Instalaciones de depósitos/taller en buen estado de conservación. Taller de protección catódica, Redes y ramales, Taller de Instrumentos, Mediciones.

Almacenes en buen estado de conservación.

Dispone de diferentes áreas de depósito de materiales:

- Playa descubierta
- Galpón para almacenaje de elementos voluminosos
- Recinto de almacenamiento de materiales para emergencias

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN

Recinto para actividades administrativas y componentes pequeños.

En el programa de gestión de almacenes se lleva un registro de las fechas de vencimiento de los accesorios y cañerías de polietileno, el material que está en stock para emergencia se va rotando para evitar su vencimiento. El material se destina a obras y trabajos de mantenimiento. Se adjunta evidencia objetiva del movimiento de éste material.

3.5. Gasoductos de alta presión

Una vez cumplido el proceso de identificación de los activos incluidos en este rubro, según la metodología expresada anteriormente, se efectuó la evaluación del estado de conservación de los mismos.

Para el caso de los gasoductos de alta presión –interpretando los mismos como los conductos que transportan o transmiten gas natural, en general a grandes distancias y grandes volúmenes y cuya presión de diseño es igual o mayor a 40 bar; se realizo un clasificación previa según los siguientes conceptos. Diámetro/Presión/Longitud/Antigüedad/Distancia a los centros operativos

Una vez obtenida la clasificación mencionada, se revisaron los registros de mantenimiento atendiendo específicamente a los elementos de protección catódica, a la cantidad de fugas detectadas, etc.

El programa de integridad de los gasoductos preve los ensayos de verificación de estado de los revestimientos (SIS) el ciclado de los potenciales de protección catódica (DCVG–ACVG-PCM) como la determinación de los valores ON-OFF. (Procedimiento SCE-IN-301-0003).

Se dispone de un registro de medición de la conductividad del suelo y su nivel de agresividad para las cañerías de acero.

Las fecuencias de los ensayos están establecidas dentro del programa de protección catódica y se aplica a todos los gasoductos de la red. Las políticas y acciones son llevadas a cabo desde Sede Central y el registro de datos y su análisis también se hace en Sede Central.

Para corroborar los resultados de los ensayos anteriores se dispone un procediento de inspecciones directas haciendo excavaciones en sitios preestablecidos verificando el revestimiento, el nivel de protección de catódica y se miden espesores de la tubería (Procedimiento SCE-PC-311-0001). Estas tareas se realizan con personal propio o contratado.

El Manual de Mantenimiento se basa en los requerimientos de NAG 100.

El registro de fallas no muestra a la fecha defectos que comprometan la integridad de la red de gasoductos, considerando que existen tramos de cañerías de mas de sesenta años de antigüedad.

Las redes de gasoductos presentan sus activos físicos en buen estado de conservación, no se observan deterioros por corrosión y los componentes activos están cumpliendo su función de control correctamente.

3.6. Ramales de alta presión

Los ramales de alta presión, intepretando los mismos como conductos que en forma independiente o interconectado con otros, transporta gas natural, previa regulación de presión, desde un gasoducto hasta un centro de consumo y cuya presión de diseño es inferior a 40 bar. La evaluación de los resultados permitió inferir el grado de conservación de los bienes citados, objetivo de esta etapa del trabajo.

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Las redes de ramales de alta presión presentan sus activos físicos en buen estado de conservación, no se observan deterioros por corrosión y los componentes activos están cumpliendo su función de control correctamente.

El programa de integridad de los ramales de alta presión preveen los ensayos de verificación de estado de los revestimientos (SIS) el ciclado de los potenciales de protección catódica (DCVG–ACVG-PCM) como la determinación de los valores ON-OFF. (Procedimiento SCE-IN-301-0003)

Se dispone de un registro de medición de la conductividad del suelo y su nivel de agresividad para las cañerías de acero.

Las fecuencias de los ensayos están establecidas dentro del programa de protección catódica y se aplica a todos los gasoductos de la red. Las políticas y acciones son llevadas a cabo desde Sede Central y el registro de datos y su análisis también se hace en Sede Central.

Para corroborar los resultados de los ensayos anteriores se dispone un procediento de Inspecciones Directas haciendo excavaciones en sitios preestablecidos verificando el revestimiento, el nivel de protección de catódica y se miden espesores de la tubería.(Procedimiento SCE-PC-311-0001). Estas tareas se realizan con personal propio o contratado.

El Manual de Mantenimiento se basa en los requerimientos de NAG 100.

El registro de fallas no muestra a la fecha defectos que comprometan la integridad de la red de gasoductos, considerando que existen tramos de cañerías de mas de sesenta años de antigüedad.

3.7. Redes de media y baja presión en Acero y en Polietileno

El sistema de distribución operado se compone de redes construidas en tres materiales distintos, según su antigüedad y rango de presión: hierro fundido, acero y polietileno de media densidad.

De acuerdo al material de construcción de la red, corresponderá realizar inspecciones con criterios diferenciados. Las redes son tuberías de distribución de gas en las cuales la presión es inferior a 4 bar.

En forma similar que en los casos de las instalaciones antes mencionadas, se solicitó la provisión de las bases de datos de las redes que opera, procediendo a realizar una primera clasificación en función de:

Material/Antigüedad/Extensión/Localización

De estos listados, se seleccionó una muestra suficientemente representativa para cada material, instalaciones que fueron, en todos los casos, inicialmente evaluadas mediante los registro de seguimiento de fugas (NT 1225) y luego inspeccionadas in situ donde fuese posible.

Redes construidas en Acero

Se focalizó el análisis especialmente en la verificación del estado de los sistemas de protección catódica de acuerdo a los requerimientos de la Norma NAG 100, secciones 463 y 465.

Se observaron los valores en los registros de la Licenciataria y la tabla del apéndice D de la NAG 100.

Redes construidas en Polietileno de Media Densidad

Se determinó la integridad de este sistema de acuerdo a la antigüedad de la red, presión de

JULIANA REGGI APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

operación (en principio, será de 1,5 bar) y el registro de fallas y las características de las fallas detectadas.

A la fecha no se ha estimado la vida útil de la red de acuerdo a los criterios de evaluación de cañerías de polietileno para conducción de gas, que toman en cuenta las curvas de regresión "tensión circunferencial- tiempo", considerando para ello los métodos recomendados por los fabricantes y laboratorios de ensayo y aprobación de resinas.

Redes construidas en Hierro fundido

Desde el punto de vista técnico, este tipo de redes de distribución son las más obsoletas. Por tal razón, además de la evaluación de los registros de seguimiento de fugas según NT 1225, análisis común a todas las redes, se prestó especial atención al historial de fugas en juntas. Se verificaron asimismo los métodos y materiales empleados en solucionar estos inconvenientes.

A su vez, se evaluó el estado de los servicios domiciliarios, recurriendo a las estadísticas de fugas en los servicios no renovados y observando las características de localización de los puntos de pérdidas más frecuentes (en general producidas por vibraciones provenientes del tránsito vehicular).

Consultada la Licenciataria informa que **no disponen en sus activos de redes de hierro fundido,** las existentes originales del contrato de servicio, fueron reemplazadas por polietileno.

Las fecuencias de los ensayos están establecidas dentro del programa de protección catódica y se aplica a todos las redes de las UNs. Las políticas y acciones son llevadas a cabo desde Sede Central pero las tareas y registros de datos con sus respectivos análisis se hacen en la UN.

Se dispone de un registro de medición de la conductividad del suelo y su nivel de agresividad para las cañerías de acero, en base a éste esquema se han trazado programas de cambio de las redes por material polietileno.

Para corroborar los resultados de los ensayos anteriores se dispone un procediento de Inspecciones Directas haciendo excavaciones en sitios preestablecidos verificando el revestimiento, el nivel de protección de catódica y se miden espesores de la tubería.(Procedimiento SCE-PC-311-0001). Ëstas tareas se realizan con personal propio o contratado.

El Manual de Mantenimiento se basa en los requerimientos de NAG 100.

Se dispone de un programa de control de fugas cuya frecuencia está dada por la densidad de población y los criterios de la NAG 100.

En base a la documentación se puede decir que tienen un sistema de gestión activo que cumple con los requerimientos básicos de la legislación aplicable.

El plan contempla verificar las alarmas de los sistemas de detección de presión de las redes, realizar pruebas odorimétricas para asegurar que se está dosificando correctamente el odorante en la red.

Contempla el mantenimiento de las válvulas de la red distribuidas en los diferentes anillos, inspección de cruces de cañerías y el relevamiento de fugas en las redes y ramales de acuerdo a zonas establecidas por la legislación aplicable. Como evidencia objetiva se adjunta en el Anexo 9 el "PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 2015" para el relevamiento de fugas de redes, ramales, gasoductos del área B. Blanca.

JULIANA REGGI
APODERADA

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

Dentro de las actividades de mantenimiento disponen de un programa de "MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE RAMALES PRINCIPALES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÑO 2015" según procedimiento SCE-MO-404, donde se puede observar el cumplimiento del programa.

Con respecto a la protección anticorrosiva de las cañerías disponen de dos programas anuales que son: "PROTECCIÓN ANTICORROSIVA RED 2015" y "PROTECCIÓN ANTICORROSIVA RAMAL Y GASODUCTO 2015" donde se contempla la toma de potenciales de protección catódica, mantenimiento de las instalaciones de superficie y de los sistemas dispersores enterrados. También la toma de potenciales ON-OFF, potenciales de ánodos, determinación de curvas de inyección de corriente, etc.

Para el relevamiento de fugas se ha sectorizado las comunidades en función de la densidad de población, tal lo indicado por la legislación aplicable, siendo la frecuencia variable en función de ésta densidad., el mapa de Bahía Blanca con las fechas de control está también agregado en el Anexo 9 de este informe.

En el resumen de inspección de fugas se puede observar que el porcentaje mayor está dado en las conexiones hacia el medidor desde la red, son muy pocas las fallas en la red y en general las causas son obras que realizan terceros que dañan las mismas.

Para complementar el registro de fugas se presenta como evidencia objetiva los registros de fugas de la red, ramales de acometida a gabinetes de medidores, gasoductos, etc., discriminados por domicilio y las causas que generaron las pérdidas. Estos registros se complementan con los formularios de denuncia y verificación de fugas y el formulario de denuncias halladas en operativos de control

Para complementar el sistema de redes, el Plano denominado "UNIFILAR OPERATIVO" Rev 4 de la UN Bahía Blanca y el plano Nº BBL-PR-925-000 [2-5-12] Rev 1 denominado "OPERATIVO" de la UN Bahía Blanca con los ramales y gasoductos que están dentro del área de la ciudad de Bahía Blanca están en poder de la Consultora y quedan a disposición para su consulta junto con el resto de los documentos originales producto de las auditorías físicas en la unidad.

Las redes de distribución domiciliarias presentan sus activos físicos en buen estado de conservación, no se observan deterioros por corrosión y los componentes activos están cumpliendo su función de control correctamente. (Corroborado por registro de fallas)

3.8. Laboratorios

Los laboratorios de calidad de gas y calibración de medidores resultan de importancia esencial para el desempeño del servicio.

Se inspeccionó el equipamiento de los mismos, especialmente cromatógrafos fijos para determinar la calidad del gas de los diferentes muestradores, en particular en los puntos de entrega.

Asimismo, se verificaron las certificaciones del laboratorio UN Bahía Blanca que presta servicios a Camuzzi Gas Pampeana y a Camuzzi Gas del Sur.

Laboratorio de control de medidores.

En éste laboratorio se reciben todos los medidores que se retiran de servicio para su control, los mismos pueden ser descartados, reparados y recalibrados o controlados para garantizar la medición en el nuevo destino de control.

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

El laboratorio cuenta con tres bancos con diferentes capacidades de caudal para medidores domésticos e industriales a diafragma.

Cuenta también con un banco para el control de medidores a turbina.

Laboratorio de control de gas entregado por Camuzzi a los usuarios en los distintos puntos de la Unidad de Negocio.

Dependiendo de los gasoductos donde TGS hace las entregas y de las mezclas de gases de diferentes gasoductos resultan las calorías por metro cúbico. Las muestras se toman en recipientes contenedores rotulados que luego inyectan la muestra en el cromatógrafo de análisis. Estos valores son los que se usan para facturar las calorías por metro cúbico vendido.

3.9. Estaciones de regulación y de medición

El sistema operado por la Licenciataria, cuenta con estaciones reguladoras de presión (ERP), cuya inspección se realizó de la siguiente manera:

Utilizando los listados correspondientes, que se solicitarón al área técnica de la Distribuidora, se realizó una clasificación atendiendo a los siguientes criterios:

Antigüedad/Capacidad/Localización

En base a dichas características se definió una muestra representativa, para la cual se verificó el cumplimiento de los requisitos establecidos en la Sección 739 de la Norma NAG 100, entre ellos:

- Existencia de registros de mantenimiento según lo requerido por la norma.
- Condición mecánica general de las instalaciones.
- Capacidad y confiabilidad de servicio.
- Correcta calibración de los elementos de control.
- Instalación adecuada, protegida contra polvo, agua y otros agentes que pudieran afectar la normal operación.
- Grado de correlación de los parámetros de funcionamiento relevados, en relación a los de diseño.

Nuevamente, la evaluación de los resultados de las inspecciones realizadas in situ sobre la muestra definida, permitió concluir sobre las condiciones operativas y estado de conservación del total de las instalaciones.

Las plantas reductoras reguladoras presentan sus activos físicos en buen estado de conservación, no se observan deterioros por corrosión y los componentes activos están cumpliendo su función de control correctamente, se verificó con la presión de los manómetros de entrada y salida.

Se verificó en las oficinas de mantenimiento de la UN el cumplimiento del programa anual de verificación de plantas reductoras reguladoras año 2015 y de calibración de las unidades de medición de caudal de gas entregado.

Las plantas están cargadas en una base de datos con un código denominado "BUDI" donde se tienen los datos técnicos y los registros de las intevenciones realizadas.

Como rutina de control de filtros se ha establecido un sistema de pesado del filtro que en función del valor del peso medido se define su cambio.

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI

En algunas plantas se ha dispuesto en los manómetros de presión, un sistema diseñado por el personal de Camuzzi, que detecta presiones por debajo de las mínima operativas enviando una señal de alerta al centro operativo de la UN.

Si los valores de presión son sobrepasados dispone de una válvula de timbre que actúa generando un intenso sonido por venteo de gas que genera llamadas a la central informando la situación por parte del público en general.

Las válvulas de seguridad tienen su condición como activo físico buena. No se dispone de un programa de calibración en banco.

En las plantas con sistemas de odorización se realizan mediciones del odorante inyectado para asegurar el dosaje adecuado, el recipiente de almacenamiento del odorante es suministrado por un tercero que se encarga de todo el movimiento y coneccionado para dejarlo en condiciones operativas.

Todos los sistemas auditados se encuentran conectados y en condiciones de operación. Las rutinas de mantenimiento se cumplen, se disponen de elementos (Mano de obra, herramientas y materiales) para atender las posibles contingencias. Existe un sistema de guardias activas y pasivas con un sistema de recepción de llamadas de emergencias publicado en carteles con las indicaciones de donde llamar.

3.10. Plantas compresoras

La Licenciataria está operando actualmente estaciones de compresión a lo largo de todo su sistema.

Se solicitó el listado de compresoras afectados a cada estación y se evaluó su estado de conservación, el grado de obsolescencia y las condiciones de operatividad mediante inspecciones directas en las plantas correspondientes.

De acuerdo con lo estipulado en la NAG 100 (Secciones 162, 169 y 171) se revisaron los esquemas operativos, la existencia de dispositivos adicionales de seguridad y operación. Se evaluó el estado del equipamiento y las instalaciones, las modificaciones realizadas en los equipos, los informes de fallas y salidas de servicio, los programas de mantenimiento y los manuales de operación vigentes.

Todos los sistemas auditados se encuentran conectados y en condiciones de operación. Las rutinas de mantenimiento se cumplen, se disponen de elementos (Mano de obra, herramientas y materiales) para atender las posibles contingencias. Existe un sistema de guardias activas y pasivas con un sistema de recepción de llamadas de emergencias publicado en carteles con las indicaciones de donde llamar.

Las motocompresoras y turbocompresoras de alta presión presentan sus activos físicos en buen estado de conservación, no se observan deterioros de los componentes mecánicos, el registro de fallas es mínimo y las características de las mismas no compromete la confiabilidad del sistema, no se observan deterioro por corrosión externa y los componentes activos de control están cumpliendo su función de control correctamente.

3.11. Máquinas, equipos y herramientas

Se solicitó a la distribuidora los listados de máquinas, equipos y herramientas afectados a la operación. Se evaluó su estado de conservación y grado de obsolescencia, mediante

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

inspecciones directas en los centros correspondientes de las UN.

Asimismo, se determinó la razonabilidad de su existencia, requiriendo detalles de las tareas a las que se encuentran dedicados para cubrir las necesidades operativas internas, respecto de aquellos activos que se destinen a la realización de servicios a terceros.

Las herramientas que están distribuidas en las unidades de negocios permiten atender una contingencia dentro de las 24 hs

Se disponen de todas las herramientas y equipos, así como el personal de guardia con las calificaciones necesarias para atender las contingencias que se puedan presentar.

La empresa canalizó diferentes hipótesis de contingencias posibles y estableció los medios para atenderlas.

3.12. Descripción del Sistema SCADA y los otros sistemas informáticos y de telecomunicaciones

SCADA es el acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition. Un sistema SCADA esta basado en computadores que permiten supervisar y controlar a distancia una instalación, proceso o sistema de características variadas.

El lazo de control es cerrado por el operador, siendo su labor principal la supervisión y control por parte del operador. En la siguiente tabla se muestra un cuadro comparativo de las principales características de los sistemas SCADA (Estas Características no son limitantes, sino que por el contrario son típicas).

ASPECTO	SCADA
TIPO DE ARQUITECTURA	CENTRALIZADA
TIPO DE CONTROL PREDOMINANTE	SUPERVISAR: Lazos de control cerrados por el operador. Adicionalmente: control secuencial y regulatorio.
TIPOS DE VARIABLES	DESACOPLADAS
ÁREA DE ACCIÓN	Áreas geográficamente distribuidas.
UNIDADES DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y CONTROL	Remotas, PLC´s.
MEDIOS DE COMUNICACIÓN	Radio, satélite, líneas telefónicas, conexión directa, LAN, WAN.
BASE DE DATOS	CENTRALIZADA

En la Sede Central de Camuzzi en Buenos Aires existe un Departamento de Despacho y Recepción de gas que está interconectado con un sistema SCADA, en este departamento se reciben los caudales que entrega TGS en cada uno de los puntos de suministro de la red de gasoductos troncales.

Estos caudalímetros son los que definen la facturación entre Camuzzi y TGS.

Por otra parte están los caudalímetros que controlan los caudales de gas que se entregan a las redes de distribución, estos caudales se contrastan contra la suma de las lecturas de los medidores de cada usuario.

Además de controlar los ingresos y egresos de gas de las redes, el sistema SCADA controla las plantas reductoras de presión - reguladoras de caudal, las estaciones compresoras y las plantas de GNP / GLP, etc. Si dispone de un sistema On-Line de control de funcionamiento de las

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

principales unidades de proceso distribuidas en todas las localidades donde llega el sevicio.

3.13. Vehículos Livianos y Pesados

Los vehículos están operables con un grado de mantenimiento bueno, se les hacen todas las tareas de mantenimiento para dar condiciones de seguridad durante la circulación. Todos los vehículos tienen la verificación técnica vehicular vigente.

La flota de vehículos tiene un promedio de 10 (diez) años de antigüedad, estando los límites entre 20 años y 1 año.

La renovación anual de vehículos es aproximadamente del diez por ciento del total de la flota.

3.14. Muebles y útiles

En las oficinas y sectores operativos que se visitaron se pudo observar que los muebles y útiles necesarios para desarrollar las actividades están disponibles.

Los mismos se encuentran en buen estado de conservación y son acordes a las tareas que se realizan

Conclusiones:

En función de lo observado durante el proceso de auditoría de los activos físicos de las instalaciones muestreadas, podemos inferir que los activos físicos están en buenas condiciones de confiabilidad operativa.

La aseveración se sustenta en el sistema de gestión que se está aplicando y los resultados que muestran los documentos que registran los historiales sumado a las auditorías realizadas en cada una de las UN seleccionadas

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 4: SISTEMA DE GESTION UTILIZADO POR CAMUZZI

A continuación se describe el sistema de gestión que permite soportar y hacer seguimiento tanto de las acciones a implementar como la gestión de los resultados obtenidos luego de las diferentes intervenciones que realizan.

En la Compañía se está implementando el software de gestión técnico administrativo "SAP", la carga de datos ya se ha comenzado, con ésta herramienta se van a implementar el uso de órdenes de trabajo, historiales de equipos, programas de trabajo, etc., todo centralizado en un único sistema.

Actualmente el Sistema de Gestión se basa en los procedimientos operativos implementados que se dividen en dos grandes grupos

- Seguridad y Medio Ambiente.
- Operaciones de Red

Siendo 96 procedimientos de Seguridad y Medio Ambiente y 94 procedimientos de Operaciones de Red.

Por ejemplo en la Unidad de Negocios Bahía Blanca – Área B. Bca. se llevan indicadores de gestión anual de cumplimiento de los programas trazados (Año 2015 = cumplimiento 98.8% donde se indican el índice de hallazgos respecto de las inspecciones programadas, que fue del 21.1% y el índice de criticidad de éstos hallazgos fue del 1.6%)

Uno de los programas de trabajo que se planifica anualmente y luego se hace el seguimiento mes a mes durante el ejercicio del año, es el programa de "Mantenimiento de Medición"

El programa se divide en función de las capacidades de presión de trabajo de los medidores, los grupos son:

1. GRUPO II B: (Mediciones volumétricas con presión de trabajo a 0,160 Kg/cm2)
2. GRUPO III: (Mediciones volumétricas con presión de trabajo mayor a 0,160 Kg/cm2)
3. GRUPO IV: (Mediciones inferenciales)
4. TRANSFERENCIAS CON TGS: (Verificación de calibraciones, control dimensional de tramos de medición, contraste contra patrones en medidores volumétricos, verificación de cromatógrafo on-line)

Para estos cuatro programas se dispone de una planilla con las descripciones de las tareas a realizar en cada uno de ellos, por tipo de medición.

Las planillas por cada grupo de medidores tienen el detalle de los clientes a los que se les entrega el servicio y se les controla la calidad de la medición.

Con respecto al personal que interviene en los procesos de soldadura de las cañerías de acero, gasoductos, ramales y redes de acero son calificados de acuerdo a los requerimientos del código ASME IX y los soldadores de cañería de polietileno (fusionistas) son calificados por la Universidad nacional del Centro mediante una evaluación teórico práctica que se ensaya de acuerdo a criterios preestablecidos.

CDOR. ALBERTO SANDE
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGO
APODERADA

Otro aspecto importante que se gestiona es el envejecimiento de las cañerías y accesorios de polietileno que están como repuestos en espera de ser enterrados, la norma NAG solicita que se disponga de un proceso que minimice la afectación del material por radiación UV, en almacenes se dispone de un sistema para el seguimiento de uso en función de su fecha de fabricación y protección de los materiales almacenados.

Los procesos de mantenimiento, tal lo expresado en los informes de las instalaciones auditadas, tienen programas anuales que siguen el:

"Mantenimiento de Redes y Líneas de Distribución", éste programa tiene definidas las tareas a realizar en los diferentes meses del año y en la planilla se van registrando los avances y porcentajes de cumplimiento.

"Relevamiento de fugas de redes, ramales, gasoductos – Área B. Bca"., donde para cada una de las localidades de la UN se definen las actividades a desarrollar y su posterior cumplimiento mes a mes.

En cada localidad se hace un mapa de las redes a analizar en función de la densidad poblacional tal como indica la norma NAG, los resultados de las inspecciones se vuelcan en planillas identificando el domicilio, el tipo de fuga detectado, el material de la cañería, el lugar donde se tiene la fuga y la categorización de la fuga para definir las acciones a seguir.

Además del programa de fuga preestablecido se dispone de un registro de denuncias de fuga que hacen los usuarios, las denuncias son verificadas para su ponderación y definición del grado de fuga.

"Mantenimiento preventivo de Ramales Principales y Líneas de Transmisión"

Este programa anual tiene detallada todas las actividades a realizar y su distribución en los meses calendario, comprende inspecciones de las instalaciones, detección de fugas, inspección de cruces, mantenimiento de las válvulas y componentes.

"Protección anticorrosiva de las redes" este programa como los anteriores se programa para el año en curso y se lo sigue mes a mes, las actividades son principalmente la toma de potenciales, áreas de cobertura de los rectificadores, mediciones de puesta a tierra, determinación de curvas de inyección de corriente, toma de potenciales ON_OFF, mantenimiento de ánodos, etc.

"Protección anticorrosiva de Ramal y Gasoducto" el programa al igual que el anterior tiene sus tareas perfectamente definidas y distribuidas en el año, la planilla sirve para hacer el seguimiento de las actividades en el año

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 5: INDICES DE AJUSTE DE LAS POLINOMICAS

	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos (1) (2)	312 Aparatos de distribución y control eléctrico (1) (2)	313 Conductores eléctricos (1) (2)	2694 Cemento y cal (1) (2)	36 Muebles y otros productos industriales (1) (2)	341 Vehículos automotores (1) (2)	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso (1) (2)	2811 Productos metálicos para uso estructural (1) (2)	292 Máquinas y equipos de uso especial (1) (2)	33360-1 Gas Oil (1) (2)	Dólar	ICC Nivel general	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC) (para personal calificado)	36320-3 Caños y tubos de polietileno (1) (2)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero (1) (2)
ene-92	92,35	96,55	96,34	92,00	93,83	94,31	92,67	94,36	94,53	91,22	1,00	72,05	176078,40	97,58	94,75
feb-92	92,56	96,76	96,55	92,20	94,04	94,52	92,87	94,57	94,75	91,42	1,00	72,92	176470,60	97,80	94,96
mar-92	92,83	97,05	96,84	92,48	94,32	94,80	93,15	94,85	95,03	91,70	1,00	74,47	176993,50	98,09	95,24
abr-92	93,58	97,84	97,63	93,23	95,09	95,57	93,90	95,62	95,80	92,44	1,00	76,35	178431,40	98,89	96,01
may-92	95,02	99,34	99,13	94,66	96,55	97,04	95,35	97,09	97,27	93,86	1,00	77,64	181176,50	100,41	97,49
jun-92	95,50	99,85	99,63	95,14	97,04	97,53	95,83	97,58	97,76	94,34	1,00	80,67	182091,50	100,92	97,98
jul-92	95,78	100,13	99,92	95,41	97,32	97,81	96,11	97,86	98,04	94,61	1,00	84,55	182614,40	101,21	98,27
ago-92	96,12	100,49	100,27	95,75	97,66	98,16	96,45	98,21	98,39	94,95	1,00	85,08	183268,00	101,57	98,62
sep-92	96,81	101,21	100,99	96,44	98,36	98,86	97,14	98,91	99,10	95,62	1,00	87,09	184575,20	102,29	99,32
oct-92	97,01	101,42	101,20	96,64	98,57	99,07	97,34	99,12	99,31	95,83	1,00	87,12	184967,30	102,51	99,53
nov-92	97,22	101,64	101,42	96,85	98,78	99,28	97,55	99,33	99,52	96,03	1,00	88,48	185359,50	102,73	99,74
dic-92	97,63	102,07	101,85	97,26	99,20	99,70	97,96	99,75	99,94	96,44	1,00	89,60	186143,80	103,16	100,16
ene-93	97,90	102,36	102,13	97,53	99,48	99,98	98,24	100,03	100,22	96,71	1,00	90,12	186666,70	103,45	100,45
feb-93	99,04	102,36	102,13	97,53	99,48	99,98	98,44	100,03	100,46	96,71	1,00	90,19	186928,10	103,45	100,45
mar-93	99,45	102,36	102,13	98,14	99,45	99,97	98,92	100,03	100,50	98,94	1,00	91,60	188235,30	103,45	100,45
abr-93	100,09	100,63	102,13	99,49	99,72	99,97	98,92	100,03	99,74	99,66	1,00	92,84	188496,70	103,45	99,36
may-93	100,44	101,99	102,13	99,56	99,86	99,77	98,13	100,03	100,22	100,24	1,00	93,50	188888,90	103,45	99,36
jun-93	100,44	101,99	101,00	99,53	100,23	99,77	98,13	100,03	100,39	100,81	1,00	94,11	188888,90	96,21	99,36
jul-93	100,44	101,99	101,00	99,69	100,23	99,99	99,91	100,03	99,59	101,91	1,00	93,72	189281,00	96,21	100,45
ago-93	100,44	98,93	101,00	101,65	100,23	99,99	101,07	100,03	99,97	101,91	1,00	96,57	206666,70	96,21	100,45
sep-93	100,44	98,93	101,00	101,65	100,18	99,99	101,87	100,03	99,86	100,89	1,00	98,63	206928,10	98,53	102,04

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos (1) (2)	312 Aparatos de distribución y control eléctrico (1) (2)	313 Conductores eléctricos (1) (2)	2694 Cemento y cal (1) (2)	36 Muebles y otros productos industriales (1) (2)	341 Vehículos automotores (1) (2)	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso (1) (2)	2811 Productos metálicos para uso estructural (1) (2)	292 Máquinas y equipos de uso especial (1) (2)	33360-1 Gas Oil (1) (2)	Dólar	ICC Nivel general	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC) (para personal calificado)	36320-3 Caños y tubos de polietileno (1) (2)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero (1) (2)
oct-93	100,44	96,79	95,12	101,61	100,32	99,99	101,87	99,77	99,53	100,31	1,00	100,06	206928,10	98,53	99,22
nov-93	100,44	95,78	95,12	101,78	100,57	100,29	102,27	99,96	99,55	100,31	1,00	100,38	210980,40	98,53	99,22
dic-93	100,44	95,90	95,12	101,84	100,25	100,29	102,25	99,96	99,99	101,61	1,00	102,13	216470,60	98,53	99,22
ene-94	101,69	95,05	95,12	102,79	100,31	100,29	102,60	99,97	99,41	101,61	1,00	100,63	216732,00	98,53	99,22
feb-94	101,69	92,71	95,12	102,79	100,33	100,28	102,60	99,97	101,65	101,61	1,00	98,93	216732,00	98,53	99,22
mar-94	101,69	92,81	95,12	102,70	100,37	100,27	101,95	99,97	101,36	101,61	1,00	98,75	216993,50	104,32	99,47
abr-94	101,69	92,80	95,12	102,67	101,08	100,27	101,95	99,97	101,24	102,51	1,00	99,44	217777,80	104,32	99,47
may-94	101,69	92,66	95,12	102,69	101,54	100,27	101,95	99,97	101,24	101,95	1,00	99,76	218039,20	104,32	99,47
jun-94	101,69	92,66	95,12	102,43	101,76	100,27	102,07	99,97	101,39	101,89	1,00	100,32	218039,20	104,32	98,59
jul-94	101,69	92,71	105,77	102,90	102,03	100,27	102,07	100,23	102,22	101,89	1,00	99,55	218562,10	104,32	98,59
ago-94	101,90	92,71	106,70	102,90	102,09	100,27	102,21	100,04	102,32	101,99	1,00	99,93	218692,80	104,32	100,17
sep-94	101,61	92,19	106,70	102,90	102,41	99,13	102,21	104,47	102,11	101,10	1,00	99,93	219085,00	107,22	100,17
oct-94	101,61	91,86	109,06	102,90	102,44	99,13	102,21	104,63	102,28	101,10	1,00	100,31	219215,70	107,22	101,64
nov-94	101,61	91,86	109,62	102,88	102,73	99,21	102,21	104,63	102,50	102,54	1,00	100,35	223660,10	113,01	103,56
dic-94	108,58	92,04	112,63	102,88	102,87	99,44	102,21	104,94	102,60	103,56	1,00	100,67	223660,10	113,01	106,13
ene-95	108,58	92,04	113,22	102,93	103,62	98,89	102,21	104,94	102,52	104,27	1,00	101,04	224183,00	211,20	106,13
feb-95	110,13	92,04	113,22	103,94	104,62	99,44	102,24	104,94	102,76	104,27	1,00	101,16	224183,00	191,47	108,69
mar-95	110,12	93,21	114,22	104,70	106,30	99,47	102,24	111,17	103,34	103,55	1,00	104,18	224183,00	194,36	113,18
abr-95	110,40	93,43	114,22	104,81	106,85	99,69	102,14	111,17	103,80	100,92	1,00	105,97	224444,40	194,36	117,06
may-95	110,40	93,43	116,30	104,81	106,17	99,69	102,14	111,09	103,97	101,38	1,00	105,48	224444,40	194,36	117,06
jun-95	110,40	93,20	116,30	104,81	106,67	99,69	102,14	114,15	103,95	101,38	1,00	105,85	224444,40	194,36	120,91
jul-95	110,40	93,20	116,30	104,83	106,94	100,29	102,14	114,15	103,90	101,12	1,00	105,60	224444,40	194,36	120,13
ago-95	110,40	93,20	114,92	104,66	107,00	99,59	102,96	114,12	103,77	99,37	1,00	105,03	224444,40	194,36	119,91

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos (1) (2)	312 Aparatos de distribución y control eléctrico (1) (2)	313 Conductores eléctricos (1) (2)	2694 Cemento y cal (1) (2)	36 Muebles y otros productos industriales (1) (2)	341 Vehículos automotores (1) (2)	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso (1) (2)	2811 Productos metálicos para uso estructural (1) (2)	292 Máquinas y equipos de uso especial (1) (2)	33360-1 Gas Oil (1) (2)	Dólar	ICC Nivel general	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC) (para personal calificado)	36320-3 Caños y tubos de polietileno (1) (2)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero (1) (2)
sep-95	110,40	93,20	114,92	104,66	107,01	95,30	102,96	113,81	103,81	93,70	1,00	104,42	224444,40	194,36	119,68
oct-95	110,40	93,20	112,84	104,66	107,00	96,20	102,79	113,81	103,81	93,70	1,00	104,59	224444,40	194,36	119,68
nov-95	110,40	93,20	112,84	104,66	108,12	95,79	102,55	113,81	104,16	93,70	1,00	102,80	224444,40	194,36	119,68
dic-95	110,40	93,20	112,84	104,66	108,28	97,27	102,32	131,96	104,42	94,14	1,00	103,00	224444,40	194,36	124,20
ene-96	110,40	93,20	111,38	104,66	108,19	97,11	105,85	131,96	104,94	95,03	1,00	102,70	224444,40	194,36	119,28
feb-96	110,39	93,20	112,84	104,66	108,18	97,02	105,70	133,58	105,74	94,90	1,00	102,20	224444,40	194,36	119,28
mar-96	107,37	93,20	112,84	104,66	108,23	96,51	102,26	133,58	105,15	95,03	1,00	102,00	224444,40	194,36	119,28
abr-96	107,37	93,20	112,84	104,66	108,38	96,84	101,88	133,58	105,21	96,99	1,00	101,90	224444,40	191,47	119,28
may-96	107,37	92,50	112,84	104,66	108,68	97,04	101,56	133,58	105,36	98,65	1,00	101,90	224444,40	193,96	119,55
jun-96	107,37	92,50	112,84	104,66	108,62	96,91	101,10	133,58	105,40	96,54	1,00	101,90	224444,40	193,96	119,55
jul-96	107,37	92,50	110,00	104,66	108,62	97,02	100,99	133,58	105,49	94,79	1,00	98,70	224444,40	193,96	119,55
ago-96	107,37	92,50	110,00	104,66	108,64	95,31	100,99	133,58	105,20	95,85	1,00	98,30	224575,20	193,96	118,11
sep-96	107,37	92,50	110,00	104,66	108,64	95,41	100,99	130,75	105,21	100,14	1,00	98,10	224575,20	193,96	117,41
oct-96	105,93	92,50	110,00	104,66	108,26	95,21	101,08	130,75	104,99	104,86	1,00	98,00	224575,20	193,96	117,41
nov-96	105,10	92,50	110,00	104,66	108,28	95,21	101,08	130,75	106,02	107,98	1,00	97,70	224575,20	193,96	117,41
dic-96	105,10	92,50	110,00	104,66	108,27	95,32	101,08	130,75	106,17	108,21	1,00	97,80	224575,20	193,96	117,41
ene-97	105,10	92,50	110,00	104,66	108,27	96,04	101,08	130,75	106,16	108,21	1,00	97,70	224575,20	193,96	117,41
feb-97	105,10	92,50	110,00	104,66	108,27	96,04	101,08	130,75	105,94	109,23	1,00	97,90	224575,20	193,96	116,08
mar-97	105,10	92,50	110,00	104,66	108,27	95,97	101,08	130,75	106,20	109,23	1,00	98,00	224575,20	193,96	116,08
abr-97	104,58	92,50	108,15	104,66	108,46	95,65	101,54	130,75	106,23	108,44	1,00	98,10	224575,20	193,96	116,08
may-97	104,53	92,50	108,15	104,66	108,43	95,49	101,05	130,75	106,26	106,89	1,00	98,40	224575,20	193,96	116,08
jun-97	104,53	91,95	108,15	104,66	108,21	95,49	101,20	130,75	106,26	106,89	1,00	98,60	224575,20	193,96	116,08
jul-97	104,67	91,19	108,15	104,51	108,22	94,21	101,20	130,75	106,28	106,89	1,00	99,00	224575,20	193,96	116,08

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA PREGGI
APODERADA

	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos (1) (2)	312 Aparatos de distribución y control eléctrico (1) (2)	313 Conductores eléctricos (1) (2)	2694 Cemento y cal (1) (2)	36 Muebles y otros productos industriales (1) (2)	341 Vehículos automotores (1) (2)	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso (1) (2)	2811 Productos metálicos para uso estructural (1) (2)	292 Máquinas y equipos de uso especial (1) (2)	33360-1 Gas Oil (1) (2)	Dólar	ICC Nivel general	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC) (para personal calificado)	36320-3 Caños y tubos de polietileno (1) (2)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero (1) (2)
ago-97	104,67	91,19	108,15	104,51	107,56	93,35	101,20	128,88	106,34	106,89	1,00	99,30	224575,20	193,96	116,08
sep-97	104,67	91,19	108,15	104,51	106,85	93,16	101,20	128,88	106,58	106,44	1,00	99,30	224575,20	193,96	116,08
oct-97	104,67	91,19	105,45	104,51	106,84	93,15	101,20	128,88	106,58	106,44	1,00	99,20	224575,20	193,96	116,08
nov-97	104,67	91,19	105,45	104,51	106,89	93,28	101,20	128,88	106,58	106,44	1,00	99,00	224575,20	193,96	116,08
dic-97	104,67	91,19	105,45	104,51	106,89	93,28	101,20	128,88	106,42	106,44	1,00	98,90	224575,20	193,96	116,08
ene-98	104,67	89,49	102,80	104,51	106,89	93,24	101,20	127,61	106,50	104,42	1,00	98,60	224575,20	193,96	116,19
feb-98	104,67	88,73	102,80	104,51	106,89	93,23	101,06	127,61	106,80	104,42	1,00	98,70	224575,20	193,96	116,19
mar-98	104,67	88,73	102,80	104,51	106,89	93,54	101,06	125,07	106,75	104,42	1,00	98,90	224575,20	193,96	116,19
abr-98	104,67	88,73	102,80	104,51	106,89	93,56	101,06	125,07	106,73	103,36	1,00	98,90	224575,20	193,96	116,19
may-98	103,34	88,73	102,80	104,51	106,89	93,79	101,06	127,61	106,73	103,36	1,00	98,80	224575,20	193,96	116,19
jun-98	103,34	88,73	100,33	104,51	106,89	93,83	101,06	127,61	106,73	103,36	1,00	98,60	224575,20	193,96	116,19
jul-98	103,34	88,73	100,33	104,51	106,86	93,83	100,89	125,20	106,73	102,47	1,00	98,40	224575,20	193,96	116,19
ago-98	103,34	88,73	100,33	104,45	106,91	93,39	100,88	125,20	106,28	102,47	1,00	98,50	224575,20	193,96	116,19
sep-98	103,34	88,73	97,39	104,51	106,91	93,24	100,89	125,20	106,28	102,47	1,00	98,40	224575,20	193,96	114,91
oct-98	103,34	88,73	95,63	104,51	107,02	93,18	100,89	125,20	106,17	102,47	1,00	98,40	224575,20	193,96	114,91
nov-98	102,80	88,73	95,38	104,51	107,02	93,18	100,22	125,20	105,98	102,47	1,00	98,80	224575,20	193,96	114,91
dic-98	102,80	88,73	95,38	104,59	106,51	93,18	100,12	125,20	105,97	102,47	1,00	98,90	224575,20	193,96	117,34
ene-99	102,80	88,73	95,38	104,59	106,51	93,18	100,12	125,20	106,00	102,47	1,00	98,90	224575,20	193,96	117,34
feb-99	102,80	88,73	93,08	104,59	106,51	93,02	99,61	125,20	105,95	102,47	1,00	99,20	224575,20	193,96	103,24
mar-99	102,80	88,73	93,08	104,59	105,76	93,02	99,61	125,20	105,83	102,47	1,00	99,40	224575,20	193,96	103,24
abr-99	102,80	88,73	92,84	104,59	105,73	93,05	99,61	125,20	105,83	102,47	1,00	99,10	224575,20	193,96	103,24
may-99	102,80	88,73	92,84	104,59	105,73	93,02	99,61	124,11	105,13	99,77	1,00	99,20	224575,20	193,96	103,24
jun-99	101,08	88,73	92,27	104,59	105,41	92,53	99,61	124,11	105,39	99,77	1,00	99,10	224575,20	193,96	103,24

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA PEGGI
APODERADA

	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos (1) (2)	312 Aparatos de distribución y control eléctrico (1) (2)	313 Conductores eléctricos (1) (2)	2694 Cemento y cal (1) (2)	36 Muebles y otros productos industriales (1) (2)	341 Vehículos automotores (1) (2)	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso (1) (2)	2811 Productos metálicos para uso estructural (1) (2)	292 Máquinas y equipos de uso especial (1) (2)	33360-1 Gas Oil (1) (2)	Dólar	ICC Nivel general	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC) (para personal calificado)	36320-3 Caños y tubos de polietileno (1) (2)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero (1) (2)
jul-99	101,08	88,73	92,27	104,59	105,47	92,17	99,61	123,02	105,23	99,77	1,00	99,10	224575,20	193,96	103,24
ago-99	100,38	88,73	91,03	104,59	105,46	92,15	97,97	124,11	104,99	99,77	1,00	98,70	224575,20	193,96	98,10
sep-99	99,91	88,73	89,03	104,59	105,46	92,40	97,46	124,11	104,44	103,28	1,00	98,50	224575,20	193,96	98,10
oct-99	99,67	88,73	88,93	104,59	105,33	92,40	97,46	124,11	104,41	112,74	1,00	98,40	224575,20	193,96	98,10
nov-99	99,31	88,20	88,97	104,59	105,18	92,39	97,30	124,11	104,43	113,05	1,00	98,50	224575,20	193,96	98,10
dic-99	97,92	88,20	89,53	104,59	105,09	91,81	97,68	124,11	104,10	120,92	1,00	98,60	224575,20	193,96	98,10
ene-00	97,67	88,20	90,93	104,59	105,18	92,17	97,31	124,11	104,41	126,16	1,00	98,30	224575,20	193,96	98,10
feb-00	97,92	88,20	91,24	104,59	105,20	92,17	97,31	124,43	104,35	132,71	1,00	98,20	224575,20	193,96	98,10
mar-00	96,96	90,31	91,24	105,11	105,20	93,01	97,41	126,55	104,17	134,73	1,00	98,20	224575,20	193,96	98,10
abr-00	97,01	90,31	91,06	105,11	105,37	92,83	97,41	124,43	104,14	125,57	1,00	97,70	224575,20	193,96	98,10
may-00	96,96	90,31	91,40	105,11	105,37	92,55	98,05	124,43	104,14	125,47	1,00	97,60	224575,20	193,96	98,10
jun-00	96,96	90,31	89,92	105,11	105,37	92,66	97,62	124,43	104,13	126,98	1,00	97,30	224575,20	193,96	98,10
jul-00	95,98	90,31	90,22	105,11	105,37	93,10	97,41	123,88	104,00	126,98	1,00	97,00	224575,20	193,96	98,10
ago-00	95,63	90,31	90,33	105,11	105,20	93,28	97,41	124,92	104,11	129,68	1,00	96,70	224575,20	193,96	98,10
sep-00	94,96	90,31	90,69	105,11	104,34	93,28	97,41	123,99	104,17	136,98	1,00	96,40	224575,20	193,96	98,10
oct-00	93,22	90,31	91,56	105,11	104,34	93,82	97,56	123,99	104,17	139,52	1,00	96,10	224575,20	193,96	98,10
nov-00	93,04	90,31	90,56	105,11	104,84	93,83	97,77	123,99	104,07	139,52	1,00	95,80	224575,20	193,96	98,10
dic-00	92,93	90,31	90,20	105,11	104,84	93,83	97,77	123,99	103,99	139,52	1,00	95,50	224575,20	193,96	98,10
ene-01	92,80	90,31	90,28	105,11	104,84	93,84	97,77	123,99	104,05	139,52	1,00	95,50	224575,20	193,96	98,10
feb-01	92,40	90,31	87,43	105,14	104,84	93,63	97,76	123,99	104,00	139,52	1,00	95,50	224575,20	193,96	98,10
mar-01	91,48	90,31	87,41	105,14	104,62	93,57	98,03	123,93	103,96	139,52	1,00	97,10	224575,20	193,96	98,10
abr-01	91,37	90,31	87,36	105,14	104,26	93,65	98,06	123,86	103,87	134,43	1,00	97,10	224575,20	193,96	98,10
may-01	91,28	88,31	87,20	103,81	104,17	92,32	98,06	123,53	103,54	139,51	1,00	96,90	224575,20	193,96	98,10

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos (1) (2)	312 Aparatos de distribución y control eléctrico (1) (2)	313 Conductores eléctricos (1) (2)	2694 Cemento y cal (1) (2)	36 Muebles y otros productos industriales (1) (2)	341 Vehículos automotores (1) (2)	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso (1) (2)	2811 Productos metálicos para uso estructural (1) (2)	292 Máquinas y equipos de uso especial (1) (2)	33360-1 Gas Oil (1) (2)	Dólar	ICC Nivel general	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC) (para personal calificado)	36320-3 Caños y tubos de polietileno (1) (2)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero (1) (2)
jun-01	89,71	88,31	87,24	103,90	102,60	90,56	98,79	121,34	103,39	139,51	1,00	96,60	224575,20	193,96	98,10
jul-01	89,71	88,66	87,82	103,90	102,90	88,07	98,79	121,50	102,98	138,17	1,00	96,40	224575,20	193,96	98,10
ago-01	89,71	88,66	87,64	110,46	101,29	87,65	98,79	121,50	103,05	137,99	1,00	95,70	224575,20	193,96	98,10
sep-01	89,71	88,66	87,52	110,46	100,68	87,57	98,79	119,53	102,94	137,99	1,00	95,30	224575,20	193,96	99,39
oct-01	89,65	88,66	87,27	110,46	100,31	87,44	98,73	119,53	102,79	132,38	1,00	95,20	224575,20	193,96	99,39
nov-01	89,65	87,07	87,16	110,46	100,19	87,44	98,37	118,11	102,72	129,42	1,00	95,20	224575,20	193,96	99,39
dic-01	89,65	88,66	86,93	110,46	97,21	87,58	98,37	118,11	102,51	126,20	1,00	95,00	224575,20	193,96	99,39
ene-02	95,15	92,35	93,44	110,46	98,70	93,48	98,75	127,00	109,63	105,27	1,00	97,60	224575,20	228,37	133,28
feb-02	102,40	105,56	123,93	119,62	102,27	108,51	99,45	142,53	117,30	105,27	2,00	103,00	224575,20	228,37	150,85
mar-02	139,29	124,83	166,39	119,62	121,62	125,78	103,45	151,69	141,27	105,27	2,40	107,40	224575,20	247,77	176,38
abr-02	157,07	150,15	190,33	130,35	143,71	153,63	126,69	193,55	165,93	105,50	2,86	114,40	224575,20	247,77	217,16
may-02	179,25	166,88	214,93	137,93	155,49	171,14	132,52	195,58	181,76	106,95	3,33	119,30	224575,20	275,08	237,93
jun-02	191,42	170,94	227,32	157,82	165,82	187,18	131,87	227,07	205,91	107,96	3,62	123,00	224575,20	287,57	345,20
jul-02	193,98	175,45	226,54	172,34	159,43	192,31	133,33	234,83	211,67	108,66	3,61	128,40	224575,20	287,84	345,20
ago-02	190,98	176,02	232,68	196,57	160,71	199,39	143,97	234,60	212,12	109,86	3,62	130,80	224575,20	287,84	345,20
sep-02	193,49	176,98	236,66	218,69	160,28	192,85	146,62	237,45	211,41	109,08	3,64	132,40	224575,20	287,84	345,20
oct-02	197,07	176,34	236,25	234,33	163,67	194,51	148,57	232,56	215,08	107,33	3,65	133,10	224575,20	287,89	345,20
nov-02	194,61	174,75	232,88	246,20	160,55	195,85	149,37	232,84	215,20	108,28	3,53	133,90	224575,20	287,89	340,19
dic-02	194,24	174,85	231,12	252,08	162,86	196,32	152,06	233,98	216,22	107,43	3,49	134,20	224575,20	287,89	340,19
ene-03	188,03	169,17	222,43	252,23	162,83	193,90	154,16	231,41	210,10	406,07	3,26	135,70	224575,20	287,89	332,62
feb-03	184,50	168,47	216,17	252,59	162,65	193,84	156,45	231,79	208,50	406,51	3,16	135,70	224575,20	287,89	317,67
mar-03	183,81	165,09	223,44	252,59	162,58	190,88	156,80	231,45	207,22	406,90	3,07	136,30	224575,20	287,89	304,12
abr-03	180,31	164,61	213,40	252,59	168,05	190,04	155,08	224,86	205,53	406,68	2,89	135,60	224575,20	287,89	277,26

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA PEGGI
APODERADA

	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos (1) (2)	312 Aparatos de distribución y control eléctrico (1) (2)	313 Conductores eléctricos (1) (2)	2694 Cemento y cal (1) (2)	36 Muebles y otros productos industriales (1) (2)	341 Vehículos automotores (1) (2)	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso (1) (2)	2811 Productos metálicos para uso estructural (1) (2)	292 Máquinas y equipos de uso especial (1) (2)	33360-1 Gas Oil (1) (2)	Dólar	ICC Nivel general	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC) (para personal calificado)	36320-3 Caños y tubos de polietileno (1) (2)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero (1) (2)
may-03	179,33	162,88	214,26	252,97	167,36	187,88	155,19	232,98	203,50	406,68	2,84	137,50	224575,20	287,89	266,89
jun-03	178,28	160,08	217,36	253,35	166,38	187,53	155,22	230,05	204,60	402,30	2,81	137,60	224705,90	287,89	300,55
jul-03	177,75	159,68	220,40	256,71	166,49	187,57	155,52	229,72	206,01	399,57	2,80	138,70	231372,50	287,89	295,23
ago-03	179,58	159,21	228,19	257,18	167,08	185,06	157,39	229,60	208,85	399,57	2,93	140,90	240784,30	287,89	295,23
sep-03	179,68	160,09	230,74	257,16	169,66	183,35	157,61	229,40	207,19	399,57	2,92	142,60	252941,20	287,89	298,82
oct-03	179,62	159,16	230,20	257,16	169,73	183,14	157,09	235,33	206,79	399,57	2,86	144,10	274771,20	287,89	302,41
nov-03	181,34	159,45	240,05	257,59	172,54	187,55	157,57	235,54	207,26	399,57	2,88	145,80	316078,40	287,89	302,41
dic-03	183,59	159,80	249,76	257,59	172,82	187,66	159,22	237,02	211,61	399,57	2,96	147,70	335032,70	287,89	312,67
ene-04	184,11	160,25	264,72	259,67	174,29	185,53	159,32	237,90	212,96	399,95	2,89	151,00	352679,70	287,89	318,09
feb-04	190,50	161,47	290,31	262,58	175,81	187,94	162,89	242,86	217,55	399,95	2,93	154,10	371503,30	287,89	318,09
mar-04	195,57	160,84	298,33	262,71	178,65	187,91	164,54	245,37	223,19	400,47	2,90	156,20	377254,90	287,89	329,37
abr-04	195,31	165,31	300,47	263,20	181,80	187,81	169,31	245,18	224,48	400,73	2,84	157,70	377385,60	287,89	333,90
may-04	200,09	166,49	306,38	268,51	184,96	192,13	169,73	257,57	230,50	405,20	2,92	159,10	377647,10	287,89	397,90
jun-04	202,39	167,34	327,43	271,93	185,89	194,81	169,09	261,75	232,90	407,47	2,96	160,20	377777,80	287,89	429,02
jul-04	204,75	166,99	326,04	271,40	186,46	195,25	170,01	265,83	233,71	409,30	2,96	160,90	381176,50	287,89	429,02
ago-04	205,55	168,05	333,18	273,01	187,33	195,12	170,24	271,59	236,07	425,51	3,01	161,80	381437,90	287,89	437,14
sep-04	206,43	169,55	330,57	273,50	189,46	195,66	175,95	272,11	236,93	430,59	3,00	162,20	382091,50	287,89	446,05
oct-04	207,93	169,10	346,59	273,46	195,72	195,29	176,15	275,23	237,49	430,82	2,97	163,50	383921,60	287,89	449,32
nov-04	209,75	168,83	359,88	272,59	193,98	195,24	176,37	275,73	237,96	430,93	2,95	164,20	383921,60	287,89	464,43
dic-04	217,89	169,55	370,77	272,83	198,02	195,89	176,80	278,36	240,34	431,16	2,97	165,00	385882,40	287,89	470,91
ene-05	221,24	170,41	374,20	273,68	200,78	197,89	182,58	288,77	243,91	431,16	2,95	169,80	389934,60	287,89	486,52
feb-05	223,65	169,35	370,30	273,83	202,63	198,48	183,96	293,13	250,89	431,16	2,92	170,50	389934,60	287,89	482,07
mar-05	227,09	169,54	386,90	274,34	204,62	200,64	188,81	292,88	252,02	434,92	2,93	176,70	405490,20	287,89	498,47

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos (1) (2)	312 Aparatos de distribución y control eléctrico (1) (2)	313 Conductores eléctricos (1) (2)	2694 Cemento y cal (1) (2)	36 Muebles y otros productos industriales (1) (2)	341 Vehículos automotores (1) (2)	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso (1) (2)	2811 Productos metálicos para uso estructural (1) (2)	292 Máquinas y equipos de uso especial (1) (2)	33360-1 Gas Oil (1) (2)	Dólar	ICC Nivel general	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC) (para personal calificado)	36320-3 Caños y tubos de polietileno (1) (2)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero (1) (2)
abr-05	229,22	169,30	396,55	274,71	206,07	202,98	189,19	296,85	251,90	434,58	2,90	180,50	422745,10	287,89	497,38
may-05	234,74	169,05	394,80	274,71	205,58	211,53	189,32	296,81	252,86	432,17	2,89	181,90	435555,60	287,89	512,12
jun-05	241,81	168,76	390,28	275,14	207,22	210,33	189,78	297,19	253,75	430,24	2,88	182,50	446143,80	238,49	516,46
jul-05	241,34	168,72	391,02	275,14	207,16	211,46	190,17	317,60	255,00	430,24	2,87	183,20	448496,70	238,49	518,04
ago-05	242,85	170,13	400,80	275,14	206,23	217,61	190,31	319,19	258,05	430,08	2,89	184,80	481437,90	238,49	489,36
sep-05	248,12	170,38	411,94	275,14	208,85	221,95	191,33	303,69	261,47	430,42	2,91	185,90	492026,10	238,49	501,06
oct-05	249,87	173,07	420,95	275,52	210,24	224,21	196,39	309,35	263,82	431,10	2,97	192,80	492287,60	238,49	497,56
nov-05	261,16	169,36	443,25	276,14	212,06	224,98	197,31	317,55	266,71	431,10	2,97	197,60	546274,50	284,28	492,92
dic-05	260,61	173,10	459,03	276,47	213,32	227,21	197,36	318,40	268,44	431,10	3,01	199,60	546274,50	284,28	510,45
ene-06	264,05	172,94	474,97	276,73	215,45	230,09	204,12	324,06	270,87	431,10	3,05	201,40	553464,10	284,28	501,69
feb-06	272,42	173,45	499,96	277,00	215,01	232,46	206,19	330,99	273,15	431,10	3,07	203,90	557647,10	294,21	504,52
mar-06	278,91	176,60	510,73	272,13	218,32	233,95	206,42	330,98	275,34	441,23	3,08	206,70	558300,70	294,21	511,33
abr-06	279,58	176,71	560,80	285,64	219,53	238,17	208,26	334,86	275,99	431,20	3,07	208,90	568758,20	294,21	522,70
may-06	298,29	181,15	687,66	285,64	222,53	239,56	215,81	373,37	276,71	431,20	3,05	219,10	576993,50	294,21	523,27
jun-06	306,10	183,32	709,96	285,35	224,14	244,51	216,17	374,32	280,37	431,25	3,08	223,90	584052,30	296,18	543,94
jul-06	309,23	183,32	695,35	286,11	229,13	247,90	222,92	374,97	285,05	431,25	3,08	223,90	616078,40	296,18	544,99
ago-06	310,60	183,43	762,65	286,11	234,12	247,53	222,92	394,25	288,25	431,25	3,08	225,90	616078,40	301,87	557,64
sep-06	310,46	190,00	759,85	286,16	233,51	248,20	223,58	394,80	290,42	432,07	3,10	231,20	627712,40	301,87	563,23
oct-06	310,76	189,91	759,93	286,16	235,85	248,61	223,57	396,73	292,38	431,25	3,10	232,70	628235,30	301,87	563,23
nov-06	311,21	189,75	733,59	286,95	236,57	249,40	231,02	397,13	291,67	431,20	3,08	234,80	637908,50	301,87	575,82
dic-06	311,93	189,54	723,45	296,40	235,56	250,56	231,95	397,86	292,86	431,20	3,06	235,60	661568,60	299,54	575,18
ene-07	309,10	189,54	687,56	305,94	240,25	254,14	233,31	398,03	293,22	431,20	3,09	242,60	691503,30	300,00	574,06
feb-07	317,85	189,96	662,98	306,12	240,43	254,35	240,40	398,74	295,75	431,25	3,10	244,00	692287,60	302,33	576,16

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos (1) (2)	312 Aparatos de distribución y control eléctrico (1) (2)	313 Conductores eléctricos (1) (2)	2694 Cemento y cal (1) (2)	36 Muebles y otros productos industriales (1) (2)	341 Vehículos automotores (1) (2)	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso (1) (2)	2811 Productos metálicos para uso estructural (1) (2)	292 Máquinas y equipos de uso especial (1) (2)	33360-1 Gas Oil (1) (2)	Dólar	ICC Nivel general	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC) (para personal calificado)	36320-3 Caños y tubos de polietileno (1) (2)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero (1) (2)
mar-07	319,76	190,24	642,83	323,84	248,79	256,27	245,28	400,33	296,65	431,25	3,10	246,00	694902,00	303,65	601,73
abr-07	324,29	192,79	719,71	324,32	252,38	261,94	245,90	411,52	299,89	431,25	3,09	249,00	732679,70	303,65	608,08
may-07	331,45	192,69	732,15	324,32	254,38	267,50	246,28	416,07	303,76	435,57	3,08	259,80	752679,70	303,65	613,40
jun-07	335,28	192,74	730,25	334,81	257,44	270,28	252,70	417,92	306,09	437,96	3,08	263,70	758562,10	307,78	614,60
jul-07	347,52	193,00	741,80	336,34	260,04	273,38	258,61	424,50	309,02	444,17	3,11	271,30	758954,20	321,91	630,77
ago-07	347,62	193,48	754,75	344,07	264,47	275,40	260,56	428,82	317,49	440,98	3,15	274,30	826143,80	335,19	674,42
sep-07	350,17	193,32	751,97	344,33	275,59	276,22	271,72	440,20	318,75	443,35	3,15	274,10	826143,80	352,88	681,14
oct-07	352,46	193,58	758,71	345,29	279,48	281,22	272,90	443,44	324,27	445,21	3,16	282,40	873594,80	360,94	682,46
nov-07	355,22	193,21	756,09	360,68	285,45	292,40	282,79	453,06	329,05	448,22	3,14	285,80	876078,40	359,26	694,50
dic-07	357,86	198,25	740,69	362,28	288,64	295,30	293,49	458,03	334,23	456,08	3,14	286,10	881699,30	371,44	708,77
ene-08	352,30	204,14	736,16	378,09	294,16	299,49	294,81	458,98	342,97	448,60	3,14	288,40	886274,50	371,44	716,68
feb-08	349,74	204,27	739,78	378,80	297,78	301,32	297,07	462,91	342,15	420,39	3,16	289,90	886666,70	377,64	722,39
mar-08	359,55	205,28	755,17	378,80	308,10	304,51	298,50	471,78	350,16	418,16	3,16	291,50	886666,70	385,29	753,08
abr-08	365,91	205,34	819,12	391,08	311,24	309,45	315,06	479,44	354,24	423,22	3,17	303,30	944444,40	385,29	817,96
may-08	374,49	205,44	819,09	394,55	314,91	312,93	315,74	481,56	357,44	438,77	3,15	310,60	972156,90	385,29	878,64
jun-08	373,92	204,02	800,74	394,55	319,85	314,69	319,46	495,56	362,74	448,78	3,04	310,80	1028366,00	391,65	872,98
jul-08	386,41	201,74	795,56	396,04	329,28	316,91	333,97	495,53	368,52	454,18	3,02	321,90	1063006,50	391,05	915,80
ago-08	391,97	202,94	785,66	396,04	333,58	316,75	331,93	510,48	374,68	450,71	3,03	322,00	1103529,40	391,05	935,53
sep-08	399,84	207,90	778,81	412,38	338,65	317,82	335,90	511,28	378,67	453,07	3,08	326,60	1121437,90	399,53	953,20
oct-08	401,57	209,28	784,25	412,13	338,56	319,78	348,44	515,19	383,41	454,67	3,24	327,70	1141568,60	418,11	999,98
nov-08	407,40	210,49	676,50	413,57	340,24	318,59	348,58	515,65	388,83	458,77	3,33	329,20	1153333,00	418,10	1019,14
dic-08	408,27	211,65	665,01	413,91	340,77	319,71	348,58	515,14	390,92	463,22	3,42	329,00	1184444,40	407,16	989,36
ene-09	408,20	211,65	627,50	429,24	343,37	318,78	352,82	515,21	394,13	471,30	3,46	330,10	1186535,90	407,16	916,00

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA J. REGGI
APODERADA

	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos (1) (2)	312 Aparatos de distribución y control eléctrico (1) (2)	313 Conductores eléctricos (1) (2)	2694 Cemento y cal (1) (2)	36 Muebles y otros productos industriales (1) (2)	341 Vehículos automotores (1) (2)	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso (1) (2)	2811 Productos metálicos para uso estructural (1) (2)	292 Máquinas y equipos de uso especial (1) (2)	33360-1 Gas Oil (1) (2)	Dólar	ICC Nivel general	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC) (para personal calificado)	36320-3 Caños y tubos de polietileno (1) (2)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero (1) (2)
feb-09	409,81	211,65	620,94	430,43	339,48	319,06	352,71	514,58	395,52	482,05	3,51	330,20	1191764,70	402,09	859,15
mar-09	409,26	211,65	622,01	430,43	342,39	318,10	352,61	523,32	398,39	495,91	3,65	331,10	1196339,90	402,09	832,73
abr-09	406,28	217,65	640,94	436,41	344,65	319,22	351,56	523,68	400,48	519,02	3,69	331,40	1202745,10	402,09	758,33
may-09	408,48	218,13	644,36	439,30	344,81	320,70	351,76	525,88	402,29	534,95	3,72	340,00	1202745,10	402,09	704,39
jun-09	410,20	218,60	656,80	439,30	349,97	324,45	351,79	526,60	405,34	555,31	3,77	345,10	1236470,60	396,72	672,13
jul-09	411,33	219,03	672,36	439,30	351,40	324,99	352,49	526,10	409,63	582,22	3,81	348,40	1241830,10	407,02	678,06
ago-09	421,79	220,65	693,96	447,82	355,54	327,46	366,73	535,95	415,89	584,62	3,84	350,40	1243398,70	410,27	687,52
sep-09	431,94	220,43	698,67	447,82	356,90	330,75	368,04	541,09	418,91	586,39	3,84	352,00	1249673,20	415,87	696,63
oct-09	432,23	222,41	729,13	450,87	358,39	333,67	370,63	541,57	419,83	604,54	3,83	362,20	1354379,10	415,87	708,11
nov-09	433,61	222,30	741,52	453,44	360,17	336,40	372,29	541,55	422,16	606,81	3,81	364,40	1368366,50	415,87	701,91
dic-09	433,59	222,25	758,48	453,44	361,10	339,16	372,32	551,59	424,31	609,45	3,81	365,00	1387058,60	415,87	701,52
ene-10	436,80	222,15	806,37	466,89	362,48	340,21	372,51	557,78	425,32	609,84	3,80	368,10	1413464,10	433,94	702,87
feb-10	428,12	224,72	825,95	471,04	365,16	342,71	385,91	561,90	431,44	610,65	3,85	376,00	1443921,60	448,57	731,35
mar-10	437,41	229,28	830,92	471,04	371,03	345,03	388,26	570,40	442,19	615,25	3,86	378,40	1479215,70	470,59	743,85
abr-10	444,38	230,85	843,26	471,42	376,16	346,89	389,38	579,66	449,67	635,57	3,88	385,70	1552287,60	470,59	744,30
may-10	454,70	235,81	805,84	487,34	381,37	347,84	393,65	591,01	454,30	655,53	3,90	400,70	1645228,80	470,59	745,84
jun-10	457,05	243,41	792,03	487,93	387,32	347,56	395,96	593,36	458,64	679,52	3,93	403,60	1656209,20	470,59	737,65
jul-10	452,34	243,80	784,55	488,40	386,01	350,98	397,14	603,53	466,32	693,53	3,93	406,70	1701045,80	470,59	735,27
ago-10	456,43	243,85	790,67	489,91	385,40	351,32	399,48	607,00	471,64	709,66	3,94	417,50	1749803,90	470,59	697,43
sep-10	462,85	243,96	805,92	490,37	386,80	354,18	419,03	607,57	476,85	721,10	3,95	420,10	1766274,50	470,59	671,14
oct-10	462,74	249,69	817,20	491,53	393,30	356,55	422,10	623,89	482,37	721,10	3,96	421,90	1779346,40	479,39	671,77
nov-10	472,55	257,10	844,05	506,94	395,15	359,13	440,27	627,61	492,48	726,54	3,97	424,90	1785751,60	479,39	667,61
dic-10	473,85	257,10	868,71	506,95	396,84	360,53	443,66	627,69	502,00	745,61	3,98	443,40	1824444,40	479,39	659,41

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JUHANA REGGI
APODERADA

	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos (1) (2)	312 Aparatos de distribución y control eléctrico (1) (2)	313 Conductores eléctricos (1) (2)	2694 Cemento y cal (1) (2)	36 Muebles y otros productos industriales (1) (2)	341 Vehículos automotores (1) (2)	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso (1) (2)	2811 Productos metálicos para uso estructural (1) (2)	292 Máquinas y equipos de uso especial (1) (2)	33360-1 Gas Oil (1) (2)	Dólar	ICC Nivel general	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC) (para personal calificado)	36320-3 Caños y tubos de polietileno (1) (2)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero (1) (2)
ene-11	477,03	257,10	880,14	507,30	402,28	361,07	444,45	634,43	505,26	775,48	3,98	450,90	1836209,20	479,39	667,84
feb-11	482,55	261,54	901,38	522,44	403,20	364,36	461,09	656,38	509,27	777,44	4,02	459,00	1852287,60	479,39	675,16
mar-11	484,88	263,17	905,52	527,01	406,37	367,22	453,86	666,58	518,70	784,16	4,04	457,60	1879085,00	483,92	701,24
abr-11	490,59	263,70	909,91	528,01	408,11	367,94	469,13	677,54	532,14	822,74	4,07	477,40	2039346,40	488,66	710,61
may-11	499,90	263,81	907,74	536,80	410,73	372,06	477,70	680,41	539,72	835,98	4,08	478,00	2091895,40	503,52	711,29
jun-11	508,85	276,92	914,54	549,28	422,84	375,60	499,89	711,24	555,46	842,63	4,10	475,40	2111111,10	503,52	719,96
jul-11	512,60	277,13	931,05	550,15	428,47	379,02	500,24	721,35	570,31	858,52	4,13	483,90	2174248,40	527,09	722,69
ago-11	521,30	277,76	934,44	551,19	431,23	381,85	511,29	720,98	573,98	868,83	4,17	496,20	2234379,10	527,09	731,91
sep-11	525,47	278,08	935,98	552,33	442,42	385,75	514,94	735,00	583,40	878,37	4,20	502,00	2258823,50	527,09	743,34
oct-11	525,65	281,97	901,02	553;79	444,01	392,59	517,29	737,86	595,36	885,52	4,22	505,80	2264313,70	527,09	743,46
nov-11	527,78	293,06	879,18	556,20	452,29	394,86	540,19	759,87	602,83	885,52	4,26	514,20	2310457,50	527,09	750,24
dic-11	533,77	293,53	891,49	576,74	454,48	399,60	548,33	761,01	609,22	893,21	4,29	520,30	2328758,20	527,09	752,03
ene-12	535,36	293,64	881,42	581,35	457,78	409,16	554,02	781,33	609,70	928,95	4,32	545,70	2362091,50	527,09	736,09
feb-12	535,37	298,10	896,43	580,20	458,43	411,97	580,35	782,24	621,42	933,84	4,35	553,70	2379738,60	532,76	742,32
mar-12	540,30	306,48	913,34	581,03	466,32	415,58	585,06	785,32	633,21	946,21	4,36	558,20	2396339,90	549,82	748,53
abr-12	547,77	310,55	905,01	598,69	459,83	419,25	593,56	796,44	638,27	951,20	4,40	595,30	2624444,40	561,85	753,39
may-12	548,60	312,79	910,17	603,15	466,92	423,60	596,56	799,10	643,44	972,32	4,45	578,00	2700000,00	581,67	760,19
jun-12	554,86	315,56	901,43	603,15	479,42	426,96	626,63	812,03	649,12	972,59	4,50	620,60	2917516,30	594,05	764,24
jul-12	558,93	316,08	903,84	616,59	479,25	432,42	649,90	819,98	658,35	998,56	4,55	629,40	2937254,90	593,67	765,24
ago-12	564,79	317,30	906,65	627,83	480,82	436,74	652,40	827,80	665,32	1003,73	4,61	637,80	2989150,30	594,05	791,85
sep-12	573,05	334,42	925,72	627,80	481,40	438,74	682,77	852,92	679,78	1004,43	4,67	640,50	3022352,90	594,05	781,61
oct-12	579,96	339,11	947,56	642,29	495,10	444,12	688,14	852,63	685,63	1004,60	4,73	642,30	3046928,10	594,05	779,27
nov-12	590,02	339,24	959,69	654,29	497,13	452,39	714,50	857,51	696,67	1016,06	4,80	650,50	3076209,20	604,01	769,25

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA PEGO
APODERADA

	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos (1) (2)	312 Aparatos de distribución y control eléctrico (1) (2)	313 Conductores eléctricos (1) (2)	2694 Cemento y cal (1) (2)	36 Muebles y otros productos industriales (1) (2)	341 Vehículos automotores (1) (2)	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso (1) (2)	2811 Productos metálicos para uso estructural (1) (2)	292 Máquinas y equipos de uso especial (1) (2)	33360-1 Gas Oil (1) (2)	Dólar	ICC Nivel general	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC) (para personal calificado)	36320-3 Caños y tubos de polietileno (1) (2)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero (1) (2)
dic-12	600,17	344,91	976,75	654,29	500,67	462,63	715,32	866,59	704,67	1016,77	4,88	652,20	3088104,60	604,01	786,78
ene-13	603,28	348,08	984,91	654,63	506,14	466,56	721,11	885,11	716,11	1024,61	4,95	655,00	3113071,90	604,01	797,11
feb-13	623,97	351,69	995,57	656,41	514,04	473,41	745,79	898,65	725,75	1032,78	5,01	659,90	3115947,70	623,60	816,40
mar-13	635,01	352,64	1004,80	657,19	515,65	476,27	775,36	898,44	737,35	1055,35	5,08	679,00	3123921,60	626,13	826,85
abr-13	642,32	354,95	1001,22	658,27	528,19	483,01	783,22	907,07	747,48	1077,53	5,16	681,90	3333333,30	626,17	855,10
may-13	650,88	354,17	1003,64	672,64	537,22	486,59	814,51	909,09	759,14	1093,44	5,24	687,10	3413464,10	626,13	868,20
jun-13	659,48	356,80	1018,03	690,02	539,53	491,95	823,49	912,33	779,28	1109,21	5,33	745,10	3586666,70	626,13	882,46
jul-13	684,00	357,91	1034,24	692,43	540,09	499,07	826,03	918,40	792,83	1118,96	5,44	745,20	3656078,40	644,69	897,76
ago-13	699,91	351,73	1042,86	695,19	545,04	506,32	860,30	956,43	802,70	1126,55	5,58	752,70	3735163,40	644,69	919,97
sep-13	695,75	362,92	1061,90	703,93	550,73	517,00	862,54	957,98	819,20	1130,51	5,74	772,70	3803398,70	644,69	947,19
oct-13	713,38	365,63	1077,74	715,28	552,29	528,35	869,27	961,77	827,46	1130,51	5,85	775,70	3851503,30	633,76	968,64
nov-13	721,46	367,43	1095,39	718,72	554,97	536,25	870,82	1006,48	840,62	1132,25	6,01	782,90	3882091,50	633,76	989,97
dic-13	722,93	370,49	1128,96	738,17	568,20	543,95	907,61	1065,22	855,55	1141,83	6,32	790,90	3894379,10	629,12	1066,29
ene-14	781,95	383,81	1199,62	772,56	579,01	567,72	919,01	1075,03	901,16	1188,00	7,10	803,30	3951895,40	712,34	1159,00
feb-14	820,05	395,47	1246,66	824,21	617,00	607,94	942,80	1109,48	953,29	1212,73	7,86	834,90	3956601,30	763,05	1315,89
mar-14	892,71	406,48	1269,89	869,11	627,34	642,45	950,36	1110,28	991,71	1274,35	7,93	849,80	3968496,70	763,07	1356,97
abr-14	922,36	409,49	1266,08	878,83	629,25	648,73	1016,63	1115,42	1014,94	1373,92	8,00	925,00	4421307,20	763,05	1377,43
may-14	925,58	412,86	1269,76	879,23	635,57	659,18	1024,05	1166,64	1033,69	1386,78	8,04	946,10	4577254,90	763,05	1387,10
jun-14	933,62	417,85	1272,44	911,52	640,36	665,78	1032,26	1180,02	1052,15	1396,59	8,13	955,90	4634902,00	763,05	1400,66
jul-14	956,52	426,24	1279,59	918,29	643,73	665,74	1037,07	1180,44	1071,11	1469,17	8,16	1007,60	4926928,10	784,79	1401,99
ago-14	985,64	429,99	1303,89	920,29	650,73	673,93	1045,96	1185,88	1080,27	1477,54	8,32	1018,80	4952941,20	784,79	1418,26
sep-14	996,29	447,19	1293,79	957,96	662,60	689,17	1091,40	1190,74	1089,29	1505,35	8,42	1029,10	5028366,00	784,79	1440,39
oct-14	1011,31	447,77	1305,02	968,19	677,43	712,33	1091,94	1245,69	1106,35	1511,76	8,48	1039,20	5107973,90	880,24	1450,01

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

	311 Motores, generadores y transformadores eléctricos (1) (2)	312 Aparatos de distribución y control eléctrico (1) (2)	313 Conductores eléctricos (1) (2)	2694 Cemento y cal (1) (2)	36 Muebles y otros productos industriales (1) (2)	341 Vehículos automotores (1) (2)	2695 Artículos de hormigón, de cemento y de yeso (1) (2)	2811 Productos metálicos para uso estructural (1) (2)	292 Máquinas y equipos de uso especial (1) (2)	33360-1 Gas Oil (1) (2)	Dólar	ICC Nivel general	Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC) (para personal calificado)	36320-3 Caños y tubos de polietileno (1) (2)	91211-1 Chapas de Hierro/Acero (1) (2)
nov-14	1013,03	450,40	1305,37	1004,61	681,64	733,50	1104,75	1251,94	1115,67	1511,91	8,51	1045,60	5131111,10	880,24	1461,06
dic-14	1015,27	450,92	1312,29	1015,52	684,63	737,26	1109,65	1254,70	1134,23	1511,84	8,55	1051,40	5158039,20	881,27	1471,46
ene-15	1022,54	457,85	1302,29	1024,92	686,31	753,66	1123,04	1262,92	1149,28	1445,03	8,60	1057,70	5182875,80	902,69	1478,08
feb-15	1045,91	459,22	1281,93	1029,07	687,55	759,77	1130,87	1316,58	1150,04	1462,41	8,69	1066,90	5209934,60	901,66	1488,93
mar-15	1060,67	468,98	1275,79	1066,99	711,38	772,99	1177,21	1324,96	1178,03	1480,48	8,78	1075,70	5223137,30	901,66	1520,81
abr-15	1052,83	483,98	1259,75	1084,45	726,90	782,66	1186,14	1338,28	1191,53	1483,26	8,87	1170,10	5754248,40	919,99	1492,95
may-15	1064,19	495,62	1237,03	1104,32	726,69	800,84	1193,90	1346,63	1196,75	1505,43	8,95	1182,70	5923660,10	919,99	1471,35
jun-15	1091,97	505,99	1249,18	1127,42	755,85	809,95	1320,49	1416,78	1210,88	1535,69	9,04	1196,30	5996339,90	930,84	1468,74
jul-15	1103,52	513,05	1243,84	1134,03	759,14	820,56	1323,89	1423,35	1228,34	1553,18	9,14	1211,60	6223529,40	930,84	1485,37
ago-15	1111,87	514,21	1240,62	1181,77	769,61	833,11	1341,56	1437,88	1259,17	1574,35	9,24	1266,40	6379869,30	940,49	1464,63
sep-15	1123,80	519,72	1243,67	1186,57	788,40	845,76	1346,66	1506,82	1273,71	1577,45	9,37	1282,80	6460392,20	940,49	1518,96
oct-15	1147,00	533,76	1255,90	1194,87	794,74	858,26	1357,74	1527,21	1293,96	1577,54	9,49	1291,90	6549803,90	967,69	1532,93
nov-15	1165,47	542,36	1276,13	1214,11	807,54	872,08	1379,61	1551,81	1314,80	1602,95	9,63	1302,91	6655294,10	983,28	1557,62
dic-15	1170,26	544,58	1281,37	1219,10	810,85	875,66	1385,27	1558,18	1320,20	1609,53	13,04	1339,40	6682614,40	987,31	1564,01
ene-16	1277,92	594,68	1399,25	1331,26	885,45	956,22	1512,72	1701,53	1441,66	1757,60	13,90	1374,90	6743660,10	1078,15	1707,90
feb-16	1344,37	625,61	1472,01	1400,48	931,50	1005,95	1591,38	1790,01	1516,62	1849,00	15,57	1402,67	6763921,60	1134,21	1796,71
mar-16	1375,29	640,00	1505,87	1432,69	952,92	1029,08	1627,98	1831,18	1551,50	1891,52	14,67	1420,22	6769803,90	1160,30	1838,04
abr-16	1397,30	650,24	1529,96	1455,61	968,17	1045,55	1654,03	1860,48	1576,33	1921,79	14,36	1574,91	7386666,70	1178,86	1867,45
may-16	1429,44	665,19	1565,15	1489,09	990,44	1069,60	1692,07	1903,27	1612,58	1965,99	14,10	1609,62	7576993,50	1205,97	1910,40
jun-16	1475,18	686,48	1615,24	1536,75	1022,13	1103,82	1746,22	1964,17	1664,19	2028,90	15,00	1624,69	7667712,40	1244,57	1971,53
jul-16	1517,96	706,39	1662,08	1581,31	1051,77	1135,84	1796,86	2021,13	1712,45	2087,74	15,04	1640,86	7890076,06	1280,66	2028,70
ago-16	1522,51	708,51	1667,06	1586,05	1054,93	1139,24	1802,25	2027,20	1717,59	2094,00	15,00	1648,59	7913746,29	1284,50	2034,79

(1): Empalmado por ISBIC. (2): Índices de materiales específicos del 2016 empalmados por IPIB Nivel General.

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 6: PROGRAMAS DE VISITAS DE LOS TECNICOS ESPECIALISTAS

A continuación se detalla el "PLAN DE VIAJES" de los distintos grupos de expertos que realizaron a Gas Pampeana para realizar las auditorias técnicas.

Gas Pampeana Circuito 1

Dia	De hs	A hs	Lugar o actividad
1	06.00	10.00	Viaje Baires –Tandil (353 km)
	10.00	10.30	Contacto Camuzzi Ayacucho
	10.30	11.30	Viaje Tandil- Ayacucho (60 km)
	11.30	13.00	Almuerzo
	13.00	14.00	ERP y Red
	14.00	14.30	Viaje Ayacucho - Chourron
	14.30	16.00	Planta Compresora
	16.00	16.30	Viaje Chourron –Tandil
	16.30	17.30	Camuzzi Tandil
2	8.00	9.00	Camuzzi Tandil
	9.00	10.30	Viaje Tandil- Olavarría (143 Km) 1.5 h
	10.30	12.30	Contacto Camuzzi Olavarría
	12.30	14.00	Almuerzo
	14.00	15.30	Viaje Olavarría – Urdapilleta (150 Km) 1.5 h
	15.30	16.30	Planta GNC
	16.30	17.00	Viaje Urdapilleta - Bolivar (40 Km) 0.30 h
	17.00	18.00	ERP y Red
	18.00	19.30	Viaje Bolivar – Olavarría (40 Km)
3	8.00	9.30	Detalles pendientes Camuzzi Olavarría
	9.30	12.00	Viaje Olavarría – Pehuajó (196 Km)
	12.00	13.00	Almuerzo
	13.00	14.30	Planta GNC ERP y Red
	14.30	16.00	Viaje Pehuajó–Tres Lomas (140 Km)
	16.00	17.00	ERP y Red
	17.00	17.30	Viaje Tres Lomas – Garre (30 Km)
	17.30	18.30	ERP y Red
	19.00	21.15	Viaje Tres Lomas – Santa Rosa (180 Km) 2h 15

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA PEGGI
APODERADA

Gas Pampeana Circuito 2

Dia	De hs	A hs	Lugar o actividad
1	08.00	11.00	Contacto Camuzzi S. Rosa
	11.00	11.15	Viaje S. Rosa - Toay (8 km)
	11.15	12.15	ERP y Red
	12.30	14.00	Almuerzo
	14.00	16.00	Viaje S. Rosa – S. Martin(171 km)
	16.00	17.00	ERP y Red
	17.00	17.30	Viaje S. Martin – Guatrache (39 km)
	17.30	18.30	ERP y Red
	18.30	20.30	Viaje Guatrache - S. Rosa (176 km)
2	7.00	9.30	Viaje S. Rosa - Parera (200 km)
	9.30	10.30	ERP y Red
	10.30	11.00	Viaje Parera- Realicó (30 km)
	11.00	12.00	ERP y Red
	12.00	13.00	Almuerzo
	13.00	14.30	Viaje Realicó – Gral Villegas (118km)
	14.30	16.00	Planta GLP vaporizado ERP y Red
	16.00	17.30	Viaje Gral Villegas – ing Luiggi (130km)
	17.30	18.30	ERP y Red
	18.00	20.00	Viaje Ing Luiggi – S. Rosa (170 Km)
3	8.00	9.30	Viaje S. Rosa – Gral Pico(125 km)
	9.30	10.30	ERP y Red
	10.30	11.30	Viaje Gral Pico – Colonia Baron (72 km)
	11.30	13.00	Planta Compresora ERP y Red
	13.00	14.00	Almuerzo
	14.00	14.30	GNC ERP y Red
	14.30	15.15	Viaje Colonia Baron - Uriburu (50 km)
	15.15	16.00	GNP ERP y Red
	16.00	16.45	Viaje Uriburu – Riglos (50 Km)
	16.45	17.45	ERP y Red2
	17.45	18.15	Viaje Riglos – Santa Rosa (30 Km)
4	8.00	11.30	Detalles pendientes Camuzzi S. Rosa
	11.30	13.00	Almuerzo
	13.00	20.30	Viaje S. Rosa – Buenos Aires(600km) 7hs 30

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

Gas Pampeana Circuito 3

Dia	De hs	A hs	Lugar o actividad
1	03.00	08.00	Viaje Baires – Mar del Plata (415 km)
	08.00	09.00	Contacto Camuzzi Mar del Plata
	09.00	12.00	ERP y Red Mar del Plata
	12.00	13.30	Almuerzo
	13.30	14.00	Viaje Mar del Plata - Vivorata (30 km)
	14.00	15.00	ERP y Red
	15.00	15.30	Viaje Viborata - Mar del Plata
2	7.00	10.30	Viaje Mar del Plata – Tres Arroyos (263 km) 3.30 hs
	10.30	11.30	ERP y Red
	11.30	12.30	Viaje Tres Arroyos – San Cayetano (61km) 50 min
	12.30	13.30	Almuerzo
	13.30	14.30	ERP y Red
	14.30	15.45	Viaje San Cayetano - Necochea (90 km) 1.15 h
	15.45	16.45	ERP y Red
	16.45	17.00	Viaje Necochea – Quequen (3km)
	17.00	18.00	ERP y Red
	18.00	19.30	Viaje Necochea – Mar del Plata (118km)
3	8.00	11.00	Detalles pendientes Mar del Plata
	11.00	17.00	Viaje Mar del Plata - Baires

Gas Pampeana Circuito 4

Dia	De hs	A hs	Lugar o actividad
1	08.00	10.00	Contacto Camuzzi La Plata
	10.00	11.00	Viaje La Plata – Chascomus
	11.00	12.00	ERP y Red
	12.00	13.00	Almuerzo
	13.00	15.00	Viaje Chascomus - Monte - (140 km) 2 h
	15.00	16.00	ERP y Red
	16.00	16.30	Viaje Monte - Lobos (34km) 30 min
	16.30	17.30	ERP y Red
	17.30	19.30	Viaje Lobos - La Plata (114 km) 2 h
2	9.00	15.30	Viaje La Plata - Gral Pinto (384 km) 5 h
	12.00	13.30	Almuerzo en viaje
	15.30	16.30	ERP y Red
	16.30	17.30	Viaje Gral pinto – Lincoln (32km) 30 min
	17.30	18.30	ERP y Red
3	8.00	9.30	Viaje Lincoln – Gral Viamonte (50km) 1.15 h
	9.30	10.30	ERP y Red
	10.30	12.30	Viaje Gral Viamonte – Rojas (130 km) 2 h
	12.30	13.30	Almuerzo
	13.30	14.30	ERP y Red
	14.30	17.30	Viaje Rojas – La Plata (273 km) 3h
4	9.00	13.30	Viaje La Plata – 25 de Mayo (244 km) 3 h
	12.00	13.30	Almuerzo en viaje
	13.30	14.30	ERP y Red
	14.30	15.30	Viaje 25 de Mayo - Chacabuco (104 km) 1.30 h
	15.30	16.30	ERP y Red
	16.30	19.30	Viaje Chacabuco - La Plata - (247 km) 3 h

ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 7: FORMULARIOS ESTANDAR PARA REPORTES DE AUDITORIAS

A continuación se presentan los formularios protocolizados para utilizar durante las visitas de auditoría.

INFORME DEL INSPECTOR

ORME Nº:	Localidad:	FECHA INSP:	

1 Describir en forma resumida, las actividades desarrolladas en la auditoria

2 Detalle instalac iones verificadas en la localidad y observaciones a c/una de ellas

3 Puntos a destacar o que requieran especial atención

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN

JULIANA REGGI
APODERADA

1. Introduccion :

1.1 Objeto

A fin de verificar la existencia y estado de los bienes informados por la Empresa Camuzzi Pampeana y Gas del Sur como componentes de su base de capital, para la revisión tarifaria quinquenal, se desarrolló un programa de auditorías cubriendo las instalaciones de la Empresa en todo el país.
Como resultado se generan informes de auditoría por cada instalación que se consolidan en un informe general por área geográfica.

1.2 Programa de inspecciones cubierto en este informe

El presente informe cubre las instalaciones ubicadas en las Provincias :
.....
Unidades de negocio Camuzzi :
.....
Unidades de negocio Camuzzi :

.....
Unidades de negocio Camuzzi :

Según el siguiente detalle de localidades:
.....
.....
.....
Corresponden a Unidades de Negocio Camuzzi :

.....
.....
.....
Corresponden a Unidades de Negocio Camuzzi :

1.3 Anexos

Las planillas de control de campo, documentación respaldatoria recogida en las inspecciones y fotografías tomadas por los inspectores, se agregan como anexos al presente informe ordenada por fecha de inspeccion según se indica a continuación.

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI

PLANILLA PARA VEHICULOS

1. DATOS PARA LA INSPECCION:

1.1. DATOS DEL EDIFICIO:

Provincia	Localidad	Zona	Responsable de la Unidad	
Descripción TAG:	Planilla inspección de Vehículos			
Livianos	Cantidad			
Pesados	Cantidad			

1.2. ESPECIFICACION DE LA INSPECCION (qué hacer)

It	Tipo de inspección	Acciones	C (cumple)	NC (no cumple)	Observaciones
	Inspección visual externa.				
1	a) Vehículos livianos:	• Estado general del vehículo 1. • Tipo • Modelo • Cantidad de kilómetros • Propio/contratado • VTV • Estado general del vehículo 2. • Tipo • Modelo • Cantidad de kilómetros • Propio/contratado • VTV • Estado general del vehículo 3. • Tipo • Modelo • Cantidad de kilómetros • Propio/contratado • VTV • Estado general del vehículo 4. • Tipo • Modelo • Cantidad de kilómetros • Propio/contratado • VTV • Estado general del vehículo 5. • Tipo • Modelo • Cantidad de kilómetros • Propio/contratado			

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

PLANILLA PARA EDIFICIOS

1. DATOS PARA LA INSPECCION:

1.1. DATOS DEL EDIFICIO:

Provincia	Localidad	Zona	Responsable de la Unidad	

Descripción TAG:	Planilla inspección de edificios

Año de construcción		Tipo de construcción	Terreno propio	Superficie cubierta	Edificio propio	Cantidad de pisos		

1.2. ESPECIFICACION DE LA INSPECCION (qué hacer)

It.	Tipo de inspección	Acciones	C (cumple)	NC (no cumple)	Observaciones
	Inspección visual externa.				
1	a) Estado general del predio:	• Acceso al predio. • Edificio con libre acceso/vigilancia			
	b) Estado de la Construcción.	• Observar estado de la estructura • Observar estado de la mampostería. • Estado de pisos • Estado de puertas y ventanas • Protecciones anti-vandalismo. • Sistemas de seguridad. • Puertas de emergencia • Pintura en general. • Iluminación natural • Iluminación de emergencia • Sistema lumínico en oficinas (grado) • Sistema lumínico en pasillos y escaleras (grado)			
	c) Estado del mobiliario	• Escritorios y sillas. • Equipos informáticos. • Sistema de aire (calefacción/refrigeración). • Equipos de comunicación			
	d) Sistemas informáticos	• Sistema SCADA (control y toma de datos) • Software de trabajo			
	e) Instalaciones de depósitos/taller	• Estado del acceso. • Edificio con libre acceso/vigilancia • Puertas de emergencia • Tipo de piso			

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

PLANILLAS PARA GASODUCTOS

1. DATOS PARA LA INSPECCION:

1.1. DATOS DEL EQUIPO:

TAG:	Tipo:	Unidad	P&ID	OT Nº:

Descripción TAG: **Inspección de gasoductos troncales y ramales**

Año Fabricación		Material	Espesor	Sobreesp	Fluido	Cant	P diseño	MAWP
Equipo Aislado								

1.2. ESPECIFICACION DE LA INSPECCION (qué hacer)

It.	Tipo de inspección	Acciones	C (cumple)	NC (no cumple)	Observaciones
	Inspección visual externa.				
1	a) Estado general de la picada	• Desmalezado ancho mínimo 10 mts. • Coronamiento del caño (trapecio de tierra de altura aprox 0.5 mts., base de 3 mts. base superior de 1 mts.) • Estado de las tranqueras/guardaganados que cruzan los predios • Verificar zonas erosionadas y canalizadas por el agua. Protección con gaviones. • Verificar que no existan tramos descubiertos de cañerías ni tramos colgados por socavaduras. • Observar las instalaciones de las válvulas de bloqueo automático que seccionan el gasoducto. • Observar deterioro en los soportes, mampostería, alambrado. • Protecciones anti-vandalismo, carteles de seguridad y advertencia (gas, presión, etc.) • Puesta a tierra del cerco perimetral y portones de acceso. • Pintura de las partes cementicias y metálicas. • Iluminación perimetral (si dispone de FEM) • Desmalezado interno. • Piso nivelado y consolidado con grava o tosca. • Verificar el estado de accesos de vehículos. • Observar que el terreno dentro del cerco de contención no tenga desniveles, esté libre de elementos combustibles, sin residuos y otros elementos que obstruyan			

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI

PLANILLAS PARA INSPECCION DE MOTOCOMPRESORES

1. DATOS PARA LA INSPECCION:

1.1. DATOS DEL EQUIPO:

TAG:	Tipo:	Unidad	P&ID	OT Nº:

Descripción TAG: **Planta motocompresora para incrementar la presión del gas natural**

Año Fabricación		Material	Espesor	Sobreesp	Fluido	Cant	P diseño	MAWP
Equipo Aislado								

1.2. ESPECIFICACION DE LA INSPECCION (qué hacer)

It.	Tipo de inspección	Acciones	C (cumple)	NC (no cumple)	Observaciones
	Inspección visual externa.				
1	a) Estado general del predio: b) Estado del Cerco Perimetral.	• Desmalezado externo mínimo 10 mts • Estado del acceso al predio. • Observar deterioro en los soportes, mampostería, alambrado. • Protecciones anti-vandalismo, carteles de seguridad y advertencia (gas, presión, etc.) • Puesta a tierra del cerco perimetral y portones de acceso. • Pintura de las partes cementicias y metálicas. • Iluminación perimetral si dispone de FEM			
	c) Estado del predio interno	• Desmalezado interno. • Piso nivelado y consolidado con grava o tosca. • Observar estado de limpieza de las alcantarillas de drenaje de agua pluvial. • Verificar el estado de accesos de vehículos. • Observar que el terreno dentro del muro de contención no tenga desniveles, esté libre de elementos combustibles, sin residuos y otros elementos que obstruyan la circulación.			
	Instalaciones civiles (Cubierta, oficinas, depósitos, etc.)	• Estado de la obra civil, mampostería, revestimientos, iluminación antiexplosiva, delimitación de áreas. • Estado de la pintura general. • Presencia de óxido en los elementos estructurales. • Puesta a tierra de toda la estructura			

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

INSPECCION DE PLANTAS DE GLP

1. DATOS PARA LA INSPECCION:

1.1. DATOS DEL EQUIPO:

TAG:	Tipo:	Unidad	P&ID	OT N°:

Descripción TAG: **Planta de GLP para distribución por redes en vía pública – NAG 155 -**

Año Fabricación		Material	Espesor	Sobreesp	Fluido	Cant	P diseño	MAWP
Equipo Aislado								

1.2. ESPECIFICACION DE LA INSPECCION (qué hacer)

It.	Tipo de inspección	Acciones	C (cumple)	NC (no cumple)	Observaciones
	Inspección visual externa.				
1	a) Estado general del predio:	• Desmalezado externo mínimo 10 mts. • Estado del acceso al predio.			
	b) Estado del Cerco Perimetral.	• Observar deterioro en los soportes, mampostería, alambrado. • Protecciones anti-vandalismo, carteles de seguridad y advertencia (gas, presión, etc.) • Puesta a tierra del cerco perimetral y portones de acceso. • Pintura de las partes cementicias y metálicas. • Iluminación perimetral (si dispone de FEM)			
	c) Estado del predio interno	• Desmalezado interno. • Piso nivelado y consolidado con grava o tosca. • Observar estado de limpieza de las alcantarillas de drenaje de agua pluvial. • Verificar el estado de accesos de vehículos. • Observar que el terreno dentro del muro de contención no tenga desniveles, esté libre de elementos combustibles, sin residuos y otros elementos que obstruyan la circulación. • Evaluar las dimensiones del predio para que permita maniobras seguras del tractor cuando se instala en el sitio de descarga. • Observar el estado general de limpieza y orden en su entorno.			

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

INSPECCION DE PLANTAS DE GNC

1. DATOS PARA LA INSPECCION:

1.1. DATOS DEL EQUIPO:

TAG:	Tipo:	Unidad	P&ID	OT N°:

Descripción TAG: **Planta de distribución de gas natural comprimido - GNC**

Año Fabricación		Material	Espesor	Sobreesp	Fluido	Cant	P diseño	MAWP
Equipo Aislado								

1.2. ESPECIFICACION DE LA INSPECCION (qué hacer)

It.	Tipo de inspección	Acciones	C (cumple)	NC (no cumple)	Observaciones
	Inspección visual externa.				
1	a) Estado general del predio: b) Estado del Cerco Perimetral. c) Estado del predio interno	• Desmalezado externo mínimo 10 mts. • Estado del acceso al predio. • Observar deterioro en los soportes, mampostería, alambrado. • Protecciones anti-vandalismo, carteles de seguridad y advertencia (gas, presión, etc.) • Puesta a tierra del cerco perimetral y portones de acceso. • Pintura de las partes cementicias y metálicas. • Iluminación perimetral si dispone de FEM • Desmalezado interno. • Piso nivelado y consolidado con grava o tosca. • Observar estado de limpieza de las alcantarillas de drenaje de agua pluvial. • Verificar el estado de accesos de vehículos. • Observar que el terreno dentro del muro de contención no tenga desniveles, esté libre de elementos combustibles, sin residuos y otros elementos que obstruyan la circulación. • Evaluar las dimensiones del predio para que permita maniobras seguras del tractor cuando instala los tubos en el sitio de descarga. • Observar el estado general de limpieza y orden en su entorno.			

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN

JULIANA REGGI
APODERADA

PLANILLA PARA REDES DE POLIETILENO

1. DATOS PARA LA INSPECCION:

1.1. DATOS DEL EQUIPO:

TAG:	Tipo:	Unidad	P&ID	OT N°:

Descripción TAG: **Inspección de redes de polietileno**

Año Fabricación		Material	Espesor	Sobreesp	Fluido	Cant	P diseño	MAWP
Equipo Aislado								

1.2. ESPECIFICACION DE LA INSPECCION (qué hacer)

It.	Tipo de inspección	Acciones	C (cumple)	NC (no cumple)	Observaciones
	Inspección visual externa.				
1	a) Estado de la cañería – Observación directa.	• Estado general de las cañerías y sus accesorios. • Control de fugas. Registros y frecuencia • Dentro de distritos comerciales verificar inspecciones con detectores de gas que incluyan pruebas de la existencia de gas en la atmósfera, en cámaras, sistemas eléctricos, telefónicos, cloacas, y aberturas de ingreso para sistemas de agua corriente, grietas de pavimento y veredas, y en otros lugares que ofrezcan oportunidad para el desenvolvimiento de pérdidas de gas. • Observar que la conformación del isométrico no genere puntos de tensión en otros equipos o en si mismo que pueden inducir fallas por dilatación - contracción. • Verificar mapa de la red con zonas con suelos agresivos a las cañerías de polietileno. El ambiente al que están expuestos y las condiciones de uso para determinar la edad de servicio segura. • Verificar si se evalúa la resistencia del polietileno y su vida útil para conocer cuando deben cambiadas las líneas. • Estado de las conexiones de la cañería (Tee/bocas de pescado/etc.) • Estado de los refuerzos de conexiones • Identificar documentación donde se hayan identificado los mecanismos de daño. • Observar las fallas registradas y sus acciones preventivas – correctivas (Fisuras por tensiones, etc.)			

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN

JULIANA REGGI
APODERADA

INSPECCION DE ERP

1. DATOS PARA LA INSPECCION:

1.1. DATOS DEL EQUIPO:

Nombre de la planta	Cod. identif. BUDI	Dirección	Año Instalación/p. servicio	Responsable de la Unidad

Descripción TAG:	Planta reductora de presión y reguladora de caudal de gas natural

Presión de entrada	Ramales	Diámetro	Longitud	Presión salida	Caudal máximo	Alimenta a:	Tipo material	Fecha última inspección

1.2. ESPECIFICACION DE LA INSPECCION (qué hacer)

It.	Tipo de inspección	Acciones	NC (no cumple)	Observaciones
	Inspección visual con fotos N°.....al.....			
1	a) Estado general del predio:	• Desmalezado • Estado del acceso al predio.		
	b) Estado del Cerco Perimetral.	Superficie del predio: .....m2 • Observar deterioro en los soportes, mampostería, alambrado. • Protecciones anti-vandalismo, carteles de seguridad y advertencia (gas, presión, etc.) • Puesta a tierra del cerco perimetral y portones de acceso. • Pintura de las partes cementicias y metálicas. • Iluminación perimetral si dispone de FEM		
	c) Estado del predio interno	Superficie total Predio.....m2 • Cantidad de edificios (m2 c/u) • Tipo de techo(material) • Tipo de paredes (material) • Piso Predio nivelado y consolidado con grava o tosca. • Observar estado de limpieza de las alcantarillas de drenaje de agua pluvial. • Estado de las bases cementicias. • Estado de pintura de los soportes metálicos. • Controlar roturas, fisuras y capas ampolladas de concreto.		

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 8: DETALLE VALOR REPOSICIÓN ACTIVOS PRINCIPALES

EQUIPOS PARA PROCESOS

Planta Compresora El Chourron

Fuente: http://www.utilitywarehouse.com/info2/1130kwsolarsaturn/1130kwsolarsaturn.htm

Turbina Solar Saturn 20 + Compresor de ocho etapas = (U$D 170.000 usada 10 años) se estima nueva U$D 400.000

Dos turbocompresores: U$D 400.000 x 2 = **U$D 800.000 (Equipos alquilados, no son propiedad de Camuzzi)**

Generador Palmero PDG 80 = U$D 33.500 x 2 unidades = **U$D 67.000** (Fuente: mercado libre)

Calentador: **U$D 30.000.**

Red de Incendio: **U$D 200.000**

Tuberías: 600m2 x 10 x 28 U$D/pulg. metro = **U$D 168.000**

Instrumentación y equipos complementarios asociados a tuberías (50% del valor tubería): **U$D 84.000**

Planta Compresora Colonia Barón

Fuente: http://www.machinerytrader.com/listings/construction-equipment/for-sale/list/?Manu=CATERPILLAR&MDLGrp=G3406

(Motor Caterpillar G3406 = U$D 154.000 + Compresor = U$D 233.000 = Total = U$D 387.000) x 2 unidades = **U$D 774.000**

Grupo motogenerador FEM = **U$D 60.000**

Calentador: **U$D 45.000.**

Odorizador: **U$D 29.600**

Bomba sumergible: **U$D 20.000.**

Red de Incendio: **U$D 350.000**

Tuberías: 650m2 x 12 x 40 U$D/pulg. metro = **U$D 312.000**

Instrumentación y equipos complementarios asociados a tuberías: **U$D 156.000**

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

Planta de descarga GNP

Recipientes de almacenamiento GNP: ø 600 x 10 mts long = U$D 38.700 x 8 recipientes = **U$D 309.677**

Odorizador: **U$D 29.600**

Tuberías: 450m2 x 10 x 28 U$D/pulg. metro = **U$D 126.000**

Instrumentación y equipos complementarios asociados a tuberías (50% del valor tubería): **U$D 63.000**

Planta Carga GNP

Fuente: http://oilpatchsurplus.com/ads/150-e-250-3phase-natural-gas-compressor-for-sale-a-quincy-4125/

(Unidad de compresión de gas natural, compresor de dos etapas, motor eléctrico, airfan, tablero de comando local = U$D 30.000) x 2 unidades = **U$D 60.000**

Grupo motogenerador FEM = **U$D 60.000**

Odorizador: **U$D 29.600**

Red de Incendio: **U$D 200.000**

Tuberías: 450m2 x 10 x 28 U$D/pulg. metro = **U$D 126.000**

Instrumentación y equipos complementarios asociados a tuberías (50% del valor tubería): **U$D 63.000**

Planta Propano Indiluido Ameghino

Item	**$ Arg**
Tanques GLP 49 m3	**1 553 664**
Tanque GLP 99 m3	**1 037 497**
Bomba GLP	**1 520 000**
Vaporizadores	**11 248 000**
Compresor GLP	**144 400**
cañerias GLP	**488 592**
obras civiles edificios	**182 470**
Elementos menores	**69 799**
Total	**16 244 421**

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI

Planta Propano Indiluido Villegas

Item	$ Arg
Tanques GLP 49 m3	**776 832**
Tanque GLP 50 m3	**776 832**
Bombas GLP	**89 680**
Vaporizadores	**4 560 000**
Compresores GLP	**258 400**
cañerias GLP	**418 793**
obras civiles edificios	**154 240**
Elementos menores	**69 799**
Total	**7 104 575**

GASODUCTOS Y RAMALES

A continuación se adjunta una planilla con los detalles del costeo de un gasoducto/ramal de alta/media presión construido en acero según las normas vigentes.

Los costos fueron obtenidos de valores actuales de construcción de la Licenciataria y contrastados con valores de referencia en función de la experiencia del consultor a partir de instalaciones similares en las regiones en cuestión.

CDOR. ALBERTO SAINZ
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

Gasoducto en Acero							
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unit.	Precio Total	Total Rubro		% del Total Caño con gastos e impuesto, y beneficios
accesorios de ramal	1.00	gl	151227.00	150,227.00		1.78	
cañeria general de acero	5,200.00		300.00	1,559,600.00		18.44	34.58
valvulas cotizacion valmec	1.00	GI	21069.00	21,069.00		0.25	
valvulas de purga	1.00	GI	15000.00	15,000.00		0.18	
20 carteles de obra	20.00	unid	2000.00	40,000.00		0.47	
materiales obra civil						-	
ladrillo macizo comun	3,850.00	unid	2.60	10,010.00		0.12	
cemento	33.00	unid	120.00	3,960.00		0.05	
arena	7.00	m3	600.00	4,200.00		0.05	
piedra	1.00	m3	900.00	900.00		0.01	
hierro Ø 10	12.00	unid x 12 m	130.00	1,560.00		0.02	
						-	
material tapa de valvulas						-	
chapa y perfiles angulo	2.00	GI	5000.00	10,000.00		0.12	
						-	
material a usar en prueba hidraulica						-	
balanza de peso muerto y registrador		gl	8000.00	8,000.00		0.09	
	2.00	GI		0.00		-	
		gl	5000.00	5,000.00		0.06	
polipic	4.00	UNID		4,000.00		0.05	
metanol aire desidratado	1.00	GL		4,000.00		0.05	
provision de agua		gl	5000.00	5,000.00		0.06	
					$ 1,842,526.00	21.79	
MANO DE OBRA instalacion de ramal							
soldador de cañeria	1	35	3500.00	122,500.00		1.45	
cañista	1	35	1500.00	52,500.00		0.62	
amolador	1	35	1200.00	42,000.00		0.50	
revestidor	1	35	1200.00	42,000.00		0.50	
maquinistas	2	35	900.00	63,000.00		0.74	
ayudantes generales	2	35	700.00	49,000.00		0.58	
chofer de camion	1	35	1000.00	35,000.00		0.41	
zanjeros	2	35	700.00	49,000.00		0.58	
MANO DE OBRA civil						-	
						-	
oficial civil	1	11	800.00	8,800.00		0.10	
ayudante civil	1	11	500.00	5,500.00		0.07	
						-	
herrero	1	5	1000.00	5,000.00		0.06	
ayudante herrero	1	5	600.00	3,000.00		0.04	
						-	
						-	
mano de obra de prueba de ramal						-	
instalacion proteccion catodica		gl	12000.00	12,000.00		0.14	
cañista	1	5	1500.00	7,500.00		0.09	
ayudante general	2	5	600.00	6,000.00		0.07	
chofer	1	3	700.00	2,100.00		0.02	
						-	
					$ 504,900.00	5.97	724,400.00
EQUIPOS (amortizacion y RR)							
pick up	600	hs	350.00	210000.00		2.48	
soldadora	400	hs	40.00	16000.00		0.19	
amoladora	400	hs	35.00	14000.00		0.17	
generador electrico	400	hs	250.00	100000.00		1.18	
trailer porta equipos	400	hs	120.00	48000.00		0.57	
camion porta cañeria	220	hs	350.00	77000.00		0.91	
trailer herramientas menores	400	hs	100.00	40000.00		0.47	
2 maquinas retro	600	hs	600.00	360000.00		4.26	
					$ 865,000.00	10.23	
OTROS GASTOS DIR. E INDIR.							
Proyecto Constr. Y Planos Conf. A Obra	0	GI	90000.00	90000.00		1.06	
Represent. Técnica (Gastos)	1	GI	16000.00	16000.00		0.19	
Representación Técnica y J.Obra (Honorarios	0	mes	0.00	0.00		-	
sellado de contratos(Gastos)	0	GI	60000.00	60000.00		0.71	
Capataz de obra	0	mes	0.00	0.00		-	
Jefe de obra	1	40	1300.00	52,000.00		0.61	
Cargas Sociales civil	4	5	500.00	10000.00		0.12	
Cargas Sociales ramal	9	35	500.00	157500.00		1.86	
Vehiculo de obra (liviano)	0	1	0.00	0.00		-	
Vehiculo de obra (semi pesado)	0	1	0.00	0.00		-	
Vehiculo para la inspeccion	0	1	0.00	0.00		-	
Combustibles y lubric. Movilidad	20	35	17.80	12,460.00		0.15	
Combustibles y lubric. Equipos 110 lts/dia	60	35	17.80	37,380.00		0.44	
Movilidad Jefe de obra (gastos)	0	3	17.80	0.00		-	
Fletes	3	mes	7000.00	21000.00		0.25	
Alquiler vivienda (2)	1	2	7000.00	14000.00		0.17	
consumibles	0	GI	20000.00	20000.00		0.24	
Seguridad e Higiene	0	2	6000.00	12000.00		0.14	
Señalización y Seguridad de obra	1	GI	8000.00	8000.00		0.09	
Amortización de equipos menores	1	GI	4000.00	4000.00		0.05	
Imprevistos	1	GI	50000.00	50000.00		0.59	
regalias	1	GI	180000.00	180000.00		2.13	
Pedido de Interferencias		GI	*3000.00*	3000.00		0.04	
Seguro de Caucion	0	mes	25000.00	25000.00		0.30	
Seguro Todo Riesgo Constr. Y Montaje	0	GI					
Seguro R.C. Y Equipos	0	mes	9000.00	9000.00		0.11	
					$ 781,340.00	9.24	
COSTO COSTO					$ 3,993,766.00	47.23	

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN

JULIANA REGGI
APODERADA

Gasoducto en Acero							
COSTO COSTO					$ 3,993,766.00	47.23	
GASTOS GENERALES DE OBRA E IMPR.	5%			$ 199,688.30		2.36	-
GASTOS GENERALES DE EMPRESA	5%			$ 199,688.30		2.36	-
GASTOS FINANCIEROS	3%			$ 119,812.98		1.42	-
BENEFICIO	35%			$ 1,397,818.10		16.53	-
					$ 5,910,773.68	69.90	-
IMPUESTOS VARIOS	4%			$ 236,430.95		2.80	
AJUSTE POR INFLACION (PER. OBRA)	10.0%			$ 591,077.37	Coefic. S/ Costo	6.99	
					$ 6,738,282.00	79.68	
I.V.A. e II BB	25.5%			$ 1,718,261.91		20.32	
					$ 8,456,543.90	100.00	4,462,777.90
PRECIO FINAL					$ 8,456,543.90	100.00	

COSTO EN U$S/Pulg.*metro	41.57

REDES

A continuación se adjunta una planilla de ejemplo con el costeo de una Red construida en polietileno de acuerdo a las normas vigentes y su respectivo detalle.

INDICADORES DEL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN EN REDES (Caso 1)

REDES					
FECHA	**14/08/2015**				
	UNIDAD	**VALOR**	**COSTO**	**TOTAL**	**INCIDENCIA**
			$/UNID	$	%
Transporte					
Cañería polietileno	ml	25 000	18,8	470 000	3,18%
			0		
Rotura y reparación			0		
Contrapiso	ml	5 938	196,4	1 166 125	7,88%
Vereda	ml	5 938	198,4	1 178 000	7,96%
			0		
			0		
Zanjeo			0		
Cañería polietileno	ml	25 000	149,28	3 732 000	25,23%
			0		
Cruces			0		
Cruces de calles(rot/rep pavimento)	N°	250	5 760,00	1 440 000	9,73%
Cruces especial	n°	1	312 000,00	312 000	2,11%

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI

			0		
Uniones			0		
Diam. 180mm	ml	500	86,2	43 100	0,29%
Diam. 125mm	ml	750	38,2	28 650	0,19%
Diam. 90mm	ml	3 750	28,56	107 100	0,72%
Diam. 63mm	ml	5 000	23,12	115 600	0,78%
Diam. 50mm	ml	15 000	16,4	246 000	1,66%
			0		
Bajada a zanja	ml	25 000	39,2	980 000	6,62%
			0		
Tapado y compactación			0		
zanja	ml	25 000	38,2	955 000	6,46%
			0		
Pruebas de hermeticidad	ml	25 000	19	475 000	3,21%
			0		
Conexiones a			0		
instalaciones exist.en camara	Gl	1	55 200,00	55 200	0,37%
			0		
			0		
Provisión de cañerías			0		
Diam. 180mm	ml	500	379,75	189 875	1,28%
Diam. 125mm	ml	750	306,25	229 688	1,55%
Diam. 90mm	ml	3 750	207,4	777 750	5,26%
Diam. 63mm	ml	5 000	63,25	316 250	2,14%
Diam. 50mm	ml	15 000	43,75	656 250	4,44%
TOTAL	ml	**25000**	0		**TOTAL**
Provisión e instalación			0		
valv. Bloqueo			0		
Diam. 180mm	N°	1	25 620,00	25 620	0,17%
Diam. 125mm	N°	1	13 672,00	13 672	0,09%
Diam. 90mm	N°	2	19 452,00	38 904	0,26%
Diam. 63mm	N°	3	17 056,00	51 168	0,35%
Diam. 50mm	N°	4	11 210,00	44 840	0,30%
			0		
Servicios domiciliarios			0		
diam.50mm	N°		976,5	0	0,00%
diam. 25mm	N°	834	798	665 532	4,50%

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

Gastos administrativos y de inspección					
Gastos administrativos y de inspección	gl	1	479 634,00	479 634	3,24%
SUB-TOTAL COSTO DIRECTO	**SUBTOTAL COSTO DIRECTO**			**14 792 958**	100,00%
GASTOS GENERALES 12%	**GASTOS GENERALES 12%**			**1 775 155**	
TOTAL COSTO DE OBRA	**TOTAL COSTO DE OBRA**			**16 568 112**	
I.V.A. 21%	**I.V.A. 21%**			**3 479 304**	
TOTAL INVERSION CON I.V.A.	**TOTAL INVERSION C/IVA**			**20 047 416**	

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 9: BAHIA BLANCA, CRONOGRAMAS Y PLANOS DE LAS OPERACIOENS DE CONTROL Y MANTENIMIENTO

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO AÑO 2015 - AREA B. BCA.

TACIONES REGULADORAS DE PRESION 2015

DESCRIPCION	CANTIDAD	PERIODO	NORMA		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AS	P.TOMA	C / 10 Días	NAG-100	PROY												
METRICAS	6			REAL												
NTRACION DE	P.TOMA	MENSUAL	NAG-100	PROY												
NTE	6			REAL												
AS	P.TOMA	C / 20 Días	NAG-100	PROY												
METRICAS	51			REAL												
NTRACION DE	P.TOMA	MENSUAL	NAG-100	PROY												
NTE	9			REAL												
RÍA PRUEBAS	P.TOMA	MENSUAL	NAG-100	PROY												
METRICAS	58			REAL												
RÍA CONCENTRACION DE	P.TOMA	MENSUAL	NAG-100	PROY												
NTE	36			REAL												
CACION DE FILTROS	U/F	ANUAL	MANUAL	PROY												
	35		ERP	REAL												
CACION	UNID.	ANUAL	MANUAL	PROY												
DERAS	11		ERP	REAL												
CACION	ERP	MENSUAL	MANUAL	PROY												
CA MENSUAL	46		ERP	REAL												
NIMIENTO	ERP	ANUAL	MANUAL	PROY												
AL	46		ERP	REAL												
CION VISUAL	ERP	MENSUAL	MANUAL	PROY												
	46		ERP	REAL												
EN ERP	ERP	MENSUAL	NAG-100	PROY												
	46			REAL												
ON DE OLOR	ERP	MENSUAL	NAG-100	PROY												
NTA	16			REAL												
ICION DE ODORANTE	ERP	QUINCENAL	MANUAL	PROY												
	12		ERP	REAL												
LEZADO	ERP	MENSUAL	MANUAL	PROY												
EZA	46		ERP	REAL												
CUMPLIMIENTO					100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

: Las auditorías de odorización se harán de acuerdo al siguiente cronograma:

, Mayo, Setiembre: Cnel Dorrego y Mte Hermoso
ro, Junio, Octubre: Punta Alta, Villa Arias, Pago Chico
, Julio, Noviembre: Médanos, J. Cousté, Argerich
Agosto, Diciembre: Tte. Origone, M. Buratovich, H. Ascasubi, Pedro Luro

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN

JULIANA REGGI
APODERADA

Estaciones Reguladoras de Presión
Programa Anual de Mantenimiento
Unidad de Negocio Bahía Blanca
Año : 2015

Código BUDI ERP+Salto	Nombre BUDI	Centro Operativo	Avance	Enero				Febrero				Marzo				Abril				Mayo			
				S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4
CUMPLIMIENTO				100%				100%				100%				100%				100%			

Referencias:

Sx= semana del mes
VTM= verificación técnica mensual
VTA= verificación técnica anual
MQ= mantenimiento quinquenal
VME= verificación/mantenimiento eventual

VTM	Sin Fondo
VTA	Fondo Rojo
MQ	Fondo Verde

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

	Mayo				Junio				Julio				Agosto				Setiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre		
4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3
	100%				100%				100%				100%				100%				100%				100%				100%		

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

taciones Reguladoras de Presión
)grama Anual de Mantenimiento
idad de Negocio Bahía Blanca
o : 2015

digo BUDI RP+Salto	Nombre BUDI	Centro Operativo	Avance	Enero				Febrero				Marzo				Abril				Mayo				
				S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1
01 + 001	ERP Dorrego 1° Etapa	U.N.B.B.	Previsto				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM	
			Real				VTM				VTM				VTM			VTA					VTM	
01 + 001	ERP Mte. Hermoso 1° Salto	U.N.B.B.	Previsto				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM	
			Real				VTM				VTM				VTM			VTA					VTM	
01 + 002	ERP Mte. Hermoso 2° Salto	U.N.B.B.	Previsto				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM	
			Real				VTM				VTM				VTM			VTA					VTM	
01 + 001	ERP Dorego 2° Etapa	U.N.B.B.	Previsto				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM	
			Real				VTM				VTM				VTM			VTA					VTM	
01 + 001	ERP Cabildo 1° Etapa	U.N.B.B.	Previsto				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
			Real				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
01 + 001	ERP Cabildo 2° Etapa	U.N.B.B.	Previsto				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
			Real				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
01 + 001	ERP Reg. V Cuerpo	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
			Real	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
01 + 001	ERP Ex BO3	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM
			Real	VTM				VTM				VTM				VTM								VTM
02 + 001	ERP Aeroclub - C24	U.N.B.B.	Previsto			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
			Real			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		VTA
01 + 001	ERP B.A.C.E. 1° Etapa	U.N.B.B.	Previsto				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
			Real				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
01 + 001	ERP Cámara Reg. B.Bca. Norte	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
			Real	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
02 + 001	ERP P. Industrial III	U.N.B.B.	Previsto		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
			Real		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
01 + 001	ERP P. Industrial II	U.N.B.B.	Previsto		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
			Real		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
01 + 001	ERP Sudoeste 1° Salto	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM
			Real	VTM				VTM				VTM							VTA	VTM				VTM
01 + 002	ERP Sudoeste 2° Salto	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM
			Real	VTM				VTM				VTM							VTA	VTM				VTM
01 + 001	ERP Der. Pto. Rosales	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA
			Real	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				
01 + 001	ERP Villa Rosas 1° Salto	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
			Real	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
01 + 002	ERP Villa Rosas 2° Salto	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
			Real	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI

	Mayo				Junio				Julio				Agosto				Setiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre		
S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3
TA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
TA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
TA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
TA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM			
TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM			
TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM			
TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM			
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM				VTM		
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM				VTM		
	VTA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
					VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
			VTM				VTA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
			VTM		VTA						VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM			
TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM			
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA		
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA		
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM	
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM	
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MO				VTM				VTM	
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MO				VTM				VTM	
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
TA	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
TA	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
	VTM				VTA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
	VTM						VTA		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM				VTM		
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM				VTM		
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM				VTM		
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM				VTM		

CDOR. ALBERTO SANORI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN

JULIANA PEGGI

taciones Reguladoras de Presión
ograma Anual de Mantenimiento
idad de Negocio Bahía Blanca
o : 2015

digo BUDI RP+Salto	Nombre BUDI	Centro Operativo	Avance	Enero				Febrero				Marzo				Abril				Mayo				
				S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1
02 + 001	ERP P. Industrial I	U.N.B.B.	Previsto		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
			Real		VTM				VTM				VTM		ME		VTM				VTM			
01 + 001	ERP Pilmayquen	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
			Real	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
01 + 001	ERP Ing. White 1° Salto	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
			Real	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
01 + 002	ERP Ing. White 2° Salto	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
			Real	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
01 + 001	ERP Cerri 2° Etapa	U.N.B.B.	Previsto			VTM				VTM				VTM				VTM				VTA		
			Real	VTM		VTM				VTM				VTM				VTM					VTA	
01 + 001	ERP Barrio 5 de Abril	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MG
			Real	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				
01 + 001	ERP Alem y Florida	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM
			Real	VTM				VTM															VTA	VTM
01 + 001	ERP Parera y Baigorria	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
			Real	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
01 + 001	ERP Aeroestación Civil	U.N.B.B.	Previsto				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
			Real				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
01 + 001	ERP Villa Harding Green	U.N.B.B.	Previsto		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
			Real		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
01 + 001	ERP B.A.C.E. 2° Etapa	U.N.B.B.	Previsto				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
			Real				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
01 + 001	ERP Villa Maio	U.N.B.B.	Previsto		VTM				VTM				VTA				VTM				VTM			
			Real		VTM				VTM				VTM				VTA				VTM			
01 + 001	ERP Vivero	U.N.B.B.	Previsto		VTM				VTM				VTA				VTM				VTM			
			Real		VTM				VTM				VTM				VTA				VTM			
01 + 001	ERP Baterías	U.N.B.B.	Previsto		VTM				VTM				VTA				VTM				VTM			
			Real		VTM				VTM				VTM				VTA				VTM			
01 + 001	ERP B° Albatros	U.N.B.B.	Previsto				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
			Real				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
01 + 001	ERP Punta Alta 1° Etapa	U.N.B.B.	Previsto		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
			Real		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
01 + 002	ERP Punta Alta 2° Etapa	U.N.B.B.	Previsto		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
			Real		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
01 + 001	ERP Villa Arias	U.N.B.B.	Previsto		VTM				VTM				VTA				VTM				VTM			
			Real		VTM				VTM				VTM				VTA				VTM			

CDOR. ALBERTO SANDRI

JULIANA PAGGI
APODERADA

	Mayo				Junio				Julio				Agosto				Setiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre		
S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM	
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM	
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM	
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM	
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA	
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA	
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA	
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA	
			VTA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
				VTA			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
	VTM				MQ				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
	VTM						MQ		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
	VTA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
				VTA	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA		
	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA		
TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM			
TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM			
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM				VTM	
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM				VTM	
TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM			
TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM				VTM			
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	VTA		
		VTM				VTA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
		VTM					VTA			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
		VTM				VTA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
		VTM					VTA			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

aciones Reguladoras de Presión
grama Anual de Mantenimiento
dad de Negocio Bahía Blanca
: 2015

igo BUDI P+Salto	Nombre BUDI	Centro Operativo	Avance	Enero				Febrero				Marzo				Abril				Mayo				
				S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1
2 + 001	ERP Pago Chico	U.N.B.B.	Previsto		VTM				VTM				VTA				VTM				VTM			
			Real		VTM				VTM				VTM				VTA				VTM			
1 + 001	ERP Cerri 1° Etapa	U.N.B.B.	Previsto			VTM				VTM				VTM				VTM				VTA		
			Real			VTM				VTM				VTM				VTM					VTA	
1 + 001	ERP Grümbein 1° Etapa	U.N.B.B.	Previsto				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
			Real				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
1 + 001	ERP Bosque Alto	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTA
			Real	VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				
1 + 001	ERP Grümbein 2° Etapa 1° Salto	U.N.B.B.	Previsto				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
			Real				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
1 + 002	ERP Grümbein 2° Etapa 2° Salto	U.N.B.B.	Previsto				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
			Real				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
1 + 001	ERP B° Oficiales	U.N.B.B.	Previsto		VTM				VTM				VTA				VTM				VTM			
			Real		VTM				VTM				VTM				VRM				VTM			
1 + 001	ERP Cámara 24	U.N.B.B.	Previsto			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
			Real			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		VTA
1 + 001	ERP Los Muñecos	U.N.B.B.	Previsto	VTM				VTM				VTM				VTM				VTA				VTM
			Real	VTM				VTM				VTM				VTM						VTA		VTM
1 + 001	ERP Argerich	U.N.B.B.	Previsto			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
			Real			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
1 + 001	ERP Tte. Origone	U.N.B.B.	Previsto			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
			Real			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
+ 001	ERP M. Buratovich 1° Salto	U.N.B.B.	Previsto			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
			Real			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
1 + 001	ERP M. Buratovich 2° Salto	U.N.B.B.	Previsto			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
			Real			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
1 + 001	ERP H. Ascasubi	U.N.B.B.	Previsto			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
			Real			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
1 + 001	ERP Pedro Luro 1° Salto	U.N.B.B.	Previsto			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
			Real			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
1 + 002	ERP Pedro Luro 2° Salto	U.N.B.B.	Previsto			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
			Real			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
1 + 001	ERP Médanos	U.N.B.B.	Previsto			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
			Real			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
+ 002	ERP J. Cousté (Algarrobo)	U.N.B.B.	Previsto			VTM				VTM				VTM				VTM				VTA		
			Real			VTM				VTM				VTM				VTM				VTA		

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI

	Mayo				Junio				Julio				Agosto				Setiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre		
S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
			VTA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
				VTA			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
/TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
/TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	VTA		
	VTM				VTA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
	VTM					VTA			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
/TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
/TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	MC		
/TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM			
/TM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	MC		
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM	
			VTM				VTA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
			VTM		VTA						VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
	VTA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
			VTA		VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM		
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM				VTA				VTM				VTM				VTM				VTM				MC				VTM
			VTM					VTA			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
			VTA				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM
			VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM				VTM

CDOR. ALBERTO SANDRI

JULIANA REGOLI
APODERADA

Unidad de Negocio: Bahía Blanca
Año: 2015
Índice de Cumplimiento

CO / CG	Código BUDI ERP+Salto	Nombre BUDI	Total de verificaciones realizadas (VTM+VTA+VME+MQ)	N° de VTM + VME realizadas en término	%	N° de VTA realizadas en término	%	N° de MQ realizadas en término	%	% Final	¿Corresponde Quinquenal? (SI / NO)
Bahía Blanca	001 + 001	Dorrego 1ra Etapa	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Monte Hermoso-1er salto	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 002	Monte hermoso-2do salto	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 002	Dorrego 2da etapa	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Cabildo 1ra Etapa	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Cabildo 2da Etapa	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Regimiento V Cuerpo	14	13	108,33%	1	100,00%	0		104,17%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Ex BO3	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	002 + 001	Alimentación Aeroclub	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	B.A.C.E. 1° Etapa	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Cámara Norte	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	002 + 001	Pque.Industrial III	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Parque Industrial II	16	14	116,67%	1	100,00%	1	100,00%	105,56%	si
Bahía Blanca	001 + 001	Alimentación Sudoeste-1er salto	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 002	Alimentación Sudoeste-2do salto	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Derivación Puerto Rosales	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Villa Rosas-1er salto	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 002	Villa Rosas-2do salto	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	002 + 001	Parque Industrial I	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Pilmayquén	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Ing. White 1° Salto	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 002	Ing. White 2° Salto	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Cerri Ciudad	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	5 de Abril	14	12	100,00%	1	100,00%	1	100,00%	100,00%	si
Bahía Blanca	001 + 001	Alem y Florida	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Parera y Balgorria	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Aeroestación civil	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Villa Harding Green	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Base II	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Villa Maio	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Vivero	14	13	108,33%	1	100,00%	0		104,17%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Baterías	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Albatros	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Punta Alta-1er salto	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 002	Punta Alta-2do salto	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Villa Arias	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	002 + 001	Pago Chico	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Cerri 1° Etapa	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Grumbein I	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Bosque Alto	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Grumbein II-1er salto	14	12	100,00%	1	100,00%	1	100,00%	100,00%	si
Bahía Blanca	001 + 002	Grumbein II-2do salto	14	12	100,00%	1	100,00%	1	100,00%	100,00%	si
Bahía Blanca	001 + 001	B° Oficiales (B° Quiroga)	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Cámara 24	14	13	108,33%	1	100,00%	0		104,17%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Los Muñecos	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	Argerich	14	12	100,00%	1	100,00%	1	100,00%	100,00%	si
Bahía Blanca	001 + 001	Origone	14	12	100,00%	1	100,00%	1	100,00%	100,00%	si
Bahía Blanca	001 + 001	Buratovich-1er salto	15	13	108,33%	1	100,00%	1	100,00%	102,78%	si
Bahía Blanca	001 + 002	Buratovich-2do salto	14	12	100,00%	1	100,00%	1	100,00%	100,00%	si
Bahía Blanca	001 + 001	Ascasubi	14	12	100,00%	1	100,00%	1	100,00%	100,00%	si
Bahía Blanca	001 + 001	Pedro Luro-1er salto	15	13	108,33%	1	100,00%	1	100,00%	102,78%	si
Bahía Blanca	001 + 002	Pedro Luro-2do salto	14	12	100,00%	1	100,00%	1	100,00%	100,00%	si
Bahía Blanca	001+001	Medanos	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Bahía Blanca	001 + 001	J. Cousté 2° Salto	13	12	100,00%	1	100,00%	0		100,00%	no
Total Unidad de Negocio	54	54	720	655	101,06%	54	100,00%	11	122,22%	107,77%	

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA PIEGARI
APODERADA

Unidad de Negocio: Bahía Blanca
Año: 2015
Índice de Criticidad

CO / CG	Código BUDI ERP+Salto	Nombre BUDI	Total de verificaciones realizadas (VTM+VTA+VME+MQ)	N° de Observaciones Críticas	%
Bahía Blanca	001 + 001	Dorrego 1ra Etapa	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Monte Hermoso-1er salto	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Monte hermoso-2do salto	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Dorrego 2da etapa	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Cabildo 1ra Etapa	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Cabildo 2da Etapa	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Regimiento V Cuerpo	14	1	7,14%
Bahía Blanca	001 + 001	Ex BO3	13	0	0,00%
Bahía Blanca	002 + 001	Alimentación Aeroclub	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	B.A.C.E. 1° Etapa	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Cámara Norte	13	0	0,00%
Bahía Blanca	002 + 001	Pque.Industrial III	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Parque Industrial II	16	2	12,50%
Bahía Blanca	001 + 001	Alimentación Sudoeste-1er salto	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Alimentación Sudoeste-2do salto	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Derivación Puerto Rosales	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Villa Rosas-1er salto	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Villa Rosas-2do salto	13	0	0,00%
Bahía Blanca	002 + 001	Parque Industrial I	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Pilmayquén	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Ing. White 1° Salto	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Ing. White 2° Salto	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Cerri Ciudad	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	5 de Abril	14	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Alem y Florida	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Parera y Balgorria	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Aeroestación civil	13	0	0,00%

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA BOZZOGGI
APODERADA

Bahía Blanca	001 + 001	Villa Harding Green	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Bace II	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Villa Maio	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Vivero	14	1	7,14%
Bahía Blanca	001 + 001	Baterías	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Albatros	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Punta Alta-1er salto	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Punta Alta-2do salto	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Villa Arias	13	0	0,00%
Bahía Blanca	002 + 001	Pago Chico	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Cerri 1° Etapa	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Grumbein I	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Bosque Alto	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Grumbein II-1er salto	14	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Grumbein II-2do salto	14	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	B° Oficiales (B° Quiroga)	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Cámara 24	14	1	7,14%
Bahía Blanca	001 + 001	Los Muñecos	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Argerich	14	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Origone	14	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Buratovich-1er salto	15	1	6,67%
Bahía Blanca	001 + 002	Buratovich-2do salto	14	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Ascasubi	14	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Pedro Luro-1er salto	15	1	6,67%
Bahía Blanca	001 + 002	Pedro Luro-2do salto	14	0	0,00%
Bahía Blanca	001+ 001	Medanos	13	0	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	J. Cousté 2° Salto	13	0	0,00%
Total Unidad de Negocio	**54**	**54**	**720**	**7**	**0,97%**

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

Unidad de Negocio: Bahía Blanca
Año: 2015
Índice de Hallazgos

CO / CG	Código BUDI ERP+Salto	Nombre BUDI	Total de verificaciones realizadas (VTM+VTA+VME+MQ)	N° de Observaciones No Críticas	%	N° de Observaciones Críticas	%	% Fina
Bahía Blanca	001 + 001	Dorrego 1ra Etapa	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Monte Hermoso-1er salto	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Monte hermoso-2do salto	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Dorrego 2da etapa	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Cabildo 1ra Etapa	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Cabildo 2da Etapa	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Regimiento V Cuerpo	14	0	0,00%	1	7,14%	7,14%
Bahía Blanca	001 + 001	Ex BO3	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	002 + 001	Alimentación Aeroclub	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	B.A.C.E. 1° Etapa	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Cámara Norte	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	002 + 001	Pque.Industrial III	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Parque Industrial II	16	0	0,00%	2	12,50%	12,50%
Bahía Blanca	001 + 001	Alimentación Sudoeste-1er salto	15	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Alimentación Sudoeste-2do salto	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Derivación Puerto Rosales	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Villa Rosas-1er salto	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Villa Rosas-2do salto	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	002 + 001	Parque Industrial I	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Pilmayquén	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Ing. White 1° Salto	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Ing. White 2° Salto	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Cerri Ciudad	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	5 de Abril	14	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Alem y Florida	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Parera y Baigorria	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Aeroestación civil	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Villa Harding Green	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Bace II	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Villa Maio	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Vivero	14	0	0,00%	1	7,14%	7,14%
Bahía Blanca	001 + 001	Baterías	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Albatros	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Punta Alta-1er salto	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Punta Alta-2do salto	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Villa Arias	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	002 + 001	Pago Chico	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Cerri 1° Etapa	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%

CDOR. ALBERTO SANDIN
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN

JULIANA REGGI
APODERADA

Bahía Blanca	001 + 001	Grumbein I	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Bosque Alto	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Grumbein II-1er salto	14	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 002	Grumbein II-2do salto	14	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	B° Oficiales (B° Quiroga)	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Cámara 24	14	0	0,00%	1	7,14%	7,14%
Bahía Blanca	001 + 001	Los Muñecos	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Argerich	14	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Origone	14	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Buratovich-1er salto	15	0	0,00%	1	6,67%	6,67%
Bahía Blanca	001 + 002	Buratovich-2do salto	14	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Ascasubi	14	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	Pedro Luro-1er salto	15	0	0,00%	1	6,67%	6,67%
Bahía Blanca	001 + 002	Pedro Luro-2do salto	14	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001+ 001	Medanos	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Bahía Blanca	001 + 001	J. Cousté 2° Salto	13	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
Total Unidad de Negocio	**54**	**54**	**722**	**0**	**0,00%**	**7**	**0,97%**	**0,97%**

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

Mantenimiento de redes y líneas de distribución 2015

TAREAS	CANT	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Horas Program
)N RED/Pba de Alarma - Previsto	34													
)N RED/Pba de Alarma - Real														
ODORIMETRICAS - Previsto	115													
ODORIMETRICAS - Real														
'RACION DE ODORANTE - Previsto	51													
'RACION DE ODORANTE - Real														
ÁLVULAS-RAMAL - Previsto	100													
ÁLVULAS-RAMAL - Real														
'ÓN DE VÁLVULAS DE RED- PREVISTO	522													
ÓN DE VÁLVULAS DE RED- REAL														
ÁLVULAS-RED - Previsto	52													
ÁLVULAS-RED - Real														
ICES AÉREOS/ESP-RED - Previsto	56													
ICES AÉREOS/ESP-RED - Real														
ICES AÉREOS/ESP-RAMALES - Previsto	46													
ICES AÉREOS/ESP-RAMALES - Real														
JGAS RED - MOP - Previsto	92683													
JGAS RED - MOP - Real														
JGAS RED - MOC- Previsto	1990721													
JGAS RED - MOC - Real														
JGAS RAMAL - Previsto	116181													
JGAS RAMAL - Real														
JGAS RED PE SDR 17- Obras post.-Prev.	16993													
JGAS RED PE SDR 17- Obras post.-Real.														
JGAS RED CALLE- Obras post.-Prev.	17,125													
JGAS RED CALLE- Obras post.-Real.														
CUMPLIMIENTO		100%	100%	100%	100%	100%	75%	42%	100%	100%	100%	100%	100%	

rencias:

Tarea programada con mano de obra propia

Tarea programada con mano de obra contratada

Tarea FINALIZADA con mano de obra propia F

Tarea TERMINADA con mano de obra contratada T

CDOR. ALBERTO SANDRO LILIANA REZZI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN APODERADA
CAMUZZI GAS

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 2015

RELEVAMIENTO DE FUGAS REDES, RAMALES Y GASODUCTOS - Area B. BCA. -

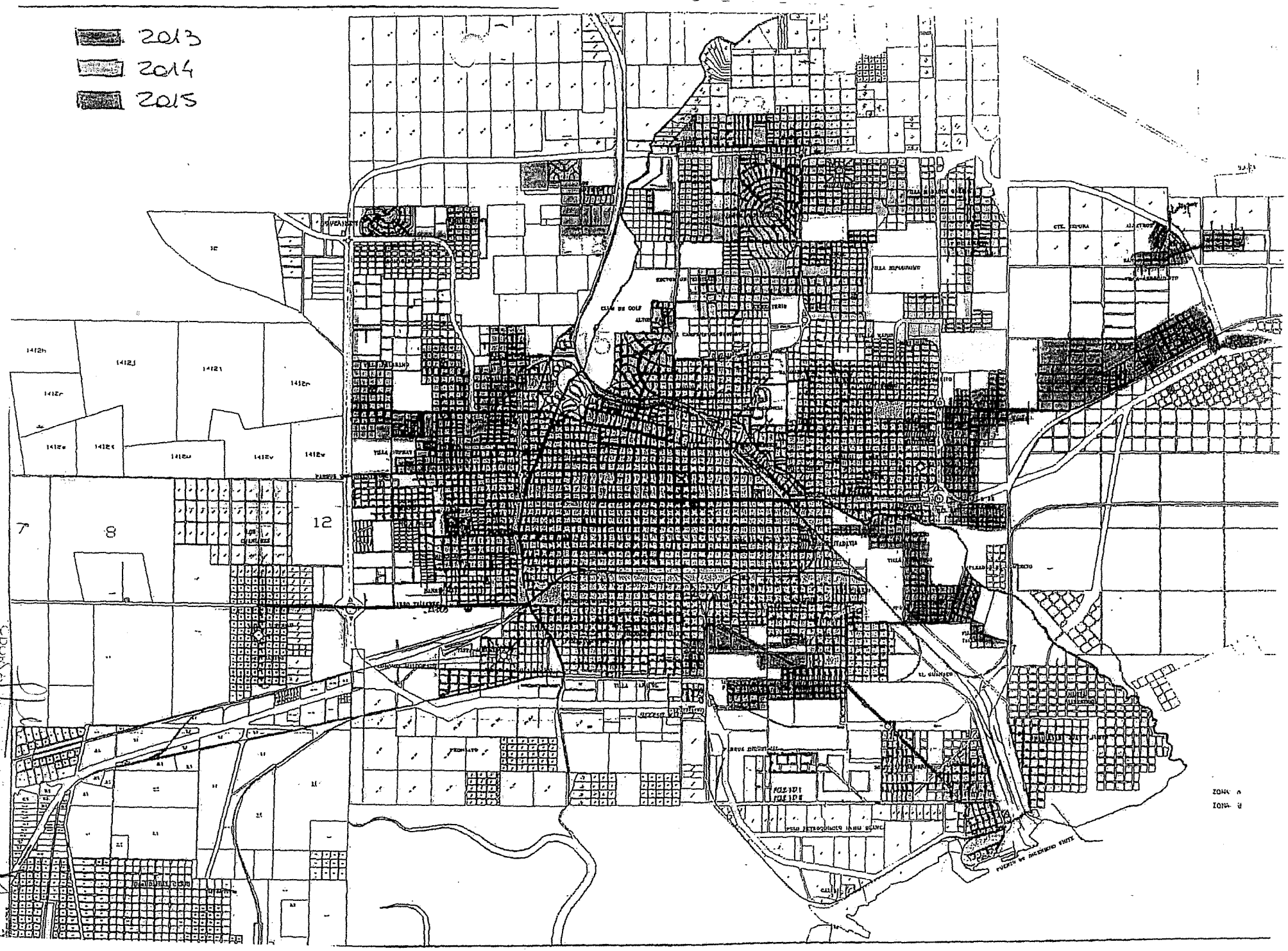
IDADES	MTS A	MTS B	A+B	se camina de B	TOTAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SET	OCT	NOV	DIC
ANCA	824891	497004	1321895	124251	949142												
					0												
	200	2597	2797	2597	2797												
					0												
	4370	16472	20842	16472	20842												
	11700	11568	23268	11568	23268												
RRI	14592	21525	36117	21525	36117												
	36450	10683	47133	10683	47133												
	7475	10760	18235	10760	18235												
ICH	12360	14452	26812	14452	26812												
	19440	28642	48082	14321	33761												
JRO	22033	29438	51471	14719	36752												
	250	3461	3711	3461	3711												
TA	228200	42157	270357	21078	249278												
	56690	14796	71486	7398	64088												
MOSO	47315	84448	131763	21112	68427												
	1285966	788003	2073969	294397	1580363												

					ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SET	OCT	NOV	DIC
	116181			Proyect												
				real												
TOS	313313			proyect												
				raal												

NETES	CANTIDAD		METROS		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SET	OCT	NOV	DIC
ANCA	91768		1580363	proyect												
				real												

CUMPLIMIENTO	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	165%	100%	35%

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACION ANA
CAMUZZI GAS APODERADA



CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

Mantenimiento preventivo Ramales Principales y Líneas de Transmisión (según SCE-MO-404) 2015

TAREAS	CANT	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	Horas Proyectadas	Horas Reales
INSPECCION TRAMPAS DE SCRAPER E INSTALACIONES DE SUPERFICIE (Proyectado)	0														
INSPECCION TRAMPAS DE SCRAPER E INSTALACIONES DE SUPERFICIE (Cumplido)															
RECORRIDO DE INSPECCION EN LINEAS DE TRANSMISION CLASE 1 Y 2 (Proyectado)	308961,2														
RECORRIDO DE INSPECCION EN LINEAS DE TRANSMISION CLASE 1 Y 2 (Cumplido)					F F F	T T T T	T T T T T T								
RECORRIDO DE INSPECCION EN LINEAS DE TRANSMISION CLASE 3 (Proyectado)	4352														
RECORRIDO DE INSPECCION EN LINEAS DE TRANSMISION CLASE 3 (Cumplido)				F						F					
DETECCION DE FUGAS EN LINEAS DE TRANSMISION CLASE 1 Y 2 (Proyectado)	308961,2														
DETECCION DE FUGAS EN LINEAS DE TRANSMISION CLASE 1 Y 2 (Cumplido)					F F F	T T T T	T T T T T T								
DETECCION DE FUGAS EN LINEAS DE TRANSMISION CLASE 3 (Proyectado)	4352														
DETECCION DE FUGAS EN LINEAS DE TRANSMISION CLASE 3 (Cumplido)				F						F					
DETECCION DE FUGAS EN LINEAS DE DISTRIBUCION (GTOS) (Proyectado)	9272														
DETECCION DE FUGAS EN LINEAS DE DISTRIBUCION (GTOS) (Cumplido)				F F F F											
INSPECCIÓN DE TRAMOS AEREOS (Proyectado)	1842														
INSPECCIÓN DE TRAMOS AEREOS (Cumplido)				F			F								
INSPECCION DE CRUCES ESPECIALES CLASES 1 Y 2 (Proyectado)	52														
INSPECCION DE CRUCES ESPECIALES CLASES 1 Y 2 (Cumplido)			F					F			F				
INSPECCION DE CRUCES ESPECIALES CLASES 3 Y 4 (Proyectado)	2														
INSPECCION DE CRUCES ESPECIALES CLASES 3 Y 4 Cumplido)			F				F		F			F			
DETECCION DE FUGAS EN CRUCES ESPECIALES CLASE 1 Y 2 (Proyectado)	52														
DETECCION DE FUGAS EN CRUCES ESPECIALES CLASE 1 Y 2 (Cumplido)			F					F			F				
DETECCION DE FUGAS EN CRUCES ESPECIALES CLASE 3 Y 4 (Proyectado)	2														
DETECCION DE FUGAS EN CRUCES ESPECIALES CLASE 3 Y 4 (Cumplido)			F				F		F			F			
DETECCION DE FUGAS EN CRUCES ESPECIALES L. DIS (GTOS) (Proyectado)	5														
DETECCION DE FUGAS EN CRUCES ESPECIALES L. DIS (GTOS) (Cumplido)			F												
CONTROL, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE VALVULAS DE BLOQUEO (Proyectado)	74														
CONTROL, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE VALVULAS DE BLOQUEO (Cumplido)			F F						F F						
INSPECCION VALVULAS DE BLOQUEO CLASE 1, 2 y LD (GTOS) (Proyectado)	155														
INSPECCION VALVULAS DE BLOQUEO CLASE 1, 2 y LD (GTOS)(Cumplido)							F F F						F F F		
INSPECCION VALVULAS DE BLOQUEO CLASE 3 (Proyectado)	5														
INSPECCION VALVULAS DE BLOQUEO CLASE 3 (Cumplido)							F						F		
DETECCION DE FUGAS EN VALVULAS DE BLOQUEO CLASE 1 Y 2 (Proyectado)	155														
DETECCION DE FUGAS EN VALVULAS DE BLOQUEO CLASE 1 Y 2 (Cumplido)							F F F						F F F		
DETECCION DE FUGAS EN VALVULAS DE BLOQUEO CLASE 3 (Proyectado)	5														
DETECCION DE FUGAS EN VALVULAS DE BLOQUEO CLASE 3 (Cumplido)							F						F		
Recorrida de tramos gasoducto 10" YPF Pto Rosales-Sector Autódromo- Frecuencia trimestral metros	1500														
		F			F			F			F				
Recorrida de tramos gasoducto Villarino Patagones - ANALISI DE RIESGO- TIPO CLASE 4 - Frecuencia trimestral metros	1500														
		F			F			F			F				
Recorrida gasoducto 12" alimentación a ERP Reg V cpo -obras posteradas- frecuencia quincenal	4352														
		F F	F F	F F	F F	F F	F F	F F	F F	F F	F F	F F	F F	F	F
Recorrida gasoducto 12" alimentación a PDB- frecuencia quincenal.-	14926														
		F F	F F	F F	F F	F F	F F	F F	F F	F F	F F	F F	F F	F	F

Referencias:

- *Tarea programada con mano de obra propia*
- *Tarea programada con mano de obra contratada*
- *Tarea FINALIZADA con mano de obra propia* — F
- *Tarea TERMINADA con mano de obra contratada* — T

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
CAMUZZI GAS

JULIANA REGGI
APODERADA

Protección anticorrosiva Red 2015

TAREAS	CANT	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	Horas Proyectado	Horas Reales
'ENCIALES Y MANTENIMIENTO TR y Paneles royectado)	67														
'ENCIALES Y MANTENIMIENTOTR y Paneles umplido)		F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
ANT.ORDINARIO MENOR (Proyectado)	a demanda														
ANT.ORDINARIO MENOR (Cumplido)		F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
'ENC. PUNTOS REPRESENTATIVOS do)	230														
'ENC. PUNTOS REPRESENTATIVOS (Cumplido)			F	F	F		F		F		F		F		
I DE POTENCIALES EN PUNTOS SINGULARES do)	47														
I DE POTENCIALES EN PUNTOS SINGULARES)			F			F			F				F		
IACION DE AREA DE COBERTURA DE ADORES (Proyectado)	67														
IACION DE AREA DE COBERTURA DE ADORES (Cumplido)		F	F	F		F									
I DE POTENCIALES ON/OFF (Proyectado)	1231														
I DE POTENCIALES ON/OFF (Cumplido)									F F F F			F F			
CANICO EN GABINETES DE TR. (Proyectado)	CONTRATADO														
CANICO EN GABINETES DE TR. (Cumplido)															
IIENTO CMP (Proyectado)	CONTRATADO														
IIENTO CMP (Cumplido)															
IIENTO. DE DISPERSOR (Proyectado)	0														
IIENTO DE DISPERSOR (Cumplido)															
). DEL REF SIST. P.C. (Proyectado)	10														
). DEL REF SIST. P.C. (Proyectado)		F	F	F F		F									
I PUESTA A TIERRA Y AISLACIONES do)	Con aisl ram y gto														
) PUESTA A TIERRA Y AISLACIONES)															
IACION DE CURVAS DE INYECCION do)	APC														
IACION DE CURVAS DE INYECCION															
OTENCIALES ON - OFF- NATURAL do)	C 5 AÑOS														
POTENCIALES ON - OFF - NATURAL(Cumplido)															
DE POTENCIAL Y MANTENIMIENTO DE (Proyectado)	47														
DE POTENCIAL Y MANTENIMIENTO DE (Cumplido)			F			F			F			F			
CUMPLIMIENTO		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		

CAMUZZI GAS
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN
DIRECTOR

JULIANA REGGI
APODERADA

Protección anticorrosiva Ramal y Gasoducto 2015

TAREAS	CANTIDAD	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	Horas Proyectada	Horas Reales
OMA POTENCIALES Y MANTENIMIENTO TR y Paneles olares (Proyectado)	18														
OMA POTENCIALES Y MANTENIMIENTOTR y Paneles olares(Cumplido)		F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
OMA POTENC. PUNTOS REPRESENTATIVOS Proyectado)	50														
OMA POTENC. PUNTOS REPRESENTATIVOS (Cumplido)		F			F		F		F		F		F		
EDICION DE POTENCIALES EN PUNTOS SINGULARES Proyectado)	81														
EDICION DE POTENCIALES EN PUNTOS SINGULARES Cumplido)		F				F			F			F			
ETERMINACION DE AREA DE COBERTURA DE ECTIFICADORES (Proyectado)	14														
ETERMINACION DE AREA DE COBERTURA DE ECTIFICADORES (Cumplido)		F	F	F		F									
EDICION DE POTENCIALES ON/OFF GTO (Proyectado)	367 Contrato 136 MOP														
EDICION DE POTENCIALES ON/OFF GTO (Cumplido)						F	F	F	F	F	F	F	F		
EDICION DE POTENCIALES ON/OFF RAMAL Proyectado)	424														
EDICION DE POTENCIALES ON/OFF RAMAL (Cumplido)								F	F						
IANTENIMIENTO DE MOJON CON CMP (Proyectado)	CONTRATADO														
IANTENIMIENTO DE MOJON CON CMP (Cumplido)															
IANTENIMIENTO DE DISPERSOR (Proyectado)	0														
IANTENIMIENTO DE DISPERSOR (Cumplido)															
RO. DEL REFUERZO DEL SIST. P.C. (Proyectado)	5														
RO. DEL REFUERZO DEL SIST. P.C. (Cumplido)		F	F	F		F									
EDICION PUESTA A TIERRA Y AISLACIONES EN ERP Proyectado)	166Aisl. - 42PT														
EDICION PUESTA A TIERRA Y AISLACIONES EN ERP Cumplido)		F F F F													
EDICION AISLACIONES EN INDUSTRIAS (Proyectado)	45														
EDICION AISLACIONES EN INDUSTRIAS (Cumplido)			F F F F												
ETERMINACION DE CURVAS DE INYECCION Proyectado)	APC														
ETERMINACION DE CURVAS DE INYECCION (Cumplido)															
OMA DE POTENCIALES ON - OFF- NATURAL Proyectado)	5 Años														
OMA DE POTENCIALES ON - OFF - NATURAL(Cumplido)															
ONTROL DE POTENCIAL Y MANTENIMIENTO DE NODOS (Proyectado)	81														
ONTROL DE POTENCIAL Y MANTENIMIENTO DE NODOS (Cumplido)			F			F			F			F			
CUMPLIMIENTO		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	120%	100%	100%		

CDOR. ALBERTO SANDRI
GERENTE DE ADMINISTRACION

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 6.2

Inversiones 2017 – 2021

El presente programa contempla la realización de las obras necesarias para atender el crecimiento de la demanda de usuarios residenciales hasta el año 2021 en el área de distribución de la Compañía.

Dichas obras fueron diseñadas de forma tal de asegurar el servicio de distribución de gas natural a los nuevos usuarios y a los existentes. Para ello, se efectuaron simulaciones de los sistemas de transporte y distribución existentes operados por esta Distribuidora.

A tal efecto la Compañía dispone de los siguientes softwares de cálculo:

- Synergee Gas (estado estacionario)

Aplica en aquellos sistemas para los cuales el line pack no es factor determinante en el resultado

- Stoner Pipeline Simulator (estado dinámico)

Aplica en aquellos sistemas para los cuales el line pack sí es factor determinante en el resultado

Por lo expresado, las redes de distribución fueron analizadas con el programa Sinergee, mientras que los ramales y gasoductos, dependiendo de su longitud, diámetro y presión fueron analizados con uno u otro programa según corresponda.

En líneas generales, se estudió el comportamiento de cada sistema, definiendo las obras necesarias para satisfacer el incremento de la demanda manteniendo condiciones aceptables de operación de los mismos. La demanda incremental fue distribuida teniendo en cuenta pedidos de factibilidad existentes y parámetros de crecimiento histórico de cada sistema.

Teniendo en cuenta posibles variaciones entre lo previsto y el posterior crecimiento real de la demanda, se ha considerado necesario incluir una previsión de refuerzos para atender estos posibles desvíos.

Por otra parte, cabe aclarar que no fueron tenidas en cuenta las obras de extensión que son necesarias para abastecer potenciales futuros usuarios que se encuentran fuera del tendido de cañerías existente.

Renovación de gasoductos y de redes de distribución

En este ítem se incluye la renovación de tramos de cañerías que requieren ser reubicadas debido a que el entorno actual ha sido modificado por cuestiones ambientales o de crecimiento habitacional.

Ejemplo de ello son:

- La obra de de renovación de un tramo de gasoducto en correspondencia con el cruce de un canal, que dado el incremento inusual de lluvias se ha visto afectado el terreno, dejando la cañería con tapada reducida y consiguiente exposición a daños por terceros.

- La traza fue invadida por construcciones particulares, lo cual, dificulta la ejecución de las tareas de mantenimiento del ducto.

JULIANA REGGI
APODERADA

En todos los casos la tapada mínima de las nuevas cañerías a instalar será de 0,80 m.

El revestimiento anticorrosivo a emplear en todos los casos será Polietileno Extruido, Sistema Tricapa, Subgrupo G4, según NAG-108/2009.

Todos los trabajos seguirán lo dispuesto en la Especificación Técnica SCE-IN-501-0001 "Requisitos técnicos para la construcción e instalación de cañerías de gasoductos y ramales". Respecto a las redes de distribución será de aplicación la Especificación Técnica SCE- IN- 501 –0002.

Las operaciones de perforación / obturación de cañerías con presión serán efectuadas por operadores de la Distribuidora, teniendo en cuenta los lineamientos del Instructivo de Trabajo I OR-022 "Perforación de Ramales y Gasoductos Bajo Presión".

También se incluye en este ítem la renovación de redes antiguas por las siguientes causas principales:

- el mal estado general del revestimiento de la cañería;
- la importante inyección de corriente necesaria para mantener el nivel de potenciales de protección catódica dentro de lo especificado en el marco normativo
- la dificultad que representa que en la mayoría de los casos se encuentren ubicadas bajo pavimento complicando la ejecución de las tareas de mantenimiento

Como parte de la obra se prevé la renovación de los servicios existentes de acero, que se reemplazarán por servicios integrales de PE.

Protección Catódica

El presente plan contempla la realización de las obras necesarias para mantener las cañerías de acero con niveles de protección catódica adecuados. Dichas obras fueron seleccionadas a partir de la información recabada en campo en oportunidad de realizar las rutinas de relevamiento.

Es importante destacar que el objetivo es mantener el cumplimiento de los parámetros de protección catódica establecidos en la norma de aplicación y en el estándar de calidad del servicio técnico establecido mediante la resolución de ENARGAS N° 1192/99, dando confiabilidad y seguridad al sistema.

En atención a los criterios mencionados se propone lo siguiente:

- Instalar nuevos equipos de corriente impresa y dispersores en aquellas cañerías donde los existentes se encuentran trabajando al límite de su capacidad.
- Reemplazar equipos y dispersores existentes que han llegado al final de su vida útil.
- Reemplazar los equipos existentes de vieja tecnología que no son adecuados para realizar las inspecciones indirectas (CIS, DCVG, etc.)

Los dispersores profundos estarán compuestos por 20 ánodos de grafito en lecho de coque de petróleo calcinado. La perforación tendrá 100 metros de profundidad de los cuales los primeros 20 metros irán encamisados y cementados para evitar la contaminación de los acuíferos inferiores.

JULIANA REGGI
APODERADA

Los dispersores superficiales serán continuos y estarán compuestos por 20 ánodos de hierro silicio en lecho de coque de petrolero calcinado. Se instalarán cables colectores cada 3 ánodos. Dichos cables colectores irán hasta una caja de conexión de paso y luego al equipo rectificador. Dispondrá de un tubo continuo para humectación.

Los equipos rectificadores incluirán un sistema de ciclado ON-OFF programable y con sincronización satelital. Serán automáticos por corriente o potencial constante. El sistema de control será redundante, de esta forma si el sistema de control electrónico sale de servicio por alguna causa, el equipo puede controlarse manualmente.

Instalación de válvulas de línea

Se incluyen en este ítem la instalación de válvulas de bloqueo de línea adicionales a las existentes en aquellos casos donde, por cuestiones operativas o normativas, se considera necesaria su inclusión.

Las válvulas de bloqueo de línea permiten una mejor operación del sistema ante una contingencia o rotura o tareas de mantenimiento, aislando el tramo dañado en pos de sostener el suministro a la mayor cantidad de usuarios posibles, según sea la envergadura del hecho.

Dado que las cañerías se encuentran en operación en la mayoría de los casos, la obra incluye la ejecución de trabajos de obturación y la instalación de by pass provisorio y de un prefabricado con la válvula de bloque y sus venteos.

Los trabajos incluyen las pruebas hidráulicas y neumáticas tanto del prefabricado como de cada válvula a instalar, construcción de bases, cercos olímpicos o cámaras, ensayos no destructivos y pintura final en obra con recomposición del terreno a su condición original.

Instalación de Puentes de Medición

El objetivo del programa es garantizar la medición de caudales, presiones y temperaturas necesarios para la correcta operación de los sistemas y la realización de los balances de gasoductos, mediante la construcción de nuevos puentes de medición y la adecuación ó reemplazo de partes de puentes existentes y equipos auxiliares.

El sistema estará conformado por un sistema de filtrado que retendrá el 100% de las partículas sólidas cuyo tamaño sea igual o mayor a 5 µ.

El puente de medición estará integrado por un tramo de medición AGA7 con by pass y una unidad correctora de volumen.

Instalación de Odorizadores

El objetivo de la presente obra es odorizar el gas en aquellos gasoductos que presentan un crecimiento habitacional en sus inmediaciones.

Para dar solución al asunto se instalará un equipo de odorización automático, proporcional al caudal.

Para la selección del lugar de emplazamiento del sistema de odorización se tuvo en cuenta la disponibilidad de un camino de acceso apropiado.

JULIANA REGGI
APODERADA

Las obras comprenden la instalación del equipo odorizador automático por inyección proporcional al caudal, compuesto por dos bombas y un tanque principal de almacenamiento de odorante, montado sobre un Skid.

Además, se instalará un tanque de reserva con el objeto de que la reposición de odorante se efectúe la menor cantidad de veces posible por año. El conjunto se ubicará dentro de una cabina metálica.

Debajo del tanque de reserva y del tanque principal se instalarán sendas bateas que tienen por objeto contener cualquier derrame de odorante que pueda ocurrir.

Asimismo, se instalará una línea de gas de alimentación al equipo de odorización y una línea de inyección de odorante desde el mismo hasta el gasoducto.

Para obtener la señal de caudal se instalará un medidor de caudal.

Telemedición

Las obras tienen por finalidad aumentar la confiabilidad en la operación del sistema de transporte y distribución de gas, mediante la instalación de equipos de telemedición de variables operativas.

Las variaciones de consumo que ocurren en las localidades abastecidas por esta Distribuidora, como resultados de los picos y valles de demanda, sumado a las distancias existentes entre las mismas y las bases de operación y mantenimiento, hacen necesario disponer de un sistema de monitoreo de las variables de medición y otras variables operativas que permitan identificar en forma temprana la ocurrencia de algún evento que pudiera afectar al sistema y por ende a los usuarios.

Plantas Reguladoras

El presente programa contempla la realización de las obras necesarias para asegurar la confiabilidad de las plantas reguladoras de presión.

La situación actual, por aumento de caudal requerido en cada localidad, es que parte del parque de válvulas reguladoras y de seguridad se encuentran operando al límite de su capacidad.

Como consecuencia de ello la velocidad del gas en dichos equipos es elevada. Este hecho provoca que se esté alcanzando el régimen crítico de funcionamiento, en el cual, las partes blandas se deterioran por erosión, provocando un fallo.

Complementariamente, en esa condición de trabajo la caída de presión provocada es mayor y el nivel de ruido alto.

Como solución se propone cambiar las ramas de regulación, las válvulas reguladoras y las válvulas de seguridad por otras de mayor capacidad y mejor tecnología.

Asimismo, se prevé también el cambio de aquellas válvulas que por su antigüedad los repuestos se han dejado de fabricar.

Por último, se incluye la construcción de nuevas de plantas reguladoras cuando, además de lo mencionado anteriormente, las cañerías de acometida y descarga de la ERP, los colectores y ramales de regulación y equipos auxiliares presentan un caudal insuficiente frente al requerido.

JULIANA REGGI
APODERADA

Proyectos contemplados en la RTI, 2017-2021

N° de Proyecto	Denominación del Proyecto	Monto (en millones de $)	Localización	Usuarios actuales	Usuarios que permite agregar la obra
47	Adecuación de sistema de Protección Catodica	146	Varias	-	-
48	Previsión Adecuación Protección Catodica	7	Varias	-	-
50	Instalación de odorizadores	47	Varias	-	-
42	Renovación de redes antiguas y servicios	60	Varias	-	-
43	Renovación de redes por ubicación y/o tapada inadecuada	22	Varias	-	-
44	Renovación de gasoductos y ramales	169	Varias	-	-
45	Previsión renovación de redes, ramales y gasoductos	13	Varias	-	-
52	Adecuación Gasoducto Fueguino	75	Varias	-	-
53	Adecuación red incendio PIPA Bariloche y renovación compresores GLP	18	Bariloche	-	-
54	Plantas Reguladoras	317	Varias	-	-
55	Previsión plantas reguladoras	16	Varias	-	-
46	Instalación de válvulas en ramales	8	Puerto Madryn	-	-

JULIANA REGGI
APODERADA

49	Instalación de puentes de medición	37	Varias	-	-
51	Telemedición	14	Varias	-	-
56	Adquisición de vehículos para renovación y acondicionamiento de flota operativa.	61	Centros Operativos de Camuzzi Gas del Sur	-	-
59	Maquinarias, Herramientas Mayores e Instrumentos.	24	Centros Operativos de Camuzzi Gas del Sur	-	-
57	Medidores de gas y unidades correctoras.	126	Centros Operativos de Camuzzi Gas del Sur	-	-
58	Muebles y equipamientos para oficinas, depósitos y talleres.	4	Centros Operativos de Camuzzi Gas del Sur	-	-
60	Obras edilicias en oficinas, depósitos y talleres.	15	Centros Operativos de Camuzzi Gas del Sur	-	-
61	Gestión operativa	23	Toda la sociedad	-	-
62	Actualización tecnológica - etapa 1	5	Toda la sociedad	-	-
63	Plataforma CRM	4	Toda la sociedad	-	-
64	Sucursal Digital	1	Toda la sociedad	-	-
65	Solución de Printing	4	Toda la sociedad	-	-
66	Ingeniería Sistema de Facturación	112	Toda la sociedad	-	-

JULIANA REGGI
APODERADA

67	Telemedición a Industrias	11	Toda la sociedad	-	-
68	Nueva Telemedición - FIX	1	Toda la sociedad	-	-
69	Plataforma Telecontrol	9	Toda la sociedad	-	-
70	Business Intelligence	11	Toda la sociedad	-	-
71	Actualización tecnológica - etapa 2	5	Toda la sociedad	-	-
72	Ingeniería Sistema de Facturación - etapa 2	34	Toda la sociedad	-	-
73	Sistema de Seguridad Informatica	15	Toda la sociedad	-	-
1	Refuerzo San Antonio Oeste y Las Grutas	113	San Antonio Oeste	11.037	2.341
2	Refuerzo Sistema Catriel - 25 de Mayo	104	Catriel	8.978	1.471
74	Compra Terreno Compresora Río Senguer	3	Río Senguer		
3	Refuerzo Sistema Neuquino	160	Varias	186.449	31.084
7	Refuerzo Red Las Grutas	3	Las Grutas	4.967	1.053
5	Refuezo red Carmen de Patagones	20	Carmen de Patagones	8.401	1.625
6	Refuerzo Red San Antonio Oeste	9	San Antonio Oeste	6.070	1.288

JULIANA REGGI
APODERADA

8	Refuerzo Red Neuquen	86	Neuquen	95.082	16.815
9	Refuerzo red Gral. Roca	31	Gral. Roca	34.071	6.224
4	Expansión Sistema Fueguino	479	Varias	46.907	11.806
11	Expansión Sistema Conesa - Viedma	288	Viedma	34.015	6.072
10	Expansión Sistema Zapala	329	Zapala	26.279	3.587
12	Refuerzo Red Viedma	4	Viedma	23.183	3.813
13	Refuerzo red Bariloche	7	Bariloche	42.750	8.452
14	Refuerzo red San Martin de los Andes	6	San Martín de los Andes	11.982	2.186
15	Refuerzo red Junin de los Andes	6	Junin de los Andes	4.187	774
16	Refuerzo red Catriel	5	Catriel	6.135	994
17	Refuerzo red Esquel	4	Esquel	12.236	1.582
18	Refuerzo Red Cipolletti	2	Cipolletti	27.916	3.959
19	Refuerzo red Río Grande	28	Río Grande	24.711	7.039
21	Refuerzo red Comodoro Rivadavia	21	Comodoro Riv.	56.561	6.455
22	Refuerzo Red Río Gallegos	45	Río Gallegos	35.186	6.142
23	Refuerzo red Ushuaia	20	Ushuaia	20.536	4.639

JULIANA REGGI
APODERADA

24	Refuerzo red Villa Regina	11	Villa Regina	11.792	1.629
25	Refuerzo red Puerto Madryn	9	Puerto Madryn	28.468	4.475
26	Refuerzo red Chos Malal	8	Chos Malal	4.253	553
27	Refuerzo red Centenario	8	Centenario	11.377	2.296
28	Refuerzo red Senillosa	5	Senillosa	2.335	572
29	Refuerzo Red Lamarque	5	Lamarque	2.294	525
30	Refuerzo Red Fernandez Oro	2	Fernandez Oro	2.973	1.437
32	Refuerzo Ramal de alimentación a Rawson	16	Rawson	13.295	2.023
33	Refuerzo Red Sarmiento	8	Sarmiento	4.369	732
34	Refuerzo Ramal de alimentación a Choele Choel	31	Choele Choel	9.101	1.931
36	Refuerzo Red Pto. Santa Cruz	6	Puerto Santa Cruz	2.038	580
37	Refuerzo red Rio Colorado	6	Río Colorado	6.299	959
38	Refuerzo Red Zapala	4	Zapala	11.696	1.636
39	Refuerzo red Cutral Co	27	Cutral Co	12.298	1.564
40	Refuerzo red Villalonga	2	Villalonga	1.481	178
35	Refuerzo Gasoducto de alimentación a San Julian	30	San Julian	4.424	954

JULIANA REGGI
APODERADA

20	Refuerzo Gasoducto de alimentación a Río Gallegos	169	Río Gallegos	35.186	6.142
31	Refuerzo Gasoducto de alimentación a Santa Cruz	69	Santa Cruz	2.038	580
41	Previsión refuerzo redes, ramales y gasoductos	109	Varias		

Otras Inversiones

Se detalla a continuación los montos proyectados para el quinquenio 2017-2021 para Otras Inversiones:

	Millones de $					
	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	TOTAL
1 Vehículos para renovación y acondicionamiento de flota operativa	19	13	11	8	10	61
2 Maquinarias, Herramientas Mayores e Instrumentos	5	5	5	5	4	24
3 Medidores de Gas y Unidades Correctoras	17	23	26	27	33	126
4 Muebles y Equipamientos para oficinas, depósitos y talleres	1	1	1	1	1	4
5 Obras Edilicias en oficinas, depósitos y talleres	4	2	3	2	4	15
6 Informática y Sistemas	8	39	55	71	61	234
TOTAL OTRAS INVERSIONES	**54**	**83**	**100**	**114**	**113**	**464**

Vehículos para renovación y acondicionamiento de flota operativa

Camuzzi Gas del Sur tiene una flota de **262** vehículos de los cuales 235 están en condiciones de uso operativo actualmente. En promedio cada vehículo recorre 20.000 Kms por año. Se prevé para el plan quinquenal la renovación de **163** vehículos de la flota operativa por antigüedad y desgaste de la misma. Asimismo se proyectó ampliar la flota existente en **37** vehículos para mejorar y optimizar la atención operativa actual.

Maquinarias, Herramientas Mayores e Instrumentos

Renovación de equipamiento e instrumental específico de la industria, necesarios para las tareas operativas de prevención y mantenimiento como así también monitorear variables esenciales para la seguridad en general:

- Detectores de tres gases
- Equipos detectores de fugas

JULIANA REGGI
APODERADA

- Detectores de fallas de revestimiento
- Medidor de punto de rocío
- Explosímetros doble escala
- Generadores 8 KVA motor 4 tiempos
- Motosoldadoras
- Muestreadores Dynapak
- Odorímetros
- Odorómetros para TBM
- Unidades de control de electrofusión
- Prensas hidráulicas
- Zorras hidráulicas
- Máquinas de perforación

Medidores de Gas y Unidades Correctoras

Se prevé la adquisición durante el quinquenio 2017-2021 de 126.537 medidores G4 para consumo Residencial domiciliario, con el fin de abastecer la demanda de nuevos usuarios que se conectan a la red y reemplazar aquellos medidores que no se encuentren en buen estado. Asimismo se proyectó la adquisición de 9.371 medidores para uso Comercial e Industrial (G6-G10-G16-G25-Medidores Rotativos y Turbinas) y 149 Unidades Correctoras y Accesorios para Grandes Consumos.

Se detalla a continuación las cantidades proyectadas para cada año:

JULIANA REGGI
APODERADA

		AÑO					
Unidad de Negocio	Modelo	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
Neuquén	G4	9,202	9,893	12,477	13,206	13,459	58,237
	G6,G10,G16,G25,Totativos y Turbinas	456	475	491	515	541	2,478
	Unidades Correctoras	13	11	11	11	12	58
Comodoro Rivadavia	G4	4,334	4,459	5,292	5,402	5,538	25,025
	G6,G10,G16,G25,Totativos y Turbinas	614	626	634	642	653	3,170
	Unidades Correctoras	16	9	8	9	6	48
Bariloche	G4	3,071	3,745	4,881	5,111	5,211	22,019
	G6,G10,G16,G25,Totativos y Turbinas	287	357	415	410	415	1,884
	Unidades Correctoras	3	1	5	4	5	18
Río Gallegos	G4	1,776	1,882	2,340	2,340	2,390	10,728
	G6,G10,G16,G25,Totativos y Turbinas	197	197	207	212	213	1,026
	Unidades Correctoras	0	0	0	0	0	0
Río Grande	G4	2,087	2,132	1,983	2,133	2,193	10,528
	G6,G10,G16,G25,Totativos y Turbinas	153	152	161	173	174	813
	Unidades Correctoras	5	5	5	5	5	25
TOTAL	G4	20,470	22,111	26,973	28,192	28,791	126,537
	G6,G10,G16,G25,Rotativos y Turbinas	1,707	1,807	1,908	1,952	1,996	9,371
	Unidades Correctoras y Accesorios	37	26	29	29	28	149

Muebles y Equipamientos para oficinas, depósitos y talleres

Provisión de escritorios, sillas, armarios, estanterías, equipos de calefacción y refrigeración,etc., con el fin de equipar adecuadamente los inmuebles donde trabaja el personal de la Distribuidora y se realizan las tareas de atención al público.

Obras Edilicias en oficinas, depósitos y talleres

Se prevé un plan de Obras Edilicias necesarias para reacondicionamiento, ampliación y mejora de oficinas de atención al público, depósitos y talleres en los centros operativos y plantas de la Distribuidora, para una mejor funcionalidad de los inmuebles. Cabe destacar que, por no disponer de los recursos necesarios, producto de la falta de actualización de los Cuadros Tarifarios, estas mejoras edilicias fueron relegadas durante los últimos años.

Informática y Sistemas

Se detalla a continuación los proyectos que integran el Plan de Inversiones en Informática y Sistemas para el quinquenio 2017-2021:

JULIANA REGGI
APODERADA

PROYECTO	DESCRIPCIÓN
Gestión operativa	Gestión operativa (hardware y software): actividad por la cual se reponen los equipos informáticos y de telemedición, ante averías irreparables u obsolescencia tecnológico. Asimismo se licencian el software necesarios para operar dichos equipos.
Actualización tecnológica - etapa 1	Actualización tecnológica - etapa 1: consiste en la adquisición e instalación de servidores, storage y ampliación de los existentes, para atender al crecimiento vegetativo de las bases de datos, así como proveer equipos para instalar los nuevos sistemas que se incorporan a la red de la compañía.
Plataforma CRM	Plataforma CRM: Sistema de Gestión de relaciones con los clientes, que ayude la empresa a gestionar las relaciones con sus clientes de una manera organizada
Sucursal Digital	Sucursal Digital: Publicación mediante un entorno WEB para que el usuario tenga acceso a tu información y realizar trámites.
Solución de Printing	Solución de Printing: Su instalación permitirá desarrollar la impresión de formularios a partir de una plataforma mas performante y flexible, mas allá de la aplicación que requiera dicho formulario
Ingeniería Sistema de Facturación	Ingeniería Sistema de Facturación: Diseño y programación de dicho sistema en una plataforma moderna, flexible y ágil, a efectos de aprovechar los adelantos producidos en sistemas de programación y abandonar la programación en Cobol
Telemedición a Industrias	Telemedición a Industrias: Consiste en la instalación de telemediciones a los clientes mas importantes de la sociedad, permitiendo agilizar los procesos de lectura y facturación de los mismos, así como el control del consumo durante el día.
Nueva Telemedición - FIX	Nueva Telemedición - FIX: Incorporación de nuevos puntos de telemedición a efectos de optimizar la operatoria de control y despacho de gas.
Plataforma Telecontrol	Plataforma Telecontrol: Renovación de la Plataforma de Telecontrol de las mediciones sobre la traza.
Business Intelligence	Business Intelligence: Integración de datos entre las diferentes plataformas y aplicaciones, para brindar información integrada y en tiempo real, para la toma de decisiones.
Actualización tecnológica - etapa 2	Actualización tecnológica - etapa 2: consiste en la adquisición e instalación de servidores, storage y ampliación de los existentes, para atender al crecimiento vegetativo de las bases de datos, así como proveer equipos para instalar los nuevos sistemas que se incorporan a la red de la compañía.
Ingeniería Sistema de Facturación - etapa 2	Ingeniería Sistema de Facturación - etapa 2: Mejora y actualización del nuevo sistema de Facturación y Cobranzas.
Sistema de Seguridad Informatica	Sistema de Seguridad Informática: Adqusición e instalación de una solución que permita administrar y monitorear de forma integrada y anticipada, la Seguridad Informática de la sociedad.

Bonificaciones por Redes Transferidas (Resolución ENRG N° I/910)

Conforme a la resolución mencionada, la Distribuidora estimó el valor de la contraprestación que deberá otorgar a los usuarios por transferencia de redes realizadas por terceros. Dicha contraprestación se estimó como una bonificación de 3400 m3 por usuario (valores actuales Subzona NQN). Dependiendo de la tarifa resultante, dichas bonificaciones ascenderían aproximadamente a $ 240 millones.

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 6.3.a

A continuación, se adjunta el documento: **"Informe de determinación de WACC elaborado por Delta Finanzas".**

JULIANA REGGI
APODERADA

Anexo 6.3a

JULIANA REGGI
APODERADA

δφ
DELTA FINANZAS

Buenos Aires, 10 de noviembre de 2016

Señor
Carlos Moreno
Gerente de Desempeño y Economía
Ente Nacional Regulador del Gas

De nuestra consideración:

De acuerdo con lo establecido en la Resolución ENARGAS N° I/4059 de fecha 13 de octubre de 2016, DELTA Finanzas SA ha llevado adelante un estudio sobre los lineamientos para la determinación del costo de capital de licenciatarias de distribución y transporte de gas natural en Argentina en el marco del procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral.

En función de ello, adjuntamos el Informe Final en el que se describen y detallan la metododogía utilizada y las conclusiones arribadas. El mencionado informe consta de las siguientes secciones:

Síntesis
I. Metodología del Costo de capital a emplear
II. Metodología de estimación del costo de capital propio
III. Rendimiento Libre de Riesgo
IV. Prima de Riesgo-País
V. Prima de riesgo de mercado
VI. Nivel de apalancamiento
VII. Coeficiente Beta (β)
VIII. Costo del Endeudamiento Financiero (k_D)
IX. Conversión de la tasa waccc nominal en dolares a una tasa wacc real en pesos

Sin otro particular, aprovechamos la oportunidad para saludarlo atentamente.

ENARGAS
Actuación
37376 / 16

16 NOV 11 12:51

Federico Molina
Presidente
Delta Finanzas SA

JULIANA REGGI
APODERADA

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

Informe elaborado para ENARGAS por DELTA FINANZAS S.A.

30 de octubre de 2016

ÍNDICE

Síntesis 4

Introducción y Principales Conclusiones 4

Organización del informe 5

I. Metodología del Costo de capital a emplear 6

Introducción 6

Metodologías del costo de capital según tasas de descuento WACC y k_U 6

Moneda de cálculo del costo de capital 9

Propuesta 10

II. Metodología de estimación del costo de capital propio 11

Introducción. El modelo CAPM. 11

Propuestas alternativas al CAPM 12

Preferencias en la utilización de los diferentes modelos 14

Propuesta 15

III. Rendimiento Libre de Riesgo 16

Introducción 16

Duración del título emitido por el Tesoro de USA a utilizar como referencia 16

Utilización de valores actuales versus promedios históricos 18

Propuesta 18

IV. Prima de Riesgo-País 20

Introducción 20

Instrumentos empleados en la medición de la Prima de Riesgo-País 20

Utilización de valores actuales versus promedios históricos 21

Propuesta 22

JULIANA REGGI
APODERADA

V. Prima de riesgo de mercado 23

Promedios históricos versus expectativas futuras 23

Cartera de referencia a utilizar para estimar la PRM 24

Activo libre de riesgo a utilizar para estimar la PRM 25

Promedios aritméticos versus promedios geométricos 25

Período histórico apropiado 27

Observación de practicantes 28

Propuesta 29

VI. Nivel de apalancamiento 30

Propuesta 30

VII. Coeficiente Beta (β) 31

Introducción 31

Relevancia y aplicabilidad de los datos propios de las Licenciatarias 33

Mercados de referencia y datos a utilizar 34

Betas de empresas similares de otros países 35

Ajuste de Betas por diferencias en los sistemas de regulación 35

Propuesta 36

VIII. Costo del Endeudamiento Financiero (k_D) 38

Propuesta 38

IX. Conversión de la tasa wacc nominal en dolares a una tasa wacc real en pesos 39

SÍNTESIS

Introducción y Principales Conclusiones

El presente informe ha sido elaborado a solicitud del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) con el propósito de determinar el costo de capital de las empresas licenciatarias de distribución y transporte de gas natural en Argentina (las "Licenciatarias") a los efectos de su empleo en la Revisión Tarifaria Integral ("RTI"). En función del estudio realizado, se determinó que el nivel de rentabilidad real razonable de las empresas distribuidoras y transportistas de gas en Argentina a octubre de 2016 es de 9,33% y 8,99% respectivamente. Estos valores surgen de considerar parámetros establecidos en base a criterios descriptos en el presente estudio y que pueden resumirse de la siguiente manera:

CÁLCULO DE WACC	DIST	TRANS
β comparable desapalancada	0,40	0,40
Diferencial compensatorio de sistema regulatorio	0,28	0,28
β desapalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,68	0,68
β apalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,83	0,92
Deuda / Capital	0,33	0,54
Tasas libre de riesgo	3,02%	3,02%
Prima de riesgo país Argentina	5,01%	5,01%
Prima de mercado	6,18%	6,18%
Ke	13,14%	13,70%
Kd	9,29%	9,29%
Tasa impositiva marginal	35%	35%
Kd (1-t)	6,04%	6,04%
D/V	25%	35%
WACCC NOMINAL USA	11,36%	11,02%
Prima riesgo de moneda		
Inflación Arg	14,07%	14,07%
Inflación USA	1,86%	1,86%
WACCC NOMINAL ARGENTINA	24,71%	24,33%
WACC REAL ARGENTINA	9,33%	8,99%

JULIANA REGGI
APODERADA

Organización del informe

Conjuntamente con la presente síntesis ejecutiva, este informe consta de diez capítulos:

Capítulo I: Costo de capital a emplear.

Capítulo II: Metodología de estimación del costo de capital propio.

Capítulo III: Rendimiento libre de riesgo.

Capítulo IV: Prima de riesgo país.

Capítulo V: Prima de riesgo de mercado.

Capítulo VI: Nivel de apalancamiento.

Capítulo VII: El coeficiente Beta (β)

Capítulo VIII: Costo del endeudamiento financiero.

Capítulo IX: Conversión del WACC nominal en dólares a WACC real en pesos.

FEDERICO MOLINA
DELTA FINANZAS SA

I. METODOLOGÍA DEL COSTO DE CAPITAL A EMPLEAR

Introducción

La determinación del costo de capital a utilizar en la Revisión Tarifaria Integral presenta dos aspectos salientes que deben ser definidos en primera instancia: (i) la metodología del costo de capital, cuya definición es función de la metodología de revisión tarifaria empleada; y (ii) la moneda del costo de capital.

En este capítulo se presentan las principales características de las metodologías del costo de capital que resultan de mayor relevancia en el caso bajo análisis, analizándose las ventajas y limitaciones de cada una de ellas.

Las mencionadas metodologías son: a) el costo promedio ponderado del capital (WACC); y b) el costo esperado de los activos (k_U). Resulta importante destacar que en el presente trabajo no se analiza la metodología basada en el costo del capital propio o costo del *equity* (k_E) debido a que el esquema de flujos de fondos utilizados por el ENARGAS en la RTI determina los flujos de fondos libres disponibles para remunerar el financiamiento realizado por los accionistas y acreedores de la empresa.

Metodologías del costo de capital según tasas de descuento WACC y k_U

El costo de capital a utilizar debe ser función directa de las características de los flujos de fondos a descontar. En el ámbito de las finanzas se suelen emplear las siguientes variantes de flujos de fondos:

1) Flujo de fondos libres de la empresa: flujo de caja neto disponible para proveedores de financiamiento mediante deuda y capital propio, asumiendo que los aspectos vinculados al endeudamiento financiero no tienen impacto sobre dicho flujo de fondos y considerando el impacto impositivo del endeudamiento financiero dentro de la tasa de descuento.
2) Flujo de fondos libres del capital: flujo de caja neto disponible para proveedores de financiamiento mediante deuda y mediante capital propio, considerando el impacto impositivo del endeudamiento financiero dentro del flujo de fondos.
3) Flujo de fondos libres del accionista: flujo de caja neto disponible para el accionista, es decir, luego de considerar el impacto que tiene en el flujo de fondos los movimientos relacionados con el endeudamiento financiero de la empresa (capital e intereses).

JULIANA REGGI
APODERADA

De acuerdo a lo indicado por el ENARGAS, el flujo de fondos a ser empleado en la determinación tarifaria de las Licenciatarias es el flujo de fondos libres de la empresa ("FFL").

Considerando esta definición, la teoría financiera establece que este FFL puede ser descontado mediante el empleo de dos tasas de descuento diferentes:

- el costo de capital de los activos (denominado k_U)
- el costo promedio ponderado del capital (denominado WACC)

La diferencia principal entre ambas tasas de descuento radica en que el WACC (en inglés, *weighted average cost of capital*) es inferior al k_U, debido a que el WACC ajusta el costo de financiamiento de terceros (k_D) reduciéndolo para reflejar el impacto que los intereses financieros generan sobre la determinación de la base imponible sobre la que se calcula el impuesto a las ganancias que abona la empresa.

Para expresarlo en términos sencillos, si bien las tasas WACC y k_U representan costos promedios ponderados de capital, la tasa WACC ajusta el costo de financiamiento de terceros por la alícuota impositiva, mientras que la tasa k_U no lo refleja y considera el impacto impositivo resultante del financiamiento de terceros en forma separada.

De este modo, ambas tasas de descuento pueden expresarse a través de las siguientes fórmulas:

$$WACC = k_d \times (1-t) \times \frac{D}{D+E} + k_e \times \frac{E}{D+E}$$

$$k_u = k_d \times \frac{D}{D+E} + k_e \times \frac{E}{D+E}$$

donde:

WACC:	Costo promedio ponderado del capital
ku:	Costo de capital de los activos
kd:	Rendimiento esperado del acreedor
ke:	Rendimiento esperado por el accionista
t:	Alícuota de impuesto a las ganancias
D:	Valor de mercado de la deuda de la empresa
E:	Valor de mercado del capital propio de la empresa

F

Si bien desde un punto de vista estrictamente teórico resulta indistinto emplear las metodologías WACC o k_U, desde una perspectiva práctica la metodología basada en la tasa k_U presenta ventajas respecto a la tasa WACC, entre la cuales se pueden mencionar las siguientes:

- La tasa k_U puede ser estimada mediante fórmulas alternativas a la precedente (por ejemplo, mediante la sola utilización del Capital Asset Pricing Model –CAPM-, el cual se discute posteriormente), lo cual simplifica notoriamente su estimación. Esta simplificación no es factible cuando se utiliza la tasa WACC, para cuya estimación es preciso emplear la fórmula precedente. La razón de esta diferencia se debe a que la tasa k_U es independiente de la estructura de financiamiento utilizada, lo cual implica que, aunque la empresa modifique el nivel deuda / capital propio durante el período analizado, en tanto y en cuanto el negocio presente características similares en el tiempo, la tasa k_U permanece constante.
- A diferencia del WACC, la tasa k_U no requiere que se realicen reestimaciones de k_D y k_E a medida que ocurren modificaciones en el nivel deuda / capital propio. Precisamente debido a que la tasa k_U puede ser estimada mediante métodos alternativos, las variaciones de k_D y k_E vinculadas a cambios en la estructura de capital, no afectan la estimación de la tasa k_U.
- Bajo la metodología k_U resulta posible estimar el impacto impositivo de manera explícita y aislada mientras que, contrariamente a ello, en la metodología WACC se asume un determinado esquema impositivo en el que la disminución del monto a abonar en concepto de impuesto a las ganancias por aspectos vinculados al financiamiento de terceros es exactamente igual a la reducción del costo esperado por el acreedor como consecuencia de la aplicación de la alícuota impositiva.

A pesar de las ventajas mencionadas precedentemente, para la estimación del costo de capital de las Licenciatarias se utilizará la tasa WACC ya que ha sido la metodología empleada históricamente por el ENARGAS desde la primera revisión tarifaria ("RQT I").

De este modo, y a partir de la observación de la fórmula previa, surge que las variables que deberán definirse para la estimación del WACC son las siguientes:

- Costo de capital propio (k_E).
- Costo del financiamiento de terceros (k_D).
- Nivel de endeudamiento financiero (definido como D/(D+E)), y consecuentemente, del capital propio.
- Alícuota impositiva.

7

JULIANA REGGI
APODERADA

La experiencia indica que la determinación de algunas de estas variables suele ser más simple que otras, siendo por lo general la estimación del costo del capital propio (k_E) la que genera la mayor cantidad de propuestas y alternativas de cálculo.

En capítulos posteriores del presente informe se describen las propuestas metodológicas a utilizar para estimar cada una de las variables mencionadas.

Moneda de cálculo del costo de capital

En los procesos correspondientes a anteriores revisiones tarifarias, la moneda de cálculo del costo de capital no se encontraba sujeta a análisis ya que la estimación del costo de capital se realizaba en dólares convertibles, es decir, en un contexto en el que se mantenía la convertibilidad 1 a 1 entre el peso argentino y la moneda estadounidense.

Sin embargo, en el escenario macroeconómico argentino actual, este aspecto debe ser analizado ya que lógicamente la moneda del costo de capital debe coincidir con la moneda utilizada por el ENARGAS en las proyecciones de los flujos de fondos de las Licenciatarias.

De acuerdo con lo manifestado por el ENARGAS, en función de las características de las actividades de las Licenciatarias de transporte y distribución de gas natural en Argentina, los flujos de fondos a ser empleados en la Revisión Tarifaria Integral serán proyectados en pesos argentinos, no previéndose incorporar escenarios de estimación de tasas de inflación local en cada uno de los distintos períodos contemplados, lo cual implica que las proyecciones de flujos de fondos se realizarán en pesos constantes (en términos reales), es decir, sin ajustes por inflación.

Dentro de ese marco, aplicando un criterio de consistencia, la moneda a utilizar para estimar el costo de capital debe ser: pesos argentinos constantes.

Considerando el elevado grado de desarrollo que presenta el mercado financiero estadounidense y la consecuente existencia de abundante información y estadísticas históricas que reflejan la evolución de los diferentes parámetros necesarios para realizar una estimación del costo de capital, desde un punto de vista metodológico resulta conveniente estimar, en primer instancia, el costo de capital en dólares nominales y posteriormente utilizar una metodología que permita convertir el costo de capital estimado en dólares estadounidenses nominales en pesos constantes.

7

Propuesta

Se recomienda calcular el costo de capital utilizando la metodología basada en la tasa WACC dado que emplear una metodología basada en la tasa k_U implicaría definir criterios adicionales a los empleados hasta el presente, y en un contexto macroeconómico radicalmente diferente al prevaleciente en los anteriores procesos de revisiones tarifarias.

A los efectos de mantener un criterio de consistencia con la moneda a utilizar en la proyección de los flujos de fondos correspondientes a la Revisión Tarifaria Integral ("RTI"), recomendamos estimar el costo de capital en pesos argentinos constantes.

JULIANA PEGGI
APODERADA

II. METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL PROPIO

Introducción. El modelo CAPM.

Dentro de las variables necesarias para la estimación de la tasa WACC, el cálculo del costo del capital propio o rendimiento esperado del accionista (k_E) presenta los mayores desafíos. Entre las diversas alternativas para su estimación, el método de rendimientos esperados más conocido y empleado es: el "Modelo de Valoración de Activos Financieros", más conocido como CAPM, sigla que deriva de su nombre en inglés "Capital Asset Pricing Model".

Este modelo, que se destaca por su simpleza, establece que es factible estimar el rendimiento esperado de un activo como la suma de:

- un término correspondiente al rendimiento que un inversor espera por el simple transcurso del tiempo, es decir, sin asumir riesgo alguno.
- un término atribuible al rendimiento esperado para compensar el riesgo asumido.

El modelo se representa por la siguiente ecuación:

$$k_e = rf + \beta(E(r_m) - rf)$$

donde:

k_e: Rendimiento esperado por el accionista.

rf: Tasa libre de riesgo. Rendimiento esperado por invertir en un activo sin riesgo.

β: Beta. Coeficiente que mide la contribución de riesgo de un activo (es decir, del activo sobre el cual se pretende determinar el costo del capital) al riesgo de un portfolio suficientemente diversificado de activos.

$E(r_m) - rf$: Prima de riesgo de mercado. Rendimiento por sobre la tasa libre de riesgo que espera un inversor por invertir en un portfolio suficientemente diversificado de activos de riesgo.

Este modelo, desarrollado a mitad de los años sesenta por los economistas William Sharpe, John Lintner y Jack Treynor, asume que se satisfacen, entre otros, los siguientes supuestos:

- El inversor es racional y tiene aversión al riesgo, es decir, no acepta riesgo adicional si no es debidamente compensado con un mayor retorno esperado.
- Todos los inversores tienen información perfecta y las mismas expectativas sobre la

J

rentabilidad futura de todos los activos.

- El inversor espera ser solamente recompensado por el riesgo no diversificable.
- El inversor puede tomar dinero prestado a la misma tasa de interés a la que puede prestar, y esa tasa es la tasa libre de riesgo.
- El inversor está satisfecho con invertir su dinero en un número limitado de activos de referencia (bonos del tesoro y cartera de mercado).
- No existen costos de transacción.

Si bien la gran mayoría de los supuestos mencionados no se verifican en la práctica, el modelo sigue siendo ampliamente utilizado, básicamente debido a su simpleza. A pesar de ello, se propusieron una cantidad de modelos alternativos, los cuales pretendieron (a nuestro entender sin demasiado éxito, con excepción del Local CAPM) superar la capacidad del modelo CAPM como estimador de rendimientos esperados. En la sección siguiente se presentan las principales características de dichos modelos alternativos.

Propuestas alternativas al CAPM

A partir del cuestionamiento del grado de razonabilidad de los supuestos mencionados anteriormente, se determinaron propuestas alternativas al CAPM para el cálculo del costo de capital propio, entre las cuales pueden mencionarse las siguientes:

- LOCAL CAPM: basado en el CAPM, propone la incorporación de un tercer término que refleja los riesgos específicos del país en el que la empresa desarrolla sus actividades (aplicable en aquellos casos en que dichas actividades se desarrollan en mercados emergentes). El modelo queda representado de la siguiente manera:

$$k_e = rf + \beta(E(r_m) - rf) + PRP$$

donde:

PRP: Prima de Riesgo País

- GLOBAL CAPM: modelo similar al CAPM, pero que plantea la utilización de una cartera o *portfolio* de referencia que sea representativa de activos de riesgo de mercados mundiales, en lugar de un determinado país como, por ejemplo, Estados Unidos. Si bien desde un punto de

JULIANA REGGI
APODERADA

vista conceptual esta aproximación pareciera razonable, desde un punto de vista práctico su implementación aparece como innecesariamente compleja, siendo consecuentemente su utilización de difícil aplicación.

OTROS MODELOS BASADOS EN EL CAPM:

- JP MORGAN – MODIFIED WORLD CAPM: propone la inclusión de un segundo parámetro de medición de riesgo denominado "Beta ajustado", el cual resulta del cociente de los desvíos de los rendimientos del mercado de un determinado país respecto del rendimiento del mercado mundial. Este coeficiente es incorporado en el término asociado al rendimiento por riesgo, en el que además la prima de riesgo de mercado se presenta neta del riesgo país, como se observa en la fórmula a continuación:

$$k = rf_{world} + PRP + \beta\left(\beta_{adj}(E(r_{m-world}) - rf_{world}) - PRP\right)$$

$$\beta_{adj} = 0{,}64\ x\ \frac{\delta_{pais}}{\delta_{world}}$$

A la fecha, desconocemos la existencia de evidencia empírica que refleje las ventajas de este método por sobre el CAPM o por sobre el Local CAPM.

- GODFREY & ESPINOSA MODEL: presenta ciertas similitudes con el modelo anterior y plantea la incorporación de un "Beta ajustado". Al igual que en el caso anterior, a la fecha desconocemos la existencia de evidencia empírica que refleje las ventajas de este método por sobre el CAPM o por sobre el Local CAPM.

$$k_A = rf_{us} + PRP + \beta_{adj}(E(r_{m-us}) - rf_{us})$$

$$\beta_{adj} = 0{,}60\ x\ \frac{\delta_{pais}}{\delta_{us}}$$

- TEORÍA DE VALORACIÓN POR ARBITRAJE (Arbitrage Pricing Theory – APT –): este modelo asume que la rentabilidad esperada depende de la influencia de variables macroeconómicas a las que denomina factores (como PBI y otros indicadores que miden la evolución de variables que impactan sobre la empresa analizada) y de sucesos específicos de la empresa, a los que

denomina ruido. Nuevamente, si bien desde un punto de vista conceptual podría argumentarse que el planteo de este modelo posee sustento, desde una perspectiva práctica la medición de los factores mencionados resulta compleja y arbitraria, por lo cual habitualmente no se lo utiliza.

$$k = a + b_1\ r_{factor\,1} + b_2\ r_{factor\,2} + \cdots + \ ruido$$

OTROS MODELOS

Adicionalmente a los modelos mencionados, se han construido modelos de estimación de rendimientos esperados alternativos al CAPM, los cuales se caracterizan por presentar esquemas de estimación más complejos, aunque sin presentar ventajas de relevancia respecto del CAPM o del Local CAPM. Simplemente a modo descriptivo mencionamos algunos de dichos modelos:

- MULTIFACTOR CAPM.
- MODELO DE LAS PRIMAS APILABLES.
- DOWN SIDE RISK APPROACH.
- COUNTRY CREDIT RATING BASED MODEL.
- TERM STRUCTURE OF COUNTRY RISK.
- ANALYTICAL HIERARCHICAL PROCESS.

Preferencias en la utilización de los diferentes modelos

Durante el año 2002 Luis Pereiro y María Galli realizaron una encuesta con el propósito de reflejar las preferencias de los principales usuarios por la utilización del CAPM y otros métodos alternativos[1]. Los resultados de la encuesta, que se presentan en la tabla siguiente, permitieron corroborar que la mayoría de los usuarios de estos modelos de estimación del costo de capital, prefieren el modelo CAPM:

[1] Pereiro, Luis & Galli, María. "*La determinación del Costo de Capital en la valuación de Empresas de Capital Cerrado: Una Guía Práctica*".

JULIANA REGGI
APODERADA

	Empresas	Asesores financ. & PEFs	Bancos & Seguros
CAPM	68%	64%	67%
APM	8%	0%	0%
Otro:	24%	9%	17%
Costo de capital definido por accionista	10.5%	-	-
Erb-Harvey-Viskanta model	2.6%	-	-
Apilamiento de tasas	2.6%	9%	-
No especificado	7.9%	-	17%
NA	8%	27%	17%

Fuente: Pereiro, L.; Valuation of Companies in Emerging Markets *A Practical Approach* Wiley, 2002

Como se aprecia en la tabla anterior, la preferencia por el modelo CAPM por sobre otros modelos resulta significativa, a pesar de ello, en la encuesta no se especifica que proporción de los practicantes que prefieren el CAPM utilizan la variante del modelo que adiciona un tercer término (que refleja el "Riesgo País") cuando se lo aplica en economías emergentes (Local CAPM).

Probablemente, si la encuesta hubiese sido realizada haciendo referencia al Local CAPM como alternativa, la mayoría de los encuestados la hubiese seleccionado ya que en la práctica profesional se observa que el criterio más generalmente aceptado es el del modelo CAPM ajustado por una Prima de Riesgo País (en adelante, "PRP"). Cabe señalar además que este modelo ha sido utilizado en revisiones tarifarias anteriores de la industria de gas, como así también en otros sectores económicos regulados de Argentina.

Propuesta

Se recomienda utilizar el modelo CAPM ajustado por Prima de Riesgo País (Local CAPM) para llevar adelante la estimación del costo del capital propio (k_E).

III. RENDIMIENTO LIBRE DE RIESGO

Introducción

La tasa libre de riesgo que se utiliza en el modelo CAPM es aquella que compensa al inversor por el simple transcurso del tiempo, es decir, el rendimiento esperado por un inversor que tiene certeza absoluta respecto del repago de su inversión (probabilidad de recupero igual a 1).

Para estimar esta tasa resulta práctica generalizada utilizar como referencia los rendimientos de los bonos emitidos por el Tesoro de USA, sin embargo, existen diversas opiniones con respecto al título del Tesoro de USA que se debe utilizar para la estimación del rendimiento libre de riesgo. Esas opiniones difieren en función a la definición de dos aspectos principales:

- Duración del título emitido por el Tesoro de USA Unidos a utilizar como referencia.
- Utilización de valores actuales versus promedios históricos.

Duración del título emitido por el Tesoro de USA a utilizar como referencia

Existen diversas opiniones respecto del título a utilizar como referencia para estimar el rendimiento libre de riesgo, lo cual puede observarse en los resultados de la encuesta realizada por Pereiro & Galli:

	US Corp.	Asesores financieros US	Arg Corp.	Asesores financieros ARG	Bancos ARG
T-bill 90 dias	4%	10%	---	9%	---
T-bonds 3-7 años	7%	---	13%	9%	17%
T-bonds 5-10 años	---	10%	5%	---	33%
T-bonds 10 años	33%	---	29%	9%	17%
T-bonds 20 años	4%	---	5%	---	---
T-bonds 10-30 años	33%	30%	5%	9%	17%
T-bonds 30 años	---	40%	13%	27%	17%
10-yr or 90-days; Depende	4%	---	---	9%	---
Otros:	---	---	13%	9%	---
Estimación de casa central	---	---	3%	---	---
Bonos Brady -Firmas Arg.-	---	---	---	---	17%
Según duración del proyecto	---	---	3%	9%	---
No especificado	---	---	3%	---	---
Otros	---	---	5%	---	---
N/A	15%	10%	18%	18%	17%

Fuente: Pereiro, L.; Valuation of Companies in Emerging Markets *A Practical Approach*, Wiley, 2002

JULIANA REGGI
APODERADA

Esta diversidad de opiniones se amplía aún más al analizar estimaciones de costo de capital de compañías reguladas, actividades que generalmente se encuentran encuadradas dentro de una licencia o concesión y, consecuentemente, tienen un plazo de finalización establecido.

En este sentido, FIEL[2] cita estudios elaborados por la National Economics Research Associates[3] y por Macquarie Risk Advisory Services Ltd.[4] y presenta las siguientes alternativas de utilización de tasas:

- empleo de una tasa vinculada con un bono con el mayor plazo de vencimiento posible.
- empleo de una tasa que coincide con el intervalo en que el organismo regulador revisa los precios.
- empleo de tasas cortas (90 días)

Posteriormente, Andrés Azicri[5] también menciona los estudios citados por FIEL y adicionalmente sugiere contrastar dos alternativas:

- considerar como horizonte temporal el vencimiento de la Licencia, y estimar la *modified duration* (ModD) del flujo de fondos remanente de la Licencia para hallar un título de referencia relevante.
- considerar como horizonte temporal la próxima revisión de tarifas, en este caso cinco años, y consecuentemente, buscar instrumentos con una ModD de cinco años para la estimación de la tasa libre de riesgo.

Finalmente, Azicri decide avanzar con la segunda de las alternativas y destaca además que su posición es compartida por el Profesor Colin Mayer[6], experto internacional consultado en esa ocasión por el ENARGAS, quien avala la utilización de un plazo de cinco años para el cálculo de la tasa libre de riesgo.

---

[2] Fiel – Daniel Artana. *Determinantes y propuestas sobre el Costo de Capital – Informe preparado para el proyecto de consultoría para la metodología general correspondiente a la II Revisión Quinquenal de Tarifas de transporte y distribución de gas natural*

[3] National Economics Research Associates. *Critique of the WACC parameters proposed for Transgrid. A report for the ACCC".* Sydney. 1999

[4] Macquarie Risk Advisory Services Ltd. *WACC for Victorian gas distribution access arrangements. July 1998.*

[5] Azicri, Andrés. *Determinación del costo de capital para la industria del gas en la Argentina.*

[6] Mayer, Colin. *A Response to Questions Posed to Professor Colin Mayer about the Cost of Capital Applicable to Utilities in Argentina*

A pesar de lo mencionado, y considerando que el CAPM es un modelo en el cual la tasa libre de riesgo corresponde a un activo totalmente seguro, y dado que todos los títulos de deuda tienen incorporado riesgo por plazo, pareciera razonable utilizar tasas correspondientes a plazos cortos, las cuales serían un mejor reflejo de rendimientos libres de riesgo.

Consideramos que desde una perspectiva teórica y bajo la caracterización de inversor adoptada como supuesto por el modelo CAPM, pareciera razonable evitar cualquier rendimiento adicional por riesgo. Sin embargo, desde el plano práctico y a los fines de tener en cuenta que: a) el tipo de inversor objeto del presente trabajo es de largo plazo, y b) el costo de capital se utilizará para determinar las tarifas del próximo quinquenio (impactando de este modo en los flujos proyectados para los próximos cinco años), entendemos que puede adoptarse una postura intermedia, considerando un título con una duration similar al plazo que resta hasta la finalización de la licencia.

Utilización de valores actuales versus promedios históricos

Definidas las características del título a utilizar, resta analizar cuál será el mejor valor representativo del mismo, es decir, si deben utilizarse los rendimientos actuales (vigentes al momento de realizar la estimación) o un promedio histórico de los mismos. En términos generales, podría argumentarse que el valor más apropiado sería el que coincide con el momento más próximo al inicio del período durante el cual el rendimiento del título libre de riesgo se utilizará, no obstante ello, para evitar la utilización de un valor que pueda resultar afectado por una situación particular del día en que se realiza la estimación, sería recomendable considerar un promedio de los rendimientos correspondientes a los últimos días hábiles de cotización del título, por ejemplo, los rendimientos del último mes previo a la realización de la estimación.

Sin embargo, existe consenso en los mercados financieros acerca del inminente comienzo de un ciclo alcista en las tasas de interés de USA (que tendrá impacto a nivel mundial) hacia fines del corriente año que se prolongaría durante el transcurso del quinquenio que abarca la RTI. Por lo tanto, consideramos más apropiado aplicar un enfoque prospectivo que considere el rendimiento proyectado para el próximo quinquenio del instrumento libre de riesgo seleccionado.

Propuesta

Se recomienda utilizar un bono emitido por el Tesoro de USA con un plazo similar al intervalo de tiempo que resta para la finalización de la Licencia otorgada a las empresas distribuidoras y transportadoras (año 2027).

JULIANA REGGI
APODERADA

Por lo expuesto, recomendamos determinar el rendimiento del activo libre de riesgo sobre la base del promedio aritmético de los rendimientos proyectados para los próximos cinco años en los títulos a 10 años de plazo emitidos por el Tesoro de USA.

La fuente utilizada corresponde a las proyecciones realizadas por la Congressional Budget Office del Congress of the United States en su informe del mes de agosto de 2016, cálculo que arroja un rendimiento promedio del 3,02% (ver ANEXO 1).

IV. PRIMA DE RIESGO-PAÍS

Introducción

Dado que los riesgos asociados a una inversión realizada en un país emergente difieren significativamente de los riesgos asociados a una inversión similar en USA, los flujos de fondos libres generados por las empresas que desarrollan actividades en países como Argentina están sujetos a mayores riesgos que justifican la inclusión de una prima o spread adicional en el cálculo de su costo de capital.

Este riesgo extra incluye factores como: alta inflación, crecimiento irregular del PBI, controles sobre los flujos de capitales, cambios institucionales, disturbios civiles, cambios en los marcos jurídicos de los contratos y regulaciones, entre otros.

De este modo, en las estimaciones del rendimiento esperado por un inversor que opera en un país emergente, suele ser práctica generalizada la incorporación al modelo CAPM de un término que refleje la prima o spread que espera el inversor por el desarrollo de actividades en dicho país. La metodología que incorpora una prima o spread adicional se denomina "Local CAPM".

Instrumentos empleados en la medición de la Prima de Riesgo-País

Por lo general, las variantes más utilizadas para calcular la PRP en mercados emergentes son:

- Emerging Markets Bond Index (EMBI): indicador elaborado por JP Morgan Chase que mide el diferencial de rendimientos entre títulos de deuda soberana en dólares americanos emitidos por un país emergente y títulos emitidos por el Tesoro de USA de características similares.
- Diferencia entre rendimientos de bonos soberanos locales y rendimientos de bonos emitidos por el Tesoro de USA de características similares.
- Diferencia entre rendimientos de bonos corporativos locales y rendimientos de empresas similares de USA.
- Credit Default Swaps (CDS): contratos derivados a través de los cuales se transfiere el riesgo de default sobre un título subyacente desde el comprador del CDS al vendedor del CDS.

En la encuesta realizada por Pereiro y Galli se observa cierta inclinación a la medición de la PRP a través de la diferencia entre los rendimientos de títulos soberanos emitidos por un país emergente y los rendimientos de títulos similares emitidos por Estados Unidos.

JULIANA REGGI
APODERADA

	Corp.	Asesores Financ. & PEFs	Bancos & Seguros
PAR	18%	18%	33%
FRB	8%	18%	33%
Global	3%	27%	0%
Spread entre bonos corporativos arg. y bonos corporativos de EEUU	3%	0%	0%
Otro	5%	9%	0%
No especifica	8%	0%	0%
NA	58%	36%	50%

Fuente: Pereiro, L.; Valuation of Companies in Emerging Markets *A Practical Approach*, Wiley, 2002.

Sin embargo, en dicha encuesta no se incluye la alternativa de utilizar mediciones de la PRP a partir del EMBI. Si bien conceptualmente el EMBI refleja las diferencias de rendimientos entre títulos de deuda emitidos por un determinado país respecto de títulos soberanos de USA, dichos rendimientos corresponden a una cartera amplia de títulos, es decir, en lugar de realizar la estimación en base al análisis de un solo título (como a la fecha podría ser, por ejemplo, el Discount de Argentina y un título similar de USA), el indicador contempla el cómputo de un conjunto de títulos, lo cual deriva en la utilización de una muestra más significativa.

Utilización de valores actuales versus promedios históricos

En condiciones normales, la utilización de un promedio histórico determinado sobre una serie suficientemente extensa resulta apropiada para suavizar potenciales efectos coyunturales que pueden llegar a afectar los valores de la serie en momentos determinados.

Sin embargo, la actual situación económica argentina resulta particular dado que en los últimos años su participación en los mercados financieros internacionales encontró obstáculos como consecuencia de la disputa que existió con tenedores de deuda soberana que no logrado un acuerdo de restructuración de la deuda soberana en default.

Por lo tanto, considerar el uso de series de tiempo prolongadas para calcular un promedio de la PRP derivaría en la incorporación de registros elevados que consideramos que no volverán a experimentarse durante el próximo quinquenio.

En abril de 2016 el gobierno nacional logró alcanzar un acuerdo con los principales tenedores de deuda soberana impaga, regularizado así su participación en los mercados financieros internacionales.

Propuesta

Se recomienda calcular la Prima de Riesgo-País utilizando el Emerging Market Bond Index (EMBI) elaborado para la República Argentina por el banco de inversión estadounidense JP Morgan Chase.

Para determinar el valor a considerar se calculó el promedio del EMBI+ Argentina post-acuerdo con los holdouts y levantamiento de la medida cautelar contra la República Argentina, es decir, el promedio del EMBI+ Argentina correspondiente al período comprendido entre el día 22 de abril de 2016 y el 30 de septiembre de 2016, el cuál arroja un valor de 5,01% (ver ANEXO 2).

JULIANA REGGI
APODERADA

V. PRIMA DE RIESGO DE MERCADO

La Prima de Riesgo de Mercado (en adelante, "PRM"), también llamada *Equity Risk Premium,* representa el rendimiento que espera un inversor por sobre la tasa libre de riesgo al invertir en una cartera diversificada de activos, es decir, es la prima de rendimiento esperada por un inversor por asumir el riesgo de mercado (también llamado riesgo sistemático o riesgo no diversificable).

Cabe aclarar que esta prima de rendimiento es de carácter general, es decir, independiente del activo en particular que se esté analizando y representa el rendimiento esperado al invertir en un grupo amplio de activos que conforman la cartera utilizada como referencia.

La estimación de la PRM es motivo de extensos debates y planteos diversos entre los profesionales de las finanzas. Estos planteos se centran principalmente en la metodología a emplear para estimar la prima y, consecuentemente, en el valor de la misma.

Las discrepancias principales se refieren a:

- empleo de promedios históricos versus estimación a partir de expectativas futuras.
- criterios a utilizar al calcular la PRM en base a valores históricos:
    i. cartera de referencia a utilizar para estimar la PRM.
    ii. activo libre de riesgo a utilizar para estimar la PRM.
    iii. características del promedio: aritmético versus geométrico.
    iv. período histórico apropiado.

Promedios históricos versus expectativas futuras

Teniendo en consideración que la PRM y los demás componentes del costo de capital esperado serán aplicados sobre proyecciones de flujos de fondos futuros (*forward looking*), desde un punto de vista teórico pareciera tener asidero la estimación de una PRM que contemple las expectativas futuras de los inversores.

Dado que los valores "históricos" de la PRM no necesariamente reflejan expectativas "futuras", algunos autores proponen estimar la PRM a partir de los rendimientos implícitos en los precios de las acciones (*ex-ante*). Para ello, sugieren inferir el rendimiento resultante de invertir en dichos activos de riesgo a partir de los flujos de fondos esperados de las compañías con oferta pública de acciones y de sus precios de mercado.

Si bien desde un punto de vista conceptual el planteo resulta razonable, desde una perspectiva práctica la estimación de la PRM mediante esta alternativa resulta excesivamente compleja. Esto se debe a que, para aplicarla, resultaría necesario analizar los flujos de fondos de cada una de las compañías que integran la cartera de referencia (los cuales se estiman sobre la base de múltiples supuestos) y a partir de ellos proceder al cálculo de los rendimientos esperados de cada empresa.

Por otra parte, existen quienes proponen realizar encuestas a efectos de estimar dichas expectativas futuras. Lógicamente, este método adolece de una elevada dosis de subjetividad y su resultado dependerá primordialmente de las características de la encuesta realizada.

El nivel de complejidad que involucra la estimación de rendimientos implícitos a partir de los precios de acciones y la subjetividad presente en la realización de encuestas, pueden ser en parte los motivos por los cuales generalmente se observa la utilización de valores históricos como referencia para inferir rendimientos futuros. Lógicamente, este procedimiento trae aparejado una serie de aspectos a definir, los cuales se detallan en las secciones siguientes de este capítulo.

Cabe señalar que en Gran Bretaña, el organismo regulador del gas y la electricidad, OFGEM, cita la conclusión a la que arriba la Monopolies and Mergers Commission sobre compañías de teléfonos celulares Cellnet y Vodafone, acerca de que las estimaciones más confiables de la prima de riesgo futura debe basarse en el promedio de rendimientos históricos[7].

Cartera de referencia a utilizar para estimar la PRM

Desde un punto de vista estrictamente teórico, la cartera de referencia a utilizar debiera ser aquella que incluye a todos los activos de riesgo en los que podría invertir un individuo, ponderados por factores que resulten representativos de dicho portafolio óptimo. Como lo destaca FIEL[8], dicha cartera debería incluir hasta la inversión en capital humano, dado que siempre es una alternativa de inversión disponible para cualquier individuo.

En el caso del presente trabajo, como se está introduciendo por separado un rendimiento asociado al riesgo país, resulta posible centrarse en el rendimiento de los activos de riesgo de un mercado

[7] Fiel – Daniel Artana. *Determinantes y propuestas sobre el Costo de Capital – Informe preparado para el proyecto de consultoría para la metodología general correspondiente a la II Revisión Quinquenal de Tarifas de transporte y distribución de gas natural*

[8] Fiel – Daniel Artana. *Determinantes y propuestas sobre el Costo de Capital – Informe preparado para el proyecto de consultoría para la metodología general correspondiente a la II Revisión Quinquenal de Tarifas de transporte y distribución de gas natural*

JULIANA REGGI
APODERADA

internacional (habitualmente se utilizan los rendimientos de los activos de riesgo de Estados Unidos).

Dentro de este marco, una práctica habitual observada en el mercado internacional consiste en emplear como referencia el índice de acciones S&P 500. Este índice refleja apropiadamente la cartera de mercado a la que hace referencia el modelo CAPM, dado que incorpora los diferentes sectores que integran la economía y posee una extensa historia como indicador que permite disponer de series de tiempo largas y representativas.

A los efectos de calcular la PRM, la metodología a utilizar para la estimación de los rendimientos históricos debe contemplar no solamente las variaciones en el precio de las acciones resultantes de la compra-venta de las mismas, sino que adicionalmente debe considerar los pagos de dividendos, los *split* de acciones y cualquier otro hecho que tuviera un impacto en el valor de los activos analizados y en su rendimiento.

Activo libre de riesgo a utilizar para estimar la PRM

A efectos de mantener un criterio consistente con el rendimiento libre de riesgo utilizado en la determinación del costo de capital esperado, se debe seleccionar el mismo activo libre de riesgo para realizar la estimación de la PRM, es decir, por ejemplo no resulta razonable utilizar el modelo CAPM proponiendo como activo libre de riesgo un título emitido por el Tesoro de Estados Unidos de corto plazo y al mismo tiempo estimar la PRM respecto de un título emitido por el Tesoro de Estados Unidos de largo plazo.

En función de ello, entendemos que la metodología apropiada sería estimar la PRM como la diferencia de rendimientos entre el índice S&P 500 y el activo libre de riesgo utilizado para estimar el rendimiento del activo sin riesgo a emplear en el CAPM.

Promedios aritméticos versus promedios geométricos

Un aspecto que debe definirse al estimar la PRM en base a valores históricos es el tipo de promedio a utilizar (independientemente del plazo empleado para estimar dicho promedio, lo cual se discute en la sección siguiente).

En efecto, existen opiniones disímiles sobre si el promedio a utilizar debe ser el "aritmético" o el "geométrico". El promedio "aritmético" consiste en calcular una media considerando cada uno de los rendimientos observados en el período analizado. El segundo consiste en calcular el rendimiento

total entre el momento inicial y el final del período analizado, ignorando las variaciones ocurridas dentro de dicho período.

Independientemente de las divergencias de criterio sobre las características del promedio a utilizar, generalmente la mayoría de los autores sostiene que la media aritmética resulta entre 100 puntos básicos y 200 puntos básicos superior a la media geométrica, dependiendo ello de la duración del período considerado para estimar el promedio.

El promedio geométrico es el verdadero estimador de la rentabilidad pasada o histórica, mientras que el promedio aritmético constituye, desde un punto de vista estadístico, un mejor estimador de los rendimientos "futuros" esperados por los inversores.

Entre los defensores del promedio aritmético se encuentran Tom Copeland, Tim Koller y Jack Murrin[9] quienes sostienen que: "*La diferencia entre la media aritmética y geométrica reside en que la primera infiere rentabilidades esperadas al suponer independencia, y la segunda trata a la secuencia histórica observada como una única mejor estimación del futuro ... la media aritmética ofrece la mejor estimación de la rentabilidad futura esperada ya que a todas las posibles secuencias [de valores anuales] les da igual ponderación...*"

Igual argumento es presentado por IbbotsonAssociates[10] al señalar que: "*the arithmetic average equity risk premium can be demonstrated to be most appropriate when discounting future cash flows. For use as the expected equity risk premium in either the CAPM or the building block approach, the arithmetic mean or the simple difference of the arithmetic means of stock markets returns and risk less rates is the relevant number. .... The geometric average is more appropriate for reporting past performance, since it represents the compound average return.*

Si bien consideramos que resulta apropiada la estimación de la PRM a través de la utilización de un promedio histórico aritmético, resulta oportuno destacar que el empleo de promedios geométricos de rendimientos históricos ha sido propuesto en diversos casos, entre ellos[11]:

- Revisión Quinquenal de Tarifas I del ENARGAS.
- Ente Nacional de Regulación de la Electricidad (ENRE) para Transener.
- Ente Tripartito De Obras Y Servicios Sanitarios (ETOSS) para Aguas Argentinas.

---

[9] Copeland, Tom; Koller, Tim; Murrin, Jack. *Valoración. Medición y Gestión del Valor.* Ediciones Deusto. 2004. España.

[10] IbbotsonAssociates. Stocks, Bonds, Bills, and Inflation. *Valuation Edition. 2005 Yearbook.*

[11] Azicri, Andrés. *Determinación del costo de capital para la industria del gas en la Argentina.*

J

JULIANA REGGI
APODERADA

- Monopolies and Mergers Commission en diversos trabajos.

Período histórico apropiado

El valor de la PRM depende, entre otros factores, de la amplitud temporal de la serie de datos empleados para calcular la prima.

Cuando se estima la PRM en función de valores históricos, debe definirse la cantidad de años a considerar para calcular el promedio. Mientras que algunos practicantes se inclinan por el empleo de períodos cortos, otros lo hacen por períodos largos, no existiendo unanimidad de criterio en torno a la cuestión.

Los autores que se inclinan por la utilización de períodos cortos sostienen que la aversión al riesgo de los inversores se ha modificado con el transcurso del tiempo, por lo que al estimar el valor promedio histórico de la PRM deben considerarse períodos no mayores a 10-20 años.

Por otra parte, los defensores de la utilización de períodos largos sostienen que disminuye el error de medición al aumentar el tamaño de la muestra, por lo tanto, al considerar períodos largos se incorporan valores que incluyen una amplia variedad de contextos económicos y financieros, lo cual difícilmente es contemplado al utilizar períodos cortos.

IbbotsonAssociates[12], uno de los principales defensores de los períodos largos indica que: *"A proper estimate of the equity risk premium requires a data series long enough to give a reliable average without being unduly influenced by very good and very poor short-term returns. When calculated using a long data series, the historical equity risk premium is relatively stable. Furthermore, because an average of the realized equity risk premium is quite volatile when calculated using a short history, using a long series makes it less likely that the analyst can justified any number he or she wants".*

Las series estimadas por IbbotsonAssociates se inician en el año 1926, siendo este año el inicio del período base a partir del cual se realiza la mayoría de las estimaciones correspondientes a series largas.

[12] IbbotsonAssociates. Stocks, Bonds, Bills, and Inflation. *Valuation Edition. 2005 Yearbook.*

Observación de practicantes

Como se pudo apreciar en las secciones previas de este capítulo, el grado de dispersión de opiniones respecto a cómo estimar la PRM es significativamente amplio, lo cual queda corroborado en la encuesta realizada por Pereiro y Galli:

Mercado de referencia para estimar la PRM

	Corp.	Asesores financieros & PEFs	Bancos & Co. Seguros
Merval	18%	36%	50%
Burcap	0%	0%	0%
Dow Jones	3%	9%	0%
S&P 500	24%	36%	33%
Otros	8%	9%	0%
NA	47%	18%	33%

Tipo de promedio para estimar la PRM

	Corp.	Asesores financieros & PEFs	Bancos & Co. Seguros
Prom. aritmético	24%	9%	50%
Prom. geométrico	8%	9%	17%
Otro	5%	9%	0%
NA	63%	73%	33%

JULIANA PEGGI
APODERADA

PRM empleada

	Corp.	Asesores financieros
Tasa fija entre 4-5%	11%	10%
Tasa fija entre 5-6%	37%	-
Tasa fija entre 7-7,4%	-	50%
Media geométrica	4%	10%
Media aritmética	4%	-
Media aritmética y geométrica	-	10%
Promedio histórico	4%	-
Estimación del asesor financiero	15%	-
Prima sobre t-bonds	7%	10%
Estimación de Value Line	7%	-
N/A	15%	10%

Asimismo, incluso en el ámbito académico existe una amplia diversidad de opiniones respecto a la determinación de la PRM dado que se trata de una variable que resulta independiente del activo en particular que está siendo analizado, no obstante, si se utiliza para su cálculo la mayor serie disponible (desde el año 1926 hasta el año 2008), el valor no queda expuesto a modificaciones significativas.

Propuesta

Se recomienda utilizar como PRM el valor determinado por el profesor Aswath Damodaran (disponible en su sitio web http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/) correspondiente al diferencial entre el promedio aritmético del rendimiento del índice bursátil S&P 500 durante el período comprendido entre los años 1928 y 2015 y el promedio aritmético del rendimiento del bono a 10 años del Tesoro de USA durante igual período, diferencial que arroja un valor de 6,18% (ver ANEXO 3).

7

VI. NIVEL DE APALANCAMIENTO

Considerando que el WACC es un promedio ponderado del costo del financiamiento propio y el costo del financiamiento de terceros, se debe determinar una estructura de capital para ponderar los costos de ambas fuentes de financiamiento y reapalancar el coeficiente Beta ajustado promedio obtenido a partir de las empresas de distribución y transporte de gas de USA.

Dada la elevada dispersión existente cuando se observa el nivel de apalancamiento de las Licenciatarias, consideramos adecuado aplicar una estructura de financiamiento objetivo que proporcione a las Licenciatarias una señal acerca del mix de financiamiento considerado adecuado en función de las características del contexto macroeconómico en el cual desarrollan sus actividades.

Durante los últimos once ejercicios económicos el nivel de apalancamiento promedio (calculados a valor libros) de las distribuidoras y transportadoras se ubicó en 27% y 50% respectivamente. Sin embargo, el nivel de dispersión actualmente existente entre los apalancamientos de las distintas Licenciatarias resulta amplio, con empresas que se financian exclusivamente con recursos propios y empresas que utilizan un 50% de financiamiento con deuda financiera (ver ANEXO 4).

Propuesta

Recomendamos utilizar ratios de apalancamiento del 25% para las distribuidoras y del 35% para las transportadoras, es decir, proponemos utilizar niveles de ponderadores "target" que se ubican por debajo de los niveles de apalancamiento que utilizan las empresas reguladas prestadoras de servicios públicos en países que presentan un mayor grado de desarrollo económico y estabilidad de precios.

JULIANA REGGI
APODERADA

VII. COEFICIENTE BETA (β)

Introducción

Para determinar la contribución de un título individual al riesgo de una cartera diversificada, no resulta suficiente conocer el riesgo del título individual, sino que se necesita medir su sensibilidad respecto a los movimientos del mercado. Esta sensibilidad se mide a través del coeficiente Beta (β).

El coeficiente Beta es una medida que es *relativa* al mercado adoptado como referencia, es decir, no es un coeficiente único en términos absolutos, de modo que, para una misma empresa, se obtendrán tantos β como mercados de referencia se adopten.

En términos generales, se considera que el Beta de un activo captura riesgos relacionados con tres aspectos principales:

- el riesgo vinculado al sector en el que la empresa opera.
- el riesgo vinculado al apalancamiento operativo de la empresa.
- el riesgo vinculado al apalancamiento financiero de la empresa.

El coeficiente Beta que refleja los tres riesgos mencionados es denominado habitualmente *Beta apalancado* (β_L). Por otra parte, es posible referirse a un coeficiente Beta que refleje solamente los dos riegos vinculados con la operación y no el vinculado al financiamiento, y se lo denomina *Beta sin apalancar* o *Beta desapalancado* (β_U).

Existen diversas fórmulas que relacionan el β_L y el β_U, las cuales difieren entre sí en función de los supuestos implícitos en las mismas. La más conocida y empleada de dichas fórmulas es la siguiente:

$$\beta_L = \beta_U x \left(1 + \frac{D}{E} x(1-t)\right)$$

Donde:

β_L:	Beta apalancado
β_U:	Beta sin apalancar
t:	*Alicuota de impuesto a las ganancias*
D:	*Valor de mercado de la deuda de la empresa*
E:	*Valor de mercado del capital propio de la empresa*

Resulta importante aclarar que esta fórmula asume que el financiamiento de la empresa es libre de riesgo, en otras palabras, que el Beta de la deuda (β_D) es nulo.

En base a la fórmula anterior, para estimar el Beta de una empresa cuyo capital accionario no cotiza públicamente, es habitual emplear una metodología consistente en considerar Betas desapalancados de empresas similares y luego asumir que el promedio de dichos Betas es un valor representativo del Beta del sector, y consecuentemente de la empresa bajo análisis. Este proceso se denomina "Bottom-Up Beta" y se realiza de la siguiente manera:

1. Se debe identificar la industria en la que opera la empresa.
2. Dentro de la industria se deben analizar las empresas con cotización pública de acciones y seleccionar aquellas empresas que resultan operativamente comparables.
3. Se debe calcular el coeficiente Beta desapalancado de cada empresa seleccionada.
4. A continuación, se debe realizar un promedio ponderado de los Betas desapalancados de cada una de las empresas consideradas sobre la base de sus respectivas capitalizaciones bursátiles.
5. Posteriormente se debe adicionar, si corresponde, la prima por riesgo regulatorio al promedio ponderado de las Betas desapalancadas (para reflejar eventuales diferenciales de riesgo entre diversos sistemas regulatorios).
6. Finalmente se debe reapalancar el coeficiente Beta desapalancado promedio ajustado por la prima de riesgo regulatorio en función del nivel de endeudamiento previsto para el grupo de empresas cuyo Beta se está estimando.

De este modo, en la práctica se requiere estimar, a partir de las series estadísticas existentes, los coeficientes Betas de empresas similares que operan en USA y extrapolar los resultados obtenidos a las Licenciatarias. Adicionalmente, resulta necesario evaluar la necesidad de aplicar un ajuste que considere las diferencias de sistemas regulatorios que existen entre ambos mercados (lo cual se realiza adicionando una "*prima por riesgo regulatorio*"), ello así dado que mientras que en USA la regulación de los servicios de distribución y transporte de gas se basa en el sistema denominado "*rate of return*", en la República Argentina la regulación se rige por el sistema denominado "*price cap*" o sistema de "*tarifas máximas*".

El sistema de regulación "*price cap*" involucra teóricamente un mayor riesgo empresario ya que la empresa regulada bajo este sistema está presionada a ser eficiente para reducir costos e incrementar consecuentemente su margen de rentabilidad, situación a la que no se enfrentan las

JULIANA REGGI
APODERADA

empresas reguladas bajo un sistema *"rate of return"* las cuales, ante la eventualidad de un incremento de costos, reclaman al organismo regulador un incremento tarifario que les permita volver a registrar la rentabilidad determinada originalmente por el regulador.

De este modo, para realizar la estimación del coeficiente Beta de las Licenciatarias resulta necesario analizar los siguientes aspectos:

- Relevancia y aplicabilidad de los datos propios de las Licenciatarias.
- Mercados de referencia y datos a utilizar.
- Betas de empresas similares de otros países.
- Ajuste de Betas por diferencias en los sistemas de regulación.
- Diferencia entre coeficientes Betas de los segmentos de distribución y transporte de gas natural.

Relevancia y aplicabilidad de los datos propios de las Licenciatarias

A pesar de que la situación ideal consistiría en la utilización de datos propios de las Licenciatarias, existen ciertas restricciones que hacen que ello no sea aconsejable:

- no todas las Licenciatarias tienen cotización pública, es decir, no todas poseen acciones que cotizan en los mercados de capitales.
- algunas empresas cuyas acciones tienen cotización pública, presentan características de iliquidez tal que, en determinadas ruedas bursátiles, registran escasas operaciones de compraventa.
- dado que los coeficientes Betas se estiman generalmente sobre la base de datos históricos correspondientes a períodos de entre tres y cinco años, la alta volatilidad del mercado accionario argentino registrada desde el año 2002 hace que los precios de las acciones no resulten estimadores confiables del riesgo involucrado en el negocio de transporte y distribución de gas natural.

La sumatoria de los factores mencionados precedentemente determina que resulta más apropiada la estimación de los coeficientes Betas de las Licenciatarias a partir de los coeficientes Betas de empresas similares de Estados Unidos.

Mercados de referencia y datos a utilizar

La definición del mercado de referencia a utilizar, como así también la frecuencia utilizada en los valores a emplear (rendimientos anuales, mensuales o diarios), inciden de manera directa en el valor del coeficiente Beta. De este modo, si para una misma empresa se estiman Betas relativos a diferentes mercados y empleando distintas frecuencias de cálculo de rendimientos, los resultados obtenidos difieren generalmente de manera significativa.

En la práctica profesional existen diferentes criterios respecto del mercado a utilizar como referencia. Como se observa en los resultados de la encuesta realizada por Pereiro & Galli, para la estimación de costo de capital en Argentina se utilizan diferentes mercados, sin embargo, el Standard & Poor's 500 Index (S&P 500) y el Merval suelen ser los índices más empleados.

	Corp.	Asesores financieros & PEFs	Bancos & Co. Seguros
Merval	18%	36%	50%
Burcap	0%	0%	0%
Dow Jones	3%	9%	0%
S&P 500	24%	36%	33%
Otros	8%	9%	0%
NA	47%	18%	33%

Fuente: Pereiro, L.; Valuation of Companies in Emerging Markets *A Practical Approach*: Wiley, 2002

En el presente caso bajo estudio, entendemos que resulta más apropiado el empleo del S&P 500, teniendo en consideración que:

1. la metodología utilizada para estimar la tasa WACC de las Licenciatarias consiste en calcular, en primer término, la tasa WACC de empresas del sector de gas del mercado americano, para luego ajustarlo por la prima de riesgo país y por la prima de riesgo regulatorio.
2. no existen evidencias suficientes como para considerar que, para los accionistas de las Licenciatarias, una cartera de activos constituida por el Merval sea más representativa de su eventual cartera de inversiones que una compuesta por activos del S&P 500.

JULIANA REGGI
APODERADA

Betas de empresas similares de otros países

Desde el punto de vista metodológico, cuando se construye una tasa de rendimiento utilizando CAPM resulta conveniente seleccionar los coeficientes Betas de empresas que estén incluidos dentro del índice utilizado para determinar la prima de riesgo de mercado. De este modo, resultaría adecuado considerar los coeficientes Betas de las empresas listadas en el S&P 500.

Considerando que el sector de gas es una industria regulada, sería necesario seleccionar 0empresas que estén expuestas al mismo riesgo por sistema regulatorio, sin embargo, en la República Argentina se utiliza un sistema de regulación "price cap" mientras que en Estados Unidos se usa el sistema de regulación "rate of return".

De este modo, a pesar que desde una perspectiva regulatoria las empresas del Reino Unido serían más asimilables a las empresas de la República Argentina para ser consideradas como empresas comparables, la posibilidad de ajustar la diferencia entre ambos sistemas a través de la aplicación de una *"prima por riesgo regulatorio"* hace que resulte conveniente utilizar como comparable a las empresas de Estados Unidos debido a que el resto de las variables utilizadas para determinar el CAPM corresponden al mercado estadounidense.

Definido el país de referencia, se debe determinar cuáles serán las empresas que se incluirán en la cartera de empresas comparables. Desde el punto de vista del riesgo, dos empresas son comparables si presentan similitudes respecto a su riesgo operativo, el cual está asociado a los mercados/segmentos en que operan las mismas, a sus tamaños, y a su relación costos fijos versus costos variables. A pesar de diferir respecto a su riesgo financiero, es decir, a pesar de poseer distintas estructuras financieras, las Betas pueden ser corregidas mediante la técnica de desapalancamiento / reapalancamiento.

Ajuste de Betas por diferencias en los sistemas de regulación

La utilización de una cartera de empresas comparables de Estados Unidos lleva implícito el problema de las diferencias de riesgo regulatorio. Dado que el riesgo regulatorio presenta estabilidad en el tiempo, consideramos adecuado mantener la propuesta realizada por Azicri al determinar el costo de capital de la industria de gas natural en Argentina: *"Al utilizar Betas de la industria Americana para componer el promedio de la industria que se utilizará para el CAPM, sugerimos que los Betas de los activos de dichas compañías serán ajustados por un rango de coeficientes de entre 0.20 y 0.3, que surge del menor riesgo regulatorio de estas compañías respecto de las compañías que operan en Argentina".*

F

La propuesta realizada oportunamente por Azicri se sustenta en un trabajo realizado por Alexander, Mayer y Weeds que procura medir el diferencial entre los coeficientes Betas de activos de empresas reguladas por distintos métodos[13].

Propuesta

Se recomienda determinar los coeficientes Beta de las empresas de distribución y transporte a través del siguiente procedimiento:

- ***Considerar una muestra de cinco empresas distribuidoras de gas natural de USA.***
- ***Calcular los coeficientes Betas desapalancados de cada distribuidora.***
- ***Determinar un coeficiente Beta promedio ponderado desapalancado para las empresas distribuidoras y transportadoras de USA.***
- ***Ajustar el coeficiente Beta promedio ponderado desapalancado obtenido para las empresas distribuidoras y transportadoras de USA adicionándole el diferencial de riesgo regulatorio entre los sistemas "price-cap" y "rate of return".[14]***
- ***Reapalancar el coeficiente Beta promedio ponderado ajustado por riesgo regulatorio, utilizando los coeficientes D/E que surgen de los niveles de apalancamiento seleccionados como ponderadores para las empresas distribuidoras y transportadoras de la República Argentina.***

Los resultados obtenidos del procedimiento recomendado precedentemente son los siguientes:

- ***Se calculó el coeficiente Beta promedio ponderado desapalancado para las empresas distribuidoras y transportadoras de USA en un valor de 0,40.***

[13] Alexander, Mayer, Weeds, "Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms", Policy Research Working Paper 1698, World Bank 1996.

[14] Promedio del diferencial de Betas entre las empresas de gas consideradas Intermediate y Low Powered en el trabajo de Alexander, Mayer, Weeds mencionado precedentemente.

JULIANA REGGI
APODERADA

- ***Se adicionó un valor de 0,28 correspondiente al diferencial de riesgo regulatorio entre los sistemas "price-cap" y "rate of return".***[15]
- ***Se determinó un coeficiente Beta ajustado por riesgo regulatorio de 0,68 para las empresas distribuidoras y transportadoras de gas de USA.***
- ***Se reapalancó el coeficiente Beta ajustado por riesgo regulatorio utilizando un coeficiente D/E de 33,33% para las distribuidoras (ratio de apalancamiento objetivo de 25%) y un coeficiente D/E de 53,85% para las transportadoras (ratio de apalancamiento objetivo de 35%).***
- ***Se obtuvieron coeficientes Betas apalancados de 0,83 para las empresas de distribución de gas y de 0.92 para las empresas de transporte de gas (ver ANEXO 5).***

VIII. COSTO DEL ENDEUDAMIENTO FINANCIERO (K_D)

Dado que en primera instancia el procedimiento de cálculo seleccionado propone determinar la tasa WACC nominal en dólares, consideramos que el costo del financiamiento de terceros debería establecerse sobre la base de los rendimientos nominales de una cartera de bonos corporativos emitidos en USD por empresas americanas prestadoras de servicios públicos.

Para ello, en primera instancia se seleccionaron los rendimientos de los instrumentos de deuda no garantizados emitidos por las empresas americanas listadas dentro del sector "Gas Utility – Local Distribution" y los rendimientos de los instrumentos de deuda no garantizados emitidos por las empresas americanas listadas dentro del sector "Gas Utility – Pipelines".

Posteriormente se aplicó un nuevo filtro para considerar exclusivamente los instrumentos de deuda que tuvieran una modified duration (ModD) de +/- 1 año respecto de la modified duration del título emitido por el Tesoro de USA utilizado para medir el rendimiento libre de riesgo.

Como resultado de los sucesivos filtros aplicados, se seleccionaron solamente 41 instrumentos de deuda de los 674.201 observados inicialmente.

Propuesta

Se recomienda determinar el costo del endeudamiento financiero (Kd) antes de impuestos utilizando como base el rendimiento de los instrumentos de deuda (Notes y Bonds) de las empresas de transporte y distribución de gas de USA, adicionando a dicho rendimiento la prima de riesgo país (PRP) determinada para la República Argentina, resultado que arroja un valor Kd antes de impuestos del 9,29% anual (ver ANEXO 6).

JULIANA REGGI
APODERADA

IX. CONVERSIÓN DE LA TASA WACC NOMINAL EN DOLARES A UNA TASA WACC REAL EN PESOS

La metodología de cálculo seleccionada propone inicialmente determinar una tasa WACC nominal en dólares para finalmente transformarla en una tasa WACC real en pesos. De este modo, se realizan dos ajustes para completar la conversión:

1. Se ajusta la tasa WACC nominal en dólares transformándola en una tasa WACC nominal en pesos.
2. Se ajusta la tasa WACC nominal en pesos transformándola en una tasa WACC real en pesos.

Ajuste de la tasa WACC nominal en dólares para transformarla en una tasa WACC nominal en pesos

Dado que el diferencial de tasas de interés entre dos países es igual al diferencial esperado de sus tasas de inflación[16], se utiliza esta equivalencia para convertir el WACC nominal en dólares a un WACC nominal en pesos.

De este modo:

$$(1 + r_{ARG}) = (1 + r_{USA}) x \frac{(1 + \pi_{ARG*})}{(1 + \pi_{USA*})}$$

donde:

r_{ARG}: *tasa de interés en pesos en Argentina.*

r_{USA}: *tasa de interés en dólares en USA.*

π_{ARG*}: *inflación esperada en Argentina.*

π_{USA*}: *inflación esperada en USA.*

Para establecer las tasas de inflación esperadas en USA y Argentina, se utilizaron respectivamente las proyecciones elaboradas por el Congressional Budget Office del Congress of the United States

[16] Brealey, Myers, Allen, "Principios de Finanzas Corporativas", Mc Graw Hill.

y las incluidas en el Proyecto de Ley del Presupuesto General de la Administración Nacional para el ejercicio fiscal del año 2017 preparado por el Ministerio de Economía de la República Argentina.

Para determinar la tasa de inflación de USA aplicable se determinó el promedio del deflactor de GDP proyectado para el quinquenio 2017-2021, el cuál arrojó un valor de 1,86% anual.

En cambio, para determinar la tasa de inflación de Argentina, dado que no existen proyecciones quinquenales, se determinó el promedio del deflactor de PBI proyectado para el trienio 2017-2019, el cuál arrojó un valor de 14,07% anual.

Ajuste de la tasa WACC nominal en pesos en una tasa WACC real en pesos

Las tasas nominales determinadas incluyen expectativas inflacionarias, por lo tanto, para obtener tasas WACC en términos reales resulta necesario sustraer el efecto correspondiente a la variación nominal de precios.

La conversión de las tasas WACC nominales en pesos en tasas WACC reales en pesos se realiza a partir de la aplicación de la fórmula ideada por Irving Fischer, según la cual:

$$WACC_{real\,\$} = \frac{(WACC_{nominal\,\$} - \pi_{ARG*})}{(1 + \pi_{ARG*})}$$

La aplicación del ajuste mencionado transforma la tasa WACC nominal en pesos de 24,71% correspondiente a la Distribuidoras en una tasa WACC real en pesos de 9,33% y también convierte la tasa WACC nominal en pesos de 24,33% correspondiente a las Transportadoras en una tasa WACC real en pesos de 8,99%.

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 1 – Tasa libre de riesgo

Fuete: Oficina de Presupuesto del Congreso de los Estados Unidos.[17]

	2017	2.018	2019	2020	2021
10y Treasury Notes	2,30%	2,80%	3,20%	3,20%	3,60%
Promedio					3,02%

[17] Documento original disponible en el Anexo 9.

ANEXO 2 – Prima de Riesgo País

Fuente: Ministerio de Economía de la Nación.

Emerging Markets Bonds Index (EMBI)

Indicador de riesgo - Frecuencia Diaria.

Fuente: Bloomberg

Fecha	Argentina	Fecha	Argentina	Fecha	Argentina
22-abr-16	382	17-jun-16	530	12-ago-16	487
25-abr-16	385	20-jun-16	513	15-ago-16	470
26-abr-16	380	21-jun-16	511	16-ago-16	466
27-abr-16	488	22-jun-16	506	17-ago-16	478
28-abr-16	534	23-jun-16	498	18-ago-16	468
29-abr-16	545	24-jun-16	518	19-ago-16	473
02-may-16	540	27-jun-16	532	22-ago-16	482
03-may-16	547	28-jun-16	529	23-ago-16	482
04-may-16	565	29-jun-16	518	24-ago-16	487
05-may-16	566	30-jun-16	518	25-ago-16	489
06-may-16	559	01-jul-16	519	26-ago-16	480
09-may-16	562	04-jul-16	519	29-ago-16	478
10-may-16	569	05-jul-16	523	30-ago-16	481
11-may-16	573	06-jul-16	528	31-ago-16	447
12-may-16	569	07-jul-16	532	01-sep-16	457
13-may-16	561	08-jul-16	530	02-sep-16	454
16-may-16	582	11-jul-16	517	05-sep-16	447
17-may-16	548	12-jul-16	507	06-sep-16	446
18-may-16	535	13-jul-16	512	07-sep-16	438
19-may-16	549	14-jul-16	501	08-sep-16	436
20-may-16	547	15-jul-16	497	09-sep-16	449
23-may-16	545	18-jul-16	498	12-sep-16	448
24-may-16	538	19-jul-16	498	13-sep-16	455
25-may-16	531	20-jul-16	495	14-sep-16	468
26-may-16	530	21-jul-16	501	15-sep-16	461
27-may-16	521	22-jul-16	499	16-sep-16	463
30-may-16	521	25-jul-16	502	19-sep-16	454
31-may-16	522	26-jul-16	508	20-sep-16	445
01-jun-16	514	27-jul-16	526	21-sep-16	430
02-jun-16	518	28-jul-16	522	22-sep-16	427
03-jun-16	521	29-jul-16	521	23-sep-16	437
06-jun-16	509	01-ago-16	522	26-sep-16	447
07-jun-16	510	02-ago-16	522	27-sep-16	447
08-jun-16	537	03-ago-16	514	28-sep-16	438
09-jun-16	520	04-ago-16	517	29-sep-16	445
10-jun-16	531	05-ago-16	512	30-sep-16	441
13-jun-16	538	08-ago-16	507		
14-jun-16	543	09-ago-16	507		
15-jun-16	537	10-ago-16	499	**Promedio**	**501**
16-jun-16	530	11-ago-16	489		

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 3 – Prima de Mercado

Fuente: Damodaran Online[18].

	Retorno Anual sobre inversiones en		
Año	*S&P 500*	*3-meses T.Bill*	*10-años T. Bond*
1928	43,81%	3,08%	0,84%
1929	-8,30%	3,16%	4,20%
1930	-25,12%	4,55%	4,54%
1931	-43,84%	2,31%	-2,56%
1932	-8,64%	1,07%	8,79%
1933	49,98%	0,96%	1,86%
1934	-1,19%	0,32%	7,96%
1935	46,74%	0,18%	4,47%
1936	31,94%	0,17%	5,02%
1937	-35,34%	0,30%	1,38%
1938	29,28%	0,08%	4,21%
1939	-1,10%	0,04%	4,41%
1940	-10,67%	0,03%	5,40%
1941	-12,77%	0,08%	-2,02%
1942	19,17%	0,34%	2,29%
1943	25,06%	0,38%	2,49%
1944	19,03%	0,38%	2,58%
1945	35,82%	0,38%	3,80%
1946	-8,43%	0,38%	3,13%
1947	5,20%	0,57%	0,92%
1948	5,70%	1,02%	1,95%
1949	18,30%	1,10%	4,66%
1950	30,81%	1,17%	0,43%
1951	23,68%	1,48%	-0,30%
1952	18,15%	1,67%	2,27%
1953	-1,21%	1,89%	4,14%
1954	52,56%	0,96%	3,29%
1955	32,60%	1,66%	-1,34%
1956	7,44%	2,56%	-2,26%
1957	-10,46%	3,23%	6,80%

[18] Información disponible en http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls.

7

	Retorno Anual sobre inversiones en		
Año	*S&P 500*	*3-meses T.Bill*	*10-años T. Bond*
1958	43,72%	1,78%	-2,10%
1959	12,06%	3,26%	-2,65%
1960	0,34%	3,05%	11,64%
1961	26,64%	2,27%	2,06%
1962	-8,81%	2,78%	5,69%
1963	22,61%	3,11%	1,68%
1964	16,42%	3,51%	3,73%
1965	12,40%	3,90%	0,72%
1966	-9,97%	4,84%	2,91%
1967	23,80%	4,33%	-1,58%
1968	10,81%	5,26%	3,27%
1969	-8,24%	6,56%	-5,01%
1970	3,56%	6,69%	16,75%
1971	14,22%	4,54%	9,79%
1972	18,76%	3,95%	2,82%
1973	-14,31%	6,73%	3,66%
1974	-25,90%	7,78%	1,99%
1975	37,00%	5,99%	3,61%
1976	23,83%	4,97%	15,98%
1977	-6,98%	5,13%	1,29%
1978	6,51%	6,93%	-0,78%
1979	18,52%	9,94%	0,67%
1980	31,74%	11,22%	-2,99%
1981	-4,70%	14,30%	8,20%
1982	20,42%	11,01%	32,81%
1983	22,34%	8,45%	3,20%
1984	6,15%	9,61%	13,73%
1985	31,24%	7,49%	25,71%
1986	18,49%	6,04%	24,28%
1987	5,81%	5,72%	-4,96%
1988	16,54%	6,45%	8,22%
1989	31,48%	8,11%	17,69%
1990	-3,06%	7,55%	6,24%
1991	30,23%	5,61%	15,00%
1992	7,49%	3,41%	9,36%
1993	9,97%	2,98%	14,21%

JULIANA REGGI
APODERADA

	Retorno Anual sobre inversiones en		
Año	*S&P 500*	*3-meses T.Bill*	*10-años T. Bond*
1994	1,33%	3,99%	-8,04%
1995	37,20%	5,52%	23,48%
1996	22,68%	5,02%	1,43%
1997	33,10%	5,05%	9,94%
1998	28,34%	4,73%	14,92%
1999	20,89%	4,51%	-8,25%
2000	-9,03%	5,76%	16,66%
2001	-11,85%	3,67%	5,57%
2002	-21,97%	1,66%	15,12%
2003	28,36%	1,03%	0,38%
2004	10,74%	1,23%	4,49%
2005	4,83%	3,01%	2,87%
2006	15,61%	4,68%	1,96%
2007	5,48%	4,64%	10,21%
2008	-36,55%	1,59%	20,10%
2009	25,94%	0,14%	-11,12%
2010	14,82%	0,13%	8,46%
2011	2,10%	0,03%	16,04%
2012	15,89%	0,05%	2,97%
2013	32,15%	0,07%	-9,10%
2014	13,52%	0,05%	10,75%
2015	1,36%	0,21%	1,28%
Promedio Aritmético			
1928-2015	11,41%	3,49%	5,23%

Prima de Riesgo de Mercado	S&P 500 - T.Bonds a 10 años	**6,18%**

ANEXO 4 – Estructura Financiera de las Licenciatarias

Fuete: Información provista por las Licenciatarias al ENARGAS.

D/V	2005	2006	2007	2008	2009	2010
DISTRIBUIDORAS	0,38	0,24	0,22	0,22	0,21	0,05
TRANSPORTADORAS	0,59	0,44	0,39	0,38	0,40	0,41
LICENCIATARIAS	0,49	0,35	0,31	0,30	0,31	0,27

D/V	2011	2012	2013	2014	2015	**Promedio**
DISTRIBUIDORAS	0,25	0,30	0,23	0,36	0,47	**0,27**
TRANSPORTADORAS	0,54	0,49	0,55	0,61	0,76	**0,50**
LICENCIATARIAS	0,40	0,40	0,42	0,52	0,65	**0,40**

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 5 – Coeficiente Beta

Fuete: Thomson Reuters Eikon.

Empresa	Actividad	País	Ticker	Beta 5M	D/E	Tax	Unlevered Beta	Mark Cap	Ponderación en cartera	Unlevered Beta Ponderado
ATMOS Energy Corp	Distribución	EEUU	ATO US Equity	0,30	0,38	0,35	0,24	7.733.709,50	0,39	0,10
NORTHWEST NATURAL GAS CO	Distribución	EEUU	NWN US Equity	0,36	0,51	0,35	0,27	1.656.030,50	0,08	0,02
PIEDMONT NATURAL GAS CO	Distribución	EEUU	PNY US Equity	0,78	0,39	0,35	0,62	4.731.300,00	0,24	0,15
SOUTH JERSEY INDUSTRIES	Distribución	EEUU	SJI US Equity	0,69	0,61	0,35	0,49	2.342.428,50	0,12	0,06
WGL HOLDINGS INC	Distribución	EEUU	WGL US Equity	0,57	0,40	0,35	0,45	3.201.462,00	0,16	0,07
CARTERA DE ACCIONES										0,40

	DIST	TRANS
β comparable desapalancada	0,40	0,40
Diferencial compensatorio de sistema regulatorio	0,28	0,28
β desapalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,68	0,68
D/V	25%	35%
β apalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,83	0,92

ANEXO 6 – Costo de la Deuda

Fuete: Thomson Reuters Eikon.

	Issuer Name	ISIN	Yield to Maturity %	Mod Duration Maturity
1	Brooklyn Union Gas Co	US114259AN42	2,720	8,002
2	Southern California Gas Co	US842434CQ33	2,460	8,404
3	Keyspan Gas East Corp	USU49143AB39	2,727	8,381
4	Keyspan Gas East Corp	US49338CAB90	2,700	8,498
5	Spectra Energy Partners LP	US84756NAH26	3,300	8,408
6	Washington Gas Light Co	US93884PCN87	3,650	8,062
7	Washington Gas Light Co	US93884PCP36	3,650	8,051
8	Washington Gas Light Co	US93884PCQ19	3,650	8,147
9	Northwest Natural Gas Co	US66765RAZ91	3,550	8,077
10	Indiana Gas Company Inc	US45475QAL77	4,160	8,209
11	Washington Gas Light Co	US93884PCR91	3,700	8,286
12	Southern California Gas Co	US84243QAH65	3,892	8,457
13	Washington Gas Light Co	US93884PCS74	3,700	8,306
14	Northern Illinois Gas Co	US665228BQ47	3,850	8,275
15	Bay State Gas Co	US07261LBA98	3,740	8,350
16	Washington Gas Light Co	US93884PCT57	3,700	8,315
17	Washington Gas Light Co	US93884PCU21	3,700	8,330
18	Indiana Gas Company Inc	US45475QAP81	4,210	8,412
19	Northwest Natural Gas Co	US66765RBB15	3,600	8,378
20	Indiana Gas Company Inc	US45475QAQ64	4,210	8,456
21	Southern Connecticut Gas Co	US84263PAE07	4,620	8,408
22	Cascade Natural Gas Corp	US14733XAQ51	4,720	8,617
23	Laclede Gas Co	US505588AY99	3,760	8,795
24	Panhandle Eastern Pipe Line Company LP	US12589YAF60	6,040	8,396
25	Piedmont Natural Gas Company Inc	US72018QAG64	3,990	8,714
26	Indiana Gas Company Inc	US45475QAR48	4,260	8,974
27	Washington Gas Light Co	US93884PCY43	3,750	9,241
28	Northwest Natural Gas Co	US66765RBG02	3,700	9,256
29	Northwest Natural Gas Co	US66765RBH84	3,700	9,235
30	Laclede Gas Co	US505588BA05	3,760	9,371
31	El Paso LLC	US28368EAA47	6,070	8,806
32	Southern Natural Gas Company LLC	US843452AY97	5,272	9,231
33	Williams Companies Inc	US969457BD16	6,035	8,948
34	El Paso LLC	US28368EAD85	5,360	9,265
35	El Paso LLC	US28368EAE68	5,502	9,387

JULIANA REGGI
APODERADA

	Issuer Name	ISIN	Yield to Maturity %	Mod Duration Maturity
36	Southern Natural Gas Company LLC	US843452AZ62	5,382	9,491
37	Williams Companies Inc	US969457BM15	6,204	9,098
38	El Paso Natural Gas Company LLC	USU5326AAA89	5,609	9,059
39	Tennessee Gas Pipeline Company LLC	US880451AW92	5,732	9,272
40	El Paso Natural Gas Company LLC	US283695BK98	5,652	9,299
41	El Paso Natural Gas Company LLC	US283695BJ26	5,602	9,316
	Promedio		**4,283**	**8,683**

ANEXO 7 – Inflación Proyectada Local

Fuete: Presupuesto de la Administración Nacional[19].

Var %	2017	2.018	2019
PBI Nominal	23,60%	18,30%	12,30%
PBI Real	3,50%	3,50%	3,50%
Deflactor del PBI	19,42%	14,30%	8,50%
Promedio			14,07%

[19] Comunicado de Prensa Disponible en el ANEXO 10.

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 8 – Inflación Proyectada EE.UU.

Fuete: Oficina de Presupuesto del Congreso de los Estados Unidos.[20]

Var %	2017	2.018	2019	2020	2021
PBI Nominal	4,30%	3,90%	3,60%	3,60%	4,00%
PBI Real	2,40%	2,10%	1,70%	1,70%	2,00%
Deflactor	1,86%	1,76%	1,87%	1,87%	1,96%
Promedio					1,86%

[20] Documento original disponible en el Anexo 9.

ANEXO 9 – The Economic Outlook- CBO.

JULIANA REGGI
APODERADA

CHAPTER

2

The Economic Outlook

If current laws governing federal taxes and spending generally remain in place, the Congressional Budget Office estimates, the economy's real output (that is, its output adjusted to remove the effects of inflation) will expand by 2.0 percent in 2016, as measured by the change from the fourth quarter of 2015 (see Table 2-1). Real gross domestic product (GDP) rose at an annual rate of just 1.0 percent in the first half of 2016. CBO expects a stronger second half, however, mainly because major forces restraining the growth of investment in the first half—such as a decline in oil prices that reduced mining investment—have begun to wane. The 2.0 percent rate of growth that CBO anticipates for 2016 is roughly the same as the rate of growth experienced in 2015. The agency also projects that output will increase by 2.4 percent in 2017, by 2.1 percent in 2018, and slightly more slowly through 2026. (CBO's economic projections were completed in early July and therefore do not reflect recently released economic data; see Box 2-1.)

CBO projects that the economic expansion over the next two years will reduce the quantity of underused resources, or "slack," in the economy. One sign of slack at the end of 2015 was that actual GDP was about 1.8 percent smaller than CBO's estimate of potential (that is, maximum sustainable) GDP. CBO expects that gap to narrow to less than its historical average by 2018. As a result, CBO projects that the improving economy will spur further hiring, reducing the unemployment rate from 4.8 percent in the second quarter of 2016 to 4.5 percent in 2017 and putting upward pressure on workers' wages and benefits. The increases in employment and in wages and benefits will increase participation in the labor force—both encouraging people who were out of the labor force because of weak job prospects to enter it, and encouraging people who were considering leaving the labor force to remain in it.

The reduced slack in the economy will increase inflation over the next year and push up interest rates over the next few years. CBO expects the rate of inflation—as measured by the growth in the price index for personal consumption expenditures (the PCE price index)—to rise to the Federal Reserve's goal of 2 percent in 2017. CBO also expects the interest rate on 3-month Treasury bills to go up, rising from an average of 0.3 percent in the first half of 2016 to 1.0 percent by the end of 2017 and stabilizing at 2.8 percent by the end of 2020. Long-term interest rates are expected to rise as well, partly in response to the increase in short-term rates and partly in response to an expected increase in global interest rates as foreign economic growth improves. CBO projects that the rate on 10-year Treasury notes will increase from an average of 1.8 percent in the first half of 2016 to 2.5 percent by the end of 2017 and to 3.4 percent by the end of 2020.

Unlike its projections for the next few years, which reflect predictions of business cycle fluctuations, CBO's projections for the 2021–2026 period are based primarily on projections of underlying trends in such variables as the size of the labor force, the number of hours worked, capital investment, and productivity—that is, trends that those variables follow after the effects of business cycle fluctuations are removed. Real output will grow more quickly through 2026 than it has done over the past decade, CBO expects, because business investment will be stronger and because the economy's total factor productivity (TFP), the average real output per unit of combined labor and capital services, will grow more quickly. Nevertheless, slower growth in the nation's supply of labor is projected to keep the growth of output slower than it was during the 1980s, 1990s, and early 2000s. In CBO's projections, the economy grows by 2.0 percent per year, on average (as measured on a fourth-quarter-to-fourth-quarter basis), between 2021 and 2026.

Recognizing the uncertainty of economic forecasts, CBO constructs its projections so that they fall in the middle of

Table 2-1.

CBO's Economic Projections for Calendar Years 2016 Through 2026

	2016	2017	2018	Annual Average 2019–2020	Annual Average 2021–2026
	Percentage Change From Fourth Quarter to Fourth Quarter				
Gross Domestic Product					
Real[a]	2.0	2.4	2.1	1.7	2.0
Nominal	3.5	4.3	3.9	3.6	4.0
Inflation					
PCE price index	1.5	2.0	2.0	2.0	2.0
Core PCE price index[b]	1.8	1.9	2.0	2.0	2.0
Consumer price index[c]	1.8	2.3	2.3	2.4	2.4
Core consumer price index[b]	2.3	2.2	2.3	2.3	2.3
GDP price index	1.5	1.8	1.8	1.9	2.0
Employment Cost Index[d]	2.8	3.1	3.3	3.1	3.1
	Fourth-Quarter Level (Percent)				
Unemployment Rate	4.6	4.5	4.7	5.0[e]	4.9[f]
	Percentage Change From Year to Year				
Gross Domestic Product					
Real[a]	1.9	2.4	2.2	1.7	1.9
Nominal	3.2	4.2	4.0	3.6	4.0
Inflation					
PCE price index	1.2	1.9	2.0	2.0	2.0
Core PCE price index[b]	1.7	1.8	2.0	2.0	2.0
Consumer price index[c]	1.4	2.4	2.3	2.3	2.4
Core consumer price index[b]	2.3	2.2	2.3	2.3	2.3
GDP price index	1.3	1.8	1.8	1.9	2.0
Employment Cost Index[d]	2.6	3.0	3.3	3.2	3.1
	Annual Average				
Unemployment Rate (Percent)	4.8	4.5	4.6	4.9	4.9
Payroll Employment (Monthly change, in thousands)[g]	175	123	24	25	64
Interest Rates (Percent)					
Three-month Treasury bills	0.3	0.7	1.4	2.4	2.8
Ten-year Treasury notes	1.8	2.3	2.8	3.2	3.6
Tax Bases (Percentage of GDP)					
Wages and salaries	44.3	44.4	44.4	44.4	44.3
Domestic economic profits	8.7	8.4	8.2	7.8	7.3

Source: Congressional Budget Office.

Economic projections for each year from 2016 to 2026 appear in Appendix B.

GDP = gross domestic product; PCE = personal consumption expenditures.

a. Nominal GDP adjusted to remove the effects of inflation.

b. Excludes prices for food and energy.

c. The consumer price index for all urban consumers.

d. The employment cost index for wages and salaries of workers in private industries.

e. Value for the fourth quarter of 2020.

f. Value for the fourth quarter of 2026.

g. Calculated as the monthly average of the fourth-quarter-to-fourth-quarter change in payroll employment.

JULIANA REGGI
APODERADA

Box 2-1.

Recently Released Economic Data

In late July, the Bureau of Economic Analysis (BEA) released its annual revision of the national income and product accounts, as well as new data about economic growth during the first half of 2016. The revision incorporates new data from various sources, as well as some changes in methods and definitions.[1] The Congressional Budget Office completed its forecast before BEA released that new information, but an initial review of the revised and newly released data does not suggest any substantial change to CBO's economic or budget projections.

Revisions to Historical Data

BEA slightly increased its estimate of the growth of real output (that is, output adjusted to remove the effects of inflation) between 2013 and 2015. It now estimates that real output grew by 2.2 percent, rather than 2.1 percent, during that period. It also estimates that national income grew 0.3 percentage points faster than it estimated previously. Two components of that income are important for forecasting revenues: corporate profits, which BEA revised downward by $4.5 billion in 2013, upward by roughly $80 billion in 2014, and upward again by roughly $80 billion in 2015; and wage and salary disbursements, which were revised upward by about $7 billion for the whole 2013–2015 period. (Most of the upward revision to income over the past three years reflected higher corporate profits, so although wages were also revised upward, their share of total income fell.) The revision left most measures of inflation—including the price index for personal consumption expenditures, the core version of that price index, and the gross domestic product (GDP) price index—largely unchanged. (The revision does not affect another measure of inflation, the consumer price index for all urban consumers or CPI-U.)

Growth in 2016

BEA also revised its estimate of GDP for the first quarter of 2016 and released its initial estimate for the second quarter. The new data indicate that real GDP grew at an average annual rate of 1.0 percent in the first half of 2016—well below the 1.7 percent rate that CBO used in constructing its economic forecast. Most of that difference resulted from unexpected weakness in business fixed investment (that is, investment in non-residential structures, equipment, and intellectual property products) and from a sharp drop in private inventory investment.

An initial review of the new data for the first half of 2016 indicates that economic growth for the year may prove to be slightly slower than CBO projected in early July. However, because a number of factors suggest that the underlying momentum in economic activity may be stronger than the recent growth of real GDP suggests, output growth in 2016 may in fact be close to CBO's projection. For one, consumer spending during the first half of the year was slightly stronger than CBO had anticipated. Also, the latest data about the labor market suggest continued growth in employment and labor income. And inventory investment will swing back if firms find that they need to replenish their inventories to meet future demand.

Implications for Future Years

Beyond 2016, the general contours of CBO's projections are unaffected by the revised and newly released data. For example, though the data indicate slightly faster growth in real GDP and slightly weaker growth in business investment in fixed capital during the past three years, they do not call for a significant change to CBO's estimates of potential GDP in the recent past or in the future. More will be known about how CBO might adjust those estimates when BEA releases its revised estimates of capital stock later this year.

1. See Bureau of Economic Analysis, "National Income and Product Accounts—Gross Domestic Product: Second Quarter 2016 (Advance Estimate)—Annual Update: 2013 Through First Quarter 2016" (press release, July 29, 2016), http://go.usa.gov/xTcJH (PDF, 1.9 MB).

the distribution of possible outcomes, given current law and the economic data that are available when the projections are prepared. Nevertheless, many developments—such as slower-than-expected growth in business investment, faster-than-expected growth in productivity, or weaker-than-expected economic growth abroad—could make outcomes differ substantially from what CBO has projected.

CBO's current economic projections differ in some significant respects from its last projections, which were published in January 2016. For example, CBO now projects slower growth of real GDP in 2016, largely because of the weaker-than-anticipated growth during the first half of the year. Also, the agency's projections of potential and actual GDP in 2026 are now roughly 1½ percent lower than they were in January. Those revisions were made on the basis of new data and a reassessment of future growth in TFP. In addition, CBO has reduced its projections of interest rates on Treasury securities; by 2026, those rates are roughly one-half of a percentage point lower than CBO projected in January. That revision reflects CBO's reassessment of the future demand for Treasury securities, in light of lower-than-anticipated interest rates in financial markets and recent global economic developments that point to less demand for foreign assets; it also partly reflects the revisions to projected GDP growth.

The economic projections in this report do not differ much from those of most other forecasters. They are generally similar to the *Blue Chip* consensus forecast, which was published in August, though CBO's projection of real GDP growth is higher. The agency's projections of economic activity are also generally similar to the forecasts developed by the Federal Reserve, which were presented at the Federal Open Market Committee's June 2016 meeting.

The Economic Outlook for 2016 Through 2020

Since the end of the 2007–2009 recession, real GDP has grown faster than potential GDP, on average, reducing the gap between the two and hence the amount of slack in the economy. CBO expects that gap to keep narrowing as real GDP grows more quickly in the second half of this year and next year than it did during the first half of this year (see Figure 2-1). However, growth in real GDP is expected to slow in 2018 and to fall below but remain close to the growth of potential GDP in 2019 and 2020.

In CBO's projections, developments in the federal tax and spending policies specified in current law have a small negative effect on economic growth over the next few years, on net. By contrast, monetary policy continues to support growth over the next few years, albeit less and less so as the economy nears its potential output and the labor market tightens.

Most of the growth of output during the coming five years will be driven by consumers, businesses, and home builders, CBO anticipates. Demand from federal, state, and local governments and from foreign customers will contribute much less to economic growth.

CBO expects that slack in the labor market will nearly disappear over the next year. In the agency's projections, increased demand for workers reduces the unemployment rate and draws more workers into the labor force. Reduced slack in the labor market and the economy will help boost the rate of inflation to the Federal Reserve's target rate of 2 percent.

Unlike CBO's projections for the 2016–2018 period, those for 2019 and 2020 do not reflect expected cyclical developments in the economy. Rather, they serve as transitions to the values that CBO projects for the 2021–2026 period—which themselves are not based on predictions of business-cycle fluctuations.

Federal Fiscal Policy

If current laws remained generally the same, changes in federal spending and revenues would modestly dampen aggregate demand for goods and services over the next few years.[1] Those changes would also slightly reduce the supply of labor in the economy. Together, the changes in aggregate demand and in the supply of labor would restrain the growth of output through 2020.

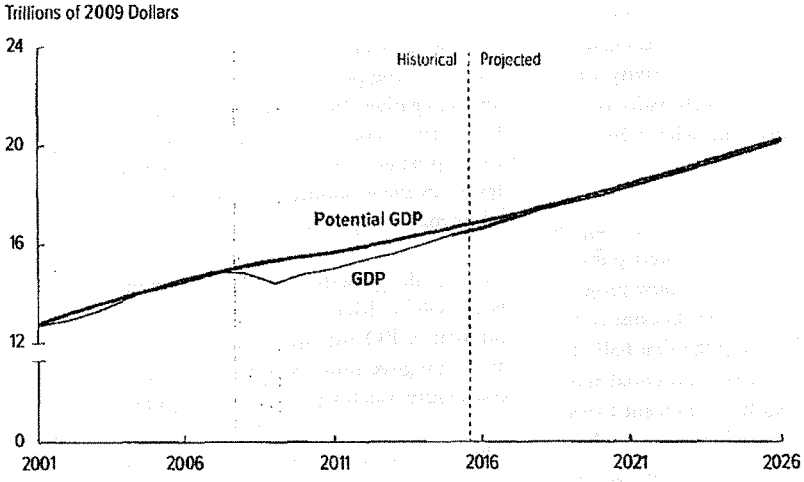
Specifically, in CBO's projections, four broad changes in federal spending and revenues that would occur under

1. Aggregate demand refers to total purchases by consumers, businesses, government, and foreigners of a country's output of final goods and services during a given period. All else being equal, changes in aggregate demand affect businesses' decisions about whether to increase production, invest in equipment, and hire workers, which in turn affect income, demand, and output.

JULIANA Hogai

Figure 2-1.

GDP and Potential GDP



In CBO's projections, the gap between the economy's actual and potential output is largely eliminated by the end of 2017 and then returns to its historical average—about one-half of one percent of potential GDP—by 2020.

Sources: Congressional Budget Office; Bureau of Economic Analysis.

Potential GDP is CBO's estimate of the maximum sustainable output of the economy.

Data are annual. Values for GDP from 2001 through 2015 (the thin line) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values for GDP from 2015 through 2026 (the thick line) and all values for potential GDP reflect the data available and projections made before July 29.

GDP = gross domestic product.

current law reduce growth in aggregate demand over the next five years:[2]

- Partly because of statutory caps limiting the growth of discretionary spending, the federal government's real purchases of goods and services decline, slightly reducing real GDP growth through 2018.[3] Real federal purchases provide negligible contributions to growth in 2019 and 2020.
- The phasing out of various provisions of law governing the taxation of investment spending reduces businesses' incentives to invest, tempering the growth of their investment in structures and equipment from 2018 through 2020.
- Growth in real income pushes some households into higher tax brackets, raising effective marginal tax rates—that is, tax rates on an additional dollar of income earned by those households. That effect, which is known as real bracket creep, slightly increases households' tax liabilities, reducing their disposable (that is, after-tax) income and slightly dampening the growth of consumer spending over the next few years.
- The stimulus provided by automatic stabilizers—the automatic decreases in revenues and increases in outlays that occur when the economy weakens—continues to diminish over the next few years as the economy improves.[4]

2. The effects of those changes are incorporated into CBO's projections, but the agency has not separately quantified the impact of each.

3. Discretionary spending consists of the outlays that result from budget authority provided by appropriation acts.

4. All else being equal, automatic stabilizers affect aggregate demand because they are changes in the amount of taxes that households and businesses pay and in the transfer payments that households receive. For more discussion of automatic stabilizers, see Congressional Budget Office, *The Budget and Economic Outlook: 2016 to 2026* (January 2016), Appendix C, www.cbo.gov/publication/51129; and Frank Russek and Kim Kowalewski, *How CBO Estimates Automatic Stabilizers*, Working Paper 2015-07 (Congressional Budget Office, November 2015), www.cbo.gov/publication/51005.

Fiscal policy also reduces the supply of labor in CBO's projections. The increase in effective marginal tax rates described above would reduce the incentive to work, thus diminishing the amount of labor that people choose to supply. CBO also expects elements of the Affordable Care Act, such as the phasing out of health insurance subsidies as people's income rises, to reduce the amount of labor supplied over the next few years, as people adjust their employment circumstances in response and as more people choose to participate in health insurance marketplaces.[5]

Monetary Policy and Interest Rates

CBO expects that as the economy improves, and as the rate of inflation approaches the Federal Reserve's longer-run goal of 2 percent, the central bank will gradually reduce the extent to which its monetary policy supports economic growth. At its December 2015 meeting, the Federal Reserve's Federal Open Market Committee began that process, raising its target range for the federal funds rate—that is, the interest rate that financial institutions charge each other for overnight loans of their monetary reserves. The range is now 0.25 percent to 0.50 percent. In light of two developments—slow domestic growth in the first half of the year, and the United Kingdom's recent vote to leave the European Union, which has exacerbated uncertainty about global economic growth and financial stability—CBO expects the target range to remain at its current level until the fourth quarter of 2016. CBO expects the federal funds rate to then rise gradually, reaching 1.1 percent in the fourth quarter of 2017 and 1.8 percent in the fourth quarter of 2018 (see Figure 2-2).

As the federal funds rate rises, interest rates on federal borrowing will also rise gradually over the next few years, CBO projects. The interest rate on 10-year Treasury notes fell from 2.2 percent in the fourth quarter of 2015 to 1.8 percent in the second quarter of 2016. That rate is projected to begin increasing in the second half of 2016, reaching 1.9 percent in the fourth quarter of 2016, 2.9 percent in the fourth quarter of 2018, and 3.4 percent in the fourth quarter of 2020.

Those projected increases reflect three factors. First, CBO anticipates that the interest rate on 3-month Treasury bills will rise (to 0.4 percent in the fourth quarter of 2016, 1.7 percent in the fourth quarter of 2018, and 2.8 percent in the fourth quarter of 2020) as the Federal Reserve gradually reduces the extent to which monetary policy supports the growth of aggregate demand.[6] Such increases in short-term rates boost longer-term rates because the latter are partly determined by investors' expectations of the former. Second, foreign economic growth is expected to improve, pushing up rates abroad and in the United States. In CBO's assessment, the interest rate on 10-year Treasury notes fell over the first half of 2016 partly because falling interest rates abroad put downward pressure on rates here; improving foreign economic growth is expected to reverse that effect.

And third, CBO expects an increase in the term premium—the extra return paid to bondholders for the added risk associated with holding long-term Treasury securities (after average expected interest rates on shorter-term securities are accounted for). Several factors have pushed the term premium on U.S. Treasury securities to historically low levels in recent years. One is limited long-term investment opportunities abroad, which may have prompted global investors to shift their holdings out of foreign bonds and into longer-term U.S. Treasury securities, keeping interest rates on those securities down. Other factors are investors' heightened concern about global economic growth and their perception that the value of long-term Treasury securities rises when growth is weak (which implies that those securities may provide a useful hedge against such risks). CBO projects that the term premium will rise over the next several years as the factors that have recently suppressed it dissipate. However, because those factors are expected to dissipate slowly, CBO expects the interest rate on 10-year notes to rise more slowly than the rate on 3-month bills and to stabilize slightly later.[7]

5. For more information, see Edward Harris and Shannon Mok, *How CBO Estimates the Effects of the Affordable Care Act on the Labor Market*, Working Paper 2015-09 (Congressional Budget Office, December 2015), www.cbo.gov/publication/51065.

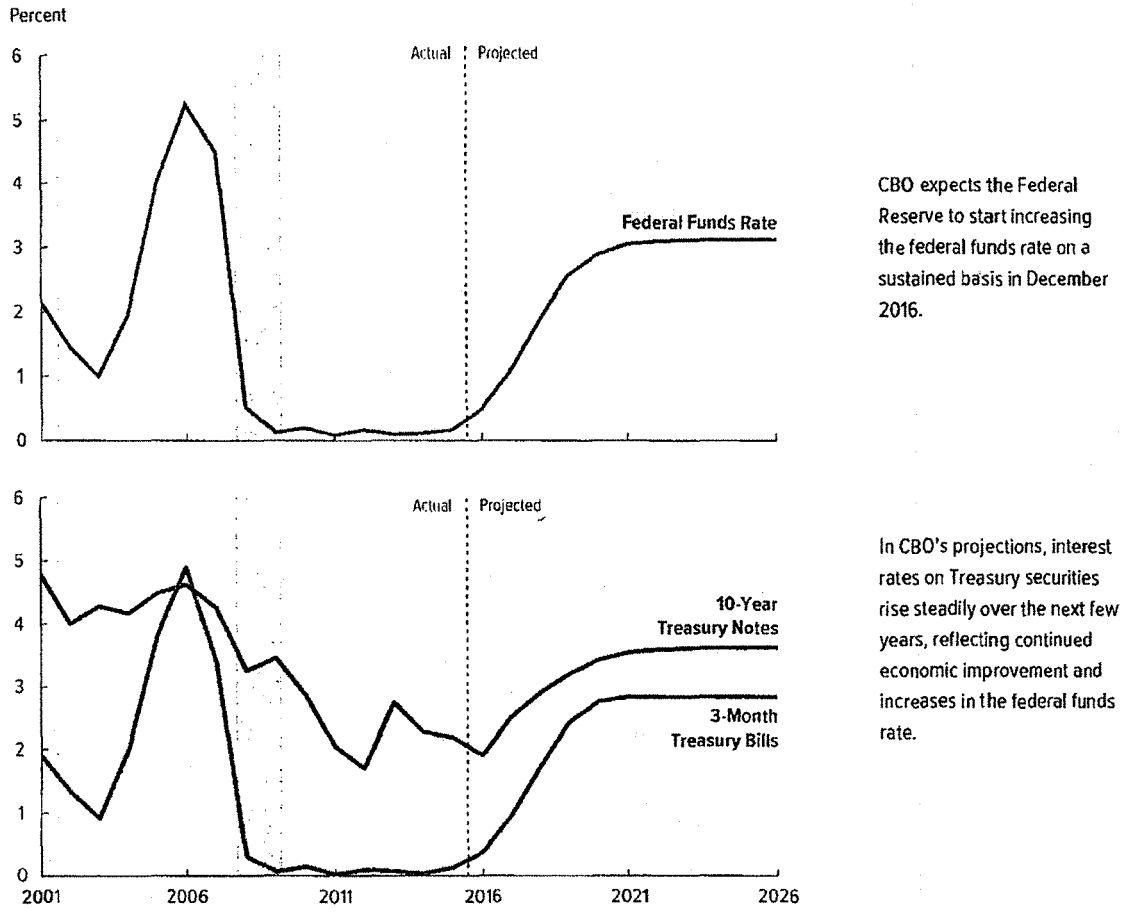
6. CBO expects the interest rate on 3-month Treasury bills to be lower than the federal funds rate over the next 10 years, as it has generally been in the past. The reason for that historical difference is that Treasury securities are free of default risk, whereas the overnight unsecured loans made at the federal funds rate carry a small risk of default.

7. In addition, long-term rates have probably been held down by the influence of the Federal Reserve's large portfolio of long-term assets. CBO expects the size of that portfolio to gradually diminish, beginning next year; that development will put upward pressure on the term premium and the 10-year rate. CBO's expectation that the reduction in the size of the Federal Reserve's portfolio will begin later than the resumption of increases in the federal funds rate is another reason that the interest rate on 10-year Treasury notes is expected to rise more slowly than the rate on 3-month bills and to stabilize slightly later.

JULIANA REGGI
APODERADA

Figure 2-2.

Interest Rates



CBO expects the Federal Reserve to start increasing the federal funds rate on a sustained basis in December 2016.

In CBO's projections, interest rates on Treasury securities rise steadily over the next few years, reflecting continued economic improvement and increases in the federal funds rate.

Sources: Congressional Budget Office; Federal Reserve.

The federal funds rate is the interest rate that financial institutions charge each other for overnight loans of their monetary reserves.

Data are annual and are fourth-quarter values. Actual data are plotted through 2015.

Despite CBO's expectation that the 10-year rate will rise, the agency does not expect it to return to the levels seen in the two decades before the 2007–2009 recession. Several factors discussed below will probably continue to suppress interest rates throughout the 10-year projection period (see "The Economic Outlook for 2021 Through 2026" on page 51).

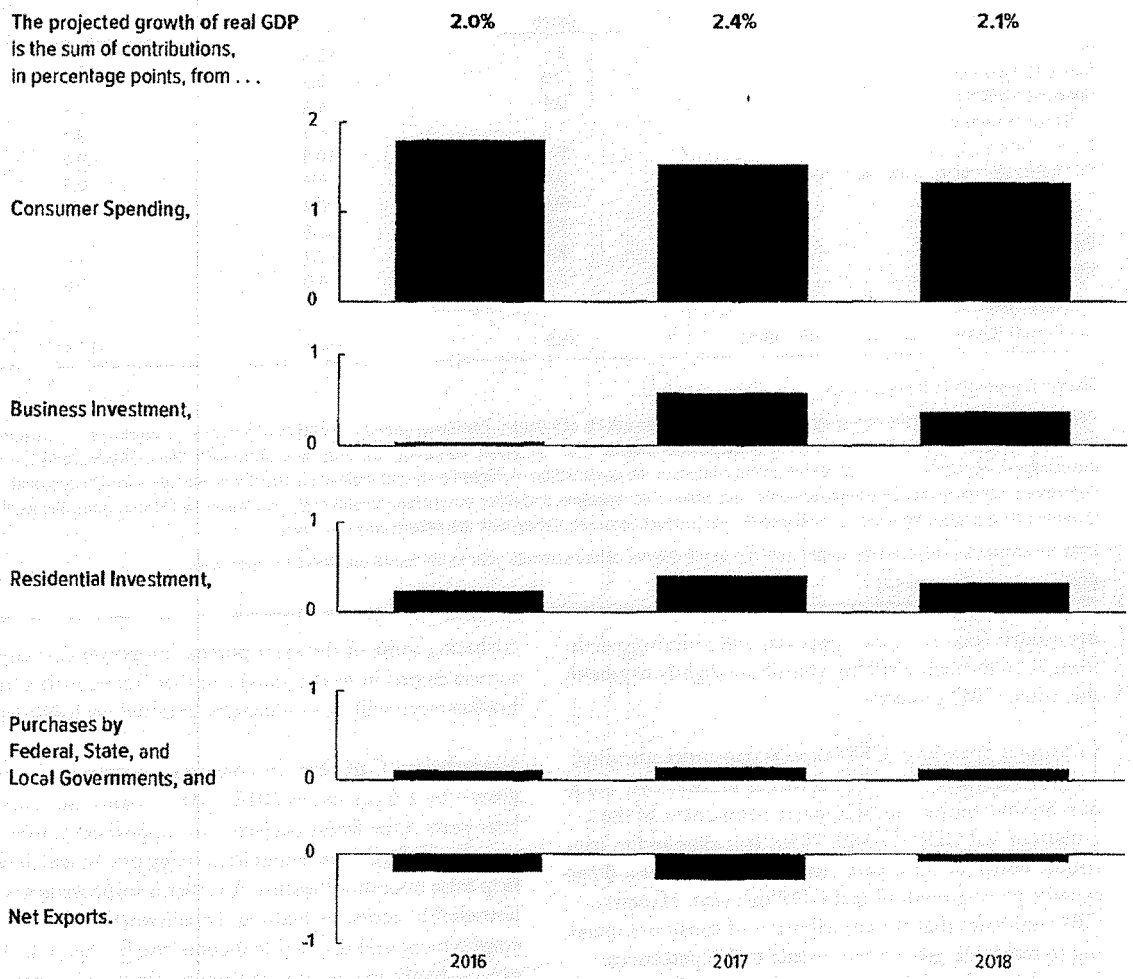
Contributions to the Growth of Real GDP

CBO expects that consumer spending, business investment, and residential investment will drive the growth of real GDP over the next few years (see Figure 2-3).[8] Consumer spending is expected to provide the largest contribution to that growth, as it has generally done in the past. However, the anticipated pickup in growth in the second half of 2016 and in 2017 stems largely from faster growth in investment—particularly in business equipment and structures—as the growth in spending by consumers slows (see Table 2-2). On net, total purchases by governments are projected to have a small positive effect on the growth of GDP through 2020. In contrast,

8. Those components' contributions to real GDP growth reflect their growth rate weighted by their share of nominal GDP.

Figure 2-3.

Projected Contributions to the Growth of Real GDP



Source: Congressional Budget Office.

The values show the contribution of the major components of GDP to the projected growth rate of real GDP (that is, GDP adjusted to remove the effects of inflation). Consumer spending consists of personal consumption expenditures. Business investment comprises purchases of equipment, nonresidential structures, and intellectual property products, as well as the change in inventories. Residential investment comprises the construction of single-family and multifamily structures, manufactured homes, and dormitories; spending on home improvements; and brokers' commissions and other ownership-transfer costs. Purchases by federal, state, and local governments are taken from the national income and product accounts. Net exports are exports minus imports.

Data are annual. Changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next.

GDP = gross domestic product.

7

JULIANA REGG
APODERADA

Table 2-2.

Projected Growth in Real GDP and Its Components

Percent

	2016	2017	2018
Real GDP	2.0	2.4	2.1
Consumer Spending	2.6	2.2	1.9
Business Investment	0.4	4.6	2.9
Business fixed investment	1.4	4.9	3.3
Residential Investment	6.7	10.9	8.0
Purchases by Federal, State, and Local Governments	0.6	0.8	0.7
Federal	-0.8	-0.4	-0.7
State and local	1.5	1.6	1.5
Exports	2.2	3.7	3.0
Imports	3.2	4.9	3.0
Memorandum:			
Net Exports (Change in billions of 2009 dollars)	-38.5	-56.3	-17.3

Source: Congressional Budget Office.

Real GDP is the output of the economy adjusted to remove the effects of inflation. Consumer spending consists of personal consumption expenditures. Business investment comprises business fixed investment—purchases of equipment, nonresidential structures, and intellectual property products—and the change in inventories. Residential investment comprises the construction of single-family and multifamily structures, manufactured homes, and dormitories; spending on home improvements; and brokers' commissions and other ownership-transfer costs. Purchases by federal, state, and local governments are taken from the national income and product accounts. Net exports are exports minus imports.

Data are annual. Changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next year.

GDP = gross domestic product.

net exports (exports minus imports) will restrain growth from 2016 through 2019 but contribute slightly to growth thereafter, CBO projects.

Consumer Spending. CBO expects consumer spending on goods and services, which accounts for over two-thirds of economic output, to be a major component of the growth of real GDP through 2020. It is expected to contribute nearly all—1.8 percentage points—of the 2.0 percentage-point growth of real GDP this year. However, CBO estimates that the contribution of consumer spending to real GDP growth will recede to 1.5 percentage points in 2017 and decline somewhat thereafter.

In CBO's projections, the main factor explaining the slowing growth of consumer spending over the next few years is slowing growth in real disposable personal income—which, in turn, largely reflects slowing growth in employees' real compensation (see Figure 2-4). The growth rate of real compensation diminishes, notably in 2017 and 2018, as the growth in employment slows; that moderation outweighs an acceleration in compensation per hour. Also reducing the projected growth of real disposable income are CBO's expectations that energy prices will continue to rebound through the end of 2017 (reducing some of the extra purchasing power that consumers gained in recent years) and that factors such as real bracket creep will slightly increase personal tax liabilities.

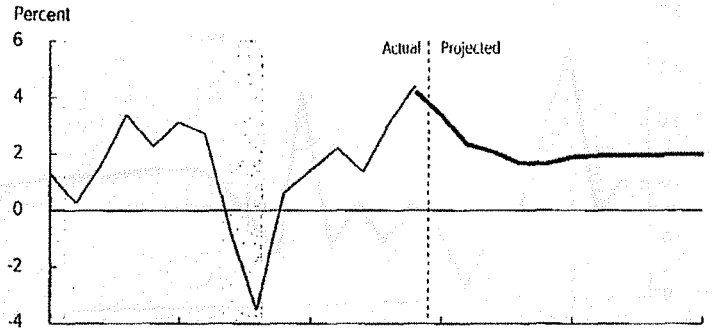
Nevertheless, CBO expects consumer spending to grow—by 2.6 percent in 2016 and by smaller amounts in later years. One factor projected to support consumer spending is further increases in housing prices, which will help raise household wealth. Another is improvements in households' access to credit and creditworthiness. As employment and disposable income rise further, CBO expects banks to continue to increase their willingness to make consumer loans. Households' debt and debt-service payments have fallen markedly as a percentage of disposable personal income since the recession ended in 2009, and delinquency rates on consumer loans are historically low, by some measures. Lighter debt burdens give families greater capacity to borrow for major purchases. Although interest rates are likely to rise in the future, their effect on debt-service burdens will be muted, because the rates are expected to remain low by historical standards.

Business Investment. CBO projects that real business investment will contribute 0.1 percentage point to the

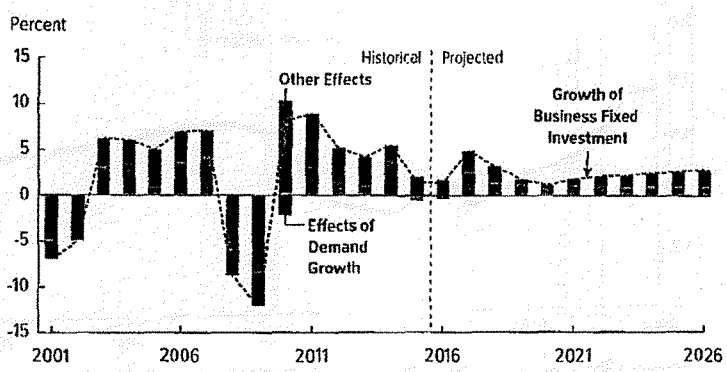
Figure 2-4.

Factors Underlying the Projected Contributions to the Growth of Real GDP

Slowing growth in the total amount of employees' real compensation is projected to slow the growth of consumer spending in the next few years.



Over the next few years, in CBO's assessment, businesses' response to the past and expected growth of demand will drive the growth of their real fixed investment. However, the faster growth of investment projected for 2017 is due to other effects, such as the end of a prolonged drop in the price of crude oil.



Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Economic Analysis, the Census Bureau, and the Federal Reserve.

The total amount of employees' real compensation is the sum of wages, salaries, and supplements divided by the price index for personal consumption expenditures. Percentage changes in employees' real compensation are measured from the average of one calendar year to the next. Values from 2001 through 2015 (the thin line) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values from 2015 through 2026 (the thick line) reflect the data available and projections made before July 29.

The effects of demand growth are the estimated effects of the past and expected growth of demand for businesses' output on the growth of real business fixed investment (purchases of equipment, nonresidential structures, and intellectual property products, adjusted to remove the effects of inflation). That is, businesses buy new capital both to meet the growth of demand for their goods and services since the last time they purchased capital and to meet the expected future growth of demand. (They also replace worn-out or obsolete capital.) The other effects on business fixed investment include such factors as taxes and the cost of financing investments. Percentage changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next. Values reflect the data available before the Bureau of Economic Analysis released its revisions to the national income and product accounts on July 29, 2016.

Continued

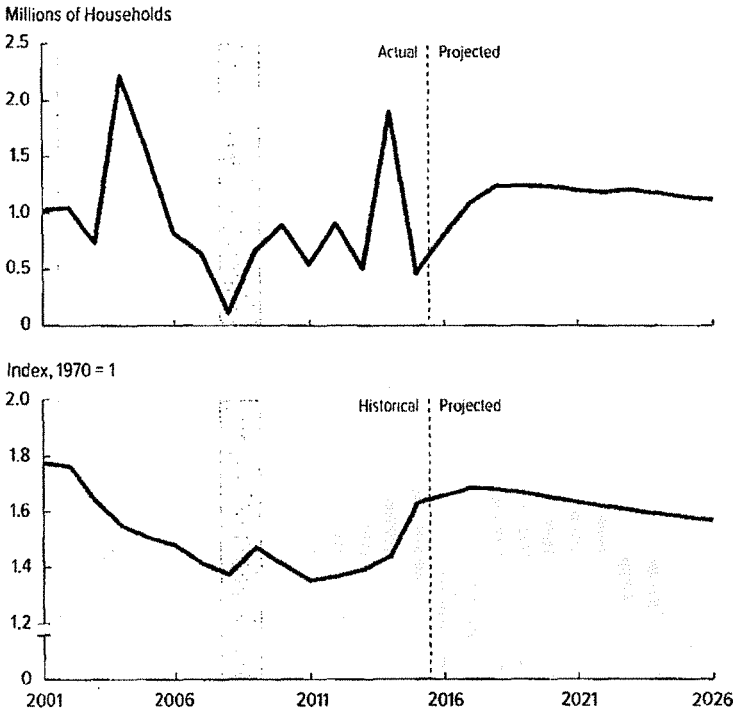
growth of real GDP in 2016, the result of a negative contribution in the first half of the year and an expected positive one in the second half. Real business investment is projected to make a larger contribution to real GDP growth in 2017, 0.6 percentage points, and that increase accounts for much of the projected rise in the growth of GDP next year. Investment contributes 0.4 percentage points to the projected growth of output in 2018 and less after that. All of those contributions will be from business fixed investment—that is, investment in nonresidential structures, equipment, and intellectual property products—rather than from investment in inventories. Inventory investment is expected to make a small negative contribution to growth in 2016, largely because it slowed during the first half of the year, and thereafter to make neither a positive nor a negative contribution.

7

JULIANA REGGI
APODERADA

Figure 2-4. Continued

Factors Underlying the Projected Contributions to the Growth of Real GDP



A projected increase in **household formation** will contribute to faster growth in residential investment during the next two years.

The continued appreciation of the **exchange rate of the U.S. dollar** this year is projected to contribute to lower net exports this year and next.

Household formation is the change in the number of occupied housing units from the fourth quarter of the previous year to the fourth quarter of the year indicated.

The measure of the exchange rate of the dollar is an export-weighted average of exchange rates between the dollar and the currencies of the United States' leading trading partners. Data are calendar year averages.

Actual and historical data are plotted through 2015.

GDP = gross domestic product.

Businesses' response to the past and expected growth of demand for their output will drive the growth of their fixed investment over the next few years, in CBO's view (see Figure 2-4). In addition to replacing worn-out or obsolete capital assets, businesses invest in new assets to meet unexpected demand for their goods and services in the past and expected demand in the future. Although the current level of nonmining investment is roughly compatible with businesses' need to keep pace with expected new demand, in CBO's estimation, businesses still need to make up for some investment forgone during the recession and slow recovery—when sluggish consumer spending, residential construction, and spending by state and local governments curtailed investment. For example, both the national office vacancy rate and the national industrial availability rate are near the lows reached during the last business cycle.[9] CBO expects that the growth in demand will continue to significantly boost investment through 2018 but that it will slow and provide a smaller boost in later years.

A number of other factors contribute to the projected increase of business investment next year. For one, CBO anticipates that the price of crude oil will rise. During

9. The office vacancy rate is the amount of vacant office space for lease divided by the total square footage of office space. The industrial availability rate is the supply of available space in large industrial buildings as a percentage of the total amount of such space.

2015 and early 2016, falling oil prices sharply reduced real investment in mining structures and mining equipment; modestly higher oil prices are expected to boost mining-related investment next year. Also, factors that contributed to the weakness in real investment in nonmining equipment at the end of last year and during the first half of this year—declining productivity (which reduced the profitability of new investment) and weaker business confidence—will wane, in CBO's view.

Some factors temper CBO's projections of business investment after next year. Partial-expensing provisions in the tax code, which encourage investment by letting businesses deduct new capital expenses from their taxable income more rapidly than they could otherwise, will gradually expire during the 2018–2020 period. The increase in interest rates anticipated in CBO's forecast will also exert some downward pressure on investment, but not enough to offset the influence of the ongoing economic expansion.

Residential Investment. CBO expects real residential investment to keep growing rapidly over the next few years, even as mortgage interest rates rise.[10] The fact that the sector is small will limit its contribution to the growth of real GDP, but CBO expects that contribution to be noticeably larger than the historical average. CBO projects that residential investment will contribute 0.2 percentage points to the growth of real GDP in 2016—slightly less than in 2015, because the growth of housing starts slowed this year.[11] As such growth picks up, residential investment is projected to contribute 0.4 percentage points to GDP in 2017 and a smaller amount thereafter.

CBO anticipates that the construction of new homes will be the primary contributor to residential investment, mainly because of stronger household formation (see Figure 2-4).[12] Aside from a puzzling surge in 2014, household formation has been unusually weak since the 2006 peak of the housing boom, averaging only about 750,000 net new households per year over the past 10 years—far lower than the annual average of 1.23 million over the 20 years before that. Some of the recent weakness probably stems from a sharp tightening of mortgage lending standards from 2007 to 2009. Even though those standards remain tighter than they were before 2007, they have begun loosening over the past few years; as they continue to loosen and as employment continues to improve, household formation will gradually return to historical averages, CBO expects.

CBO anticipates that stronger growth in demand for housing will put upward pressure on house prices. In 2015, house prices rose by 5.9 percent.[13] CBO projects that they will increase by 4.2 percent in 2016 and by about 2.5 percent per year, on average, over the 2017–2020 period. (That projection incorporates an expected increase in the supply of housing units, which will temper the price increases resulting from stronger housing demand.)

Government Purchases. During each of the next three years, if current laws governing federal fiscal policies generally remained in place, total real purchases of goods and services by federal, state, and local governments would contribute 0.1 percentage point to the growth of real output, roughly the same amount as in 2015, CBO projects. The projected growth of the real value of total government purchases in 2016 results from an estimated 0.8 percent decrease in federal purchases and an estimated 1.5 percent increase in state and local purchases. CBO projects similar changes for 2017 and 2018, assuming that the statutory caps on funding for discretionary programs would cause reductions in real purchases by the federal government in both of those years. (See Chapter 1 for a discussion of how the caps affect projected outlays.) In later years of the projections, real purchases by the federal government change little.

In 2019 and 2020, real government purchases are projected to contribute 0.2 percentage points annually to the growth of real output, almost entirely because of growth in real purchases by state and local governments. CBO projects that state and local purchases will grow throughout the 2016–2020 period because, in its view, state and local governments will increase spending as their tax revenues continue to grow.

10. Residential investment consists mostly of the construction of single-family and multifamily residences, residential improvements, and real estate agents' commissions and other ownership transfer costs.

11. Housing starts are the number of new housing units on which construction has begun in a given period.

12. Household formation is the change in the number of occupied housing units.

13. That increase, which is on a fourth-quarter-to-fourth-quarter basis, was calculated from the Federal Housing Finance Agency's price index for home purchases.

JULIANA REGGI
APODERADA

Net Exports. CBO expects real net exports to fall from 2016 through 2019, extending the decline of the past two years.[14] The projected decline reflects CBO's expectation that real imports will grow faster than real exports, on average. The decline in real net exports reduces projected GDP growth by 0.2 percentage points in 2016, by 0.3 percentage points in 2017, by 0.1 percentage point in 2018, and by a negligible amount in 2019. In 2020, real net exports are expected to rise slightly, making a very small contribution to growth.

CBO's projection of real net exports is strongly influenced by a significant increase in the exchange value of the dollar during the past two years and by the agency's forecast of that value (see Figure 2-4). From mid-2014 through the second quarter of this year, the trade-weighted U.S. dollar appreciated by approximately 20 percent.[15] In CBO's estimation, that appreciation occurred because long-term interest rates declined among the United States' leading trading partners, particularly in Europe and Asia, and because the outlook for foreign growth deteriorated. Those developments boosted the dollar by increasing demand for dollar-denominated assets relative to assets denominated in other currencies. More recently, after the United Kingdom's vote to leave the European Union, the dollar rose significantly against the British pound and the euro, implying that the expected return on assets from the United Kingdom and the European Union fell in relation to the expected return on dollar-denominated assets. In CBO's projections, foreign central banks' efforts to boost aggregate demand in response to such factors continues to increase the exchange value of the dollar over the next two years, making U.S. exports more expensive abroad and thus tending to reduce net exports.

CBO also expects that stronger growth in the United States than in its trading partners will weaken net exports over the next two years. In particular, prices for oil and other commodities, which are lower than their averages over the past 10 years, are dampening growth in Canada and Mexico. The United Kingdom's pending exit from the European Union will probably reduce growth in European economies and especially in the British economy over at least the next few years. In addition, China's economic output is projected to keep decelerating as its economy shifts to depend less on investment and more on consumption.

In later years, however, as commodity prices rebound, CBO expects faster growth among the nation's major trading partners—especially Canada and Mexico, and to a lesser extent China. As a result, net exports are projected to decline less in 2019 than in previous years and to start rising in 2020. Moreover, CBO expects that as growth strengthens and inflation rises in foreign economies, central banks will gradually tighten their monetary policies—pushing up interest rates in those countries, reducing the exchange value of the dollar, and leading to an increase in U.S. net exports in 2020 (and beyond).

The Labor Market

The labor market continued to improve in the first half of 2016. The primary measure that CBO uses to assess the amount of slack in the labor market—the estimated shortfall in employment from its potential amount—fell by about 1 million people between the end of 2015 and June 2016, when it stood at 1.4 million people. (For more discussion of the current amount of slack, see Box 2-2.) That decline reflected both a drop in the unemployment rate and an increase in the labor force participation rate.[16]

According to CBO's estimates, the growth of aggregate demand will increase demand for labor, shrinking the employment shortfall to about three-quarters of a million people by the end of 2016 and eliminating it by the middle of 2017 (see Figure 2-5). That projection reflects two expectations that partly offset each other: first, that the labor force will be smaller than its estimated potential size during that period; second, that the unemployment rate will fall below the estimated natural rate of unemployment (the rate that arises from all sources except fluctuations in

14. Net exports are currently negative, meaning that the United States imports more than it exports. A decrease in net exports indicates that imports are increasing more than exports.

15. CBO's measure of the exchange value of the dollar is an export-weighted average of the exchange rates between the dollar and the currencies of leading U.S. trading partners. Similarly, CBO calculates the economic growth of leading U.S. trading partners as a weighted average of their growth rates, using shares of U.S. exports as weights.

16. The labor force participation rate is the percentage of people in the civilian noninstitutionalized population who are at least 16 years old and are either working or seeking work.

Box 2-2.

Current Slack in the Labor Market

Underused resources, or "slack," remains in the labor market. The Congressional Budget Office bases that assessment on its analysis of the employment shortfall, on various other measures of underused labor, and on such indicators as the growth of compensation and rates of hiring and quitting.

The employment shortfall, CBO's primary measure of slack in the labor market, is the difference between actual employment and the agency's estimate of potential (maximum sustainable) employment. Potential employment is what would exist if the unemployment rate equaled its natural rate—that is, the rate that arises from all sources except fluctuations in aggregate demand for goods and services—and if the labor force participation rate equaled its potential rate. Consequently, the employment shortfall has two components: an unemployment component and a participation component. The unemployment component is the difference between the number of jobless people seeking work at the current rate of unemployment and the number who would be jobless at the natural rate of unemployment. The participation component is the difference between the number of people in the current labor force and the number who would be in the labor force at the potential labor force participation rate. CBO estimates that the employment shortfall was about 1.4 million people in the second quarter of 2016; nearly the entire shortfall (about 1.3 million people) stemmed from a depressed labor force participation rate.

The employment shortfall accounts for the most important sources of slack in the current labor market, but it does not account for all of them. One source of slack that is not accounted for in the employment shortfall is an unusually large percentage of part-time workers who would prefer to work full time. In the second quarter of 2016, about 6 million workers, or about 4 percent of all workers, were employed part time for economic reasons—that is, because employers were offering them part-time jobs, even though they would have preferred full-time jobs. That 4 percent rate was still about 1 percentage point higher than the rate in the fourth quarter of 2007. But it is hard to determine how much of that 1 percentage-point difference represented slack, because part of the increase since 2007 might have been related to structural factors. One such factor is that employment has been shifting to industries that employ a larger fraction of part-time workers, such as service industries. That development may be increasing the share of employees who work fewer hours than they would like.[1]

Another source of slack is the number of people who are marginally attached to the labor force—that is, who are not looking for work now but have looked for it in the past 12 months. That number is larger than it was before the recession—about 1.7 million people in the second quarter of 2016, up from about 1.4 million in the fourth quarter of 2007. Because the elevated number of marginally attached workers is closely related to the depressed rate of labor force participation, it is largely reflected in CBO's measure of the employment shortfall. Marginally attached workers are also included in the U-6 measure of underused labor computed by the Bureau of Labor Statistics, along with the number of unemployed people and the number of people employed part time for economic reasons.[2] In the second quarter of this year, the U-6 measure stood at 9.7 percent, down slightly from 9.9 percent in the fourth quarter of last year but higher than the 8.5 percent observed before the recession.

Some measures of the number of hours worked, such as the average number of hours worked per week, could also indicate slack in the labor market. CBO does not use hours to measure slack because the agency forecasts average hours worked per week for only a portion of the economy (the nonfarm business sector). Nonetheless, by the end of 2015, the average number of hours worked per week had returned to its prerecession level, and in the nonfarm business sector, it had returned to its usual relationship with potential average hours worked per week. That fact suggests that any cyclical influence on the average number of hours worked per week is not currently a significant source of labor market slack.[3]

Other economic indicators offer mixed signals about the amount of slack remaining in the labor market. Hourly labor compensation continued to grow more slowly than labor productivity and inflation in the first half of 2016, indicating slack. But two indicators—the rate at which job seekers are hired and the rate at which workers are quitting their jobs, both measured as a fraction of total employment—show little evidence of slack: Both are currently near their prerecession levels.

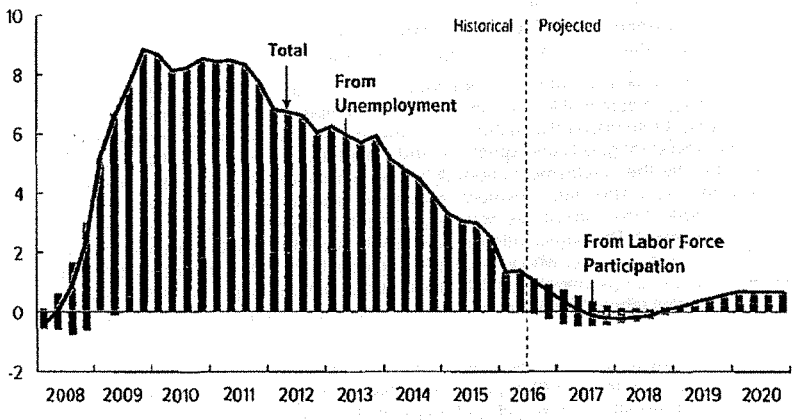
1. See Rob Valletta and Catherine van der List, "Involuntary Part-Time Work: Here to Stay?" Economic Letter 2015-19 (Federal Reserve Bank of San Francisco, June 8, 2015), http://tinyurl.com/pbywpck.
2. The U-6 measure is the number of unemployed workers, marginally attached workers, and workers employed part time for economic reasons as a percentage of the labor force plus all marginally attached workers. By contrast, the unemployment rate that is generally reported in the news—the U-3 unemployment rate—is the number of unemployed workers as a percentage of the labor force.
3. The percentage of workers who are working part time for economic reasons is above its prerecession level. Yet the average number of weekly hours worked per job has returned to its prerecession level. The apparent contradiction can be reconciled by noting two developments. First, the number of workers who hold multiple jobs is depressed, so the average number of hours worked per worker is lower than it would be otherwise. Second, the increase in the average number of weekly hours worked per job partly reflects an increase in overtime hours, which may have been concentrated in some jobs even as workers in other jobs would have preferred more hours.

JULIANA REGGI
APODERADA

Figure 2-5.

The Employment Shortfall

Millions of People



CBO expects the employment shortfall to disappear by the middle of next year.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

The employment shortfall is the sum of two components. The first, the employment shortfall from unemployment, is the number of people who are not employed but would be if the unemployment rate equaled its natural rate (the rate that arises from all sources except fluctuations in aggregate demand for goods and services). That component is projected to fall below zero this year through 2018, reflecting CBO's estimate that the unemployment rate will be below its natural rate during that period. The second component, the employment shortfall from labor force participation, is the number of people who are not employed but would be if the rate of labor force participation equaled its potential.

Data are quarterly.

aggregate demand for goods and services) from mid-2016 until the end of 2018.

Furthermore, the projected drop in the unemployment rate, combined with a labor force participation rate expected to approach its potential value in 2017, leads to a small projected employment surplus—that is, actual employment that is higher than CBO's estimate of potential employment—from the second half of 2017 through 2018. The agency expects the surplus to peak at roughly a quarter of a million people in early 2018. The increased demand for labor and competition for workers, CBO projects, will boost the growth of hourly labor compensation (a measure that includes not only wages and salaries but benefits as well). During 2018, the increase in labor compensation will slightly dampen demand for labor, eliminating the employment surplus by the end of the year, CBO anticipates.

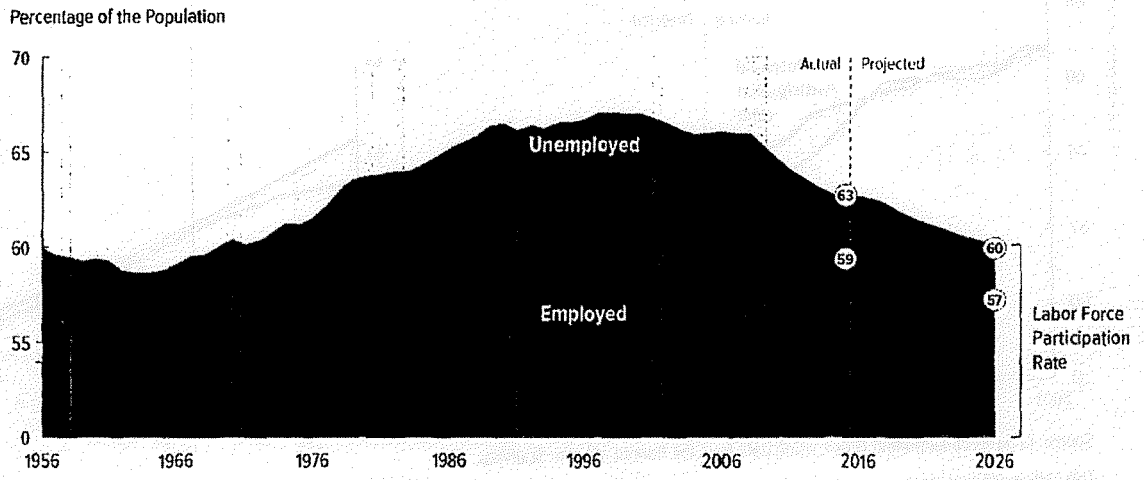
CBO's labor market projections for 2019 and 2020, by contrast, do not reflect expected cyclical developments in the economy. Instead, they serve as transitions to the values that CBO projects for later years, which are based primarily on long-term trends in the supply of labor. Consequently, the unemployment rate is projected to rise slightly in 2019 and 2020 so that it reaches its historical relationship with the natural rate of unemployment, increasing labor market slack to its average level over past decades.

Employment. CBO expects demand for labor to remain healthy. Nonfarm payroll employment rose solidly in the first half of 2016, posting an average increase of 186,000 jobs per month, and the agency expects it to continue to increase, though more slowly, over the next few years—by about 164,000 jobs per month in the second half of 2016 and by about 123,000 jobs per month in 2017. CBO projects that slowdown in employment growth not because it projects a cyclical decline in demand for labor but because it expects the retirement of baby boomers—people born between 1946 and 1964—to slow the growth of the labor force. CBO's employment projections imply that the number of people employed, measured as a percentage of the population, will be roughly unchanged over the next two years. After 2017, however, CBO expects a steady decline in that percentage, as the agency expects the labor force participation rate to fall (see Figure 2-6).

Figure 2-6.

The Labor Force, Employment, and Unemployment

The percentage of the population that is employed is projected to remain roughly unchanged over the next two years and then to decrease through 2026, mainly because baby boomers will be retiring and leaving the labor force.



Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

The labor force consists of people who are employed and people who are unemployed but who are available for work and are actively seeking jobs. Unemployment as a percentage of the population is not the same as the official unemployment rate, which is expressed as a percentage of the labor force. Here, the population is the civilian noninstitutionalized population age 16 or older.

Data are annual. Actual data are plotted through 2015.

Labor Force Participation. CBO expects the labor force participation rate to decline slightly next year and more quickly in later years, when its fall would match the fall of the potential participation rate (see Figure 2-7). The actual rate was 62.7 percent in the second quarter of this year—roughly where it has stood since the fourth quarter of 2013, and one-half of a percentage point below CBO's estimate of the potential rate. CBO projects that the actual rate will reach 62.6 percent by the middle of 2017. That rate would be roughly one-tenth of a percentage point below the potential rate, reflecting the long-term relationship between the two rates.

The projected declines in the actual and potential rates of labor force participation reflect several factors. The most important is that members of the baby-boom generation will continue to retire from the labor force in large numbers. The lingering effects of the recession and ensuing weak recovery also continue to push down participation, in CBO's view: Despite recent declines in long-term unemployment, some of the people who lost jobs in the recession left the labor force and will not return.

Furthermore, federal tax and spending policies are expected to lower participation rates slightly over the next several years. In particular, the amount of labor that people are willing to supply is projected to continue to decline over the next few years as people continue adjusting their employment circumstances in response to the provisions of the Affordable Care Act. The structure of the tax code, which pushes some people with rising income into higher tax brackets, will also lower participation rates over the next decade. Finally, long-term trends involving particular groups of people are projected to push down the participation rate slightly. Those trends include, for example, declining labor force participation rates by younger and less educated workers.

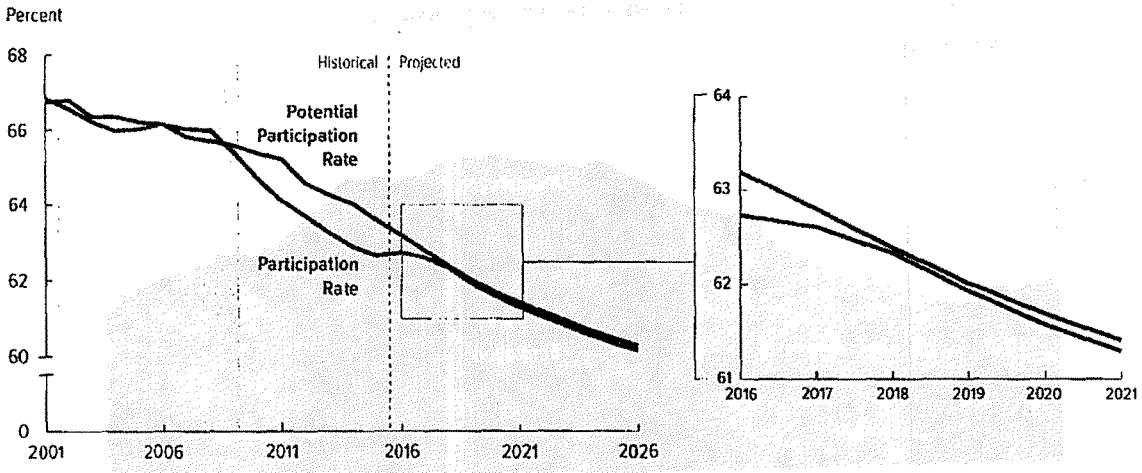
During the next year and a half, the effect of those factors will be largely offset by continued improvement in hiring, as brisk employment growth and rising wages are expected to draw some workers back into the labor force. That improvement explains why the labor force participation rate declines only slightly in CBO's projections through

JULIANA REGGI
APODERADA

Figure 2-7.

Labor Force Participation Rates

CBO expects the rate of labor force participation to decline slightly next year and more quickly through 2026.



Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

The participation rate is the percentage of people in the civilian noninstitutionalized population who are at least 16 years old and in the labor force. The labor force consists of people who are employed and people who are unemployed but who are available for work and are actively seeking jobs. The potential participation rate is what the participation rate would be if not for the effects of the business cycle.

Data are annual. Historical data are plotted through 2015.

2017. Thereafter, the actual labor force participation rate is projected to decline, in tandem with the potential rate, to 61.5 percent in the fourth quarter of 2020.

Unemployment. The unemployment rate fell from 5.0 percent in the fourth quarter of 2015 to 4.9 percent in the middle of 2016. That decline continued the fall that occurred during 2015, when the unemployment rate decreased by nearly three-quarters of a percentage point. Most of the decline over the past two years stemmed from a drop in long-term unemployment (that is, unemployment lasting at least 27 consecutive weeks) as some people who had been unemployed for a long time obtained jobs (see Figure 2-8). That decline suggests that two factors that have perpetuated long-term unemployment in recent years—the stigma associated with it and the erosion of skills that can result from it—have diminished.

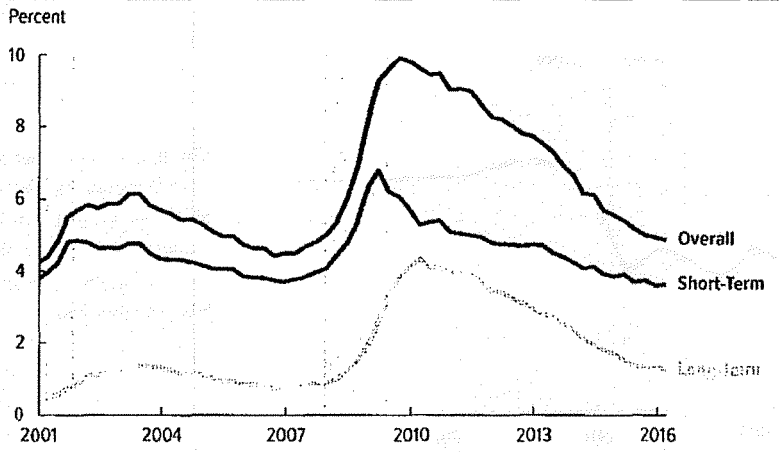
CBO projects that the unemployment rate will fall to 4.6 percent by the end of this year and to 4.5 percent next year, which would be about 0.2 percentage points below the agency's estimate of the natural rate of unemployment. That decline in the unemployment rate reflects a projected increase in demand for labor that would reduce the number of unemployed people. The stronger demand for labor would also encourage people to remain in or rejoin the labor force and seek work, raising the labor force participation rate and moderating the decline in the unemployment rate. Even though the unemployment rate is expected to be relatively low during the coming year, CBO anticipates that some slack will remain in the labor market through the middle of 2017 because fewer people will be participating in the labor market than would do so if the economy was operating at its potential.

CBO expects the natural rate of unemployment to be 4.7 percent from 2018 through 2020. That expectation reflects the rate's decline in recent years—which has occurred as the composition of the workforce has shifted toward older workers, who tend to have lower unemployment rates, and away from less educated workers, who tend to have higher unemployment rates.

Labor Compensation. Hourly compensation rates for workers in private industry, which have grown slowly

Figure 2-8.

Unemployment Rates



Most of the decline in the overall unemployment rate in the past few years reflected a drop in long-term unemployment, suggesting that the effects of stigma and the erosion of skills that can stem from long-term unemployment have diminished.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

The overall unemployment rate is the sum of the short-term unemployment rate and the long-term unemployment rate. The short-term unemployment rate is the percentage of the labor force that has been out of work for 26 weeks or less. The long-term unemployment rate is the percentage of the labor force that has been out of work for at least 27 consecutive weeks. The labor force consists of people who are employed and people who are unemployed but who are available for work and are actively seeking jobs.

Data are quarterly and are plotted through the second quarter of 2016.

since the end of the recession, have recently shown signs of a faster increase. CBO estimates that the employment cost index (ECI) for those workers grew at an average annual rate of 2 percent during the 2010–2015 period but at an average annual rate of 2¾ percent during the first half of this year. The agency projects that the ECI for those workers will grow by more than 3 percent a year, on average, over the next several years (see Figure 2-9). The growth rates of other measures of compensation, such as the average hourly earnings of production and nonsupervisory workers in private industries, are similarly expected to increase.[17]

CBO's projections of labor compensation are based on its projections of demand for workers, slack in the labor market, productivity, and inflation. In the past, growth in labor compensation has been among the last labor market indicators to recover after a recession, picking up only when little slack is left in the labor market. As slack diminishes and firms must increasingly compete for a shrinking pool of unemployed or underemployed workers, growth in hourly compensation will rise, in CBO's assessment.

Inflation

CBO expects inflation to rise through 2017. Diminishing slack in the economy will increase inflation, but widely held expectations of low and stable inflation will restrain the increase.

This year, CBO projects, the rate of inflation in the PCE price index will rise to 1.5 percent, up from 0.5 percent in 2015 (see Figure 2-10). That increase reflects diminishing slack and CBO's forecast of higher prices for crude oil, which will boost prices for energy goods and services; working in the opposite direction is an increase in the value of the dollar in relation to other currencies, which will suppress inflation in the price of many imported goods. In 2017, the rate of inflation is projected to rise to 2.0 percent, the Federal Reserve's longer-run goal. After 2017, CBO expects the rate to remain at 2.0 percent. That projection reflects CBO's judgment that consumers and businesses expect the Federal Reserve to adjust monetary policy to prevent inflation from deviating from its 2 percent target for long. CBO has a similar projection

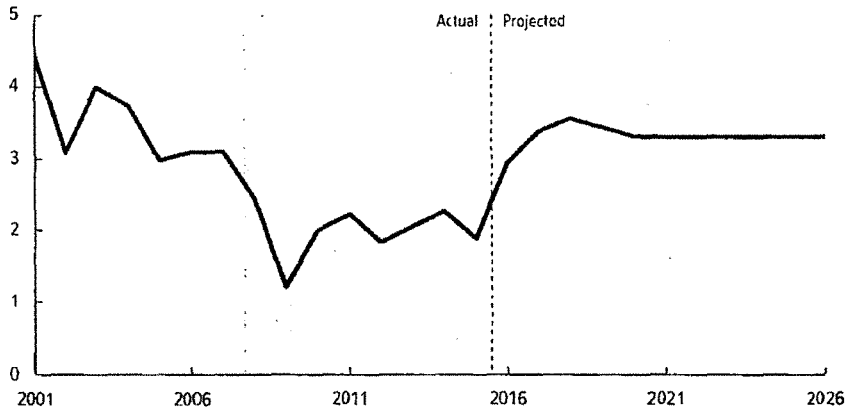
17. An additional indicator of recent acceleration in wage growth comes from the Federal Reserve Bank of Atlanta's Wage Growth Tracker, which measures the median change from year to year in the hourly wages recorded in the Current Population Survey. That indicator shows average wage growth of 3.3 percent in the first half of 2016, compared with 3.1 percent in 2015. See www.frbatlanta.org/chcs/wage-growth-tracker for more details.

JULIANA REGGI
APODERADA

Figure 2-9.

Hourly Labor Compensation

Percentage Change



CBO projects that reduced slack in the labor market, along with faster growth in productivity and prices, will boost the growth of hourly labor compensation.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

Hourly labor compensation is measured by the employment cost index for the total compensation—wages, salaries, and employers' costs for employees' benefits—of workers in private industry.

Data are annual. Percentage changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next. Actual data are plotted through 2015.

for core PCE inflation, which excludes food and energy prices. In CBO's forecast, that inflation rate reaches 1.8 percent this year, 1.9 percent in 2017, and 2.0 percent in 2018, where it remains through 2020.

The consumer price index for all urban consumers (CPI-U) and its core version are expected to increase a little more quickly than their PCE counterparts because of the different methods used to calculate them. CBO projects that the difference between inflation as measured by the CPI-U and inflation as measured by the PCE price index will generally be about 0.4 percentage points per year, which is close to the average difference over the past several decades.

The Economic Outlook for 2021 Through 2026

CBO's projections of GDP, unemployment, inflation, and interest rates for 2021 through 2026—unlike its projections for the next few years—are not based on forecasts of cyclical developments in the economy. Rather, they are based mainly on projections of underlying trends in key variables, such as the size of the labor force, the number of hours worked, capital investment, and productivity. CBO also considers the effects on those variables of the federal tax and spending policies specified in current law.

CBO has made the following projections for the 2021–2026 period:

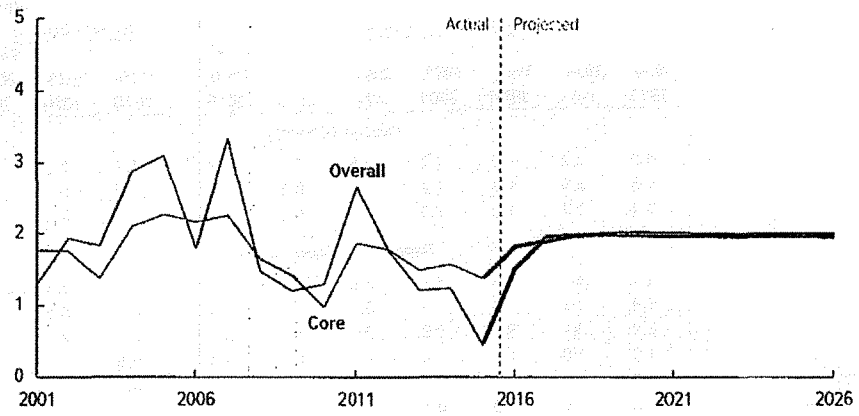
- Actual and potential real GDP grow at an average rate of roughly 2.0 percent per year. Real GDP stays one-half of one percent below real potential GDP, on average—as it has roughly been, on average, over the seven complete business cycles that occurred between 1961 and 2009.[18]
- The unemployment rate remains stable at 4.9 percent, slightly above the estimated natural rate of 4.7 percent. That gap is consistent with the average gap between actual and potential GDP.
- Both overall inflation and core inflation average 2.0 percent per year as measured by the PCE price index, and both are slightly higher as measured by the CPI-U.
- The interest rates for 3-month Treasury bills and 10-year Treasury notes average 2.8 percent and 3.6 percent, respectively.

18. See Congressional Budget Office, *Why CBO Projects That Actual Output Will Be Below Potential Output on Average* (February 2015), www.cbo.gov/publication/49890.

Figure 2-10.

Inflation

Percentage Change in Prices



CBO expects inflation to rise to the Federal Reserve's goal of 2 percent next year—an expectation that is consistent with CBO's projection of diminishing slack in the economy.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Economic Analysis.

The overall inflation rate is based on the price index for personal consumption expenditures; the core rate excludes prices for food and energy.

Data are annual. Values from 2001 through 2015 (the thin lines) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values from 2015 through 2026 (the thick lines) reflect the data available and projections made before July 29. Percentage changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next.

Potential Output

Real output will grow more quickly during the 2021–2026 period than it has during the past decade, CBO expects, because the economy's productivity will grow more quickly and because business investment will be stronger. Nevertheless, slower growth in the nation's supply of labor will probably keep economic growth weaker than it was during the 1980s, 1990s, and early 2000s.

Growth in Potential Output Compared With Growth Since the Last Recession. For the 2021–2026 period, CBO expects potential output to grow by 2.0 percent per year, on average (see Table 2-3). Such growth would be faster than the 1.5 percent per year estimated for the 2008–2015 period. The main reason for the projected increase is that CBO expects potential labor force productivity (the ratio of potential GDP to the potential labor force) to accelerate. By contrast, CBO anticipates that the potential labor force will grow at almost exactly the same rate at which it grew from 2008 through 2015.

In CBO's projections, the pickup in potential labor force productivity is concentrated in the nonfarm business sector, which accounts for about three-quarters of GDP. In particular, CBO expects growth in potential TFP in the nonfarm business sector to quicken from its unusually slow pace of 0.8 percent per year since 2008 to 1.2 percent during the 2021–2026 period.[19]

CBO also projects that capital services, which contribute to labor productivity and potential output, will grow more quickly than they did from 2008 through 2015. The growth of capital services in the nonfarm business sector has been restrained since 2008 because of weak investment, itself partly a response to the cyclical weakness of aggregate demand for goods and services. And in the long term, the growth of capital services generally depends on increases in TFP and hours worked, both of which have grown slowly since 2008. In CBO's projections, most of the increase in the growth of capital services between the 2008–2015 period and the 2021–2026 period comes from faster growth in potential TFP.

19. CBO projects that by 2020, growth in potential TFP will gradually return to a rate equal to the weighted average of the growth rates estimated between 1991 and 2015. The projected rate for 2020 is slightly slower than the unweighted average for the 1991–2015 period because CBO places more weight on the relatively slow growth of TFP during the recession and recovery than on the faster growth rates of the 1990s and early 2000s.

JULIANA REGGI
APODERADA

Table 2-3.

Key Inputs in CBO's Projections of Potential GDP

Percent

	Average Annual Growth							Projected Average Annual Growth		
	1950-1973	1974-1981	1982-1990	1991-2001	2002-2007	2008-2015	Total, 1950-2015	2016-2020	2021-2026	Total, 2016-2026
Overall Economy										
Potential GDP	4.0	3.2	3.2	3.2	2.5	1.5	3.2	1.7	2.0	1.8
Potential Labor Force	1.6	2.5	1.6	1.2	1.0	0.5	1.5	0.4	0.5	0.5
Potential Labor Force Productivity[a]	2.4	0.7	1.6	2.0	1.5	0.9	1.7	1.3	1.4	1.4
Nonfarm Business Sector										
Potential Output	4.1	3.6	3.4	3.7	2.8	1.7	3.4	1.9	2.3	2.1
Potential Hours Worked	1.4	2.3	1.6	1.4	0.3	0.5	1.3	0.3	0.5	0.4
Capital Services	3.8	3.8	3.5	3.8	2.8	1.7	3.4	2.3	2.1	2.2
Potential TFP	1.9	1.0	1.1	1.4	1.7	0.8	1.4	0.9	1.2	1.1
Potential TFP excluding adjustments	1.9	1.0	1.1	1.4	1.3	0.8	1.4	0.9	1.2	1.1
Adjustments to TFP (Percentage points)[b]	0	0	0	0.1	0.4	0	0.1	*	*	*
Contributions to the Growth of Potential Output (Percentage points)										
Potential hours worked	0.9	1.5	1.0	0.9	0.2	0.3	0.9	0.2	0.3	0.3
Capital services	1.2	1.2	1.2	1.3	1.0	0.6	1.1	0.8	0.7	0.8
Potential TFP	1.9	1.0	1.1	1.4	1.7	0.8	1.4	0.9	1.2	1.1
Total Contributions	4.0	3.7	3.4	3.6	2.9	1.7	3.4	1.9	2.3	2.1
Potential Labor Productivity[c]	2.6	1.3	1.8	2.3	2.6	1.2	2.1	1.6	1.8	1.7

Source: Congressional Budget Office.

Potential GDP is CBO's estimate of the maximum sustainable output of the economy.

GDP = gross domestic product; TFP = total factor productivity; * = between -0.05 percentage points and zero.

a. The ratio of potential GDP to the potential labor force.

b. The adjustments reflect CBO's estimate of the unusually rapid growth of TFP between 2001 and 2003, as well as changes in the labor force's average level of education and experience.

c. The ratio of potential output to potential hours worked in the nonfarm business sector.

Nonetheless, the projections of the potential labor force, capital services, and potential TFP are dampened because of lingering effects of the recession and slow recovery.

Because of those factors, CBO expects potential labor force productivity for the economy as a whole to pick up to 1.4 percent. That growth rate is substantially higher than the 0.9 percent average rate that CBO estimates for the 2008–2015 period.

Growth in Potential Output Compared With Growth in Previous Business Cycles. Even though CBO's projection of the growth of potential output over the 2021–2026 period represents an acceleration, it is a full percentage point slower than the estimated 3.0 percent average annual growth that the economy experienced between 1981 and 2007. Most of that difference reflects the slower growth of the potential labor force, which will result mainly from the ongoing retirement of baby boomers and from a relatively stable labor force participation rate among working-age women. (That rate increased sharply from the 1960s to the mid-1990s.) Federal tax and spending policies set in current law are also projected to cause some people to work less than in earlier decades (see "The Labor Market" below). The rest of the difference between the growth of potential output projected for the 2021–2026 period and the growth seen between 1981 and 2007 results from a slower increase in potential

7

labor force productivity (which averaged 1.7 percent from 1981 to 2007). That slowdown is attributable mainly to two further projections of CBO's: slower growth of capital services and slower potential TFP growth in the nonfarm business sector. Those projections mainly reflect CBO's projection of greater federal borrowing, which would crowd out some private investment, and the agency's expectation that some of the very slow growth of TFP since the 2007–2009 recession will persist.

The Labor Market

In CBO's projections, the unemployment rate follows its long-term relationship with the natural rate of unemployment. Specifically, the unemployment rate falls from 5.0 percent in the first quarter of 2020 to 4.9 percent in the fourth quarter of 2026—roughly a quarter of a percentage point higher than the natural rate of 4.7 percent.[20] The natural rate also declines slightly over that period, reflecting the shift in the composition of the workforce toward older workers, who tend to have lower unemployment rates, and away from less educated workers, who tend to have higher ones.

CBO projects a potential rate of labor force participation of 60.3 percent in 2026. That rate is about 1 percentage point lower than what the agency projects for 2021 and about 5½ percentage points lower than the estimated rate at the end of 2007. CBO attributes roughly 4½ percentage points of the decline between 2007 and 2026 to the aging of the population (because older people tend to participate less in the labor force than younger ones do) and to the reduced participation of less skilled workers, and one-quarter of a percentage point to the fact that some workers withdrew from the labor force in response to the recent recession and slow recovery. The rest of the projected decline in potential labor force participation stems from the Affordable Care Act and the structure of the tax code, both of which reduce workers' incentive to supply labor. CBO projects that employment as a percentage of the population will fall to 57 percent in 2026, reflecting that decline in the potential labor force participation rate.

Real compensation per hour in the nonfarm business sector, a measure of labor costs that is a useful gauge of longer-term trends, will grow at an average annual rate of 1.9 percent between 2021 and 2026, CBO projects. That projection is consistent with the agency's projection that the annual growth of labor productivity in that sector will average 1.8 percent over that period, reflecting the close historical relationship between productivity growth and real compensation growth. Although that relationship broke down in the early 2000s, when real compensation per hour grew more slowly than productivity, in recent years the two have grown at similar rates, suggesting that the relationship has been largely restored. CBO expects that it will be maintained in the future. Another measure of hourly labor compensation, the ECI for workers in private industry, shows a similar pattern in the agency's projections.

Inflation

In CBO's projections, inflation as measured by the overall PCE and the core PCE price indexes averages 2.0 percent per year over the 2021–2026 period. That rate is consistent with the Federal Reserve's longer-run goal and is broadly in line with widely held expectations. As measured by the CPI-U and the core CPI-U, projected inflation is higher during that period, at 2.4 percent and 2.3 percent per year, respectively. The CPI-U and the core CPI-U have grown at similar rates, on average, over long periods. But from 2021 through 2026, CBO expects energy prices to rise slightly more quickly than other prices, making the CPI-U grow more quickly than the core CPI-U, on average.

Interest Rates

CBO projects that the interest rates on 3-month Treasury bills and 10-year Treasury notes will average 2.8 percent and 3.6 percent, respectively, throughout the 2021–2026 period. The federal funds rate is projected to be 3.1 percent.

The projected *real* interest rate on 10-year Treasury notes—that is, after the effect of expected inflation (as measured by the CPI-U) is removed—equals 1.2 percent between 2021 and 2026. That rate would be well above the current real rate but well below the average real rate of 2.9 percent between 1990 and 2007. CBO uses that period for comparison because it featured fairly stable expectations of inflation and no severe economic downturns or financial crises.

According to CBO's analysis, average real interest rates on Treasury securities will be lower than they used to be for several reasons, including slower growth in the labor force and slightly slower growth of productivity, both of which

20. The projected gap between the unemployment rate and the natural rate corresponds to the projected gap between output and potential output.

JULIANA REGGI
APODERADA

will reduce the rate of return on capital. Furthermore, a greater share of total income is expected to go to high-income households, which will increase saving and make more funds available for borrowing. The premium on risky assets is expected to be higher than its average from 1990 to 2007—boosting relative demand for Treasury securities, increasing their prices, and thereby lowering their interest rates. And net inflows of capital from other countries, measured as a percentage of GDP, are also expected to be higher, making more funds available for borrowing.

CBO expects the term premium—the extra return paid to bondholders for the added risk associated with holding long-term bonds—to be smaller from 2021 through 2026, on average, than it was before the late 1990s. Over the past two decades, the prices of long-term Treasury securities and of risky assets in the United States have moved in opposite directions. In other words, periods with weaker economic growth and lower returns in the stock market have been associated with increases in the prices of Treasury securities, which was not the case before the early 2000s. As a result, investors trying to protect themselves from adverse economic surprises may demand long-term Treasury securities to a greater degree than they used to. A related factor pushing down the term premium is that investors may have increased their demand for financial assets, such as long-term Treasury securities, that can protect them from unexpectedly low inflation. Altogether, CBO anticipates, that greater demand for long-term Treasury securities will result in a term premium and long-term interest rates that are lower than they were before the late 1990s.

Other factors are projected to push real interest rates up from their earlier average, but not by enough to offset the factors pushing rates down. Federal debt is projected to grow as a percentage of GDP, increasing the supply of Treasury securities. The country's ratio of older people, who will be drawing down their savings, to younger workers in their prime saving years will be higher than it was before; that will decrease saving, thereby making fewer funds available for borrowing. And a larger share of income will come from capital, increasing returns on capital assets with which Treasury securities compete.[21]

In addition to considering those factors, CBO relies on information from financial markets when it projects interest rates over the long term, and incorporating that information has tended to reduce the agency's projections in recent years. For example, the current interest rate on long-term Treasury securities is determined by investors' expectations of interest rates on shorter-term securities several years into the future. Prices in financial markets indicate that investors expect short-term interest rates to rise only gradually over the next several years, possibly because they expect certain forces putting downward pressure on interest rates in the United States to persist over the next decade. One force is weakness in global financial and monetary conditions, which has resulted in a flight to low-risk securities and currencies, especially U.S. Treasury securities. A second force is low interest rates on foreign assets, which push down rates on U.S. assets that can be substituted for them. Finally, investors may have concluded that obstacles to U.S. economic growth will persist, requiring the Federal Reserve to keep short-term interest rates extraordinarily low. As a result, CBO's projections of long-term rates are lower than they would have been otherwise.

Projections of Income From 2016 Through 2026

Economic activity and tax revenues depend on aggregate income—the total amount of income in the economy—and on its distribution among various categories, such as labor income, domestic economic profits, proprietors' income, and interest and dividend income. CBO therefore projects income in those categories over the next 10 years, estimating each category's share of gross domestic income (GDI, the income earned in the production of GDP).[22] The categories of income that affect revenues most strongly are labor income (especially wage and salary payments) and domestic economic profits.[23]

21. For a more detailed discussion of the factors affecting future interest rates, see Congressional Budget Office, *The 2016 Long-Term Budget Outlook* (July 2016), pp. 100–103, www.cbo.gov/publication/51580.

22. In principle, GDI equals GDP because each dollar of production yields a dollar of income; in practice, they differ because of difficulties in measuring both quantities.

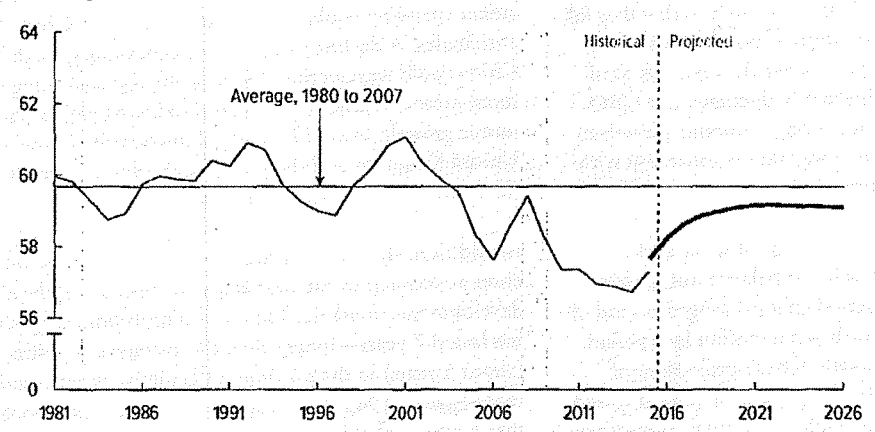
23. Calculating domestic economic profits involves adjusting estimates of corporations' domestic profits to remove distortions in depreciation allowances caused by tax rules and to exclude the effects of inflation on the value of inventories. Estimates of domestic economic profits exclude certain income of U.S.-based multinational corporations that is derived from foreign sources, most of which does not generate corporate income tax receipts in the United States.

7

Figure 2-11.

Labor Income

Percentage of Gross Domestic Income



CBO expects labor's share of income to rise but remain below its 1980–2007 average.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Economic Analysis.

Labor income is the sum of employees' compensation and CBO's estimate of proprietors' income that is attributable to labor. Gross domestic income is all income earned in the production of gross domestic product. For further discussion of labor's share of income, see Congressional Budget Office, *How CBO Projects Income* (July 2013), www.cbo.gov/publication/44433.

Data are annual. Values from 1981 through 2015 (the thin line) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values from 2015 through 2026 (the thick line) reflect the data available and projections made before July 29.

In CBO's projections, labor income grows more quickly than other kinds of income through 2020, increasing its share of GDI from 57.7 percent in 2015 to 59.1 percent in 2020 (see Figure 2-11). That will happen for two reasons, CBO expects: Employment will rise, and compensation per hour will grow more quickly as slack in the labor market dissipates. As a result, the bargaining power of workers will improve, and the share of income that goes to corporate profits will be smaller. Later in the projection period, however, the growth of hourly compensation is projected to slow slightly, which will stem further rises in labor's share of GDI.

Despite the projected growth of labor's share of GDI, CBO expects some factors that have depressed that share since 2000 to continue during the coming decade. As a result, in CBO's projections, labor's share of GDI does not return to its 1980–2007 average of nearly 60 percent. One such factor is globalization, which has tended to move the production of labor-intensive goods and services to countries with labor costs that are lower than those in the United States. Another factor is technological change, which may have increased returns to capital more than returns to labor.

CBO projects that domestic economic profits, which equaled 9.3 percent of GDI in 2015, will fall to 7.4 percent in 2026. Over the next several years, that decline is expected to occur largely because of a pickup in the growth of labor compensation but also because of an increase in corporate interest payments (the result of rising interest rates) and an increase in the income of sole proprietorships and partnerships. In CBO's projections, while labor's share of GDI rises and domestic economic profits fall as a percentage of GDI, the sum of all categories of income grows less rapidly than output, reversing a trend seen since 2000 and making GDI equal to GDP by the second half of the projection period.

Another measure of overall income, real gross national product (GNP), is projected to grow at an average rate of 1.9 percent per year between 2016 and 2026. Unlike the more commonly cited GDP, GNP includes income that U.S. residents earn abroad and excludes income that foreigners earn in this country. GNP is therefore a better measure than GDP of the resources available to U.S. households.

JULIANA REGGI
APODERADA

Some Uncertainties in the Economic Outlook

Even if no significant changes were made to the federal policies specified in current law, economic outcomes would undoubtedly differ from CBO's projections. The agency therefore constructs its projections so that they fall in the middle of the distribution of possible outcomes, given current law and the economic data that are available. The economy will inevitably fluctuate, but CBO expects periods of weak and strong economic growth to balance out, on average, in a way that is consistent with its projections over the next 10 years.

It is possible, however, that periods of weak and strong economic growth will not balance out, particularly in a given 10-year period. If a prolonged period of slower-than-projected growth was not offset by a period of faster-than-projected growth, CBO's projections of growth over the entire 10-year projection period would probably turn out to be too high; so would its projections of interest rates and inflation, in all likelihood. Similarly, if a prolonged period of stronger-than-projected growth was not offset by a period of weaker-than-projected growth, CBO's 10-year projections of growth, interest rates, and inflation would probably turn out to be too low. CBO's projections for 2016 through 2020 and its projections for 2021 through 2026 are uncertain for different reasons.

Uncertainty From 2016 Through 2020

Over the next five years, many developments—such as unforeseen changes in the labor market, the housing market, business confidence, or international conditions—could make economic growth and other variables differ considerably from what CBO has projected. On the one hand, the agency's current forecast of employment and output for the 2016–2020 period may be too pessimistic. For example, firms might respond to the expected increase in aggregate demand for goods and services with more robust hiring and investment than CBO anticipates. If so, the unemployment rate could fall more sharply and inflationary pressures could rise more quickly than CBO projects. In addition, a greater-than-expected easing of borrowing constraints in mortgage markets could support more rapid growth of the number of households and residential investment than CBO anticipates, accelerating the housing market's recovery and further boosting house prices. Households' increased wealth could then buttress consumer spending, raising GDP.

On the other hand, CBO's forecast for 2016 through 2020 may be too optimistic. For example, if the increased tightness of labor markets does not lead to increases in hourly wages and benefits, household income and consumer spending could grow more slowly than CBO anticipates. A decline in the rate of economic growth in China could weaken the U.S. economy by disrupting the international financial system and reducing global economic growth; so could increased uncertainty in the United Kingdom and the European Union as a result of the former's vote to leave the latter.

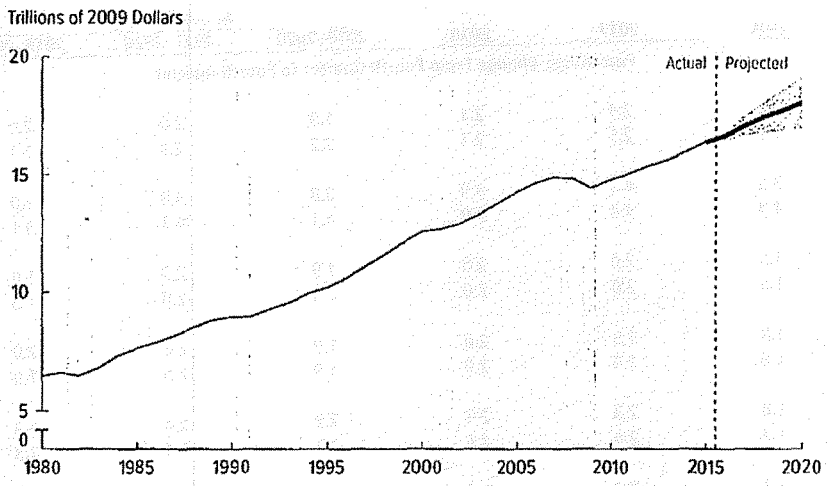
In addition, there is a possibility that the economy will enter a recession in the next few years because of those developments or others. The current economic expansion has lasted 7 years—longer than the average expansion (about 5 years) in the previous 11 business cycles, a series that began in 1945. Over the past 30 years, expansions that have lasted at least 6 years and that are characterized by a relatively low unemployment rate, as the current expansion is, have tended to fall into recession within 2 years. However, the duration of economic expansions has varied greatly. And although the longest expansion over the previous 11 business cycles has been 10 years, no statistical evidence suggests that the length of an expansion alone causes the economy to enter a recession. Some recent indicators, such as a slowdown in the growth of investment spending and a narrowing of the spread between long-term and short-term interest rates, point to a slightly elevated (but still low) risk of recession, while others, such as the growth of nonfarm payroll employment, suggest that the risk of recession has not increased.

To roughly quantify the degree of uncertainty in its projections for the next five years, CBO analyzed its past forecast errors for the growth rate of real GDP over five-year periods since 1976. Those errors have a standard deviation of 1.3 percentage points.[24] Thus, in CBO's view, there is a two-thirds chance that the average growth rate of real GDP will be between 0.7 percent and 3.2 percent over the next five years (see Figure 2-12). Similarly, CBO's forecast errors for inflation over five-year periods (as measured by the CPI-U) have a standard deviation of 1.5 percentage points, which suggests that there is a

24. For more on the inherent uncertainty underlying economic forecasts, see Congressional Budget Office, *CBO's Economic Forecasting Record: 2015 Update* (February 2015), www.cbo.gov/publication/49891.

Figure 2-12.

The Uncertainty of CBO's Projection of Real GDP



In CBO's baseline projections, real GDP grows at an average annual rate of 2.0 percent over the 2016–2020 period—but there is a two-thirds chance that the growth will be between 0.7 percent and 3.2 percent.

Sources: Congressional Budget Office; Bureau of Economic Analysis.

The shaded area around CBO's baseline projection of real GDP (that is, nominal GDP adjusted to remove the effects of inflation) is one way of illustrating the uncertainty of that projection. The area is based on the errors in CBO's one-year through five-year projections from 1976 through 2015. To construct the area, CBO used values that were one standard deviation above and below its baseline projection for each of the years from 2016 through 2020. In other words, there is a two-thirds chance that real GDP will turn out to be within that area in each year.

Data are annual. Values from 1980 through 2015 (the thin line) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values from 2015 through 2020 (the thick line) reflect the data available and projections made before July 29.

GDP = gross domestic product.

two-thirds chance that inflation will average between 0.6 percent and 3.6 percent over the next five years.

Uncertainty From 2021 Through 2026

The factors that will determine the economy's output later in the coming decade are also uncertain. For example, if the labor force grew more quickly than expected—say, because older workers chose to stay in the labor force longer than expected—the economy could grow considerably more quickly than it does in CBO's projections. The natural rate of unemployment could be lower than expected, or productivity could grow more rapidly; those developments would likewise make the economy grow more quickly. By contrast, the economy could grow more slowly than expected—for instance, if the growth rate of labor productivity did not increase from its postrecession level, as it does in CBO's projections.

The recent rise in income inequality adds to uncertainty about output. Economists' findings about how income inequality affects economic growth have been mixed: Some studies conclude that it raises growth, others that it slows growth, and still others that it has no effect. Economists continue to study the issue, and CBO will update its analysis if research yields a more definitive conclusion. In the meantime, CBO's projections include effects of income inequality only implicitly—that is, to whatever extent past changes in inequality have affected economic growth.

Comparison With CBO's January 2016 Projections

In two important respects, CBO's current economic projections differ from those that it issued in January 2016 (see Table 2-4). First, CBO expects real GDP and real potential GDP in 2026 to be 1.6 percent lower than was projected in January. Second, CBO expects interest rates in 2026 to be lower than previously projected—short-term rates by 0.4 percentage points and long-term rates by 0.5 percentage points. Other changes to CBO's projections are modest.

JULIANA REGGI
APODERADA

Table 2-4.

Comparison of CBO's Current and Previous Economic Projections for Calendar Years 2016 Through 2026

	2016	2017	2018	Annual Average 2016–2020	Annual Average 2021–2026	Annual Average 2016–2026
	Percentage Change From Fourth Quarter to Fourth Quarter					
Real GDP[a]						
August 2016	2.0	2.4	2.1	1.9	2.0	2.0
January 2016	2.7	2.5	2.1	2.2	2.0	2.1
Nominal GDP						
August 2016	3.5	4.3	3.9	3.8	4.0	3.9
January 2016	4.3	4.4	4.0	4.1	4.1	4.1
PCE Price Index						
August 2016	1.5	2.0	2.0	1.9	2.0	1.9
January 2016	1.5	2.0	2.0	1.9	2.0	1.9
Core PCE Price Index[b]						
August 2016	1.8	1.9	2.0	1.9	2.0	2.0
January 2016	1.6	1.9	2.0	1.9	2.0	1.9
Consumer Price Index[c]						
August 2016	1.8	2.3	2.3	2.2	2.4	2.3
January 2016	1.7	2.4	2.4	2.3	2.4	2.3
Core Consumer Price Index[b]						
August 2016	2.3	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3
January 2016	2.0	2.2	2.3	2.2	2.3	2.3
GDP Price Index						
August 2016	1.5	1.8	1.8	1.8	2.0	1.9
January 2016	1.6	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0
Employment Cost Index[d]						
August 2016	2.8	3.1	3.3	3.1	3.1	3.1
January 2016	2.9	3.3	3.4	3.2	3.2	3.2
Real Potential GDP						
August 2016	1.5	1.6	1.7	1.7	2.0	1.8
January 2016	1.6	1.7	1.9	1.9	2.0	2.0
			Annual Average			
Unemployment Rate (Percent)						
August 2016	4.8	4.5	4.6	4.7	4.9	4.8
January 2016	4.7	4.4	4.6	4.7	5.0	4.9
Interest Rates (Percent)						
Three-month Treasury bills						
August 2016	0.3	0.7	1.4	1.5	2.8	2.2
January 2016	0.7	1.6	2.5	2.3	3.2	2.8
Ten-year Treasury notes						
August 2016	1.8	2.3	2.8	2.7	3.6	3.2
January 2016	2.8	3.5	3.8	3.7	4.1	3.9
Tax Bases (Percentage of GDP)						
Wages and salaries						
August 2016	44.3	44.4	44.4	44.3	44.3	44.3
January 2016	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9
Domestic economic profits						
August 2016	8.7	8.4	8.2	8.1	7.3	7.7
January 2016	8.7	8.6	8.3	8.3	7.5	7.8

Source: Congressional Budget Office.

GDP = gross domestic product; PCE = personal consumption expenditures.

a. Nominal GDP adjusted to remove the effects of inflation.

b. Excludes prices for food and energy.

c. The consumer price index for all urban consumers.

d. The employment cost index for wages and salaries of workers in private industries.

Revisions to Projected Output

CBO's lower estimates of economic output reflect new economic data, analysis, and developments that occurred between late December 2015 (when the agency completed its January forecast) and early July 2016 (when the agency completed its current forecast). The largest revision was to CBO's estimate of potential output during the 2016–2026 period. The agency also lowered its estimate of output growth over the next few years.

Growth in Potential Output. In CBO's current projections, the growth of real potential GDP is about 0.1 percentage point per year lower, on average, than it was in the January projections. The downward revision stemmed from slower projected growth in the potential labor force (which is discussed below in "Revisions to Labor Market Projections"), in potential TFP, and in capital services in the nonfarm business sector.

CBO still expects potential TFP growth in the nonfarm business sector to quicken from its unusually slow pace of 0.8 percent since 2008, but the agency now expects it to reach an average pace of about 1.2 percent per year during the 2021–2026 period, down from the nearly 1.4 percent that was projected in January. Over the entire 2016–2026 period, CBO now projects that potential TFP will grow at an annual average rate of 1.1 percent, down from the previous projection of 1.2 percent.

Most of the revision to potential TFP reflects newly released data that indicate significantly weaker growth during late 2015 and early 2016 than CBO had previously expected. As a result, CBO now projects that TFP growth will begin to recover later, and end up lower, than it projected in January.

In addition, CBO made two changes to its method of estimating potential output that had a modest effect on projected potential TFP. First, to estimate underlying trends in key economic variables—that is, trends excluding the effects of business cycle fluctuations—CBO now uses its primary measure of labor market slack, the employment shortfall, rather than the difference between the actual and natural rates of unemployment. That change suggests slightly slower growth of potential TFP. Second, CBO reassessed the relative contributions of labor and capital services to output to make them more consistent with recent trends and the estimates of other leading researchers. That change likewise suggests that potential TFP will grow less than CBO expected in January.

CBO made several changes that lowered its projection of capital services, on net. One, the slower projected growth in potential TFP, reduced estimated demand for capital goods and hence the growth of capital services. That effect is responsible for much of the decline since January in the projected growth of capital services over the 2021–2026 period. Another change also slightly reduced the projected growth of capital services—modestly lower projected growth in the potential number of hours worked in the nonfarm business sector. Two further changes that affect capital services offset each other. CBO projects more federal borrowing than it did in January, which would crowd out funds available for private investment and thus dampen the growth of capital services; but it also projects less demand for investment overseas, which would lead to more net inflows of foreign financial capital to the United States, offsetting the crowding-out effect on private investment of the increased federal borrowing.

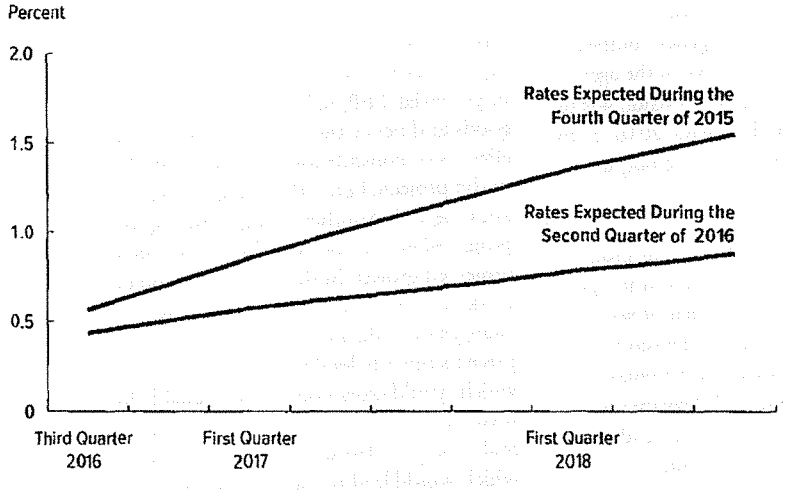
Growth in Output From 2016 to 2020. Surprisingly weak growth in output since late 2015 led CBO to reassess the economy's underlying momentum. As a result, the agency reduced its projections of growth in output over the next few years. CBO currently projects that real GDP will grow by 1.9 percent per year, on average, from 2016 through 2020; in January, the projection was 2.2 percent. That change reflects a downward revision to the average projected growth rate of consumer spending over the period, a revision that was made because CBO now expects income to grow more slowly over the next few years than it did in January. Furthermore, business fixed investment has grown at a surprisingly weak pace in recent quarters, which has contributed to a lower projection for the growth of investment during this year. CBO also revised upward its projections of net exports for the 2016–2020 period, but that revision was not large enough to offset the other reductions; in fact, it was mainly attributable to the downward revision in GDP growth, which slows projected growth in demand for imports.[25] And CBO slightly revised upward the

25. CBO also accounted for the United Kingdom's vote to leave the European Union, which is expected to affect net exports in the United States through an expected strengthening of the dollar over the next few quarters. The effect is projected to be slight, however.

JULIANA HEGGI
APODERADA

Figure 2-13.

Expectations in the Futures Market for the Federal Funds Rate



Participants in the futures market for the federal funds rate have reduced their expectations for that rate since the fourth quarter of 2015.

Source: Congressional Budget Office, using data from Bloomberg.

The federal funds rate is the interest rate that financial institutions charge each other for overnight loans of their monetary reserves.

Data are quarterly averages derived from monthly futures prices.

projected growth of government consumption and investment over the 2016–2020 period.

Revisions to Projected Interest Rates

CBO anticipates that interest rates will be significantly lower, on average, over the coming decade than it projected in January. In CBO's projections for 2016 through 2020, the interest rate on 3-month Treasury bills is 0.8 percentage points lower, on average, than it was in January, and the rate on 10-year Treasury notes (which is partly determined by the expected future rates for 3-month bills) is 1 percentage point lower, on average. From 2021 through 2026, the projections of those two rates are 0.4 percentage points lower and 0.5 percentage points lower, on average, than they were in January.

The revisions for the 2016–2020 period reflect recent economic data and events that point to slower domestic and foreign GDP growth than was expected in January. The growth of real U.S. GDP during the first half of 2016 was slower than CBO and many analysts had expected. That slower growth, coupled with uncertainty about the effects of the United Kingdom's vote to leave the European Union, led CBO to expect that the Federal Reserve would raise the federal funds rate more slowly than projected in January. Probably for similar reasons, participants in the market for federal funds futures have substantially reduced their expectations for the rise in the federal funds rate as well (see Figure 2-13). Federal Reserve officials and private-sector forecasters have also lowered their projections of the federal funds rate.

As a result of its revision to the projected federal funds rate, CBO revised downward its projections for the interest rates on 3-month Treasury bills and, to a smaller degree, on 10-year Treasury notes over the next several years. In addition, CBO considered the impact of low foreign interest rates, which have made U.S. Treasury securities an attractive investment to a greater degree than CBO projected in January. CBO expects that added demand to dampen the rise in interest rates through 2020.

The revisions for the 2021–2026 period primarily reflect upward revisions to the agency's projections of two of the factors that affect interest rates over the longer run—the added return that investors require for holding risky assets, and net inflows of capital from other countries. In CBO's assessment, a higher-than-expected premium on risky assets has partly accounted for the surprisingly low rate of interest so far this year: When that premium is high, it increases relative demand for Treasury securities,

boosting their prices and thereby lowering their interest rates. The agency anticipates that the higher-than-expected premium will persist to some extent through 2026. CBO's higher projection of net inflows of capital from other countries (measured as a percentage of GDP) is the result of the agency's expectation that foreign economies will grow more slowly than was projected in January. Larger net inflows of capital would make more funds available for borrowing and thus reduce interest rates in the United States.

In addition to lowering its projections of short-term and long-term interest rates, CBO lowered its projection of the term premium. The term premium during the 2021–2026 period, calculated as the difference between the 10-year rate and the 3-month rate, fell from 0.9 percentage points in CBO's January forecast to 0.8 percentage points in the current projection. That downward revision was based on an analysis of the relationship over the past two decades between rates of return on Treasury securities and rates of return on equities in the United States, as well as on an analysis of the factors underlying the surprisingly low level of interest rates since January. As in January, CBO expects some of the factors currently suppressing the term premium to dissipate over the 2016–2020 period, but it does not expect the term premium to reach the levels that it achieved before the late 1990s. That is mainly because CBO expects investors to keep wanting Treasury securities as protection against adverse economic outcomes and unexpectedly low inflation. CBO expects those factors to lead to greater demand for long-term securities than it did in January.

Revisions to Labor Market Projections

Since January, CBO has lowered its projections of the labor force participation rate, and consequently of the size of the labor force, for most of the years through 2026. For the next two years, however, CBO projects that the labor force participation rate will be about two-tenths of a percentage point higher than was projected in January. That upward revision reflects recently released data showing that participation was slightly higher than CBO projected earlier in the year; CBO expects the recent uptick to persist for the next two years. After 2018, however, CBO's projection of the labor force participation rate is roughly one-third of a percentage point lower than it was in January. That change is due to a downward revision to the estimated potential labor force participation rate over that period: After reassessing trends, CBO revised downward the expected long-term participation of less educated workers and young workers.

CBO's current projection of the unemployment rate between 2021 and 2026 is slightly lower than it was in January, the result of a downward revision to the natural rate of unemployment from 2015 through 2026. That revision, in turn, was made after CBO more carefully assessed how demographic trends have affected that rate. The share of younger workers in the working-age population has declined over the past two decades; less educated workers have been participating in the labor market at lower rates; and younger workers and less educated workers are more likely to be unemployed than older workers and workers with more education. CBO expects those trends to persist over the next decade. Consequently, the agency has reduced its estimate of the economywide natural rate of unemployment by one-tenth of a percentage point from 2015 through 2026, so that the rate reaches 4.7 percent in 2026. That revision led CBO to lower its estimate of the unemployment rate in 2026 from 5.0 percent to 4.9 percent.

CBO's current projection of growth in nonfarm payroll employment during most of the 2016–2026 period is lower than it was in January. That revision results in modestly lower projected growth in the potential number of hours worked in the nonfarm business sector. The revision stems from the downward revision in projected GDP growth, because slower growth in GDP implies slower growth in demand for labor and employment.

Revisions to Projected Inflation

CBO projects that consumer price inflation through 2026 will be very similar to what was projected in January. Core inflation is expected to be slightly higher in 2016 than it was in CBO's January projection, largely because of faster expected growth in housing costs throughout the year. However, the current projection of overall inflation in consumer prices in 2016 is roughly the same as the one in the January forecast, because lower projections of food and energy prices offset the higher projection of housing costs. Inflation as measured by the GDP price index is expected to be slightly lower in the second half of 2016, in 2017, and in 2018 than CBO expected in January, largely because of lower-than-expected growth in the price of U.S. exports. CBO's projections of inflation in later years have changed little since January.

JULIANA REGGI
APODERADA

Comparison With Other Economic Projections

The agency's projections of the growth of real GDP, the unemployment rate, inflation, and interest rates in 2016 and 2017 are generally similar to the *Blue Chip* consensus—the average of roughly 50 forecasts by private-sector economists that was published in the August 2016 *Blue Chip Economic Indicators*. CBO anticipates a slightly stronger economy in the short run, projecting real GDP growth that is higher than the middle two-thirds of *Blue Chip* forecasts for 2016 and that is at the top of that two-thirds span for 2017 (see Figure 2-14). The agency also expects a slightly stronger labor market, projecting an unemployment rate in both years that is lower than the *Blue Chip* consensus but within the middle two-thirds of the forecasts. CBO's projections of the interest rates on 3-month Treasury bills and on 10-year Treasury notes also fall within the middle two-thirds of the *Blue Chip* forecasts.

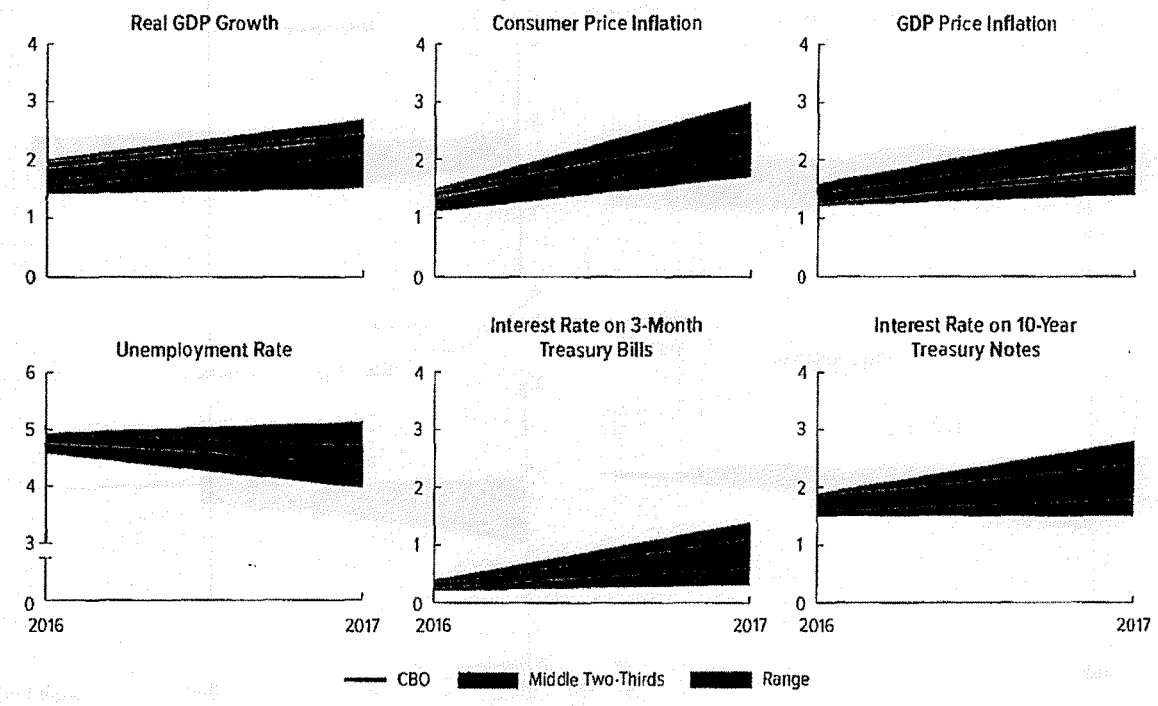
CBO projects faster growth of real output over the coming year than do most of the Federal Reserve officials whose forecasts were reported at the June 2016 meeting of the Federal Open Market Committee (see Figure 2-15). The Federal Reserve reports three sets of forecasts: a median, a range, and a central tendency. The median is calculated from forecasts made by the members of the Board of Governors of the Federal Reserve System and the presidents of the Federal Reserve Banks. The range is based on the highest and lowest of those forecasts. The central tendency is the range without the three highest and three lowest projections. CBO's projections of the growth of real GDP are within the central tendency in 2016 and 2018 and slightly above it in 2017. CBO's projections of the unemployment rate and inflation are within the central tendency in all three years.

CBO's projections probably differ from those of the other forecasters at least partly because of differences in the economic news available when the forecasts were completed and differences in the economic and statistical models used. In addition, other forecasters may be assuming changes in federal policies that are not included in CBO's projections, which are based on current law.

Figure 2-14.

Comparison of Economic Projections by CBO and *Blue Chip* Forecasters

CBO's projections are generally similar to those by *Blue Chip* forecasters, although CBO projects faster growth of real GDP this year and next.



Sources: Congressional Budget Office; Wolters Kluwer, *Blue Chip Economic Indicators* (August 10, 2016).

The full range of forecasts from the *Blue Chip* is based on the highest and lowest of the roughly 50 forecasts. The middle two-thirds of that range omits the top one-sixth of the forecasts and the bottom one-sixth.

Real GDP is the output of the economy adjusted to remove the effects of inflation. Consumer price inflation is calculated with the consumer price index for all urban consumers. Real GDP growth and inflation rates are measured from the average of one calendar year to the next.

The unemployment rate is a measure of the number of jobless people who are available for work and are actively seeking jobs, expressed as a percentage of the labor force. The unemployment rate and interest rates are calendar year averages.

Data are annual.

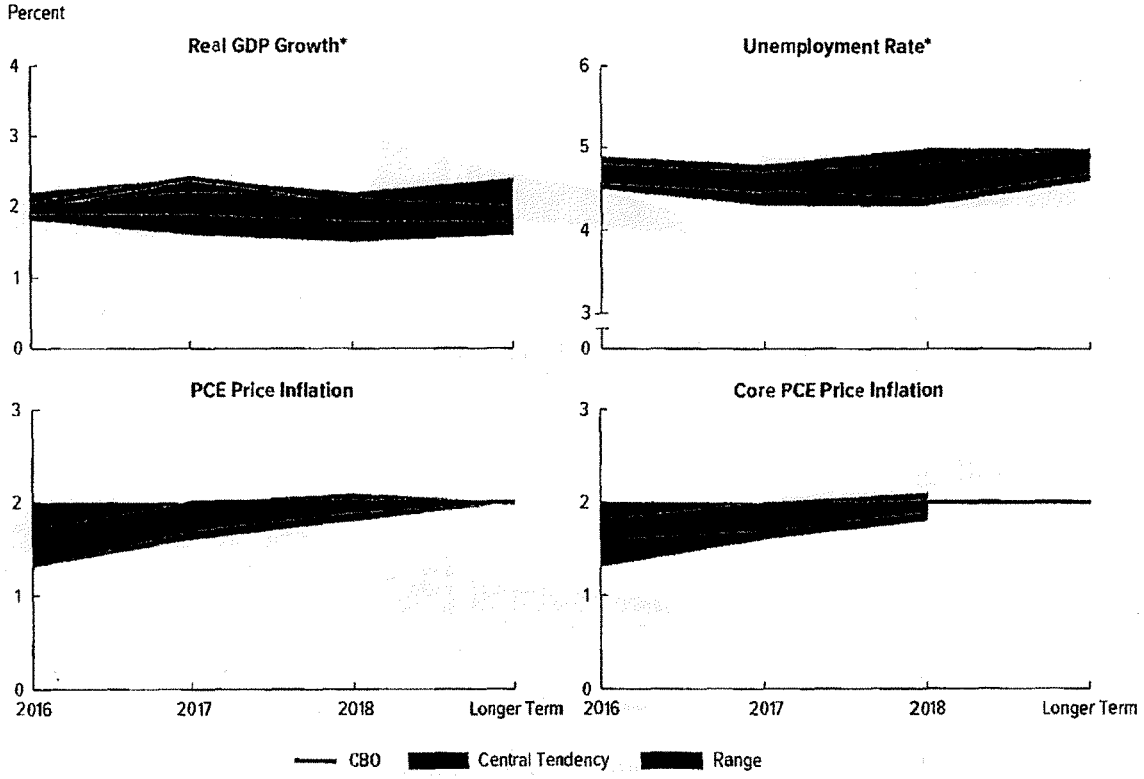
GDP = gross domestic product.

JULIANA
APODERADA

Figure 2-15.

Comparison of Economic Projections by CBO and Federal Reserve Officials

CBO's projections of real GDP growth, the unemployment rate, and inflation are generally within the central tendency of forecasts by Federal Reserve officials.



Sources: Congressional Budget Office; Board of Governors of the Federal Reserve System, "Economic Projections of Federal Reserve Board Members and Federal Reserve Bank Presidents, June 2016" (June 15, 2016), http://go.usa.gov/xTWAW (PDF, 165 KB).

The full range of forecasts from the Federal Reserve is based on the highest and lowest of the 17 projections by the Board of Governors and the president of each Federal Reserve Bank. The central tendency is that range without the 3 highest and 3 lowest projections—roughly speaking, the middle two-thirds of the range.

For CBO, longer-term projections are values for 2026. For the Federal Reserve, longer-term projections are described as the value at which each variable would settle under appropriate monetary policy and in the absence of further shocks to the economy.

Real GDP is the output of the economy adjusted to remove the effects of inflation.

The unemployment rate is a measure of the number of jobless people who are available for work and are actively seeking jobs, expressed as a percentage of the labor force.

The core PCE price index excludes prices for food and energy.

Data are annual. Real GDP growth and inflation rates are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next. The unemployment rate is a fourth-quarter value.

GDP = gross domestic product; PCE = personal consumption expenditures.

[*Data for longer-term values corrected on August 24, 2016]

CBO

ANEXO 10 – Proyecto de Presupuesto de la Administración Nacional 2017.

JULIANA REGGI
APODERADA

COMUNICADO DE PRENSA

ASPECTOS RELEVANTES DEL PROYECTO DE

PRESUPUESTO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL 2017

CONTENIDO

1. Introducción
2. Los supuestos macroeconómicos
3. La estimación de recursos tributarios
4. El gasto público
5. El Presupuesto de la Administración Nacional
6. El Presupuesto del Sector Público Nacional

7

1. Introducción

Las prioridades de las políticas públicas que se están incluyendo en el Presupuesto de la Administración Pública Nacional para el Ejercicio 2017 responden a los lineamientos del Plan de Gobierno sostenido por el proyecto político que conduce la acción del ESTADO NACIONAL desde el inicio del actual período presidencial, en diciembre de 2015. Con estas políticas se busca generar las condiciones necesarias para lograr el desarrollo del país a través de la generación de empleo y la reducción de la pobreza; reforzar la legislación y tomar las medidas necesarias para combatir el narcotráfico y mejorar la seguridad de los ciudadanos; y fortalecer las instituciones republicanas y la convivencia ciudadana a través de reformas que aumenten la transparencia, la independencia y la búsqueda de consensos en los poderes del Estado. Los múltiples objetivos de gobierno se alcanzarán a partir de programas que pueden atravesar el presupuesto de más de una jurisdicción.

Las políticas presupuestarias para el Ejercicio 2017 referidas a la política social, seguirán siendo la prioridad del Gobierno Nacional, con el objetivo de **avanzar hacia "Pobreza Cero"**. Para esto, se seguirá extendiendo la asistencia del Estado y ampliando el alcance de sus políticas sociales. Las mismas se ven concretadas, tanto a través de subsidios directos como asignaciones familiares, pensiones no contributivas, becas y otras asistencias, como por intermedio de subsidios indirectos, especialmente en materia de transporte, energía y gas, que se traducen en menores tarifas para los usuarios.

Uno de los focos principales de los esfuerzos del Gobierno Nacional continuará siendo el **apoyo a la niñez**. El Plan Nacional de Primera Infancia, lanzado a principios de 2016 por el Gobierno Nacional, busca asegurar el crecimiento y el desarrollo saludable de los niños y niñas de 45 días a 4 años y combatir la desnutrición infantil. Para ello, se puso en marcha la apertura de Centros de Primera Infancia en distintas ciudades del país y Espacios de Prevención y Atención para la Desnutrición en el norte del país. Los Espacios de Primera Infancia están destinados a la estimulación temprana y el cuidado de los chicos. Para que los niños puedan continuar con su desarrollo es fundamental que ingresen al sistema educativo desde sus primeros años. Estadísticas del Censo 2010 indican que existen en la REPÚBLICA ARGENTINA 638.000 niños y niñas de 3 a 5 años sin escolarizar. Para ello, la universalización de la educación desde los 3 años es un paso importante para la inclusión de los niños al sistema educativo, cuyo primer paso significativo ocurrirá en el Ejercicio 2017. En esta dirección, se buscará avanzar en la construcción de 3.000 jardines para el año 2019. Se priorizará también la Educación primaria y secundaria, por considerarla la mejor manera de igualar oportunidades. Por ello se incluye en el presupuesto la mejora de la calidad y el acceso a la educación en toda la REPÚBLICA ARGENTINA.

La **Asignación Universal por Hijo** (AUH) continuará siendo la garantía de un piso mínimo de ingreso para los niños de todo el país. Actualmente alcanza a 3,85 millones de niños y el Gobierno Nacional espera crecer en el tamaño de dicha cobertura. Distintos estudios estiman que existe alrededor de un millón de niños que, a pesar de cumplir con los requisitos legales, no perciben la AUH, por una variedad de razones. El ESTADO NACIONAL se ha comprometido a ir a buscar a estos niños y empezar a brindarles el beneficio que se merecen. En el caso de la Asignación Universal por Hijo (AUH) y por Embarazo (AUE) en diciembre de 2015 se agregó a la prestación un monto compensatorio por única vez de $400. Asimismo, se otorgó en mayo de 2016 una suma de $500. A partir de marzo de 2016 se permite la simultaneidad entre la AUH y otros programas provinciales y municipales.

Para los hijos de trabajadores con ingresos formales, la decisión del Gobierno Nacional es continuar la implementación de la expansión del régimen de **Asignaciones Familiares**. En el presente ejercicio se llevó la cobertura del Estado a más niños y nuevas familias. Todos los hijos de familias con ingresos de hasta 60.000 pesos mensuales pasaron a estar cubiertos por el régimen de Asignaciones Familiares, Asignación por Hijo con Discapacidad y Ayuda Escolar. La elevación del tope amplió la cantidad de niños que reciben Asignaciones Familiares a 4,1 millones de beneficios. Sumado a esto, la incorporación de los trabajadores temporarios a este régimen permite que los hijos de 200.000 trabajadores puedan estar cubiertos a lo largo de todo el año más allá de los meses en los que estén en actividad. Esto implica que para sus hijos el piso mínimo de ingreso está garantizado más allá de que durante algunos meses no presenten actividad laboral. Por otro lado, en otro paso hacia el Ingreso Universal a la Niñez, los hijos de Monotributistas también fueron incluidos en las Asignaciones Familiares. Son 514.000 niños y sus familias que a partir de ahora están comprendidos en la cobertura del Estado.

Los **programas de transferencia de ingresos** continuarán siendo una herramienta esencial para el combate de la pobreza y asegurar un ingreso mínimo a quienes más lo necesiten. Así como se sostiene y amplía el alcance de la Asignación Universal por Hijo, también continúan programas precedentes de transferencia de ingresos como "Argentina Trabaja" y "Ellas Hacen". En el caso de los programas Argentina Trabaja y Ellas Hacen y las Pensiones no Contributivas (PNC) se incrementó un 20% los montos de los beneficios, como así también, los programas de empleo ejecutados por el Ministerio de Trabajo, Empleo y

7

JULIANA REGGI
APODERADA

Seguridad Social. Los beneficiarios de PNC recibieron asimismo una suma de $500 en mayo de 2016. El principal criterio para el desarrollo de políticas sociales es orientar los esfuerzos del ESTADO NACIONAL hacia aquellos sectores que más lo necesiten. En ese sentido, la sanción por Ley de la Devolución del IVA para Jubilados, Pensionados y Beneficiarios de Asignación Universal por Hijo y por Embarazo destina la ayuda del Estado específicamente a los sectores de menores recursos, con su consiguiente esfuerzo presupuestario.

En materia previsional, el Estado se ha comprometido en 2016 a un esfuerzo histórico de reparación, al determinarse a culminar con la estafa de décadas que distintas administraciones venían haciendo con generaciones de jubilados. El **Programa Nacional de Reparación Histórica para Jubilados y Pensionados** saldará las deudas con los jubilados que tengan o no reclamos sobre la liquidación de sus haberes, actualizará los haberes jubilatorios de más de dos millones de jubilados y pensionados y calculará de una manera más ventajosa los haberes de los nuevos jubilados.

Por otra parte, el **salario mínimo** establecido en el marco del Consejo Nacional del Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo Vital y Móvil, recibirá un incremento del 33% en tres etapas: del valor inicial en 2016 de $6.060 pasará a $6.810 en junio, a $7.560 en septiembre y a $8.060 a partir del mes de enero de 2017. Esto lleva la pauta mínima salarial que debe percibir un trabajador en la REPÚBLICA ARGENTINA por una jornada de 8 horas a $8.060 en un proceso incremental gradual iniciado en junio de 2016. En este sentido, el Estado dispone también de herramientas para acompañar a los trabajadores en la transición entre un empleo y otro. Una de ellas es el Seguro de Desempleo, que después de la actualización realizada en 2016, la primera en 10 años, tuvo un incremento del 650%, pasando a partir de junio la prestación máxima de $400 a $3.000.

En el camino para que cada familia pueda acceder a una vida digna se contempla en la elaboración del presupuesto para el siguiente ejercicio el desarrollo del **Plan Nacional de Vivienda**. En este marco, el objetivo es ofrecer una solución para cada tipo de familia, desde las más vulnerables hasta las de clase media. El plan prevé la construcción de 120.000 viviendas y la entrega de 175.000 créditos subsidiados, que incluyen los créditos de PROCREAR, en los próximos tres años. También se contempla la urbanización de asentamientos, la entrega de microcréditos para refacciones y la escrituración de viviendas para aquellas familias que cuentan con su casa no con el título de propiedad. Se trata de un proyecto que abarcará todo el período de la gestión con avances constantes en todo el país.

Otra de las inversiones orientadas a mejorar la calidad de vida de las personas tiene que ver con el acceso a los servicios básicos. El presupuesto 2017 contempla el desarrollo del **Plan Nacional de Agua**, que en el período 2016-2019 busca extender las redes de cloacas y agua potable a todo el país. Se trata de una iniciativa que al mismo tiempo implica la generación de 500.000 puestos de trabajo distribuidos en toda la geografía nacional. Como se mencionó anteriormente, a la hora de administrar el presupuesto la prioridad es orientar los aportes del Gobierno Nacional a quienes más lo necesitan. Es por eso que la Tarifa Social Federal orienta los subsidios al transporte, el agua, el gas y la electricidad a aquellas personas vulnerables o de escasos recursos en lugar de destinarlos a las empresas proveedoras de dichos servicios.

El **cuidado de la salud** es un aspecto fundamental del desarrollo humano. Es por eso que en la elaboración del presupuesto para el Ejercicio 2017 se prevén fondos para desarrollar acciones y proyectos orientados a los tres ejes centrales del área, que son garantizar el acceso a los servicios esenciales de salud a toda la población, mejorar la eficiencia del sistema de salud optimizando e integrando a los distintos subsectores para reducir la segmentación y la fragmentación, y asegurar altos estándares de calidad en la provisión de servicios de salud. Durante el Ejercicio 2017, se espera la ampliación de la Cobertura Universal de Salud, que dará paulatinamente cobertura formal de salud a los 15 millones de argentinos que hoy no tienen otro tipo de cobertura que no sea la pública. La Cobertura Universal de Salud reorganizará el sistema de salud para hacer de éste uno más armónico y eficiente, y que permita brindar medicamentos y servicios de calidad a los que más los necesitan, sin pasar por dificultades financieras.

Con el **Plan Belgrano**, buscamos saldar la deuda histórica que el país tiene con las provincias del norte, llevando adelante el plan social, productivo y de infraestructura más ambicioso de la historia argentina. En el marco del Plan, invertiremos en obras de infraestructura de transporte, reactivando los Ferrocarriles Belgrano y Mitre y recuperando el transporte de pasajeros, transformando en autopistas las rutas 9 y 34 y repavimentando y realizando obras en cientos de kilómetros de rutas nacionales. Vamos a conectar a las redes de agua potables y de gas a 1,7 millones de hogares en los próximos tres años. También, en el marco de nuestro objetivo de Pobreza Cero, se construirán Espacios de Primera Infancia y jardines de infantes en las diez provincias del norte, así como viviendas sociales.

En cuanto a las políticas presupuestarias para el Ejercicio 2017 referidas a la **política energética**, ésta requiere importantes inversiones tanto públicas como privadas. El país enfrenta una situación compleja

desde el punto de vista energético. Actualmente, casi un tercio de la demanda de energía en el país debe ser satisfecha a través de importaciones. El objetivo de la administración actual es alcanzar la seguridad energética. Esto significa tener la posibilidad de acceder a energía variada, disponible, a precios razonables pero a la vez con una matriz energética que contribuya a mitigar el impacto de la acción humana en el cambio climático. En esta línea, en 2016 se reglamentó la Ley N° 27.191, que aumenta paulatinamente los objetivos de participación de las energías renovables en la matriz energética argentina hasta llegar a un 20% en el año 2025. En este marco, se lanzó el programa RenovAr, que comprende un conjunto de incentivos para la diversificación de la matriz energética. Entre ellas, exenciones impositivas y la creación de un Fondo de Desarrollo de Energías Renovables (FODER).

Otro componente importante de la política energética que el Gobierno está llevando adelante es la reasignación de subsidios y una restructuración del sistema de precios. Por un lado, se inició un progresivo paso, de subsidiar a la oferta a subsidiar a la demanda. Hasta 2016, los subsidios eran asignados de forma indiscriminada y costosa para el Estado. La política de precios artificialmente bajos para el consumo de energía había generado un gran aumento en el consumo y una caída en la producción. Con la reasignación de subsidios y la reestructuración del sistema de precios se apunta a que reciban los subsidios quienes no pueden pagar por el servicio, a brindar estímulo a la inversión en generación y distribución de energía y a generar conciencia sobre el valor real de la energía, a fin de alentar su ahorro.

La reforma en el cuadro tarifario forma parte de un proceso transitorio iniciado en 2006, con la renegociación de contratos de servicios públicos. Los marcos regulatorios de gas y electricidad, cuyo cumplimiento era muy precario hasta el cambio de gobierno, implican la necesidad de una reforma integral de los esquemas tarifarios, que fue compromiso del Gobierno llevar a cabo durante 2016. Las reformas transitorias iniciadas en estos meses sobre el cuadro tarifario ponen especial cuidado en proteger a la población más vulnerable de los aumentos en los precios de los servicios. De esta forma, 3,2 millones de hogares reciben la tarifa social de electricidad y 3,9 millones tienen acceso a la de gas, por vía del subsidio al gas natural de red o del gas licuado de petróleo en garrafas.

Uno de los pilares de la política pública de este gobierno es la inversión en el **sistema de transporte**. Durante el año 2016 se reactivaron grandes proyectos de infraestructura vial poniendo de manifiesto la importancia que tiene para el Gobierno Nacional la inversión en infraestructura, factor fundamental para mejorar la competitividad de la economía, alentar su crecimiento y la generación de empleo y oportunidades productivas. En materia de infraestructura de transporte, nuestro país arrastra una desinversión de mucho tiempo, que se evidenció en crecientes costos para la logística de la producción de las economías regionales, y una creciente incidencia de los siniestros viales. El Gobierno se puso como meta construir 2.800 kilómetros de autopistas en cuatro años, lo cual significa duplicar en cuatro años la extensión de autovías en el país, y mejorar el estado de decenas de miles de kilómetros de rutas en situación precaria.

El Gobierno también planea mejorar el servicio de transporte de pasajeros urbano, lo cual implica un caudal significativo de inversión pública en infraestructura. En lo que hace a los ferrocarriles urbanos, se diseñó un plan de mejora que comprende una batería de inversiones. Se planificaron cambios en el tendido vial, el señalamiento, la accesibilidad de estaciones, electrificación de ramales diesel y renovación de flotas. Además, se lanzó uno de los planes de infraestructura urbana más importantes de que se tenga registro: la Red de Expresos Regionales, que agilizará el transporte de millones de pasajeros y descomprimirá el tránsito en superficie. Las obras de transporte de pasajeros urbanos también incluirán intervenciones en corredores importantes de tránsito en el conurbano bonaerense. Se repararán calzadas para mejorar la circulación de colectivos, se implantarán refugios seguros y veredas para mejorar su espera, se mejorará la iluminación en estos corredores y se pavimentarán todas las calles de tierra por donde aún circulan colectivos. Estas intervenciones, en un total de 45,8 kilómetros, tendrán lugar en 10 municipios bonaerenses. También se inició un ambicioso plan de inversiones en el Ferrocarril Belgrano Cargas, para reducir los altos costos de transporte que enfrentan las economías regionales del Norte argentino. El transporte es un área donde la inversión pública incide de forma directa sobre la competitividad, el crecimiento de la economía y el desarrollo del país. Tras años de desinversión, el plan de inversiones en transporte que diseñó el Gobierno Nacional supone un gran flujo de recursos hacia un sector clave.

En relación con la **obra pública y vivienda**, a los efectos de lograr el acceso a una vivienda digna a la población, se prevé fomentar políticas de construcción de viviendas, diseño de programas de créditos hipotecarios, que no necesariamente tendrán costo presupuestario. Paralelamente se continuará el Programa PROCREAR con los ajustes necesarios para lograr una mayor eficiencia del mismo.

La política de **desarrollo económico** tiene uno de sus focos principales en la apuesta por las pequeñas y medianas empresas (PyMEs). Para ello se han tomado en el presente ejercicio una serie de medidas de alivio fiscal y a partir del 1° de junio de 2016, las PyMEs empezaron a liquidar el IVA cada 90 días en lugar de los 30 días habituales. Esto les permite tener una capital de trabajo extra de $ 5.000 millones. De este

JULIANA REGGI
APODERADA

modo el 70% de las PyMEs pasaron a recibir en forma automática un certificado de no retención del IVA. Además se elevaron los umbrales de retención de IVA y ganancias que no se actualizaban desde el año 2000. Por otro lado las PyMEs pasaron a tener un plazo de 365 días para liquidación de divisas de exportación. Esta medida impactará directamente en las PyMEs agroexportadoras y en las economías regionales. Esto quiere decir que en apenas unos pocos meses esta administración ya se hizo más por las empresas pequeñas que en mandatos completos de administraciones anteriores. Además, el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) ideó la línea "Mi primer Crédito" para todas las PyMEs que nunca accedieron al financiamiento. La línea de inclusión financiera es para micro y pequeñas empresas y supone un monto disponible de casi $ 7.000 millones. Además, el ESTADO NACIONAL quiere promover mediante un paquete legislativo la producción mediante la deducción del 8% de la inversión de las PyMEs sobre el impuesto a las ganancias con un tope del 2% de las ventas.

En la **agroindustria** apuntamos a reimpulsar un sector relegado durante muchos años, tanto por su importancia estratégica como por su capacidad de generar empleo. Tenemos como norte metas productivas hacia 2020 que apuntan a aumentar la productividad, la superficie y el stock radicalmente pasando a producir alimentos para 600 millones de personas, lo que a su vez implica un aumento de la producción de alimentos de un 2% anual. De este modo se busca fortalecer el crecimiento del sector en forma sostenible, asegurando el cuidado del capital natural, aumentando el valor agregado del sector, fomentando la instalación de nuevas industrias y posicionando a la REPÚBLICA ARGENTINA como proveedor confiable de productos y servicios agroindustriales. Además buscamos fomentar las economías regionales, contribuyendo al desarrollo local y a la seguridad alimentaria. Por eso se bajaron retenciones a distintos productos para favorecer las economías regionales y para impulsar la producción y la inversión genuina. Apuntamos a proteger la industria láctea, muy golpeada en estos años con el cierre de miles de tambos y por el límite a las exportaciones de la administración anterior que desfinanció el sector. También buscamos promover la industria de la carne. Durante años mientras que otros países se dedicaron a aumentar la producción y la exportación el país se estancó limitando sus exportaciones y reduciendo sus cabezas de ganado, perdiendo terreno en el mercado mundial frente a países como Brasil y Uruguay.

En el ámbito de la **política de telecomunicaciones**, presentamos el Plan Federal de Internet, que llevará internet de calidad a más de 1.100 localidades del país en un plazo de dos años, conectando a éstas localidades a través de ARSAT a la Red Federal de Fibra Óptica. De este modo, reduciremos la brecha digital entre los pequeños y grandes centros urbanos del país, y garantizaremos las mismas oportunidades a todos los argentinos para educarse, informarse y producir, incorporando las nuevas tecnologías.

El **desarrollo de la ciencia y de la tecnología** es una prioridad para los próximos años y por eso es que continuaremos fortaleciendo las políticas de innovación productiva y sustentable, con el objetivo de incrementar tanto la competitividad de nuestra economía como la calidad de vida de los argentinos. En esta dirección, buscaremos aumentar la transferencia de tecnología al sector productivo y social, así como fortalecer el sistema científico tecnológico. La iniciativa de Proyectos Estratégicos permitirá impulsar la investigación y desarrollo de proyectos en temáticas como las tecnologías satelitales, la urbanización de asentamientos, los superalimentos, la acuicultura y la agricultura de precisión. Con el Plan Espacial, vamos a fortalecer las actividades espaciales a través de la exploración y observación terrestre, el desarrollo de proveedores de componentes, la atracción de inversiones y la promoción de exportación de información satelital y satélites.

El **Plan Nacional de Turismo** es un aliado fundamental para alcanzar nuestro gran objetivo de la Pobreza Cero. En estos próximos 4 años buscamos crear 300 mil nuevos empleos y a trabajar para que la REPÚBLICA ARGENTINA se convierta en el principal destino turístico de la región. Vamos a impulsar sitios no tradicionales que tienen un enorme potencial. Lugares que son una gran oportunidad para miles de familias que pueden vivir del turismo. Pero para que el turismo pueda seguir expandiéndose no solo debemos generar el clima necesario para que continúen las inversiones privadas sino también contribuir desde el Estado a construir mejores rutas, trenes, accesos, e infraestructura en general.

La **lucha contra el narcotráfico** es un eje de la política de seguridad y se prevén en el presupuesto importantes inversiones en prevención y seguridad. En este sentido se busca mediante acciones como el programa "barrios seguros", cuyo objetivo principal consiste en reducir presencia de la criminalidad y la violencia en los barrios, distintas coordinaciones a nivel nacional, local y con otros poderes del Estado mediante articulación interministerial para la prevención. Además, otro factor importante es el mercado y el desarrollo económico en estos barrios postergados. Por eso habrá un abordaje desde el mercado de trabajo, desde el sistema educativo y con acuerdos con el mercado. La intervención se dará en tres etapas: diagnóstico y planificación estratégica, intervención y permanencia. Y a los seis meses se retirarán las fuerzas policiales y de seguridad y se transferirá el programa al ámbito provincial. La intervención se dará en 100 barrios en todo el país.

En el ámbito de las **políticas de defensa**, se fortalecerán las políticas de modernización de la formación y de la capacidad operativa de las fuerzas armadas. En lo que concierne a la lucha contra el narcotráfico, se promoverá la colaboración de las fuerzas armadas en el marco de lo permitido por la ley, en el apoyo logístico del control del aire con aviones y radares. También se potenciarán las capacidades de asistencia y de respuestas para casos de emergencias y se continuará apoyando la participación argentina en la Antártida y en misiones de paz.

Por otra parte, el **desarrollo de una administración pública moderna, transparente y profesional** implica la inversión en proyectos que pongan al Gobierno Nacional y sus organismos al servicio de los ciudadanos. Es por esto que el presupuesto para el año 2017 incluye fondos para el desarrollo de proyectos que avancen hacia la digitalización y simplificación de los procesos de la administración pública y para la atención al ciudadano.

El **Plan País Digital** busca promover la inclusión del uso de la tecnología en gobiernos provinciales y municipales de todo el país, prestando servicios digitales de alta calidad. Al mismo tiempo, se busca promover el desarrollo y la utilización de productos y servicios modernos en la relación entre el Estado y los ciudadanos de todo el país. Se apunta a impulsar provincias y municipios interconectados entre sí, trámites en línea y a distancia, plataformas web inclusivas, empleados públicos capacitados en nuevas tecnologías y portales de datos abiertos de la gestión, entre otros proyectos. De esta forma, se busca promover municipios más ágiles, más transparentes, más cercanos y más comprometidos, con la convicción de que el Estado tiene que estar al servicio de la gente para resolver sus problemas concretos haciendo uso de los beneficios y oportunidades que ofrece la tecnología.

Con la **Reforma Electoral,** proponemos que se incorpore la Boleta Única Electrónica, que brindará mayor seguridad al voto de los ciudadanos y aumentará la transparencia democrática. De este modo, se dará mayor agilidad al proceso de elecciones, preservando la inmediatez del voto ciudadano y evitando el robo de boletas.

En el terreno de las **relaciones internacionales**, se continuará con el fortalecimiento de las políticas que permitan posicionar a la REPÚBLICA ARGENTINA como miembro constructivo de la comunidad internacional, construyendo lazos para los temas de la agenda global que se alineen con las prioridades del gobierno, defendiendo el sistema democrático, el respeto de los derechos humanos y la lucha contra el narcotráfico en el sistema internacional, y construyendo relaciones maduras con los países vecinos y otros miembros de la comunidad global. Además, se buscará promocionar las inversiones. El turismo y el comercio exterior, promoviendo la participación del país en ferias y fomentando las políticas de cooperación internacional.

JULIANA REGGI
APODERADA

2. Los supuestos macroeconómicos

Las proyecciones de las principales variables macroeconómicas, según las cuales es confeccionado el Presupuesto 2017, son las que se presentan a continuación.

	PIB	Consumo Total	Inversión	Exportaciones	Importaciones
2014 Millones de $ corrientes	4.608.745	3.735.008	739.707	659.838	641.132
2015 Millones de $ corrientes	5.838.544	4.902.172	911.185	645.616	693.269
Variaciones reales (%)	2,4%	5,3%	5,5%	-0,4%	5,5%
Variaciones nominales (%)	26,7%	31,2%	23,2%	-2,2%	8,1%
Variación (%) Precios implícitos	23,7%	24,7%	16,7%	-1,7%	2,5%
2016 Millones de $ corrientes	7.887.532	6.568.384	1.257.214	1.079.128	1.203.624
Variaciones reales (%)	-1,5%	-0,9%	-3,5%	6,9%	10,2%
Variaciones nominales (%)	35,1%	34,0%	38,0%	67,1%	73,6%
Variación (%) Precios implícitos	37,2%	35,2%	43,0%	56,4%	57,5%
2017 Millones de $ corrientes	9.749.993	8.117.154	1.723.620	1.402.963	1.591.637
Variaciones reales (%)	3,5%	3,5%	14,4%	7,7%	9,8%
Variaciones nominales (%)	23,6%	23,6%	37,1%	30,0%	32,2%
Variación (%) Precios implícitos	19,4%	19,4%	19,8%	20,7%	20,4%
2018 Millones de $ corrientes	11.536.162	9.571.776	2.176.069	1.752.882	2.037.163
Variaciones reales (%)	3,5%	3,6%	9,5%	6,0%	8,4%
Variaciones nominales (%)	18,3%	17,9%	26,2%	24,9%	28,0%
Variación (%) Precios implícitos	14,3%	13,9%	15,3%	17,8%	18,1%
2019 Millones de $ corrientes	12.954.023	10.749.994	2.554.969	2.039.997	2.447.945
Variaciones reales (%)	3,5%	3,7%	7,6%	5,2%	8,5%
Variaciones nominales (%)	12,3%	12,3%	17,4%	16,4%	20,2%
Variación (%) Precios implícitos	8,5%	8,3%	9,1%	10,6%	10,8%

La caída del PIB de 1,5% para el año 2016 se explica por una contracción del consumo y de la inversión, en conjunción con el aporte negativo de parte de las exportaciones netas. Para los próximos años se espera que las medidas adoptadas durante el inicio de la actual gestión, tendientes a ordenar la macroeconomía en paralelo con la eliminación de las distorsiones que afectaban la eficiente asignación de recursos productivos, redunden en una mejora de la capacidad productiva de la economía, tanto de mediano como de largo plazo. Por ende, la economía mejorará su tasa de crecimiento potencial convergiendo el crecimiento observado a tasas del orden del 3,5% interanual.

Consistentemente, esta senda de crecimiento planteada es explicada por un crecimiento sostenido de la inversión, lo cual dinamiza las importaciones vinculadas al aparato productivo. A su vez, se espera que los sectores más dinámicos y competitivos de la economía generen mayores exportaciones de bienes y servicios, logrando una mayor integración a los mercados internacionales. En tanto, el consumo total crecerá de la mano de la mejora del poder de compra resultante de una senda decreciente y conocida de inflación.

	2015	2016	2017	2018	2019
Tipo de Cambio nominal $/U$S (promedio)	9,66	14,99	17,92	21,21	23,53
Variación anual del Deflactor del PIB (promedio)	23,9%	37,0%	19,4%	14,3%	8,5%
Variación anual del Deflactor del Consumo Total (promedio)	24,7%	35,2%	19,4%	13,9%	8,3%
Variación anual IPC INDEC -Metas-	-	-	12%-17%	8%-12%	3,5%-6,5%
Variación anual IPIM (promedio)	-	-	-	15,4%	9,2%
Exportaciones FOB (millones de dólares)	56.788	58.326	64.278	68.880	73.919
Importaciones CIF (millones de dólares)	59.757	58.972	66.144	72.680	78.848
Saldo Comercial (millones de dólares)	-2.969	-646	-1.866	-3.800	-4.929

El compromiso de las autoridades políticas de generar una senda decreciente de déficits fiscales brindará los grados de libertad requeridos para implementar un programa de metas de inflación que dote de previsibilidad a la dinámica futura del conjunto de precios de la economía. Por ello, se espera que la inflación desciendan gradualmente, cada año dentro de la ventana de valores máximos y mínimos fijados al momento de anunciarse el desmantelamiento del cepo cambiario, hasta alcanzar una tasa de crecimiento interanual del IPC INDEC en el rango de la meta 3.5%-6.5% para el año 2019.

3. La estimación de recursos tributarios

La recaudación de impuestos nacionales y de aportes y contribuciones de la seguridad social alcanzará en el año 2017 los $2.532.186,9 millones de pesos, por lo cual será 26,8% superior a la estimada para el año 2016. En términos del PIB llegará a 25,97%, aumentando respecto del año anterior.

La suba estimada en la recaudación nominal se explica, principalmente, por los aumentos proyectados en la actividad económica, el comercio exterior, la remuneración imponible y los precios y por las mayores ganancias obtenidas tanto por las sociedades como por las personas físicas. En el mismo sentido, incidirán la continuidad en la mejora del grado de cumplimiento de las obligaciones tributarias y los ingresos correspondientes a los regímenes de facilidades de pago.

Del total recursos, $1.638.582,5 millones corresponderán a la Administración Nacional. El monto que financiará a la Nación será 25,2% superior al que ingresará en el año 2016.

Los ingresos originados en el impuesto a las Ganancias llegarán en el año 2017 a los $543.132,1 millones, lo que significará una suba de 27,9% respecto del año anterior. En términos del PIB la recaudación será de 5,57%. La variación de los ingresos se explica, por las subas proyectadas en los niveles de actividad económica, precios, remuneraciones e importaciones -que se manifestarán a través de la mayor recaudación proveniente de los regímenes de retención y percepción -, por el crecimiento de los impuestos determinados en los períodos fiscales 2015 y 2016 - que implicará un aumento en los pagos por anticipos- y por los mayores ingresos correspondientes a los regímenes de facilidades de pago. También incidirá en forma positiva en la comparación, las compensaciones y devoluciones efectuadas en el año 2016 por las percepciones abonadas en carácter de pago a cuenta, tanto por las personas físicas como por las sociedades, por los consumos realizados en el exterior con tarjetas de crédito y débito, por la adquisición de servicios turísticos y pasajes con destino fuera del país y por la compra de moneda extranjera para turismo y tenencia en el país, durante el año 2015. En sentido contrario, la recaudación del año 2017 se verá afectada por el efecto pleno de la eliminación de la retención con carácter de pago único y definitivo sobre los dividendos, y por los beneficios otorgados en la ley 27.264 a las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas.

La recaudación del impuesto al Valor Agregado, neta de reintegros a las exportaciones, se incrementará 26,5% respecto del año 2016, alcanzando los $729.366,3 millones. En términos del PIB, registrará un aumento, pasando de 7,31% a 7,48%. El aumento en el consumo nominal es la principal razón de la variación de la recaudación. También incidirán en forma positiva, los mayores ingresos provenientes de los regímenes de facilidades de pago.

Los recursos originados en los impuestos Internos Coparticipados serán de $67.347,3 millones, subiendo 42,5% con respecto al año anterior. Las variaciones esperadas en las ventas nominales de los productos gravados y el efecto pleno de la suba de la alícuota sobre los cigarrillos explican este incremento.

La recaudación del impuesto sobre los Bienes Personales disminuirá 41%, por lo que será de $11.295,7 millones. Esta baja se explica por el aumento del mínimo a partir del cual se debe pagar el impuesto, por la sustitución del mínimo exento por un mínimo no imponible, por la modificación de las alícuotas y por la exención del impuesto para los contribuyentes cumplidores.

Los ingresos estimados por el impuesto sobre la Naftas serán de $40.699,8 millones, lo que significará un alza de 23,1% respecto del año 2016. La recaudación del impuesto sobre el Gas Oil y otros combustibles presentará un incremento de 25,2%. En ambos casos, las variaciones serán, principalmente, la consecuencia de los aumentos proyectados en las ventas nominales.

Los recursos provenientes de los impuestos que gravan el comercio exterior –Derechos de Importación y Exportación y Tasa de Estadística- llegarán a $186.411,5 millones, monto que será 38,2% superior al obtenido en el año 2016. Los aumentos estimados en las importaciones, las exportaciones del complejo soja y el tipo de cambio nominal son las principales causas de la suba de estos gravámenes.

La recaudación del impuesto sobre los Créditos y Débitos alcanzará a $164.933.2 millones, registrando un alza de 24,9% con relación a la del año anterior, que reflejará, básicamente, el aumento en el monto de las transacciones bancarias gravadas.

Los Aportes y Contribuciones a la Seguridad Social crecerán 24% como producto de los aumentos esperados tanto en los salarios nominales imponibles como en el número de cotizantes efectivos. En términos del PIB, su recaudación se incrementará, llegando a 7,17%.

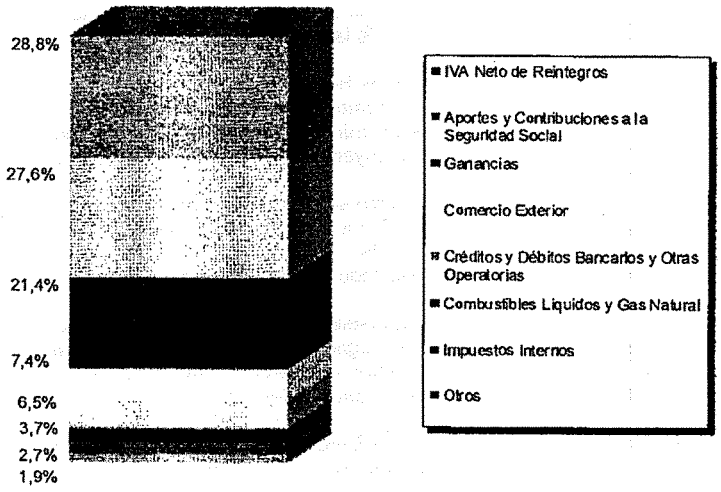
JULIANA REGGI
APODERADA

SECTOR PÚBLICO NACIONAL
Recaudación Tributaria Total
En millones de pesos y en % del PIB

Concepto	Millones de pesos		En % del PIB	
	2016	2017	2016	2017
Ganancias	424.509,2	543.132,1	5,38	5,57
Bienes Personales	19.141,9	11.295,7	0,24	0,12
IVA Neto de Reintegros	576.749,1	729.366,3	7,31	7,48
Impuestos Internos	47.261,2	67.347,3	0,60	0,69
Ganancia Mínima Presunta	3.128,4	2.567,9	0,04	0,03
Derechos de Importación	57.566,3	80.510,3	0,73	0,83
Derechos de Exportación	76.266,2	104.380,3	0,97	1,07
Tasa de Estadistica	1.101,5	1.520,9	0,01	0,02
Combustibles Naftas	33.070,2	40.699,8	0,42	0,42
Combustibles Gasoil	13.145,7	16.460,3	0,17	0,17
Combustibles Otros	30.713,4	37.537,1	0,39	0,38
Monotributo Impositivo	6.768,5	8.570,8	0,09	0,09
Créditos y Débitos Bancarios y Otras Operatorias	132.002,4	164.933,2	1,67	1,69
Otros Impuestos	12.810,3	25.050,6	0,16	0,26
Subtotal Tributarios	**1.434.234,3**	**1.833.372,6**	**18,18**	**18,80**
Aportes y Contribuciones a la Seguridad Social	563.499,6	698.814,3	7,14	7,17
Total	**1.997.733,9**	**2.532.186,9**	**25,33**	**25,97**

SECTOR PUBLICO NACIONAL
Recaudación Tributaria Total

Participación porcentual por impuesto



7

4. El gasto público

Las prioridades del gasto público se orientan, entre otras, en relación con la **política de seguridad social**. Una de las primeras medidas tomadas por la actual gestión de gobierno fue la de otorgar un subsidio extraordinario a beneficiarios de jubilaciones y pensiones mínimas, y de asignaciones para protección social en el mes de diciembre de 2015, y otro en el mes de mayo de 2016, a fin de priorizar la atención de las familias que presentan mayor vulnerabilidad.

Con la finalidad de garantizar un adecuado nivel de cobertura para cada nivel etario de la población, con especial énfasis en los niños, se han implementado diversas medidas extendiendo el alcance de las Asignaciones Familiares y de la Asignación Universal por Hijo para Protección Social (AUH).

Una de estas medidas fue la de duplicar el ingreso familiar máximo para percibir asignaciones familiares. A través del Decreto N° 492 de fecha 16 de marzo de 2016 se fija en $60.000 este tope, lo que permitió el ingreso al subsistema de alrededor de 1.200.000 niños. Posteriormente, mediante el Decreto N° 592 de fecha 15 de abril de 2016, se ha establecido la continuidad en la percepción de asignaciones familiares para aquellos trabajadores temporarios y discontinuos, que perdían ese derecho en los meses de inactividad.

También con el fin de universalizar la cobertura, el Decreto N° 593 del 15 de abril de 2016 estableció, por una parte, el derecho a la percepción de asignaciones familiares a los trabajadores aportantes adheridos al Régimen Simplificado para Pequeños Contribuyentes que revisten en las categorías con ingresos más bajos, se prevé incluir a alrededor de 500.000 niños. A partir de mayo los monotributistas pueden percibir Asignaciones por Hijo, por Embarazo, por Hijo con Discapacidad y Ayuda Escolar Anual.

También, se aplicó por primera vez en marzo de 2016 el coeficiente de actualización de las prestaciones previsionales (Ley N° 26.417 de Movilidad de las Prestaciones del Régimen Previsional Público) a las asignaciones familiares. El incremento para el periodo marzo-agosto ascendió al 15,35% y en septiembre se actualizaron en un 14,16%. Esta variación se aplica tanto a los montos cuanto a los tramos de ingreso del grupo familiar, en el caso de las asignaciones familiares por hijo.

En otro orden de la Seguridad Social, a través de la Resolución N° 2 de fecha 19 de mayo de 2016 del Consejo Nacional del Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo Vital y Móvil, se incrementaron los montos mínimo y máximo de la prestación por desempleo, a las sumas de $1.875 y $3.000, respectivamente. Vale destacar que estos importes no se modificaban desde el año 2006, y que eran de $250 la prestación mínima, y $400 la máxima.

Con respecto a la problemática de la litigiosidad en temas previsionales, el Estado Nacional, por un lado, ha instruido a la Administración Nacional de la Seguridad Social para que no interponga recursos extraordinarios en aquellos supuestos en que el resultado fuera desfavorable de acuerdo a los precedentes jurisprudenciales existentes. Por otro, a través del Decreto N° 807/2016, con el objeto de interrumpir la principal causa de la generación masiva de juicios, se han efectuado las correcciones necesarias para que las remuneraciones que se toman en cuenta para calcular las nuevas prestaciones, se actualicen en forma justa y razonable. Los nuevos índices se utilizan desde el mes de agosto.

Adicionalmente el Estado ha comenzado este año un esfuerzo histórico de reparación, al comprometerse a terminar con la estafa de décadas que distintas administraciones venían haciendo con generaciones de jubilados. El Programa Nacional de Reparación Histórica para Jubilados y Pensionados saldará las deudas con los jubilados que tengan o no reclamos sobre la liquidación de sus haberes, y actualizará sus haberes jubilatorios. Se prevé la suscripción de Acuerdos Transaccionales, y se contempla que más de 2 millones de beneficiarios previsionales podrían adherir a este Programa.

En la misma ley, dado el consenso que existe sobre la necesidad de instituir un derecho ciudadano de alcance universal, no sujeto a condicionamientos temporales, que garantice un piso de protección social para los adultos mayores, se crea la Pensión Universal para el Adulto Mayor destinada a personas de 65 años de edad o más, que no puedan acceder o no cuenten con jubilación, pensión o retiro por carecer de los requisitos necesarios. El monto de dicha prestación se fija en un 80% del haber mínimo del Sistema Integrado Previsional Argentino (SIPA).

Las prioridades del gasto público se orientan también en relación con la **política de inversión pública**. La sustentabilidad del proceso de crecimiento económico depende, entre otros factores, del desarrollo de inversiones significativas que propicien la ampliación de la capacidad de producción, de transporte, de acopio y de distribución para generar un incremento en la productividad de la economía.

Precisamente, el bajo crecimiento económico alcanzado por la República Argentina en los últimos años se

JULIANA REGGI
APODERADA

debió, en parte, a una tasa de inversión que promedió apenas 19% entre 2008 y 2014. A su vez, la baja tasa de inversión contribuyó a la caída de la productividad observada durante los últimos años y a la escasa generación de empleo privado formal. Así, entre 2008 y 2014, la productividad cayó un 10,3%, en un contexto de desincentivo a la innovación y a la incorporación de tecnología. En el mismo sentido, los altos costos logísticos, sumados a una oferta de energía deficiente y no sustentable, representaron una barrera adicional para un desempeño eficiente de las empresas.

En ese contexto, el Gobierno Nacional ha colocado el foco en la promoción de la inversión como pilar del crecimiento económico. En particular, la inversión pública adquiere una relevancia central como medio para mejorar la infraestructura y reducir los costos logísticos, además de permitir el cumplimiento de funciones del Estado tales como la educación, la asistencia social y la seguridad. Estos objetivos favorecerán la transformación productiva para lograr una integración inteligente al mundo, la generación de empleo privado de calidad, la federalización de la producción y la disminución de las disparidades que caracterizan a la estructura productiva y social argentina.

En el marco de la formulación del Presupuesto de la Administración Nacional, con el objetivo de priorizar el total de proyectos de inversión pública recibidos, se tomaron en cuenta tanto la capacidad de financiamiento como las pautas de definición de políticas públicas. Además, como criterios se consideraron los diagnósticos sectoriales, los impactos que esas inversiones producirán en la estructura productiva en las diferentes regiones del país, y sus efectos sobre actividades demandantes de bienes y servicios, creadoras de empleo y fuente de exportaciones, tanto en forma directa como a través de su efecto multiplicador sobre la actividad económica.

Entre las principales propuestas seleccionadas, se destacan:

- el **Plan Nacional de Agua Potable y Saneamiento (PNAPyS)**, que se propone alcanzar para 2019 niveles de cobertura de 100% en agua potable y de 75% en cloacas en las áreas urbanas del país;
- el **Plan Nacional de Transporte**, cuyo objetivo principal es equilibrar la matriz de transporte de cargas (aumentando el transporte ferroviario y fluvio-marítimo), en aras de mejorar la logística regional e impulsar a las cadenas de valor del Interior;
- las obras en materia de movilidad urbana como la **Red de Expresos Regionales (RER)**;
- la mejora de la infraestructura social, donde sobresale la propuesta de **Obras de Jardines Maternales**, ejecutada a través del Ministerio de Educación y Deportes, y la adquisición de *notebooks* escolares, con la inclusión de nuevos ingresantes al sistema;
- los **proyectos viales**, que prevé una mayor asignación a nivel global y unitario (gasto por iniciativa), disminuyéndose la cantidad de obras a ejecutar en el ejercicio 2017 y concentrándose en proyectos de alto valor público;
- las obras en materia de Ciencia y Técnica, donde se contempla la continuación de las inversiones destinadas al **diseño, construcción, lanzamiento y operación de dos satélites de órbita polar**, la ampliación del laboratorio de ensayos existente en el Centro Espacial Teófilo Tabanera, provincia de Córdoba, la construcción y equipamiento de una base con instalaciones conexas requeridas para poder realizar los lanzamientos de los satélites del Plan Espacial Nacional en territorio argentino, la adquisición de equipos para el desarrollo, construcción, lanzamiento y operación del satélite SARE-II A de observación de la Tierra y la construcción de un inyector satelital de cargas útiles livianas, a cargo de la Comisión Nacional de Actividades Espaciales;
- las inversiones en la **Construcción de los Centros Penitenciarios Federales:** Condenas III – Agote - Mercedes, provincia de Buenos Aires; del Litoral – Coronda, provincia de Santa Fe; de Cuyo, provincia de Mendoza; de Córdoba; de Yuto, provincia de Jujuy; las obras de ampliación de la Unidad Residencial 6 del Centro Penitenciario Federal II de Marcos Paz, de la Colonia Penal de Ezeiza, provincia de Buenos Aires y del Complejo Penitenciario Federal V, Marcos Paz, provincia de Buenos Aires;
- los emprendimientos hidroeléctricos, entre los cuales resulta relevante el **Aprovechamiento Multipropósito Chihuido I** en la provincia de Neuquén.

Con relación a la **política de ocupación y salarios del Sector Público Nacional**, los lineamientos que se instrumenten para el tratamiento de las convenciones sectoriales estarán orientados a obtener un esquema compatible con la sustentabilidad fiscal y, en el marco de dicho proceso de negociación, los criterios a aplicar para el diseño de los distintos regímenes laborales y escalafonarios estarán alineados con los principios generales del Plan de Modernización del Estado, a los efectos de contribuir con la mejora de la gestión pública en términos de calidad y eficiencia y optimizar el empleo público, mediante la implantación de tecnologías de gestión de recursos humanos que permitan concretar una reestructuración integral del capital humano del Estado Nacional, dirigida a una administración con medios eficientes para cumplir eficazmente sus objetivos.

7

5. El Presupuesto de la Administración Nacional

Los **recursos corrientes y de capital** están compuestos en un 99,8% por ingresos corrientes, los que se estima aumentarán un 22,4% respecto del año 2016. El resto de los recursos corresponde a los de capital, cuyo monto disminuye un 5,3% con respecto al ejercicio anterior.

RECURSOS CORRIENTES Y DE CAPITAL
En millones de pesos

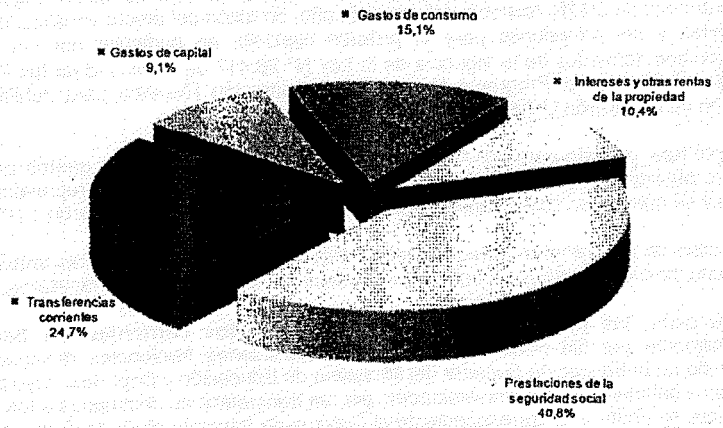
Concepto	Presupuesto 2016	%	Presupuesto 2017	%	Var (%)
Corrientes	1.535.555,6	99,7	1.879.131,1	99,8	22,4
De Capital	3.892,4	0,3	3.687,4	0,2	-5,3
TOTAL	**1.539.448,0**	**100,0**	**1.882.818,5**	**100,0**	**22,4**

Los ingresos tributarios y los aportes y contribuciones a la seguridad social constituyen la mayor parte de los **recursos corrientes**; ambos representan el 87,2% del total. Siguen en orden de importancia las rentas de la propiedad y los recursos no tributarios que significan, respectivamente, un 10,3% y un 1,9% del total. El resto de los recursos corrientes corresponde a las ventas de bienes y servicios y transferencias corrientes.

Los **gastos corrientes y de capital** previstos en el Proyecto de Presupuesto para el ejercicio 2017 ascienden a $2.363.619,9 millones, registrándose un incremento del 22,1% respecto del ejercicio en curso. La composición de los gastos en ambos períodos es la siguiente:

ADMINISTRACION NACIONAL
Composición Económica del Gasto

Presupuesto 2017



CONCEPTO	2016	2017	Variación
	Millones de $	Millones de $	%
Gastos corrientes	**1.772.788,1**	**2.148.575,6**	**21,2**
- Gastos de consumo	281.857,0	355.743,1	26,2
- Intereses y otras rentas de la propiedad	186.480,8	246.629,3	32,3
- Prestaciones de la seguridad social	712.389,3	963.181,1	35,2
- Transferencias corrientes	592.000,1	582.945,2	-1,5
- Otros gastos corrientes	60,9	76,9	26,3
Gastos de capital	**162.845,5**	**215.044,3**	**32,1**
- Inversión real directa	47.195,9	65.474,6	38,7
- Transferencias de capital	97.636,1	133.805,1	37,0
- Inversión financiera	18.013,5	15.764,6	-12,5
TOTAL GASTOS CORRIENTES Y DE CAPITAL	**1.935.633,6**	**2.363.619,9**	**22,1**

7

JULIANA REGGI
APODERADA

El **gasto primario** se prevé que ascienda a $2.117.006,1 un 21,0% más que en el presente ejercicio. Este concepto excluye de los gastos corrientes y de capital a aquellos correspondientes a Intereses de la Deuda, originados en el financiamiento de ejercicios anteriores, permitiendo así concentrar la atención en aquellos gastos propios del año que reflejan de manera más adecuada las decisiones de política fiscal.

Los **gastos corrientes** representan el 90,9% del total de gastos de la Administración Nacional presupuestado para el año 2017 y se prevé que aumenten un 21,2% respecto del ejercicio en curso, fundamentalmente debido al incremento de las prestaciones de la seguridad social.

Las **remuneraciones** representan un 11,2% del gasto total de la Administración Nacional y registran un aumento del 26,2%. El nivel total por este concepto proyectado para 2017 se destinará a cubrir los niveles salariales vigentes, incluyendo las variaciones vinculadas a la instrumentación del régimen escalafonario de carrera u otras coberturas en el marco del Sistema Nacional de Empleo Público (SINEP) y del resto de los regímenes laborales de la Administración Nacional, así como el efecto anualizado de los aumentos otorgados en 2016.

El gasto en **bienes y servicios** constituye un 3,8% del gasto total de la Administración Nacional y exhibe un crecimiento del 26,3%, influido por la Prevención y Control de Enfermedades Inmunoprevenibles, la Lucha Contra el SIDA y Enfermedades de Transmisión Sexual y la Atención de la Madre y el Niño, a cargo del Ministerio de Salud; el Alistamiento Operacional de las Fuerzas Armadas en el Ministerio de Defesa; y el Impulso al Desarrollo del Sistema Democrático y Relaciones con la Comunidad en el Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda.

El total de gastos por **intereses y otras rentas de la propiedad** alcanza a $246.629,3 millones, de los cuales casi la totalidad corresponde a **intereses de la deuda pública** ($246.613,8 millones), los que para el ejercicio 2016 exhiben un aumento del 32,3% respecto de 2016 y representan un 2,53% del PIB.

Las **prestaciones de la Seguridad Social** abarcan el universo del gasto previsional en jubilaciones, pensiones y retiros, el cual se prevé que ascienda a $963.181,1 millones en el ejercicio 2017, registrándose un incremento de 35,2% respecto del corriente año, en razón del efecto anualizado que tendrán las medidas adoptadas y las previsiones para el próximo ejercicio, en particular por los incrementos de haberes previsionales derivados de la vigencia de la Ley Nº 26.417 de Movilidad de las Prestaciones del Régimen Previsional Público, el Programa Nacional de Reparación Histórica para Jubilados y Pensionados y la creación de la Pensión Universal para el Adulto Mayor (PUAM).

El monto total previsto para 2017 de las **transferencias que financian gastos corrientes** de los sectores privado, público y externo asciende a $582.945,2 millones, monto que representa un 24,7% del total de gastos y se mantienen casi estables respecto del corriente año con apenas un 1,5% de caída.

En el caso en las **transferencias al Sector Privado**, el incremento de las transferencias a las Unidades familiares, se explica principalmente por el aumento de las asignaciones familiares.

Por su parte, las **transferencias para financiar gastos corrientes del Sector Público** aumentan principalmente por las transferencias a las Universidades Nacionales registradas en el programa de Desarrollo de la Educación Superior del Ministerio de Educación y Deportes, cuyo principal componente son los gastos salariales de las Universidades; por las transferencias destinadas a los Fondos Fiduciarios entre los cuales se destaca el correspondiente al Sistema de Infraestructura de Transporte a cargo del Ministerio del Transporte; y las transferencias a empresas públicas, en particular, las correspondientes a la órbita de los sectores transporte y minería y energía.

Por último, las **transferencias al Sector Externo** corresponden mayormente a los gastos en concepto de cuotas que el país debe realizar en su calidad de miembro integrante de distintos organismos internacionales.

Los **gastos de capital** de la Administración Nacional previstos para 2017 ascienden a $215.044,2 millones y registran un incremento del 32,1% respecto de 2016, explicado fundamentalmente por el aumento de las transferencias de capital (5,7% del total de gastos, con un crecimiento de 37,0%) y de la inversión real directa (2,8% del total de gastos, con un crecimiento de 38,7%). Por su parte, la inversión financiera exhibe un disminución del 12,5% en relación al ejercicio en curso.

El comportamiento de la **inversión real directa** y de las **transferencias de capital** muestra la prioridad asignada por el Gobierno Nacional a la inversión pública, previéndose aumentos interanuales de $18.278,7 y $36.168,9 millones, respectivamente.

El monto previsto de **inversión real directa** se encuentra influido principalmente por los proyectos de inversión de la Dirección Nacional de Vialidad comprendidos en la función transporte. También resulta significativa la inversión real directa en el Ministerio de Educación y Deportes, influido principalmente por la Implementación del Plan Nacional de Educación Digital y el Fortalecimiento Edilicio de Jardines Infantiles; como así también es importante la inversión en el Ministerio de Transporte, explicado fundamentalmente por la Modernización de la Red de Transporte Ferroviario y la implementación de Políticas para Transporte Vial y el equipamiento para las Fuerzas de Defensa y Seguridad, las Fuerzas de Paz y los Servicios de Hidrografía.

Las **transferencias de capital** son el componente más importante de los gastos de capital de la Administración Nacional, representando el 62,2% de ese total. Tienen como destino la financiación de la inversión principalmente de Gobiernos Provinciales y Municipales, que reciben un 61,8% del total transferido para gastos de capital aunque, agregando el total de instituciones provinciales y municipales, dicho guarismo alcanza el 67,9%, reflejando un alto grado de descentralización de la inversión pública financiada por el Estado Nacional. Asimismo, se destacan las transferencias de capital a las Empresas Públicas No Financieras, que concentran un 23,7% del total. Por último, un 5,2% de las transferencias de capital será percibido por el sector privado y destinado fundamentalmente a financiar inversiones en materia energética (principalmente redes eléctricas de alta tensión) y, en menor medida, para cooperativas de trabajo que realizan Acciones de Vivienda, Hábitat y Desarrollo Urbano.

La **inversión financiera** representa el 7,3% de los gastos de capital, entre los que se destacan los destinados a los aportes de capital principalmente al Fondo Fiduciario Programa Crédito Argentino del Bicentenario para la Vivienda Única Familiar y, en menor medida, a la Corporación Andina de Fomento (CAF), al Banco Interamericano de Reconstrucción y Fomento (BIRF), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), y el Fondo para la Convergencia Estructural del Mercosur (FOCEM).

En el siguiente cuadro se muestra, de modo comparativo, el gasto primario de la Administración Nacional en términos del PIB; en el mismo se observa que para el año 2017 se prevé una disminución del orden de los 0,47 puntos.

GASTO PRIMARIO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL
En porcentaje del PIB

CONCEPTO	2016	2017
Gasto de la Administración Nacional	**24,54**	**24,24**
- Intereses de la deuda pública	2,36	2,53
Gasto Primario	**22,18**	**21,71**

Los ingresos y gastos corrientes proyectados para el ejercicio 2017 arrojan un **resultado económico deficitario o desahorro** de $269.444,5 millones, el que resulta mayor en un 13,6% al déficit económico estimado para el actual ejercicio. Por otro lado, el **resultado financiero** de la Administración Nacional previsto para el ejercicio 2017 alcanza un resultado financiero negativo de $480.801,4 millones.

RESULTADO FINANCIERO
En millones de pesos

CONCEPTO	2016	2017
Total Administración Nacional		
1. Ahorro Corriente	-237.232,5	-269.444,5
2. Recursos de Capital	3.892,4	3.687,4
Subtotal 1 + 2	**-233.340,1**	**-265.757,1**
Gastos de Capital	162.845,5	215.044,3
Resultado Financiero Total:	**-396.185,6**	**-480.801,4**

El **resultado primario**, resultado financiero sin contabilizar los intereses de la deuda, se estima será deficitario en $234.187,6 millones para el año 2017, lo que implica un incremento del déficit primario de 11,7% respecto del año 2016, aunque arroja una mejora en términos del PIB de 0,26 puntos. No obstante, si de los recursos se deducen las rentas del Banco Central de la República Argentina y del Fondo de Garantía de Sustentabilidad Fiscal, el déficit primario mejora 0,56 puntos del PIB para la misma comparación interanual.

JULIANA REGGI
APODERADA

RESULTADO PRIMARIO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL
En porcentaje del PIB

CONCEPTO	2016	2017
Resultado Financiero	**-5,02**	**-4,93**
- Intereses de la deuda	2,36	2,53
Resultado Primario	**-2,66**	**-2,40**
Rentas BCRA y FGS	2,14	1,83
Resultado Primario (Sin BCRA y FGS)	**-4,80**	**-4,24**

Las **fuentes financieras** ascienden a $1.735.634,6 **millones** en el año 2017 incluyendo dos grandes conceptos: el endeudamiento público y la disminución inversión financiera.

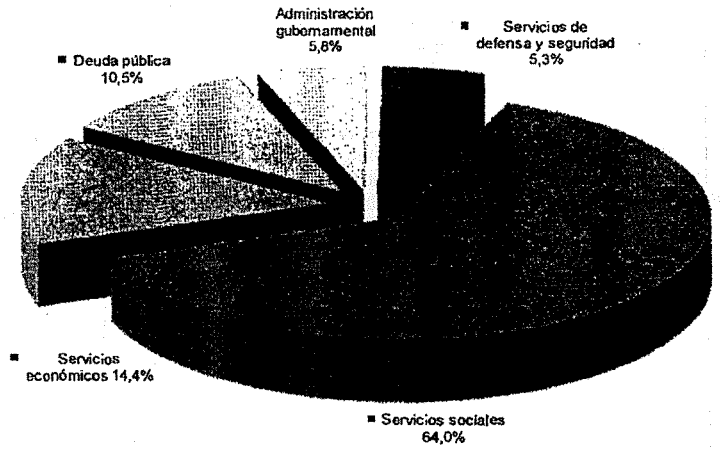
Las aplicaciones financieras ascienden a $1.254.833,2 millones en el año 2017. Dentro de ellas se encuentran la inversión financiera ($212.332,0 millones) y la amortización de la deuda, siendo ésta la más significativa en monto ($1.042.501,2 millones).

Por otra parte, las previsiones de gastos de la Administración Nacional para el ejercicio 2017, comentada en este y anteriores apartados, pueden analizarse desde el **enfoque funcional del gasto**. El 64,0% del gasto total se prevé destinar a la finalidad Servicios Sociales y, dentro de esta finalidad, fundamentalmente a la función Seguridad Social que representa el 47,9% del gasto total. Dentro de esta finalidad, en orden de significación dentro del total del gasto se encuentran las funciones Educación y Cultura (6,8%) y Salud (3,7%).

Con respecto a los Servicios Económicos (14,4% del total del gasto), las funciones más representativas en el total del gasto de la Administración Nacional son Energía, Combustibles y Minería (7,1%) y Transporte (5,4%). En el siguiente gráfico se sintetiza la distribución del gasto por finalidades previsto para 2017.

ADMINISTRACION NACIONAL
Finalidad del gasto

Presupuesto 2017

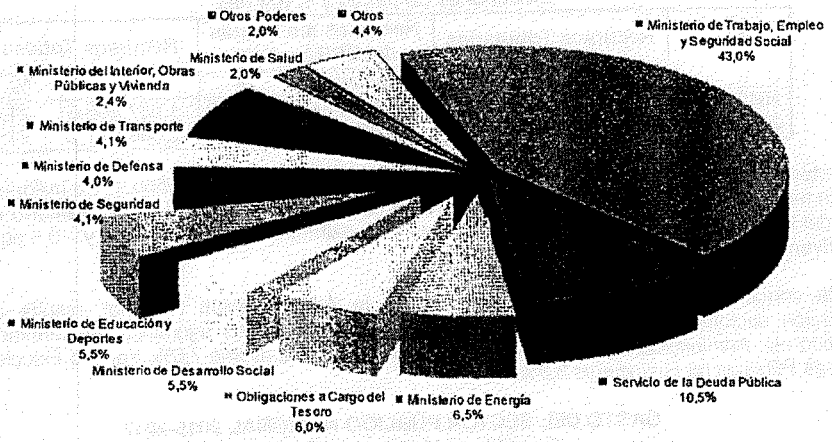


CONCEPTO	2016	2017	Variación
	Millones de $	Millones de $	%
Administración gubernamental	115.976,7	137.690,5	18,7
Servicios de defensa y seguridad	104.283,9	126.309,3	21,1
Servicios sociales	1.171.303,6	1.512.642,1	29,1
Servicios económicos	356.997,6	339.345,9	-4,9
Deuda pública	187.071,8	247.632,1	32,4
TOTAL GASTOS CORRIENTES Y DE CAPITAL	1.935.633,6	2.363.619,9	22,1

Desde Otra perspectiva, a continuación se grafican las previsiones presupuestarias para 2017 del **gasto por jurisdicciones** de la Administración Nacional.

ADMINISTRACION NACIONAL
Distribución Jurisdiccional del gasto

Presupuesto 2017



Concepto	2016		2017		Var. %
	Millones de $	%	Millones de $	%	
Poder Legislativo Nacional	14.245,9	0,7	15.791,2	0,7	10,8
Poder Judicial de la Nación	23.504,0	1,2	23.805,6	1,0	1,3
Ministerio Público	7.472,7	0,4	7.724,4	0,3	3,4
Presidencia de la Nación	6.806,5	0,4	6.769,3	0,3	-0,5
Jefatura de Gabinete de Ministros	5.727,4	0,3	6.480,7	0,3	13,2
Ministerio de Modernización	1.730,5	0,1	2.055,0	0,1	18,8
Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda	37.729,5	1,9	57.493,8	2,4	52,4
Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto	7.144,4	0,4	8.274,1	0,4	15,8
Ministerio de Justicia y Derechos Humanos	15.207,0	0,8	18.621,3	0,8	22,5
Ministerio de Seguridad	82.688,3	4,3	97.472,6	4,1	17,9
Ministerio de Defensa	76.916,2	4,0	94.031,9	4,0	22,3
Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas	5.120,0	0,3	6.383,3	0,3	24,3
Ministerio de Producción	9.498,0	0,5	9.577,5	0,4	0,8
Ministerio de Agroindustria	16.319,7	0,8	16.784,4	0,7	2,8
Ministerio de Turismo	1.883,4	0,1	2.307,8	0,1	22,5
Ministerio de Transporte	76.642,6	4,0	96.479,0	4,1	25,9
Ministerio de Energía	187.165,3	9,7	153.625,6	6,5	-17,9
Ministerio de Comunicaciones	2.507,8	0,1	2.870,6	0,1	14,5
Ministerio de Educación y Deportes	102.916,1	5,3	130.950,6	5,5	27,2
Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva	12.109,6	0,6	13.956,6	0,6	15,3
Ministerio de Cultura	3.406,1	0,2	3.555,9	0,2	4,4
Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social	770.675,3	39,8	1.015.356,6	43,0	31,7
Ministerio de Salud	44.121,6	2,3	46.267,7	2,0	4,9
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable	3.974,3	0,2	5.744,0	0,2	44,5
Ministerio de Desarrollo Social	103.260,0	5,3	131.178,7	5,5	27,0
Servicio de la Deuda Pública	186.907,7	9,7	247.328,0	10,5	32,3
Obligaciones a Cargo del Tesoro	129.953,7	6,7	142.753,7	6,0	9,8
TOTAL GASTOS CORRIENTES Y DE CAPITAL	1.935.633,6	100,0	2.363.619,9	100,0	22,1

JULIANA REGGI
APODERADA

6. El Presupuesto del Sector Público Nacional

Los **recursos totales** estimados para el ejercicio 2017 ascienden a $2.068.871,2 millones. Dicho nivel representa el 21,2% del PIB y una ligera baja interanual equivalente a 0,2 puntos del mismo indicador. En tanto, los **recursos totales primarios**, esto es sin considerar la suma de $178.903,4 millones en concepto de rentas financieras originadas en las utilidades distribuidas por el BCRA y las producidas por el Fondo de Garantía de Sustentabilidad del ANSeS, alcanzarían a $1.889.967,8 millones, monto que representa el 19,4% del PIB y una suba interanual de 0,1 punto del producto.

RECURSOS DEL SECTOR PÚBLICO NACIONAL 2016-2017
En millones de pesos y % del PIB

Año	Recursos Tributarios		Recursos sin Rentas del BCRA y FGS		Recursos Totales	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%
2016	1.438.929,1	18,2	1.518.349,8	19,3	1.687.366.6	21,4
2017	1.802.941,8	18,5	1.889.967,8	19,4	2.068.871,2	21,2

Los **gastos totales** consolidados del Sector Público Nacional alcanzan a $2.550.931,3 millones (26,2% del PIB), en tanto que al descontar el gasto por intereses de la deuda pública, el **gasto primario** representa el 23,5% del PIB. Ambos constituyen niveles inferiores a los estimados para 2016 (- 0,2 y – 0,5 puntos del PIB, respectivamente).

Dada la concentración del gasto por intereses en la Administración Nacional, resulta apropiada la ponderación sectorial del gasto medida antes de las transferencias figurativas en términos primarios, resultando así: Administración Nacional 85,6%, Entes ajenos a la misma 7,6%, Fondos Fiduciarios 3,5%, y Empresas Públicas no Financieras 3,3%.

GASTO DEL SECTOR PÚBLICO NACIONAL 2016-2017
En millones de pesos y % del PIB

Año	Gasto Primario		Gasto Total	
	Importe	%	Importe	%
2016	1.891.597,8	24,0	2.084.838,6	26,4
2017	2.295.001,0	23,5	2.550.931,3	26,2

Dentro de los **gastos corrientes** del Sector Público Nacional sobresalen en primer término las **prestaciones de la seguridad social** con una ponderación del 37,8% respecto al gasto total. Cabe notar que, en términos nominales, la variación interanual por estas prestaciones explica el 62,2% de la variación correspondiente al gasto primario del Sector Público Nacional. En orden de importancia, le siguen las **transferencias corrientes** con el 24,8% de los gastos totales, destacándose, en su composición, las dirigidas al sector privado, a las universidades nacionales, y a los gobiernos provinciales por parte de la Administración Nacional, como las previstas realizar desde el INSSJyP en concepto de asistencias médicas y sociales a sus afiliados, y desde el Fondo Fiduciario del Sistema de Infraestructura de Transporte por las compensaciones al transporte automotor de pasajeros y al transporte ferroviario.

Respecto a los **gastos de capital**, por su parte, cabe notar la recuperación que acredita la **inversión real** propia del Sector Público Nacional e inducida a través de las **transferencias** de esta naturaleza a otros niveles de gobierno y al sector privado. En conjunto dichos gastos representan 2,3% del PIB, implicando ello una aplicación adicional de recursos superior a los $58.000 millones.

El Presupuesto del Sector Público Nacional proyecta para el ejercicio fiscal 2017 un **resultado financiero** negativo de $482.060,1 millones (-4,9% del PIB). El **resultado primario sin rentas financieras**, calculado a partir de una medición mesurada de los recursos bajo las consideraciones realizadas sobre las rentas financieras, como así también descontando las asignaciones por intereses de la deuda, alcanzaría a - $405.033,2 millones (- 4,2% del PIB).

RESULTADOS DEL SECTOR PÚBLICO NACIONAL 2016-2017
En millones de pesos y % del PIB

Año	Resultado Primario sin Rentas del BCRA y FGS		Resultado Financiero	
	Importe	%	Importe	%
2016	- 373.248,0	- 4,7	- 397.472,0	- 5,0
2017	- 405.033,2	- 4,2	- 482.060,1	- 4,9

ANEXO 6.3.b

A continuación, se adjunta el documento: **"Análisis del Informe sobre la determinación de WACC elaborado por Delta Finanzas, IAE".**

JULIANA REGGI
APODERADA

Anexo 6.3b

JULIANA REGGI
APODERADA

Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital de Licenciatarias de Distribución de Gas Natural

Análisis del informe de DELTA FINANZAS S.A.

Informe Elaborado para

las Empresas Distribuidoras de Gas

de la República Argentina

por

Ariel A. Casarín
Javier García Sánchez
Lorenzo A. Preve
Virginia Sarria Allende

Noviembre 2016

JULIANA BEGGI
APODERADA

Índice de Contenidos

1 Objetivos 3

2 Resumen de nuestra opinión 5

3 La estructura de capital 9

4 El costo de la deuda 10

5 La prima por riesgo de mercado 10

6 El parámetro beta y el ajuste por diferencias en la regulación 11

7 La prima de riesgo país 15

8 Conversión de una tasa nominal en dólares a una tasa real en pesos 17

8.1 No es necesaria la inflación en pesos para obtener la tasa real en dólares 17

8.2 La igualdad de tasas reales 19

8.3 El uso de una tasa real en lugar de una nominal 20

1 Objetivos

1. Las empresas Distribuidoras de Gas de la República Argentina, de ahora en adelante las Licenciatarias, nos han solicitado nuestra opinión objetiva e independiente sobre el informe "Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital de Licenciatarias de Distribución y Transporte de Gas Natural en Argentina" elaborado para ENARGAS por DELTA FINANZAS S.A., el 30 de octubre de 2016. Ese trabajo presenta una estimación de la tasa de rentabilidad regulada (en adelante el costo de capital) para esas compañías. En particular, las Licenciatarias nos han requerido que específicamente examinemos críticamente el documento emitido por DELTA FINANZAS con motivo de la determinación del costo de capital de licenciatarias de distribución de gas natural y analicemos la metodología empleada, el sustento teórico del modelo adoptado por los consultores y de los parámetros establecidos según los lineamientos provistos por el ENARGAS, los cálculos numéricos y las series de datos seleccionadas. En este informe brindamos nuestra opinión objetiva e independiente sobre esos aspectos.

2. Nuestras conclusiones y opiniones se sustentan en detallados análisis financieros y económicos, como en nuestra experiencia, tanto académica como práctica. Nuestras opiniones se basan en el análisis de estados financieros, información pública de los mercados financieros, estudios académicos y profesionales, la normativa regulatoria y en los contratos de concesión de las compañías, como en nuestro conocimiento detallado del sistema regulatorio de la distribución de gas natural en Argentina y en otros países.

3. Este documento tiene en cuenta los cálculos, cometarios y fundamentaciones que ofrecemos en "El Costo de Capital. Informe elaborado para las empresas distribuidoras de gas de la República Argentina", octubre de 2016. En el resto de este documento lo referiremos como nuestro informe.

4. El Dr. Ariel A. Casarin es Profesor de la Escuela de Negocios de la Universidad Adolfo Ibáñez, en Chile. Tiene un PhD en Economía y una Maestría en Ciencias en Economía y Finanzas de la Escuela de Negocios de la Universidad de Warwick, y una Maestría en Finanzas de la Universidad CEMA. El Dr. Casarin ha realizado publicaciones académicas en temas regulatorios y de organización industrial. Además de sus actividades académicas, ha sido consultor de la Procuración del Tesoro de la Nación, el Fondo para la Investigación Científica y Tecnológica, el Instituto Argentino del Gas y el Petróleo, el

JULIANA REGGI
APODERADA

Instituto Mundial para la Investigación en Desarrollo Económico (Finlandia) y el Instituto de Investigación para el Desarrollo Social de las Naciones Unidades (Suiza). El Dr. Casarin ha también asesorado sobre temas regulatorios a empresas, entes reguladores y otras entidades públicas. Anteriormente se desempeñó como Profesor del área académica de Empresa, Sociedad y Economía del IAE.

5. El Dr. Javier García Sánchez es Profesor del IAE, la Escuela de Dirección y Negocios de la Universidad Austral. Tiene un PhD en Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad de Navarra, España. Fue miembro del Consejo de Dirección del IAE, como Director de Desarrollo de Personal Académico y como Administrador. Su investigación y docencia está vinculada a temas de Finanzas Corporativas, especialmente en Países Emergentes. Ha realizado diversos trabajos de consultoría, especialmente en el campo de la valoración de empresas y estimación de costo de capital. El Dr. García Sánchez ha también asesorado sobre temas regulatorios a empresas, entes reguladores y otras entidades públicas. Antes de dedicarse a la actividad académica, el Dr. García Sánchez trabajó en el sector financiero.

6. El Dr. Lorenzo Preve es Profesor del IAE, la Escuela de Dirección y Negocios de la Universidad Austral. Tiene un PhD en Finanzas en la University of Texas at Austin, USA. Anteriormente realizó un Executive MBA en el IAE, y es Licenciado en Administración de Empresas por la Universidad Católica Argentina en Buenos Aires. Es director del Área Académica de Finanzas del IAE. La investigación del Dr. Preve se centra en temas relacionados a las finanzas corporativas, más específicamente en temas de gestión de riesgo, estimación de costo de capital en mercados emergentes, financial distress y gestión de capital de trabajo. Además de su actividad académica, el Dr. Preve se ha dedicado a la consultoría en temas de finanzas corporativas y mercados de capitales, desarrollando su actividad en Argentina e Italia.

7. La Dra. Virginia Sarria Allende es Profesora del IAE, la Escuela de Dirección y Negocios de la Universidad Austral. Tiene un PhD en Finanzas en Columbia University, New York, USA. Anteriormente realizó el Postgrado en Economía en la Universidad Torcuato Di Tella, el Programa de Global CEO para Latino América de Wharton, IESE y CEIBS y los Programa de Desarrollo Directivo y Programa para Directivos Financieros en el IAE. La Dra. Virginia Sarria Allende es Vicedecana del IAE. Ha realizado trabajos de investigación en temas de toma de decisiones financieras en contexto de mercados con

fricciones, analizando una amplia gama de los problemas de Finanzas en Países Emergentes. Ha participado también en algunos proyectos de investigación en el Banco Mundial. Además de sus actividades académicas la Dra. Sarria Allende ha trabajado en bancos, en temas relacionados al análisis de riesgo crediticio y medición de la rentabilidad de la gestión financiera.

2 Resumen de nuestra opinión

8. El costo de capital es uno de los factores más importantes que los reguladores y las compañías precisan estimar. El costo del capital representa el rendimiento mínimo que debe obtener un proyecto o empresa de manera que los mercados financieros estén dispuestos a proveer recursos a ese proyecto o a comprar una participación en esa compañía. El costo de capital requerido a una empresa por los mercados de capitales debe ser igual a la tasa de rendimiento esperada que prevalece en los mercados de capitales para inversiones alternativas de riesgo similar. Esto indica que el costo de capital de las empresas reguladas, como el de las que no lo están, está determinado por los mercados financieros.

9. Existen diversas formas por las que las compañías pueden obtener recursos financieros, pero estas pueden esencialmente clasificarse en dos categorías básicas: deuda y capital de accionistas. El costo del capital puede entonces ser expresado como el promedio ponderado del costo de la deuda y del capital de los accionistas. Los recursos de deuda y de capital de los accionistas tienen riesgos diferentes, por lo que las tasas de rendimientos requeridas también lo son. Además, como en la gran mayoría de los países, el costo de la deuda (o lo que es lo mismo, los intereses) puede en Argentina ser deducido a los fines del cómputo del impuesto a las ganancias en cabeza de la compañía. Por ese motivo, el financiamiento con recursos de deuda permite a la empresa disminuir el monto de impuestos que pagaría si hubiera estado financiada con capital propio solamente. Por lo tanto, el costo efectivo de la deuda debe ajustar por el beneficio fiscal que ofrecen los intereses. El cómputo del costo promedio ponderado del capital requiere estimar el costo de la deuda, el costo del capital de los accionistas, la combinación entre deuda y capital y la tasa de impuestos.

10. En nuestra opinión, el modelo empleado por DELTA FINANZAS para estimar el costo del capital es el adecuado y el que emplean en su gran mayoría los entes reguladores. En especial, el modelo Capital Asset Pricing Model que emplea DELTA FINANZAS

JULIANA REGGI
APODERADA

para estimar el costo del capital de los accionistas es adecuado y el empleado en su gran mayoría por los entes reguladores. Sin embargo, en nuestra opinión DELTA FINANZAS emplea el modelo apoyándose en estimaciones y parámetros que en algunos casos no son los adecuados, por lo que los resultados obtenidos no representan con precisión el costo de capital de las distribuidoras de gas natural. El resto de nuestro informe detalla los comentarios detallados a los cómputos y valores empleados por DELTA FINANZAS para estimar el costo de capital de las distribuidoras de gas natural en Argentina.

11. En nuestra opinión, el uso de una estructura de capital promedio de la industria o una estructura *objetivo,* si fuere razonablemente similar a la observada en promedio, es un criterio adecuado para reflejar la estructura de endeudamiento en la estimación del costo del capital. DELTA FINANZAS propone usar una estructura objetivo promedio del 25%, pero ese valor está bastante alejado del valor medio de la industria, independientemente de su método de cómputo y período escogido para su estimación. En nuestra opinión, la estructura de capital debe aproximarse al valor promedio ponderado registrado por la industria en los años más recientes, y esos valores están muy alejados del valor objetivo propuesto por DELTA FINANZAS. En nuestro informe argumentamos nuestra propuesta y proponemos un nuevo valor objetivo para la estructura de endeudamiento de la industria.

12. DELTA FINANZAS sugiere estimar el costo de la deuda a partir de información de empresas americanas. Si bien este es el procedimiento habitual para el cómputo del costo del capital propio (*equity*), no es el camino óptimo para el cómputo del costo de la deuda. El costo de capital propio se computa habitualmente sobre la base de la información de empresas y mercado americanos, por el simple hecho de que esa información no está disponible en los mercados emergentes: no existe ni el mercado, ni el nivel de diversificación de mercado, ni el nivel de actividad, ni el historial suficiente en mercados emergentes, como para computar el costo de capital con información propia. En el caso del costo de la deuda, por el contrario, sí existe información relevante en el mercado local. En este caso particular, contamos con información de retornos de deuda en dólares para empresas comparables, esto es, para empresas de servicios públicos que tienen títulos en dólares emitidos y comercializados en el mercado local. La tasa de retorno de estos bonos es un proxy más realista del costo de la deuda de las Licenciatarias. La utilización de información de empresas americanas, por tanto, se focaliza –innecesariamente, en este caso- en el uso de empresas muy poco comparables en un mercado muy diverso (sabiendo

que los ajustes habituales a esta información están lejos de ser realistas y confiables –aún cuando son el único camino posible para el cómputo del costo del capital propio).

13. Estamos de acuerdo con DELTA FINANZAS en el modo de estimar la prima de mercado. Sin embargo, a pesar de indicar que lo adecuado es utilizar la serie de Ibbotson que comienza en 1926, basan sus cálculos en la serie de Damodaran que comienza en 1928. Pensamos que la diferencia entre el número propuesto por ellos y el nuestro radica en que no utilizan la serie que recomiendan.

14. DELTA FINANZAS computa la beta siguiendo una metodología convencional (selección de empresas comparables de un mercado desarrollado, y consiguiente ajuste por nivel de apalancamiento), pero aplica la metodología de una manera en parte arbitraria y en parte equívoca. Es parcialmente arbitraria porque computa la beta en base a una canasta de 5 empresas elegidas de modo ad hoc (o al menos, no explicado). Es parcialmente equívoca, porque pondera la beta de las empresas seleccionadas en función del nivel de capitalización bursátil, lo que pone un mayor peso en el valor de la empresa más grande –que resultaría ser la menos comparable con el tamaño de las empresas Licenciatarias, significativamente menores. El cómputo presentado por el informe de DELTA FINANZAS no hace clara mención de la fuente (fecha, periodo y frecuencia de la información base), lo que no permite corroborar valores, que resultan significativamente distintos al cómputo por nosotros efectuado (y presentado en el informe) y a los valores reportados por una fuente habitual, como Bloomberg. Finalmente, dados los valores presentados, no pareciera que DELTA FINANZAS haya computado la beta sobre la base de 5 años de información, como sería aconsejable.

15. En nuestro parecer, la afirmación de DELTA FINANZAS de que el riesgo regulatorio presenta estabilidad en el tiempo, y que por lo tanto la beta de los activos debe ser corregida con criterios similares a los que se hubieren adoptado en ausencia de la expropiación administrativa ocurrida desde 2002, es inadecuada. En nuestra opinión, esa expresión menosprecia la magnitud del riesgo regulatorio que ha experimentado y enfrenta la industria, y de manera importante. Nuestra opinión es que el riesgo regulatorio en la industria es alto y que no ha permanecido constante en los últimos años, sino que se ha incrementado. En nuestro informe argumentamos nuestra propuesta y proponemos un nuevo valor para ajustar el parámetro beta de los activos por el riesgo regulatorio que enfrentan las distribuidoras de gas natural.

JULIANA REGGI
APODERADA

16. El informe de DELTA FINANZAS introduce adecuadamente el riesgo país en la estimación del costo de capital para reflejar riesgos vinculados a la situación macroeconómica y política del país. Sin embargo, considerando que el riesgo país no impacta igualmente en todas las industrias debe realizarse una corrección. Esta corrección no se ha realizado en el pasado porque sólo recientemente se ha publicado un trabajo que indica una metodología para realizar el ajuste que DELTA FINANZAS no incorpora a su estimación.

17. Coincidimos con DELTA FINANZAS en la necesidad de utilizar una tasa real en pesos. Sn embargo, los cálculos que realiza permiten obtener una tasa real en dólares. Si bien habitualmente las tasas reales en distintas monedas se consideran iguales, en los mercados emergentes existe el denominado *peso problema* que implica una prima por riesgo devaluatorio. Por distorsiones existentes en el mercado actual nuestro informe no incluye una estimación de esta prima, pero queremos dejar sentada la omisión en la que incurre DELTA FINANZAS, ya que una vez que esta distorsión desaparezca podría y debería estimarse la prima de riesgo devaluatorio para estimar adecuadamente el costo de capital.

18. También queremos dejar constancia de que DELTA FINANZAS estima la tasa real utilizando innecesariamente la inflación de Argentina. Esto puede llevar a confusiones y a pensar que se ofrece una tasa nominal en pesos válida. Consideramos que debido a la incertidumbre actual sobre la inflación se hace imposible estimar adecuadamente una tasa nominal en pesos. De ahí que nuestra recomendación sea utilizar una tasa real en pesos para descontar unos flujos en moneda constante pero que incluyan la variación de precios relativos.

19. El resto de nuestro informe se organiza de la siguiente manera. La siguiente sección presenta nuestra opinión respecto la estructura de endeudamiento de la industria. La Sección 4 detalla nuestro análisis sobre el costo de la deuda, mientras que la 5 analiza la prima por riesgo de mercado. La Sección 6 examina el cómputo del parámetro beta y su ajuste por sistema regulatorio. La Sección 7 se ocupa de la prima por riesgo país. Por último, la Sección 8 analiza la conversión de un costo de capital nominal estimado en dólares a uno real, en pesos.

3 La estructura de capital

20. La elección de la estructura de capital apropiada para realizar la estimación del costo de capital no es un asunto sencillo. La determinación de la proporción adecuada de deuda y capital propio a emplear es importante, no sólo porque esas proporciones se emplean para ponderar los costos de las fuentes de terceros y propias dentro de la estructura de capital, sino también para ponderar el riesgo de los activos (capturado por el coeficiente beta activos) por la estructura de financiamiento de las empresas (reflejado en el coeficiente beta del patrimonio).

21. DELTA FINANZAS propone emplear ratios de apalancamiento de 25% para las distribuidoras. El informe de DELTA FINANZAS sostiene que, en promedio, el ratio de endeudamiento de las distribuidoras a valores contables durante los últimos once ejercicios económicos estuvo alrededor de ese valor – 27%. Sin embargo, DELTA FINANZAS no explica por qué observa el endeudamiento en una ventana de once años, parece emplear datos erróneos en sus cómputos o, si no los ha hecho – ver su Anexo 4 –, los ha solicitado de manera incorrecta. También emplea ratios que se apoyan en estados contables que, para estos fines, reflejan información con gran distorsión. En nuestro informe detallamos las estimaciones correctas del endeudamiento de las empresas, que son menores a lo sostenido por DELTA FINAZAS, explicamos por qué los valores libros son además poco confiables y argumentamos los motivos por lo que deben emplearse razones de endeudamiento más recientes.

22. DELTA FINANZAS sostiene que, durante los últimos once años, el ratio de endeudamiento promedio de las empresas ha sido 27%. En base a nuestros cómputos, el ratio de endeudamiento de las distribuidoras a valores contables (o libros) ha sido sensiblemente menor, y muy inferiores al valor objetivo de 25% propuesto por DELTA FINANZAS. También hemos comprobado que la mayor parte de las distribuidoras han reducido sus niveles de endeudamiento, que en los últimos años ha sido prácticamente cero. Esto es contrario a la afirmación de DELTA FINANZAS, que sostiene un aumento en la dispersión del nivel de endeudamiento de las Licenciatarias. En nuestro parecer, DELTA FINANZAS no estima de manera correcta el nivel de endeudamiento promedio a valor de libros de las Licenciatarias, y entonces asume posturas que no pueden ser sostenidas en las evidencias.

JULIANA REGGI
APODERADA

23. Hemos computado otros ratios de endeudamiento, los que hemos ajustados con criterios no evaluados por DELTA FINANZAS. Nuestras estimaciones muestran que un ratio objetivo del 25% representa el máximo de un rango bastante amplio observado durante una ventana de tiempo excesivamente larga. Los datos muestran que, en promedio, la estructura de endeudamiento objetivo propuesta por DELTA FINANZAS estuvo vigente en la industria ocasionalmente, y solo en una ventana de tiempo muy corta después de la crisis financiera de 2002. En nuestro parecer, la estimación de la estructura de capital objetivo debe apoyarse en las evidencias recientes.

24. En síntesis, el uso de una estructura de capital promedio de la industria o una estructura *objetivo,* si fuere razonablemente similar a la observada en promedio, sería el criterio más adecuado para definir la estructura de endeudamiento. DELTA FINANZAS propone usar una estructura objetivo promedio del 25%, pero ese valor está bastante alejado del valor medio de la industria, independientemente de su método de cómputo y período escogido para su estimación. En nuestro informe argumentamos nuestra propuesta y proponemos un nuevo valor objetivo para la estructura de endeudamiento de la industria.

4 El costo de la deuda

25. El informe presentado computa el costo de la deuda de un amplio pool de instrumentos de deuda de empresas del sector, de Estados Unidos. Dadas las significativas diferencias no solo de las empresas sino también de los mercados financieros entre Argentina y Estados Unidos, pareciera significativamente más deseable fundar el cómputo en datos locales. Esto, que es imposible en el caso del cómputo del costo del Capital Propio (porque ahí NO existen datos locales válidos o relevantes), sí resulta posible en el caso del cómputo del costo de la deuda. Por tanto, pareciera razonable basar el cómputo del Kd en datos locales; esto es, en el costo de financiamiento en dólares de empresas de servicios públicos, en Argentina. Existiendo datos correspondientes, no hay razones para utilizar los valores propuestos en el Informe de DELTA FINANZAS (los que solo pueden utilizarse como "orden de magnitud", que vuelve a dar soporte de razonabilidad a los estimados locales).

5 La prima por riesgo de mercado

26. La prima por riesgo de mercado suele ser un tema controvertido. Como bien detalla el informe de DELTA FINANZAS, hay cantidad de opiniones encontradas sobre el plazo

de los datos a considerar para el cálculo de la tasa, y la dispersión de valores no es menor. Por otro lado, también suele haber algunas discrepancias respecto del tipo de media a ser utilizada; algunos proponen el uso de una media aritmética y otros el de una media geométrica.

27. El trabajo de DELTA FINANZAS se inclina acertadamente, en nuestro parecer, por el uso de la media aritmética de la serie de valores más largos de los que se dispone. El enfoque del trabajo es correcto, y se toma sobre la base de citas a autores que explican las razones que fundamentan esa elección.

28. DELTA FINANZAS indica adecuadamente que la serie generalmente aceptada para la estimación de la prima por riesgo de mercado es la recopilada por Ibbotson & Associates, que comienza en el año 1926[1]. Sin embargo, al momento de realizar los cálculos utiliza la serie de Damodaran que comienza en el año 1928[2].

29. En nuestro informe utilizamos la serie que recomienda DELTA FINANZAS, la que comienza en 1926, posiblemente esa sea la razón por la que nuestro número es más alto que el provisto en el informe que estamos analizando.

6 El parámetro beta y el ajuste por diferencias en la regulación

30. Mercado de referencia. El informe de DELTA FINANZAS hace algunas consideraciones que lo llevan a "descartar" el cómputo de la beta en el mercado local. Vale aclarar que existen más y mayores argumentos para dicho procedimiento: todos los posibles quiebres del modelo CAPM se evidencian en mercados tales como el argentino (no liquidez, no profundidad, no diversificación, no estabilidad de los parámetros, etc.). Es decir, apelando a más y mayores argumentos a los presentados, coincidimos con el informe en la imposibilidad de utilizar data local para la estimación de la beta.

31. Al optar por el cómputo de la beta en empresas americanas, el informe de DELTA FINANZAS decide optar por 5 empresas, sin determinar con claridad el método de selección de las mismas ni el horizonte de cómputo. Con dicho método, obtiene una beta desampalacada de 0,40. A continuación hacemos algunas consideraciones al respecto.

32. Selección de la muestra. Elegir 5 empresas ad hoc, no parecería un esquema robusto. Nuestro informe, por el contrario, no utilizó la beta de empresas elegidas al azar, sino que

[1] Cfr. informe de DELTA FINANZAS, p 27.
[2] Cfr. informe de DELTA FINANZAS. p 29.

JULIANA PEGG
APODERADA

computó la beta para un grupo de 9 empresas distribuidoras de gas que fue seleccionado en un proceso de revisión tarifaria para el Estado de New Jersey (citado en el informe). Cabe destacar, de todos modos, que las empresas seleccionadas en el informe de DELTA FINANZAS están todas incluidas en la muestra de 9 empresas por nosotros utilizada.

33. Estimación. Más sorprendente resulta el valor de beta reportado por el informe de DELTA FINANZAS. Aunque no está reportado en el informe, parecería que las betas tomadas corresponden al cómputo utilizando 2 años de datos (siendo que el informe desaconseja el cómputo de betas locales por no disponer de una serie de 3 a 5 años). Dada la volatilidad de los mercados de los últimos años, parecería más razonable el cómputo de la beta con 5 años de información, como es muy usual, por otra parte.

34. Valores reportados. Además, se presenta una beta para ATMOS muy diferente del estimado relevado de Bloomberg –siendo ATMOS la empresa de más alta ponderación, 39%, y menos comparable en tamaño; se reporta para esta empresa una beta de 0,30, mientras que la beta reportada por Bloomberg, luego desapalancada con la fórmula completa, es de 0,42 para el cálculo con 2 años y 0,49 para el cómputo con 5 años.

35. Ponderación. El informe de DELTA FINANZAS pondera las betas por capitalización bursátil. No pareciera que ponderar por capitalización bursátil sea en este caso lo más razonable, ya que estamos por aplicar la información a empresas que son de un tamaño significativamente distinto (en términos de capitalización bursátil). Parecería más realista utilizar, al menos, un promedio no ponderado. Esto es más problemático aún, ya que se está dando la mayor ponderación a ATMOS –casi un 40%-, empresa cuya beta pareciera sub-estimada –comparando con información que pudimos visualizar en Bloomberg – agosto 2016- y con la información por nosotros computada (con información de dic-2010-2015).

36. Fórmula. El cómputo presentado en nuestro informe tiene en cuenta la fórmula completa para apalancar y desapalancar betas, habiendo estimado un proxy para beta de la deuda –lo que resulta importante, dado que removemos y luego agregamos el impacto de niveles de apalancamiento sustancialmente distinto (entre empresas americanas y las Licenciatarias locales).

37. Orden de magnitud. El cómputo o la selección de empresas pareciera también cuestionable, si se compara con el valor promedio desapalancado para todas las empresas del

sector (que, según la información presentada por Damodaran es igual a 0,65). La beta promedio presentada en nuestro informe también es menor a dicho cómputo (esto es, 0,561), pero tenía la solidez de coincidir con la muestra de empresas seleccionadas para revisiones tarifarias de empresas del sector, en los Estados Unidos (en una fecha reciente) y la virtud de considerar un intervalo de estimación más adecuado al contexto y objetivo -5 años.

38.

39. Además, la propuesta de ajuste por riesgo regulatorio parece menospreciar, de manera importante, la magnitud del riesgo regulatorio que enfrentan las distribuidoras de gas, en especial porque ignora la suspensión de los términos de las Licencias ocurrida durante los últimos 15 años. En este caso, el riesgo regulatorio del sistema tarifario previsto en el Marco Regulatorio del Gas Natural (Ley 24.076 y su reglamentación, el Decreto 2.255/92 y otras reglamentaciones) surge de la dificultad que enfrentan los entes reguladores por comprometerse anticipadamente a mantener el régimen regulatorio intacto entre una y otra negociación de tarifas. Existen varias razones por las cuales los inversores pueden percibir que ese riesgo regulatorio es significativo y que, en Argentina, se ha incrementado de manera importante en los últimos 15 años.

40. En industrias reguladas por un sistema de precios tope, por ejemplo, es posible que los reguladores intenten renegociar las tarifas en casos donde los cambios en los parámetros exógenos tuvieren un marcado efecto positivo para la compañía. El temor del mercado por cambios regulatorios se incrementa cuando en casos como éstos los reguladores no pueden comprometerse a no reabrir las negociaciones - y experiencia reciente ofrece numerosos ejemplos. Estas acciones sobre las empresas reguladas puede generar la necesidad de una prima por riesgo regulatorio.

41. Otra fuente importante de riesgo regulatorio es la probabilidad de que un ajuste periódico y predeterminado de tarifas incorpore en su aplicación aspectos diferentes a los cambios específicos establecidos en los marcos regulatorios. A pesar de la buena voluntad de las partes, no siempre es sencillo lidiar con una nueva situación de manera que se mantenga inalterada la estructura subyacente. En la medida en que el mercado crea que las autoridades regulatorias pueden estar inclinadas a tomar medidas que reduzcan la tasa

JULIANA REGGI
APODERADA

de rendimiento cuando esos rendimientos son mayores a lo esperado (y hay amplia evidencia para sugerir que este es el caso), entonces es de esperar que exista una elevada prima por incertidumbre regulatoria.

42. Estos eventos, que son los que han enfrentado las distribuidoras de gas natural en Argentina, en nuestra opinión sugieren que el riesgo regulatorio en la industria es considerablemente alto. En nuestro parecer, la afirmación de DELTA FINANZAS de que "... dado que el riesgo regulatorio presenta estabilidad en el tiempo..." es considerablemente errónea – es nuestro informa referenciamos evidencia que manifiesta los contrario. En nuestra opinión, esa expresión menosprecia la magnitud del riesgo regulatorio que enfrenta la industria, y de manera importante. La prima de riesgo regulatorio que DELTA FINANZAS propone no puede ser similar a una propuesta en 2001. En nuestro informe complementario argumentamos nuestra propuesta y proponemos un nuevo valor para ajustar el parámetro beta de los activos por el riesgo regulatorio que enfrentan las distribuidoras de gas natural.

43. Además, la propuesta de ajuste por riesgo regulatorio parece menospreciar, de manera importante, la magnitud del riesgo regulatorio que enfrentan las distribuidoras de gas, en especial porque ignora la suspensión de los términos de las Licencias ocurrida durante los últimos 8 años. En este caso, el riesgo regulatorio del sistema tarifario previsto en el Marco Regulatorio del Gas Natural (Ley 24.076 y su reglamentación, el Decreto 2.255/92 y otras reglamentaciones) surge de la dificultad que enfrentan los entes reguladores por comprometerse anticipadamente a mantener el régimen regulatorio intacto entre una y otra negociación de tarifas. Existen varias razones por las cuales los inversores pueden percibir que ese riesgo regulatorio es significativo y que, en Argentina, se ha incrementado de manera importante en los últimos años.

44. En industrias reguladas por un sistema de precios tope, por ejemplo, es posible que los reguladores intenten renegociar las tarifas en casos donde los cambios en los parámetros exógenos tuvieren un marcado efecto positivo para la compañía. El temor del mercado por cambios regulatorios se incrementa cuando en casos como éstos los reguladores no pueden comprometerse a no reabrir las negociaciones. Estas acciones sobre las empresas reguladas pueden generar la necesidad de una prima por riesgo regulatorio.

45. Otra fuente importante de riesgo regulatorio es la probabilidad de que un ajuste periódico y predeterminado de tarifas incorpore en su aplicación aspectos diferentes a los cambios específicos establecidos en los marcos regulatorios. A pesar de la buena voluntad de las partes, no siempre es sencillo lidiar con una nueva situación de manera que se mantenga inalterada la estructura subyacente. En la medida en que el mercado crea que las autoridades regulatorias pueden estar inclinadas a tomar medidas que reduzcan la tasa de rendimiento cuando esos rendimientos son mayores a lo esperado (y haya amplia evidencia para sugerir que este es el caso), entonces es de esperar que exista una elevada prima por incertidumbre regulatoria.

46. Estos eventos, que son los que han enfrentado las distribuidoras de gas natural en Argentina, en nuestra opinión sugieren que el riesgo regulatorio en la industria es alto. En nuestro parecer, la afirmación de DELTA FINANZAS de que "... dado que el riesgo regulatorio presenta estabilidad en el tiempo, consideramos adecuado mantener la propuesta de Azicri (realizada en 2001) ... sugerimos que los betas de los activos de dichas compañías sean ajustados por un rango de coeficientes de 0,20 y 0,30 que surge del menor riesgo regulatorio de esa compañías respecto de las que operan en Argentina". (pag. 34 y 35). En nuestra opinión, esa expresión menosprecia la magnitud del riesgo regulatorio que enfrenta la industria, y de manera importante. La prima de riesgo regulatorio que DELTA FINANZAS propone en 2008 no puede ser similar a la propuesta en 2001. En nuestro informe complementario argumentamos nuestra propuesta y proponemos un nuevo valor para ajustar el parámetro beta de los activos por el riesgo regulatorio que enfrentan las distribuidoras de gas natural.

7 La prima de riesgo país

47. En nuestra opinión, el informe de DELTA FINANZAS en líneas generales utiliza adecuadamente la prima de riesgo país, según las prácticas habituales para estimar el costo de capital en mercados emergentes. Sin embargo, consideramos que debe realizarse un ajuste al riesgo país para reflejar el mayor impacto del riesgo país en las Licenciatarias.

48. Una de las críticas que habitualmente se hacen al método que estima el riesgo país mediante el spread de los bonos soberanos es que el riesgo país no impacta de igual manera en todos los sectores. Ante una crisis, una proporción de empresas salen muy perjudicadas, otras se perjudican moderadamente, y algunas hasta resultan fortalecidas. Por

JULIANA REGGI
APODERADA

ejemplo, durante el período posterior a la crisis sufrida por la Argentina a fines de 2001, las empresas agropecuarias exportadoras experimentaron un desempeño muy superior al que habían tenido durante los años anteriores a la crisis. Sumar el riesgo país a la tasa de costo de capital de una empresa de la misma industria en los Estados Unidos tiene el supuesto implícito de que la crisis en un país tiene, para la empresa bajo análisis, el mismo impacto que para el tenedor de un bono soberano lo que, según lo expuesto, no es un supuesto realista, dado que los accionistas de empresas del país en crisis sufren un impacto probablemente diferente al que enfrenta un bonista; más aún, sufren un impacto que no es el mismo para diferentes empresas entre sí.

49. En el caso de las empresas de Distribución de gas, éstas tenían sus tarifas vinculadas al dólar, por lo cual a primera vista podrían considerarse beneficiadas por la crisis. Sin embargo, las tarifas fueron pesificadas y virtualmente congeladas, convirtiéndose en uno de los sectores más afectados por la crisis de principios del milenio.

50. En un trabajo reciente, se propone un método para ajustar el riesgo país según el sector industrial del que se trate.[3] El trabajo explica que la razón de aplicar el spread de los bonos soberanos a un flujo de una empresa, es que este flujo se comportará en forma similar al flujo del bonista. Básicamente el flujo que proyecta el bonista no tiene en cuenta el posible default, sino que el impacto de éste está reflejado en la tasa y su spread. Análogamente el accionista de una empresa, no considera al momento de proyectar su flujo el impacto que tendría en su empresa una hipotética crisis.

51. Los dos parámetros que determinan la tasa de un bono, la probabilidad de default y el valor de recupero en caso de default, se trasladan análogamente al flujo de la empresa. En este caso la probabilidad de default se traduciría como la probabilidad de crisis y el valor de recupero del bonista sería el valor que le queda al accionista una vez superada la crisis.

52. Es razonable suponer que la probabilidad de default coincide con la probabilidad de crisis, ya que un default del Gobierno seguramente disparará una crisis en el país afectando seriamente los flujos de las compañías, o viceversa, una gran crisis económica posiblemente termine generando un default en un gobierno necesitado de realizar gastos

[3] García-Sánchez, Javier; Preve, Lorenzo y Sarria-Allende, Virginia (2010). *Valuation in Emerging Markets, a simulation approach.* Journal of Applied Corporate Finance. Vol 22, nro 2.

extraordinarios de contención social, con ingresos mermados por la baja actividad económica.

53. Sin embargo, el valor de recupero de un bonista tras el default no tiene por qué coincidir con el valor que le quede al accionista luego de la crisis. En este punto es donde claramente se manifiestan las diferencias entre las distintas industrias. Podría darse el caso de que una empresa exportadora como consecuencia de una crisis termine con un valor de recupero de 110%, es decir, la crisis no le produciría una pérdida sino una ganancia.

54. La metodología propuesta en el trabajo citado implica estimar el valor de recupero para la industria de distribución de gas en Argentina, es decir, el valor que tendrían las empresas distribuidoras de gas al final de una posible crisis con respecto al hipotético valor que tendrían si no hubiera existido tal crisis. Una vez obtenido ese valor de recupero podría calcularse el ajuste que requeriría la tasa de coste capital para las empresas distribuidoras de gas.

55. En nuestro informe se puede ver una explicación detallada de la metodología y de los cálculos realizados para llegar al riesgo país ajustado que proponemos.

8 Conversión de una tasa nominal en dólares a una tasa real en pesos

8.1 No es necesaria la inflación en pesos para obtener la tasa real en dólares

56. La fórmula que utiliza el informe de DELTA FINANZAS para convertir las tasas tiene como supuesto que las tasas reales en dólares y en pesos son iguales, es decir, que la única diferencia entre las tasas de interés es el diferencial de sus tasas de inflación.[4] Dado este supuesto, es redundante hablar de tasa real en pesos o tasa real en dólares ya que ambas son iguales. Por tanto, siempre dentro del supuesto de igualdad de tasas reales, bastaría convertir la tasa nominal en dólares a una tasa real en dólares, sin necesidad de estimar la inflación de Argentina. Por el contrario, los consultores de DELTA FINANZAS, estiman la inflación en Argentina para llegar a la tasa real en pesos.

57. Como mostraremos a continuación los dos métodos son equivales, y por tanto, la tasa real obtenida será la misma independientemente de la inflación considerada para Argentina. Sin embargo, utilizar el método que incluye la inflación de Argentina puede dar lugar

[4] Informe de DELTA FINANZAS, p. 39.

JULIANA REGGI
APODERADA

a confusiones o debates, tanto por cuestionar la inflación asumida, como por considerar que este cálculo introduce de alguna manera el riesgo de inflación alta.

58. Si combinamos las dos fórmulas que utilizan los consultores de DELTA FINANZAS en el punto IX de su informe, se llega matemáticamente a la fórmula para pasar de tasa nominal en dólares a tasa real en dólares.

59. La fórmula propuesta por DELTA FINANZAS para pasar de tasa nominal en dólares a tasa nominal en pesos es la siguiente:

$$(1 + r\,Arg) = \frac{(1 + r\,USA)}{(1 + Inf\,USA\,E)} * (1 + Inf\,Arg\,E) \qquad (1)$$

donde:

r Arg = tasa de interés en pesos en Argentina.
r USA = tasa de interés en dólares en USA.
Inf Arg E = inflación esperada en Argentina.
Inf USA E = inflación esperada en USA.

60. Por otro lado, la fórmula para pasar de tasa nominal en pesos a tasa real en pesos propuesta por DELTA FINANZAS es:

$$WACC\ real\ \$ = \frac{WACC\ nominal\ \$ - Inf\ Arg\ E}{1 + Inf\ Arg\ E}$$

donde:

Inf Arg E = inflación esperada en Argentina.

61. Si a esta última fórmula le sumamos 1 a ambos lados de la igualdad tenemos que

$$1 + WACC\ real\ \$ = \frac{WACC\ nominal\ \$ - Inf\ Arg\ E}{1 + Inf\ Arg\ E} + 1$$

$$1 + WACC\ real\ \$ = \frac{WACC\ nominal\ \$ - Inf\ Arg\ E}{1 + Inf\ Arg\ E} + \frac{1 + Inf\ Arg\ E}{1 + Inf\ Arg\ E}$$

$$1 + WACC\ real\ \$ = \frac{WACC\ nominal\ \$ - Inf\ Arg\ E + 1 + Inf\ Arg\ E}{1 + Inf\ Arg\ E}$$

$$1 + WACC\ real\ \$ = \frac{1 + WACC\ nominal\ \$}{1 + Inf\ Arg\ E} \qquad (2)$$

62. Si unimos las ecuaciones (1) y (2), teniendo en cuenta que *r Arg* no es otra cosa que el *WACC nominal $*, entonces nos queda:

$$1 + WACC\ real\ \$ = \frac{\frac{(1 + r\ USA)}{(1 + Inf\ USA\ E)} * (1 + Inf\ Arg\ E)}{1 + Inf\ Arg\ E}$$

$$1 + WACC\ real\ \$ = \frac{(1 + r\ USA)}{(1 + Inf\ USA\ E)} \quad (3)$$

63. Como se ve en la fórmula (3), no es necesario estimar la inflación en pesos para estimar la tasa real en pesos, ya que esta coincide con la tasa real en dólares, por el supuesto de partida. Cabe señalar que la ecuación (3) no es otra que la utilizada para convertir una tasa nominal en una tasa real, es decir, se le quita la inflación a la tasa nominal para llegar a la tasa real.

64. En síntesis, la pretendida conversión de tasa nominal en dólares a tasa real en pesos, provista por el informe de DELTA FINANZAS, es en realidad una conversión de tasa nominal en dólares a una tasa real en dólares. Por tanto, el WACC propuesto por los consultores de DELTA FINANZAS no tiene en cuenta el riesgo de inflación ni otros vinculados como el riesgo devaluatorio.

8.2 La igualdad de tasas reales

65. Si bien es muy común aceptar que las tasas reales son iguales en distintas monedas, esto se aplica fundamentalmente a las monedas de mercados desarrollados. Por el contrario, este supuesto no es tan adecuado para mercados emergentes. Existe un fenómeno conocido como *peso problem*[5], por el cual la diferencia entre tasas nominales podría no deberse sólo a los diferenciales de inflación sino a una prima por riesgo cambiario. Este fenómeno sería más común en mercados emergentes y el riesgo cambiario sería por posicionarse en una moneda más débil frente a una más fuerte.

66. En concreto, el *peso problem* sería la explicación a la paradoja que se dio en las tasas en Argentina en la década de los noventa. El hecho de que las expectativas de inflación en Argentina y USA fueran similares, y existiera un régimen de convertibilidad, llevaría a pensar que las tasas nominales debían ser iguales. Sin embargo, las tasas en pesos eran

[5] Cfr. Mishkin, F. S. 1984. Are Real Interest Rates Equal Across Countries? An Empirical Investigation of International Parity Conditions. The Journal of Finance, 39(5): 1345-1357, y Blejer, M. I. 1982. Interest Rate Differentials and Exchange Risk: Recent Argentine Experience. Staff Papers - International Monetary Fund, 29(2): 270-279.

JULIANA [illegible]
APODERADA

más altas que las tasas en dólares. La explicación basada en el *peso problem* sostiene que dentro de la tasa real en pesos había una prima por riesgo devaluatorio.

67. Tal como explicamos en nuestro informe, en la actualidad existen distorsiones que impiden estimar adecuadamente la prima por riesgo devaluatorio. Las distorsiones se deben a que el Banco Central estableció altas tasas de referencia en pesos para lograr frenar la inflación, situación que consideramos transitoria. Una vez que esta situación vuelva a la normalidad podría estimarse adecuadamente la prima por riesgo devaluatorio.

68. En síntesis, el informe de DELTA FINANZAS asume que las tasas de interés reales en dólares y en pesos son iguales sin dar ningún tipo de explicación acerca del *peso problem* y la posible prima de riesgo cambiario que se encontraría dentro de la tasa real en pesos. El hecho de que no pueda medirse adecuadamente la prima por riesgo devaluatorio no implica necesariamente que ésta no exista.

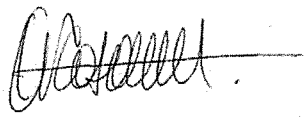
8.3 El uso de una tasa real en lugar de una nominal

69. La práctica habitual al momento de descontar un flujo de fondos es utilizar una tasa nominal. Para estimar una tasa nominal en pesos, debería pasarse de la tasa real en dólares a una tasa real en pesos, agregando la prima por riesgo devaluatorio; y finalmente, agregando la inflación esperada se obtendría la tasa nominal en pesos.

70. Sin embargo, en ciertas ocasiones de alta incertidumbre inflacionaria puede ser muy difícil estimar la evolución de los precios que serán utilizados en la proyección de los flujos de fondos. En esos casos, puede ser razonable proyectar los flujos sin tener en cuenta la variación posible de precios, es decir, se proyectarían los flujos a precios constantes, y luego deberían descontarse con una tasa real en lugar de la nominal.

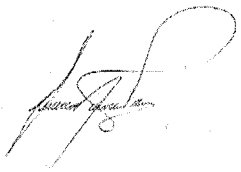
71. Sin embargo, es muy importante señalar que esta metodología está dejando fuera de consideración toda variación de precios relativos en los ítems que componen los flujos de fondos. Dicho de otra manera, el supuesto necesario para que sea razonable utilizar una tasa de descuento real, en lugar de la nominal, es que la variación de precios sea homogénea en todos los componentes del flujo de fondos, en concreto, tanto los precios de venta como los costos deberían variar de igual modo y al mismo tiempo.

72. Por tanto, si los precios de venta o los costos tuvieran patrones de ajuste diferente, ya sea en el tiempo o en la cantidad, entonces sería necesario proyectar cada componente del flujo de fondos con su propio patrón de ajuste, para luego descontar el flujo resultante con una tasa de descuento nominal.

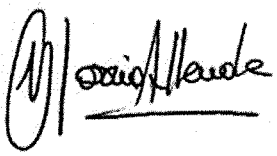


Ariel A. Casarin

Javier Garcia Sanchez



Lorenzo A. Preve



Virginia Sarria Allende

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 6.4

Costos Operativos. Evolución de Gastos 2017 – 2021

A continuación, se adjuntan las estimaciones de gastos operativos proyectadas de Camuzzi Gas Sur para el próximo quinquenio 2017-2021:

JULIANA REGGI
APODERADA

	AÑO 2017	AÑO 2018		AÑO 2019		AÑO 2020		AÑO 2021	
	MM$	MM$	%	MM$	%	MM$	%	MM$	%
TOTAL GASTOS	**1,011.7**	**1,070.6**	6%	**1,128.0**	5%	**1,184.7**	5%	**1,265.2**	7%
1) - Remuneraciones y otros beneficios al personal	**558.9**	**576.4**	3%	**585.6**	2%	**593.4**	1%	**596.0**	0%
a) Remuneraciones y Cargas Sociales	545.2	562.5	3%	571.4	2%	578.9	1%	585.1	1%
b) Beneficios al Personal	10.1	10.2	2%	10.4	2%	10.6	2%	6.8	-36%
c) Tarea Voluntaria	3.6	3.7	3%	3.8	3%	3.9	2%	4.1	4%
2) - Honorarios por servicios profesionales	**10.2**	**8.9**	-13%	**9.2**	3%	**9.4**	2%	**9.6**	3%
a) Honorarios Directores y Síndicos	1.9	1.9	0%	1.9	0%	1.9	0%	1.9	0%
b) Honorarios Profesionales	8.3	7.0	-16%	7.3	4%	7.4	2%	7.7	4%
3) - Materiales Diversos	**36.7**	**37.4**	2%	**37.8**	1%	**38.4**	1%	**38.5**	0%
a) Materiales Varios de Consumo	4.0	4.0	1%	4.0	1%	4.0	1%	4.0	1%
b) Odorante	6.6	6.9	4%	7.1	3%	7.3	4%	7.4	1%
c) Combustibles y Lubricantes	9.4	9.6	2%	9.7	1%	9.7	1%	9.8	1%
d) Materiales para Mantenimiento	16.7	17.0	2%	17.1	0%	17.3	1%	17.3	0%
4) - Servicios y Suministros de Terceros	**58.4**	**59.7**	2%	**61.8**	3%	**63.8**	3%	**64.9**	2%
a) Costo de Incorporación al Personal	0.0	0.0	3%	0.0	3%	0.1	3%	0.1	3%
b) Capacitación al Personal	1.3	1.3	3%	1.3	3%	1.4	3%	1.4	3%
c) Abonos, diarios y revistas	0.3	0.3	1%	0.3	2%	0.3	2%	0.3	1%
d) Agua, gas y Energía Eléctrica	4.3	4.3	0%	4.3	0%	4.3	0%	4.3	0%
e) Vigilancia	8.7	8.7	0%	9.6	11%	10.5	10%	10.5	0%
f) Limpieza	8.9	9.0	0%	9.0	0%	9.0	0%	9.0	0%
g) Lectura y Distribución de Facturas	31.8	33.0	4%	34.0	3%	35.0	3%	36.0	3%
h) Servicio de Atención de Localidades	3.1	3.2	0%	3.2	0%	3.2	0%	3.2	0%
5) - Gastos de correo y telecomunicaciones	**7.2**	**8.2**	13%	**9.1**	12%	**10.1**	10%	**11.0**	9%
a) Procesamiento de Datos	0.0	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
b) Transmisión de Datos	3.5	4.4	26%	5.3	21%	6.2	17%	7.1	15%
c) Teléfono	2.2	2.2	1%	2.3	1%	2.3	1%	2.3	1%
d) Correo	1.5	1.6	1%	1.6	1%	1.6	1%	1.6	1%
6) - Arrendamientos	**8.6**	**8.6**	0%	**8.6**	1%	**8.7**	1%	**8.7**	1%
a) Locación de Inmuebles	7.2	7.2	0%	7.2	0%	7.2	0%	7.2	0%
b) Alquileres de Equipos	0.2	0.2	-20%	0.2	0%	0.2	0%	0.2	0%
c) Alquileres de Impresoras para Facturación	1.1	1.2	3%	1.2	4%	1.2	3%	1.3	3%
7) - Transportes y Fletes	**0.9**	**0.9**	2%	**1.0**	2%	**1.0**	2%	**1.0**	2%
Fletes Diversos	0.9	0.9	2%	1.0	2%	1.0	2%	1.0	2%
8) - Servidumbres	**6.3**	**6.3**	0%	**6.3**	0%	**6.3**	0%	**6.3**	0%
Servidumbres Derecho de Paso	6.3	6.3	0%	6.3	0%	6.3	0%	6.3	0%
9) - Materiales de oficina	**3.4**	**3.5**	1%	**3.5**	1%	**3.6**	1%	**3.6**	1%
a) Papelería y Utiles de Oficina	0.9	0.9	1%	0.9	1%	0.9	1%	0.9	1%
b) Elementos para Facturación	1.2	1.2	1%	1.2	1%	1.3	1%	1.3	1%
c) Elementos para Computación	1.0	1.0	1%	1.0	2%	1.1	1%	1.1	1%
d) Servicio de Fotocopias	0.4	0.4	1%	0.4	1%	0.4	1%	0.4	1%
10) - Viajes y Estadías	**8.1**	**8.2**	2%	**8.4**	2%	**8.5**	2%	**8.6**	2%
Movilidad y Viáticos	8.1	8.2	2%	8.4	2%	8.5	2%	8.6	2%
11) - Primas de seguros	**10.9**	**11.0**	1%	**11.2**	2%	**11.4**	2%	**11.6**	2%
Seguros	10.9	11.0	1%	11.2	2%	11.4	2%	11.6	2%
12) - Mantenimiento y reparación	**135.6**	**147.4**	9%	**154.2**	5%	**148.2**	-4%	**155.1**	5%
a) Mantenimiento Máquinas de Oficina	0.2	0.2	3%	0.2	4%	0.2	1%	0.2	1%
b) Mantenimiento Equipos e Instrumentos	3.6	3.2	-13%	3.3	3%	3.4	3%	3.5	3%
c) Mantenimiento Equipos de Computación	5.5	8.5	56%	13.2	54%	19.8	50%	26.1	32%
d) Mantenimiento de Edificios y Talleres	3.2	3.2	-2%	3.2	1%	3.0	-6%	3.0	0%
e) Mantenimiento de Automotores	5.3	5.3	-1%	5.3	-1%	5.3	0%	5.3	0%
f) Mantenimiento Sistema de Distribución de Gas	87.5	102.2	17%	102.1	0%	92.2	-10%	85.9	-7%
g) Operación de Plantas Compresoras	30.2	24.8	-18%	27.0	9%	24.4	-10%	31.1	27%

JULIANA REGGI
APODERADA

	AÑO 2017	AÑO 2018		AÑO 2019		AÑO 2020		AÑO 2021	
	MM$	MM$	%	MM$	%	MM$	%	MM$	%
13) - Impuestos, Tasas y contribuciones	**123.7**	**145.7**	18%	**175.5**	20%	**216.3**	23%	**271.3**	25%
a) Impuestos sobre propiedades Inmuebles	1.0	1.0	1%	1.0	1%	1.0	2%	1.0	2%
b) Impuestos sobre Automotores	1.0	0.9	-8%	0.8	-14%	0.9	10%	0.9	0%
c) Impuestos Municipales Varios	4.8	4.8	0%	4.8	0%	4.8	0%	4.8	0%
d) Otros Impuestos - IVA NO COMPUTABLE	67.4	89.5	33%	119.4	33%	160.1	34%	215.1	34%
e) Tasa de Fiscalización y Control	49.5	49.5	0%	49.5	0%	49.5	0%	49.5	0%
14) - Publicidad y propaganda	**2.3**	**2.3**	0%	**2.3**	0%	**2.3**	0%	**2.3**	0%
a) Avisos y Publicidad	2.2	2.2	0%	2.2	0%	2.2	0%	2.2	0%
b) Promoción y Desarrollo de Usuarios	0.1	0.1	3%	0.1	4%	0.1	3%	0.1	4%
15) - Deudores Incobrables	**10.2**	**11.8**	16%	**13.9**	18%	**16.8**	21%	**20.7**	23%
Previsión para Deudores Incobrables	10.2	11.8	16%	13.9	18%	16.8	21%	20.7	23%
16) - Gastos y comisiones bancarias	**28.6**	**32.6**	14%	**37.9**	16%	**44.9**	19%	**54.3**	21%
a) Comisiones por Cobranzas Bancarias	23.8	27.6	16%	32.8	19%	39.7	21%	48.9	23%
b) Gastos Bancarios	4.8	5.0	3%	5.1	3%	5.3	3%	5.4	3%
17) - Gastos Diversos	**1.7**	**1.7**	1%	**1.8**	1%	**1.8**	1%	**1.8**	1%
a) Donaciones	0.1	0.1	3%	0.1	3%	0.1	3%	0.1	4%
b) Contribuciones a Asociaciones y Cámaras	0.3	0.3	3%	0.4	3%	0.4	3%	0.4	3%
c) Gastos Varios	1.3	1.3	0%	1.4	1%	1.4	0%	1.4	1%

Asimismo, se detallan los principales rubros que conforman dichas proyecciones:

Rubro 1) Remuneraciones y otros beneficios al personal

Camuzzi Gas del Sur abastece actualmente a 664.000 usuarios distribuidos en las provincias de Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego y sur de la Provincia de Buenos Aires. Su área de concesión abarca aproximadamente 790.000 kms.^{2} que representa el 28% de la superficie total del país. Cuenta para ello con un sistema de ductos de 4.353 kms. de gasoductos y ramales y 12.274 kms. de redes de distribución.

Su estructura actual completa comprende 499 empleados efectivos en las Unidades de Negocio y 270 empleados de Sede Central que prestan servicios tanto para Camuzzi Gas del Sur como para Camuzzi Gas Sur. Si bien los empleados de Sede Central están en la nómina de Camuzzi Gas del Sur, aproximadamente el 60% del costo laboral de los mismos se imputa a Camuzzi Gas Sur y el 40% en Camuzzi Gas del Sur.

El costo laboral se proyectó tomando como base los salarios del mes de octubre de 2016, incluida la pauta salarial acordada con los gremios, y proyectándose a los 12 meses de los años siguientes.

Dicha base anual es de $ 513 millones y a dicha base se le adicionaron las altas previstas en las Unidades de Negocio y Sede Central para el quinquenio 2017-2021 que se detallan a continuación:

JULIANA REGGI
APODERADA

Incorporaciones previstas en las Unidades de Negocio

AÑO 2017:

Total 38 incorporaciones:

- Se comenzará con la formación de sendas bases de mantenimiento en las localidades de Zapala y Villa Regina. Actualmente, las tareas de mantenimiento están centralizadas en la localidad de Neuquén, siendo ineficiente su funcionamiento. Se incorporan 4 Técnicos entre ambas localidades.
- Se propone elevar a la categoría de Unidad de Negocio el actual Centro Operativo Viedma, dependiente de la Unidad de Negocios Neuquén. Para ello se cuenta con la estructura de Gerencia, Jefaturas y Supervisión. Para ello, se reforzará el plantel con 3 técnicos afectados a mantenimientos. Asimismo, y a efectos de atender el crecimiento, se incorpora 1 operario para operaciones y reclamos, y 1 lecturista.
- Se refuerza el plantel de Técnicos afectados a tareas de operación y mantenimiento en 12 localidades, incorporando 15 técnicos. Se trata en general de localidades aisladas, alejadas de los centros urbanos mayores, que requieren una multiplicidad de tareas que resulta inviable contratarlas localmente o hacerlo desde las localidades cabeceras generando mayores costos de traslados y tiempos de respuesta. Las tareas mencionadas son: colocación y retiro de medidores, atención de reclamos, control de odorización, control operativo de Estaciones Reguladoras, soldadura y/o fusión de servicios, relevamiento y reparación de fugas, toma de potenciales, inspección en instalaciones internas domiciliarias, inspección de redes por terceros, inspección de interferencias, guardias pasivas, por mencionar las más relevantes.
- Se efectivizan y/o incorporan 5 empleados afectados a tareas de atención al público, facturación y morosidad.
- Se incorpora un Técnico afectado a mantenimiento de Plantas de GLP.
- Se incorpora un operario multifunción en la localidad de Picún Leufú, la que actualmente es atendida un día por semana desde Piedra del Aguila.
- Se incorporarán 7 Técnicos especializados para operar y administrar el nuevo módulo de mantenimiento del Sistema SAP, que permitirá un mejor seguimiento y trazabilidad del historial de mantenimientos de todas las instalaciones afectadas al suministro. Asimismo esto permitirá liberar horas de personal calificado que se destinarán a tareas de supervisión en campo. Este personal se distribuirá en las 11 cabeceras de Unidades de Negocios y Centros Operativos, es decir 1 técnico por cada una de estas localidades.

Resumen 2017:

- *25 Operarios Técnicos para tareas de Operación y Mantenimiento.*
- *1 Operario para Mantenimiento de Planta GLP*
- *5 Empleados Técnicos Comerciales / Lecturistas.*
- *7 Técnicos para módulo SAP Mantenimiento.*

JULIANA REGGI
APODERADA

El costo anual de remuneraciones de estas incorporaciones se estima en $ 26 millones

Año 2018:

Total 19 incorporaciones:

- Se continúa con la integración de la dotación de las bases de mantenimiento de Villa Regina y Zapala incorporación de 4 técnicos afectados a tareas de Regulación, mantenimiento y supervisión.
- En CGS existen 21 localidades atendidas por Subdistribuidores. Se incorpora 1 inspector adicional.
- Se habilitará la localidad de Puerto Pirámide (GLP). Se incorpora 1 Operario para operación y mantenimiento.
- Se refuerza el sector administrativo con 2 incorporaciones.
- Se incorpora un Técnico afectado a mantenimiento de Planta Compresora Gobernador Costa.
- Se refuerzan los planteles de 7 localidades con la incorporación de 10 operarios técnicos afectados a tareas de operación y mantenimiento. Se trata en general de localidades aisladas, alejadas de los centros urbanos mayores, que requieren una multiplicidad de tareas que resulta inviable contratarlas localmente o hacerlo desde las localidades cabeceras generando mayores costos de traslados y tiempos de respuesta. Las tareas mencionadas son: colocación y retiro de medidores, atención de reclamos, control de odorización, control operativo de Estaciones Reguladoras, soldadura y/o fusión de servicios, relevamiento y reparación de fugas, toma de potenciales, inspección en instalaciones internas domiciliarias, inspección de redes por terceros, inspección de interferencias, guardias pasivas, por mencionar las más relevantes.

Resumen 2018:

- *13 Operarios Técnicos para tareas de Operación y Mantenimiento.*
- *1 Operario para Mantenimiento de Planta GLP (Localidad nueva)*
- *1 Inspector a Subdistribuidores.*
- *1 Técnico mantenimiento planta compresora.*
- *3 Empleados Técnicos-Comerciales / Lecturistas.*

El costo anual de remuneraciones de estas incorporaciones se estima en $ 13 millones

Año 2019:

Total 13 incorporaciones:

- Se refuerzan los planteles de lecturistas / comerciales por crecimiento con 3 empleados en dos localidades.
- Se incorporan 2 inspectores de instalaciones internas por crecimiento en dos localidades.

JULIANA REGGI
APODERADA

- Se refuerzan los planteles de operarios técnicos con 8 empleados afectados a operación y mantenimiento para 7 localidades. Se trata en general de localidades aisladas, alejadas de los centros urbanos mayores, que requieren una multiplicidad de tareas que resulta inviable contratarlas localmente o hacerlo desde las localidades cabeceras generando mayores costos de traslados y tiempos de respuesta. Las tareas mencionadas son: colocación y retiro de medidores, atención de reclamos, control de odorización, control operativo de Estaciones Reguladoras, soldadura y/o fusión de servicios, relevamiento y reparación de fugas, toma de potenciales, inspección en instalaciones internas domiciliarias, inspección de redes por terceros, inspección de interferencias, guardias pasivas, por mencionar las más relevantes.

Resumen 2019:

- *8 Operarios Técnicos para tareas de Operación y Mantenimiento.*
- *2 Inspectores de Instalaciones Internas.*
- *3 Empleados Técnicos-Comerciales / Lecturistas.*

El costo anual de remuneraciones de estas incorporaciones se estima en $ 8,9 millones

Año 2020:

Total 11 incorporaciones:

- Se incorporan 2 inspectores de instalaciones internas por crecimiento en dos localidades.
- Se refuerzan los planteles de operarios técnicos con 8 empleados afectados a operación y mantenimiento para 8 localidades. Se trata en general de localidades aisladas, alejadas de los centros urbanos mayores, que requieren una multiplicidad de tareas que resulta inviable contratarlas localmente o hacerlo desde las localidades cabeceras generando mayores costos de traslados y tiempos de respuesta. Las tareas mencionadas son: colocación y retiro de medidores, atención de reclamos, control de odorización, control operativo de Estaciones Reguladoras, soldadura y/o fusión de servicios, relevamiento y reparación de fugas, toma de potenciales, inspección en instalaciones internas domiciliarias, inspección de redes por terceros, inspección de interferencias, guardias pasivas, por mencionar las más relevantes.
- Se habilitará la localidad de Dique Ameghino (GLP). Se incorpora 1 Operario para operación y mantenimiento.

Resumen 2020:

- *8 Operarios Técnicos para tareas de Operación y Mantenimiento.*
- *2 Inspectores de Instalaciones Internas.*
- *1 Operario para Mantenimiento de Planta GLP (Localidad nueva)*

El costo anual de remuneraciones de estas incorporaciones se estima en $ 7,5 millones

JULIANA REGGI
APODERADA

Año 2021:

Total 9 incorporaciones:

- Se refuerzan los planteles de operarios técnicos con 9 empleados afectados a operación y mantenimiento para 8 localidades. Se trata en general de localidades aisladas, alejadas de los centros urbanos mayores, que requieren una multiplicidad de tareas que resulta inviable contratarlas localmente o hacerlo desde las localidades cabeceras generando mayores costos de traslados y tiempos de respuesta. Las tareas mencionadas son: colocación y retiro de medidores, atención de reclamos, control de odorización, control operativo de Estaciones Reguladoras, soldadura y/o fusión de servicios, relevamiento y reparación de fugas, toma de potenciales, inspección en instalaciones internas domiciliarias, inspección de redes por terceros, inspección de interferencias, guardias pasivas, por mencionar las más relevantes.

Resumen 2021:

- *9 Operarios Técnicos para tareas de Operación y Mantenimiento.*

El costo anual de remuneraciones de estas incorporaciones se estima en $ 6,2 millones

Incorporaciones previstas en Sede Central

Estas incorporaciones si bien pertenecen a la nómina de Camuzzi Gas del Sur, por prestar servicios conjuntamente para Camuzzi Gas Sur, su costo laboral se imputa en aproximadamente un 40% a Camuzzi Gas del Sur y el 60% restante a Sur.

Año 2017:

Total 18 incorporaciones:

- 4 Ingenieros para la Gerencia Técnica (1 Ingeniero Senior para Obras, 1 Ingeniero Senior para Mantenimiento, 1 Ingeniero Junior para Ingeniería e Integridad y 1 Ingeniero Jr. para Instalaciones Internas).
- 4 Operadores para reforzar la atención del Call Center
- 1 Supervisor para el Dpto.de Facturación (morosidad)
- 1 Proyect Management para la Gerencia de Sistemas
- 1 Analista de Tecnología para la Gerencia de Sistemas (Telemedición, WFM, Mtto. De Plantas, etc.)
- 1 Comprador Junior para el sector Contratación de Obras
- 1 Ingeniero para la Gerencia de Asuntos Regulatorios
- 1 Analista Senior para Mercado de Capitales
- 1 Agrimensor para el sector de Servidumbres

JULIANA REGGI
APODERADA

- 1 Auditor para la Gerencia de Auditoria
- 1 Analista Senior para Relaciones Laborales
- 1 Arquitecto para el sector Intendencia y Servicios

El costo anual de estas incorporaciones se estima en $ 16 millones, de los cuales el 60% impacta en los costos de Camuzzi Gas Sur y el 40% restante en Camuzzi Gas del Sur.

Año 2018:

Total: 12 incorporaciones:

- 3 Ingenieros para la Gerencia Técnica (1 Ingeniero Junior para Obras, 1 Ingeniero Senior para Protección Catódica y 1 Ingeniero Senior para Integridad).
- 1 Analista de Tecnología para la Gcia. de Sistemas (Telemedición, WFM, Mtto. De Plantas, etc.)
- 1 Abogado Junior para la Gerencia de Asuntos Legales
- 1 Analista Junior para el Sector Tesorería
- 1 Medico Laboral part time para la Sede Central
- 1 Abogado Junior para la Gerencia de Asuntos Regulatorios
- 1 Analista Comercial
- 1 Analista Junior para el sector de Empleos y Capacitación
- 1 Auditor para la Gerencia de Auditoria
- 1 Analista Junior para Operaciones Financieras

El costo anual de estas incorporaciones se estima en $ 10,6 millones, de los cuales el 60% impacta en los costos de Camuzzi Gas Sur y el 40% restante en Camuzzi Gas del Sur.

Adicionalmente al costo de remuneraciones y cargas sociales, se incluyen en otros beneficios al personal conceptos tales como:

- Tarea Voluntaria efectuada por personal de la Distribuidora, básicamente tareas de lectura y distribución de facturas.
- Adicional por Obra Social a personal fuera de convenio
- Ayuda escolar para inicio de clases al personal con hijos en edad escolar
- Presente por nacimiento de hijos del personal
- Reintegro por gastos de guardería, café y refrigerios.

Evolución de la Dotación en el Quinquenio 2017 / 2021

Sede Central	***2016***	***2017***	***2018***	***2019***	***2020***	***2021***
Dotación al:	*270*	*288*	*300*	*300*	*300*	*300*
Variación interanual		*18*	*12*	*0*	*0*	*0*

JULIANA REGGI
APODERADA

Variación acumulada	*30*	*30*	*30*	*30*	

Unidad de Negocio	***2016***	***2017***	***2018***	***2019***	***2020***	***2021***
Neuquén	*202*	*218*	*229*	*233*	*237*	*240*
Bariloche	*95*	*98*	*101*	*105*	*105*	*106*
Comodoro Rivadavia	*122*	*132*	*135*	*138*	*142*	*145*
Río Gallegos	*37*	*42*	*43*	*44*	*46*	*47*
Río Grande	*43*	*47*	*48*	*49*	*50*	*51*
Total	*499*	*537*	*556*	*569*	*580*	*589*
Variación interanual		*38*	*19*	*13*	*11*	*9*
Variación acumulada			*57*	*70*	*81*	*90*

Rubro 3d) Materiales para Mantenimiento del Sistema de Distribución

Se incluyen en este Rubro de gasto la totalidad de materiales necesarios a efectos de realizar los mantenimientos preventivos y correctivos necesarios.

Para una mejor interpretación, se segmenta el total del gasto en el uso que se dará a los materiales de la siguiente manera:

AÑO 2016		**Importe**	**%**
a) Gasoductos y Ramales de Alimentación	$	68.560	0,7%
b) E.R.P.	$	1.990.334	20,7%
c) Redes y Servicios	$	6.797.359	70,6%
d) Protección Anticorrosiva	$	684.612	7,1%
e) Medición	$	-	0,0%
f) Plantas de GLP	$	53.130	0,6%
g) Otros	$	28.070	0,3%
	$	**9.622.064**	**100%**

Como se observa en el cuadro, el 70,6 % de los materiales están destinados a Redes y Servicios. Del mismo modo que se explicara en el rubro de mantenimiento, son aquellos materiales que están principalmente destinados a la atención del cliente: servicios domiciliarios, empalmes de nuevas redes, materiales para gabinetes, materiales para reparación de fugas, entre los más destacados.

Estos materiales son de compra imprescindible y obligatoria.

JULIANA REGGI
APODERADA

Le siguen en importancia la compra de materiales y repuestos para los mantenimientos de las ERP de los sistemas de distribución. Del mismo modo que el ítem anterior, son elementos de utilización indispensable para lograr un abastecimiento seguro, a la vez que cumplir con las normas de aplicación. Entre ellos, kit de repuestos de válvulas, filtros, manómetros, elementos filtrantes, solo para enumerar los más relevantes. Representan casi el 20,7 % del total.

Relegando, por la actual coyuntura, aquellos mantenimientos no obligatorios y que no comprometen la normal prestación del servicio. Es por ello, que solo el 8,7 % de los materiales son utilizados en los restantes rubros.

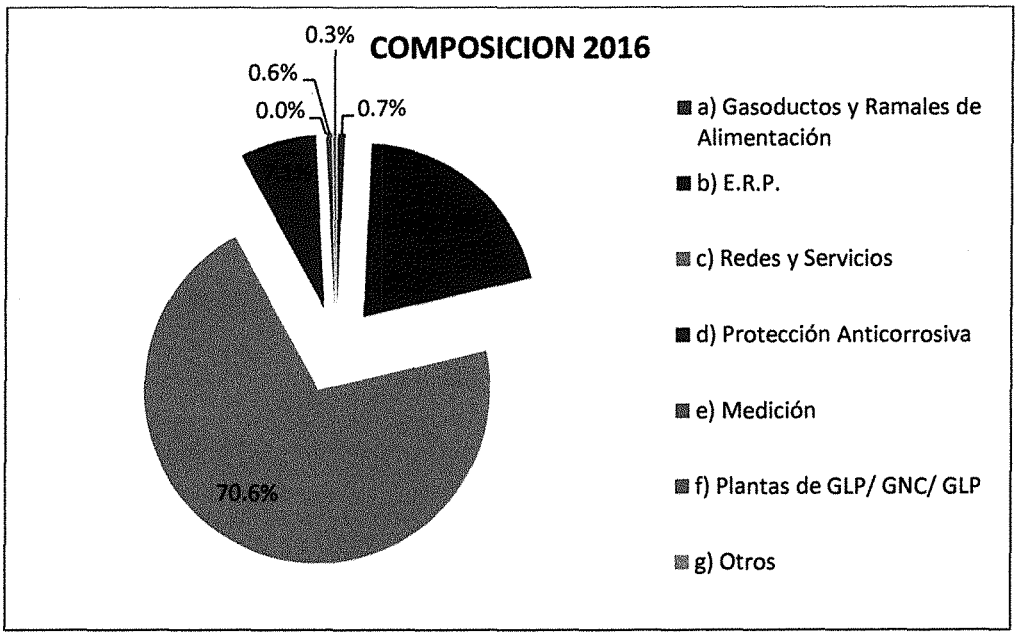
AÑO 2017		**Importe**	**%**
a) Gasoductos y Ramales de Alimentación	$	496.603	3,0%
b) E.R.P.	$	5.868.090	35%
c) Redes y Servicios	$	6.967.293	42%
d) Protección Anticorrosiva	$	2.040.814	12%
e) Medición	$	-	0%
f) Plantas de GLP	$	1.337.500	8%
g) Otros	$	-	0%
	$	**16.710.300**	**100%**

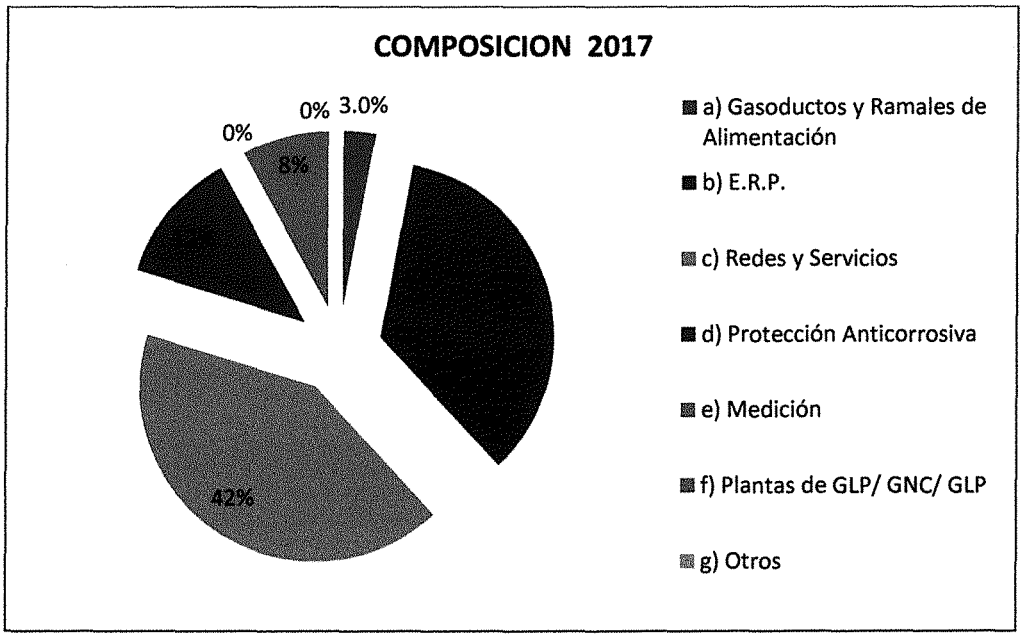
De acuerdo al cuadro precedente, para el año 2017, así como para el resto del quinquenio, se propone una modificación de importancia en el destino de la adquisición de materiales, prestando singular relevancia la realización de mantenimientos postergados.

En ese sentido, se presenta un 73,67 % de incremento en el gasto en materiales entre 2017 y 2016.

Por lo expuesto, se evidencia un cambio sustancial en la composición de los rubros; gasoductos, protección anticorrosiva, y plantas de GLP, lo que sumado representa un total de $ 3.040.545 para los rubros restantes, es decir un 364 % de incremento.

JULIANA REGGI
APODERADA





Rubro 4g) Lectura y Distribución de Facturas

Este rubro contempla el gasto en las tareas de Distribución de facturas, Toma de estados, Distribución de Avisos de Deuda y Otras distribuciones, realizadas por terceros contratistas.

Se exponen las cantidades estimadas para el año 2016 a modo de Proyección anual.

Para el quinquenio está previsto un incremento de precio para el último trimestre 2016 (incluido en el valor 2017) más al crecimiento vegetativo interanual.

JULIANA REGGI
APODERADA

Clientes Bimestrales	***Cant.***	***Precio***	***Total***	***Incidencia sobre el total***	***2017***	***2018***	***2019***	***2020***	
Distrib. Facturas	*443.244*	*$ 5,99*	*$ 2.655.033,96*	*10,48%*	*$ 3.330.024*	*$ 3.456.404*	*$ 3.563.490*	*$ 3.667.181*	*3.*
Toma Estado	*26.478*	*$ 5,99*	*$ 158.600,23*	*0,63%*	*$ 198.921*	*$ 206.471*	*$ 212.867*	*$ 219.062*	*$*
Avisos Deuda	*5.678*	*$ 22,2*	*$ 126.027,32*	*0,50%*	*$ 158.067*	*$ 164.066*	*$ 169.149*	*$ 174.071*	*$*
Otros	*81.008*	*$ 5,60*	*$ 453.386,23*	*1,79%*	*$ 568.651*	*$ 590.232*	*$ 608.519*	*$ 626.225*	*$*
			$ 3.393.047,73	*13,39%*	**$ 4.255.664**	**$ 4.417.173**	**$ 4.554.026**	**$ 4.686.539**	**4.**

Clientes Mensuales	***Cant.***	***Precio***	***Total***						
Distrib. Facturas	*2.923.769*	*$ 5,99*	*$ 17.513.375,11*	*69,13%*	*$ 21.965.807*	*$ 22.799.447*	*$ 23.505.818*	*$ 24.189.791*	*24.*
Toma Estado	*379.653*	*$ 5,99*	*$ 2.274.118,48*	*8,98%*	*$ 2.852.268*	*$ 2.852.268*	*$ 2.852.268*	*$ 2.852.268*	*2.*
Avisos Deuda	*24.225*	*$21,52*	*$ 521.420,60*	*2,06%*	*$ 653.982*	*$ 653.982*	*$ 653.982*	*$ 653.982*	*$*
Otros	*321.045*	*$ 5,08*	*$ 1.631.980,24*	*6,44%*	*$ 2.046.879*	*$ 2.046.879*	*$ 2.046.879*	*$ 2.046.879*	*2.*
			$ 21.940.894,42	*86,61%*	**27.518.936**	**28.352.576**	**29.058.947**	**29.742.920**	**30.**

Total de Lectura y Distribución	***$ 25.333.942,16***	***31.774.600***	***32.980.500***	***34.002.300***	***34.991.700***	***36.***
	Crecimiento Interanual	***25,42%***	***3,80%***	***3,10%***	***2,91%***	

Rubro 4h). Servicio de Atención a Localidades

Dentro de este Rubro se presupuestan otros servicios adicionales contratados a terceros, tales como:

- Rehabilitación de Servicios.
- Corte de Servicios.
- Servicios de Atención a Localidades.

Se exponen a continuación las cantidades y valores estimadas como proyección para el quinquenio

JULIANA REGGI
APODERADA

	2017				2018	2019	2020	2021
	Cantidad	CU Prom	Total					
a) Rehabilitación de Servicios	6.716	$ 94,41	$ 634.058	20,15%	635.064	636.071	637.079	637.079
b) Corte de Servicios	15.435	$ 89,57	$ 1.382.513	43,94%	1.384.707	1.386.904	1.389.101	1.389.101
c) Retiro de Medidores	6.641	$ 118,35	$ 785.962	24,98%	787.210	788.459	789.708	789.708
d) Recolocación de Medidores	0	$ 0,00	$ 0	0,00%	0	0	0	0
e) Otros	0	$ 0,00	$ 0	0,00%	0	0	0	0
f) Servicios de Atención	24	$ 14.311,46	$ 343.475	10,92%	344.020	344.566	345.112	345.112
Total Servicios por Terceros			**$ 3.146.008**		**3.151.000**	**3.156.000**	**3.161.000**	**3.161.000**

Rubro 8) Servidumbres

El costo anual de la servidumbre se estimó en base a un supuesto teórico consistente en que al día de la fecha estuvieran todas las servidumbres -existentes y nuevas- regularizadas al 31.12.2016 y que todos los propietarios de predios con derecho a cobro se presentaran a reclamar su pago por el 2017 y se les abonara a cada uno la totalidad del equivalente a un año de canon.

Integran dicha base servidumbres existentes y nuevas con convenios vigentes, vencidos a renovar, reclamos en curso de pago e inmuebles por los cuales a la fecha no se han recibido ningún tipo de reclamo.

Por otra parte dentro del monto anual informado se incorporó la servidumbres relacionada con un gasoducto operado por la compañía y que no es propiedad de la misma, cuya obligación de pago es producto de la aplicación del Art. 23 de la Resolución Enargas I/3562/2015. Dicho artículo se encuentra recurrido ante el Ente, sin novedades a la fecha.

La diferencia en montos con años anteriores radica fundamentalmente en que, atento a la falta de actualización tarifaria, fue necesario administrar anualmente los recursos e ir abonando en un todo conforme a las disponibilidades financieras.

JULIANA REGGI
APODERADA

Costo anual Servidumbres Camuzzi Gas del Sur SA	
Servidumbres	$ 2,851,526.51
Gasoducto Patagónico	$ 1,036,519.44

Gasoducto operado y mantenido por CGS - Valor estimado anual (i)	
Villarino-Patagones	$ 140,395.00
Costo anual estimado CGS	**$ 4,028,440.95**

(i) Se agrega producto de la aplicación Art. 23 - Resol Enargas I/3562/2015

Planos Servidumbres:

Los planos a realizar corresponden a inmuebles afectados por obras nuevas propias, de fideicomiso y de terceros transferidos en propiedad y/o en operación y mantenimiento a la compañía, los cuales oportunamente no fue posible proyectar y concursarlos en años anteriores dada la disponibilidad financiera producto de la desactualización tarifaria.

A principios del año en curso el Ente Regulador solicitó los proyectos de resoluciones pendientes, para lo cual es necesario avanzar con la confección de los planos.

Planos a realizar en el quinquenio			
	Cantidad	Valor estimado (i)	Total
Buenos Aires	47	$ 26,000.00	$ 1,222,000.00
Rio Negro	91	$ 26,000.00	$ 2,366,000.00
Neuquén	45	$ 26,000.00	$ 1,170,000.00
Chubut	221	$ 26,000.00	$ 5,746,000.00
Santa Cruz	10	$ 26,000.00	$ 260,000.00
Tierra del Fuego	20	$ 26,000.00	$ 520,000.00
	434		$ 11,284,000.00

(i) Valor estimado última cotización planos Cordillerano Chubut 2016

Este gasto fue proyectado en el quinquenio como "no recurrente" en la información enviada.

JULIANA REGGI
APODERADA

Rubro 11) Primas de Seguro

Se proyectaron los costos de seguros por Cobertura de Responsabilidad Civil, ART de los empleados, Todo Riesgo Operativo sobre el patrimonio de la Distribuidora, Seguros de la Flota Automotor, Seguros Técnicos y Caución Ambiental.

Año 2017	Millones de $
Responsabilidad Civil	1.8
A.R.T.	5.2
Incendio, Robo, T.R.O., otros	2.5
Automotor	1.3
TOTAL	**10.9**

Rubro 12f) Mantenimiento del Sistema de Distribución de Gas

Rubro 12f 1) Mantenimiento sobre Gasoductos y Ramales de alta presión

A. <u>Adecuación de tapada sobre Gasoductos y Ramales, provincias de Río Negro, Neuquén y Santa Cruz.</u>

El objetivo de estas obras es la protección mecánica y bajada de cañería según el caso en Ramal Alim. Usina Km 5 y Gasoducto Senillosa-Chelforó.

Las obras son necesarias debido a:

- Mejorar la tapada de la línea.
- Disminuir el riesgo que representa que la instalación sea afectada por terceros.

Consiste en la bajada de cañería en operación y en la instalación de geotubos gunitados conformando la protección mecánica de la cañería, según se determine en la ingeniería de anteproyecto en los casos que corresponda.

Bajada de cañería en operación

La ejecución de la obra se basara en la guía de ASME "Guidelines for lowering pipelines while in service" (1985) ó en la práctica recomendada API RP 1117 "Movement of In-Service Pipelines".

JULIANA REGGI
APODERADA

Incluye las tareas de sondeos y mediciones, estaqueado, excavación hasta descubrir la cañería, inspección del revestimiento y superficie de la cañería, reparación del revestimiento o cañería en caso de rotura o daño, descenso de la cañería hasta su posición final, y tapada de la cañería y restitución del terreno a su condición original.

En el caso de detectar defectos sobre la superficie de la cañería se registrarán los mismos y de ser necesario efectuar reparaciones mecánicas sobre la cañería.

Se realizará la georeferenciación del tramo bajado con el relevamiento de tapadas.

Protección mecánica de cañería

Se procederá a realizar la obra de protección y restitución de la tapada de la cañería colocando geotubos gunitados según requerimiento, para protegerla en los lugares indicados, y realizando las excavaciones, relleno, perfilado y compactación de terreno necesarios.

Presupuesto

Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Fecha de Inicio	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de $) hasta Dic-2021
Adecuación de tapada sobre Gasoductos y Ramales	Ramal alimentación a BO1, Gto. Senillosa - Chelforo	Comodoro Rivadavia - Senillosa	01/08/2018	6	4.1

B. Inspecciones líneas de Transmisión y ramales y gasoductos líneas de Distribución, localidades varias.

Las obras de inspecciones corresponden a trabajos de mantenimiento de cañerías como parte del plan de integridad de líneas de transmisión previsto por la Distribuidora, en cumplimiento de la Adenda N°1 de la NAG-100.

Los trabajos comprenden la realización de estudios CIS-DCVG (inspecciones indirectas) y posteriormente la ejecución de inspecciones directas sobre las cañerías.

JULIANA REGGI
APODERADA

La ejecución de pozos exploratorios corresponde a trabajos a realizar sobre las cañerías en servicio, a posteriori y como resultado del análisis y evaluación de los informes de inspecciones indirectas realizados previamente.

Las obras de inspección propuestas y la cantidad estimada de inspecciones directas a realizar surgen de la cantidad de líneas a reevaluar que resulta de las inspecciones efectuadas para la evaluación base de cada cañería y lo estipulado en el plan de integridad de cada una de ellas.

En lo referente a lo que sería integridad de líneas de distribución dado que no se encuentra aun aprobada la Adenda Nº 4 (Parte P) correspondiente, la obra incluida en el proyecto apunta a establecer o considerar una previsión a tener en cuenta con vista a la futura aprobación de la norma sobre trabajos a realizar sobre las cañerías del sistema como parte del plan de integridad de líneas de distribución que esta Distribuidora tiene previsto realizar.

Dentro de los estudios CIS-DCVG, también se contempla la ejecución al mismo tiempo, o sea en la misma recorrida, de trabajos de relevamiento de tapadas, medición de resistividades del terreno, medición de pH, estudios de interferencias, ubicación de ánodos, como así también la georeferenciación de la cañería en estudio.

Las obras de inspecciones directas consisten en realizar la inspección externa de cañerías mediante la ejecución de pozos exploratorios y registro de la información obtenida durante los trabajos.

En lo referente a Líneas de Distribución la presente previsión de trabajos y de acuerdo a la futura Adenda Nº4 de la norma NAG-100, comprende tareas a realizar como primera etapa la confección de un Plan de Integridad de L.D., o sea la elaboración de los procedimientos para llevar adelante el programa de integridad de estas líneas, avanzando en un principio con un plan inicial que permita cubrir el 20 % de las líneas de distribución de redes y ramales.

JULIANA REGGI
APODERADA

Presupuesto

Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Fecha de Inicio	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de $) hasta Dic-2021
Inspecciones Líneas de Transmisión y ramales y gasoductos Líneas de Distribución	Inspección	Varias	01/07/2017	57	40.1

C. Pasaje scraper gasoducto Fueguino, provincia de Tierra del Fuego.

A los efectos de mantener controlando cualquier avance de corrosión y perdida de metal detectados en la inspección interna del año 2014 se considera la necesidad de realización una nueva inspección interna de este gasoducto a los efectos de comprobar la evolución de los defectos encontrados durante la última corrida y evaluar la necesidad de obras inmediatas, que nos permitan mantener la integridad de tan importante activo.

La obra consiste en la realizaron de la inspección interna de cañería mediante el pasaje de scraper instrumentado en el gasoducto Fueguino que se extiende entre la localidad de San Sebastián y Ushuaia en la provincia de Tierra del Fuego, y cuya máxima presión de operación admisible es de 70 kg/cm2. Dicho gasoducto construido en el año 1982, posee una longitud de 269 Km en diámetro 8" contando el mismo con 4 trampas de scrapers, dos de las cuales son del tipo intermedias.

Presupuesto

Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Fecha de Inicio	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de $) hasta Dic-2021
Pasaje scraper Gasoducto Fueguino	scraper	Rio Grande - Ushuaia	01/01/2019	3	6.6

JULIANA REGGI
APODERADA

Otros Mantenimientos Ordinarios sobre Gasoductos y Ramales

Este rubro adquiere singular relevancia por cuanto el mantenimiento de picada de gasoductos, tranqueras, tranquerones, instalaciones de superficie, venteos y cruces especiales, son tareas que han sido relegadas debido a la actual coyuntura económica.

Se propone con especial énfasis el mejoramiento de la cartelería de señalización, así como el mejoramiento de tapada en diversos tramos de gasoductos y ramales, y el mantenimiento extraordinario de cámaras y/o cercos de válvulas.

Con respecto al ítem Fugas, cabe indicar que se trata del relevamiento de fugas, recorrida anual de inspección y se incluye la toma de potenciales. Se proyecta realizar con terceros 4.000 km por año aproximadamente.

Cruce de Gasoducto bajo Ruta Provincial 19

Otros Mantenimientos Gasoductos y Ramales de Alimentación	2016	2017	Dif.17-16	%
	$ 4.036.987	$ 6.668.218	$ 2.631.231	65,2%
1) Mantenimiento picada de gasoductos	$ 400.810	$ 1.580.000	$ 1.179.190	294,2%
2) Mantenimiento de gasoducto	$ 350.000	$ 741.000	$ 391.000	111,7%
3) Bajada de Gasoducto	$ 25.000	$ 0	$ -25.000	-100,0%
4) Repintado y acondicionamiento de venteos y cruces	$ 416.600	$ 739.500	$ 322.900	77,5%
5) Fugas	$ 2.279.577	$ 3.033.718	$ 754.141	33,1%
6) Pasaje Scrapper	$ 0	$ 0	$ 0	
7) Otros	$ 565.000	$ 574.000	$ 9.000	1,6%

JULIANA REGGI
APODERADA

Rubro 12f 2) Mantenimiento de Estaciones Reguladoras

A. Mantenimiento de Calentadores, provincias de Río Negro, Neuquén, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

El objetivo de la obra es dar continuidad a los trabajos de inspección y mantenimiento que se vienen realizando sobre los calentadores indirectos de gas natural.

La determinación de la cantidad de equipos a intervenir surge de la evaluación de las condiciones en que se encuentran los mismos y de lo indicado en los manuales de operación y mantenimiento de ERP. Finalmente, la definición de cuales equipos deben ser priorizados para los trabajo de mantenimiento queda en manos de la gerencia interior de operaciones a requerimiento del operador de cada planta.

Se ha previsto tareas de mantenimiento de calentadores de GN tomando a razón de 20 equipos por año.

La obra corresponde a trabajos de mantenimiento de equipos a los efectos de asegurar la integridad de los mismos y su normal operación y conservación en el tiempo.

Las obras contempladas comprenden el desmontaje total de los calentadores y se realizará las tareas de inspección visual, medición de espesores y reacondicionamiento general del equipo.

Sobre la totalidad de los elementos que constituyen el equipo, se realizara mantenimiento general y control de funcionamiento en aquellos componentes que de acuerdo a su función lo requieran.

Estos trabajos incluyen el reemplazo de otros partes constitutivas de los equipos como ser por ejemplo quemadores, válvulas reguladoras y de seguridad, instrumentos, etc., que debido al uso o antigüedad de los mismos requieren su sustitución por nuevos.

En la puesta en marcha del equipo, se deberá verificar que el proceso de combustión del quemador es adecuado y que su rendimiento esté acorde según lo indicado en el Apéndice C de la especificación API 12K.

A título ilustrativo y como resumen de los trabajos a realizar sobre cada equipo, se enumeran las siguientes tareas:

- Inertización, desmontaje y traslado a taller.
- Mantenimiento general.
- Reemplazo de Instrumentos y Bulonería.
- Arenado.
- Inspección visual
- Medición de espesores por ultrasonido.
- Confección de planos y planillas correspondientes a la medición de espesores.

JULIANA REGGI
APODERADA

- Prueba hidráulica del serpentín.
- Pintado.
- Armado del equipo
- Prueba neumática de envolvente y tubo de fuego
- Colocación de placa de identificación de equipo
- Traslado y montaje en planta
- Puesta en funcionamiento del equipo

Presupuesto

Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Fecha de Inicio	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de $) hasta Dic-2021
Mantenimiento de calentadores	20 Equipos anuales	Varias	01/09/2017	55	50.7

Otros Mantenimientos Ordinarios en Estaciones Reguladoras de Presión

Es importante mencionar que los mantenimientos de pintura, cercos iluminación y accesos y otros mantenimientos, son algunos de los más relegados en función de la coyuntura actual.

No así los desmalezados, que se realizan habitualmente, aunque en un contexto de normalización, en algunos casos, se incrementará la frecuencia.

En estos últimos años se realizaron solamente los mantenimientos necesarios establecidos en la normativa vigente a efectos de asegurar la continuidad del servicio.

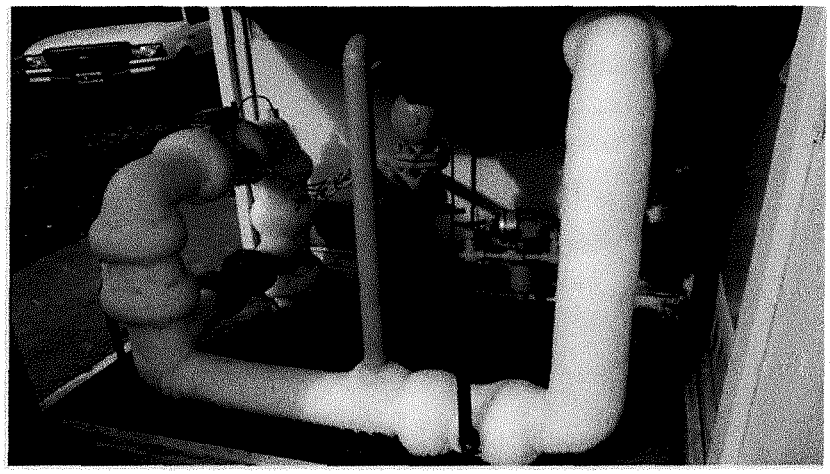
Se observa que el Item 3) se realizará en su totalidad con personal propio, por lo que no se presupuestan partidas.

Por todo lo expuesto, se observa un sensible incremento en estas tareas con un crecimiento interanual del 101% y representa el 8.6 % del total del rubro de contratos por mantenimientos.

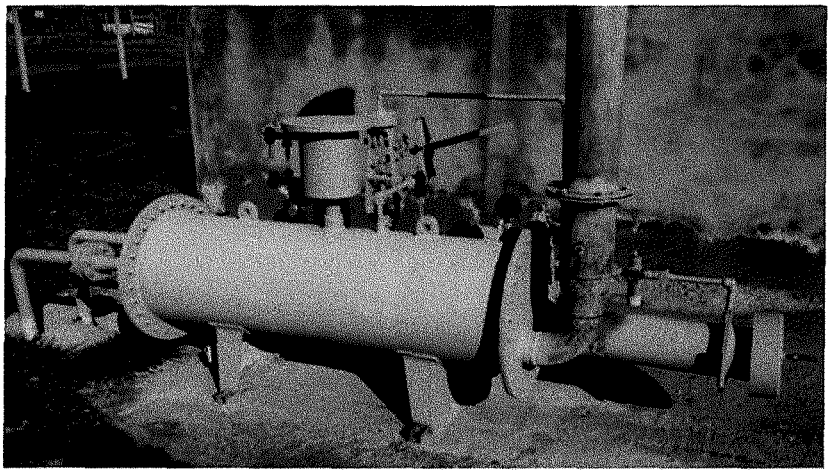
Algunas imágenes ilustran las necesidades de mantenimiento de las instalaciones.

JULIANA REGGI
APODERADA

ERP Viedma

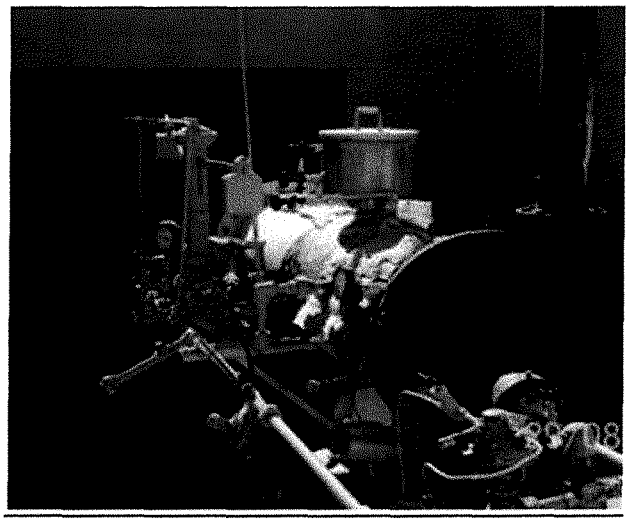


ERP El Hoyo



JULIANA REGGI
APODERADA

Calentador Trevelin



Calentador Pilcaniyeu

Se detallan a continuación los costos asociados a cada tarea:

Mantenimiento Estaciones Reguladoras de Presión	2016	2017	Dif.17-16	%
	$ 2.967.764	$ 5.969.464	$ 3.001.700	101,1%
1) Reparación y pintura	$ 134.000	$ 1.480.000	$ 1.346.000	1004,5%
2) Desmalezado predios ERP	$ 1.449.464	$ 2.042.714	$ 593.250	40,9%
3) Mantenimiento anual de ERP	$ 0	$ 0		
4) Mantenimiento Cercos, Iluminación, Accesos	$ 934.300	$ 894.250	$ -40.050	-4,3%
5) Otros mantenimientos de ERP	$ 450.000	$ 1.552.500	$ 1.102.500	245,0%

Rubro 12f 3) Mantenimiento de Redes y Servicios

Se detalla a continuación las tareas de mantenimiento ordinarias que se realizan sobre redes de distribución:

1) Zanjeo, rotura y reparación

Continuando con este análisis, el zanjeo, rotura y reparación de veredas y asfaltos para permitir la reparación de fugas en la vía pública es una actividad que se mantiene en todos los años y es ineludible, representa el 61 % del gasto en redes y el 15 % del total del gasto de mantenimiento.

JULIANA REGGI
APODERADA

2) Bajada de cañerías

Esta tarea es realizada a demanda y es necesaria a efectos de evitar la exposición de las redes frente a desmontes y otras modificaciones producidas en la tapada de los ductos. Se priorizan en el gasto las más importantes.

3) Reparación de válvulas de bloqueo de red

Este ítem incluye el mantenimiento de las cámaras y tapas de cámaras, tanto de válvulas de polietileno como en acero. En este rubro se realizará un incremento significativo, por cuanto se realizarán aquellos mantenimientos postergados. El gasto del año 2016 y anteriores, solo incluía aquellas instalaciones que por su estado pusieran en riesgo la continuidad del suministro.

4) Otros

Este ítem incluye el relevamiento de fugas en redes y gabinetes de regulación y medición por medio de empresas contratistas. Se proyecta realizar aprox. 7.000 Km por terceros. El resto de la actividad se realiza con mano de obra propia.

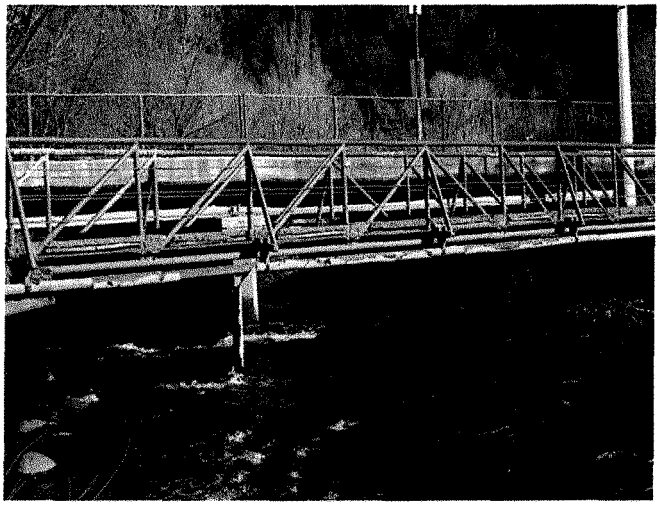
En este gasto se incluye también la reparación de fugas en gabinetes contratada a terceros.

Algunas imágenes ilustran las necesidades de mantenimiento de las instalaciones.

Cámara de Válvula en Neuquén

JULIANA BEGGI
APODERADA

Cañería descubierta en Comodoro Rivadavia



Cruce de red bajo puente San Martín de los Andes

Los montos proyectados para el año 2017 y su comparación con la proyección 2016 son los siguientes:

	2016	2017	Dif.17-16	%
a) Redes	**$ 14.260.469**	**$ 16.674.470**	**$ 2.414.002**	**16,9%**
1) Zanjeo, rotura y reparación	$ 9.264.309	$ 10.204.050	$ 939.742	10,1%
2) Bajada de cañería	$ 1.305.440	$ 1.319.600	$ 14.160	1,1%
3) Reparación de válvulas de bloqueo de red	$ 400.100	$ 848.000	$ 447.900	111,9%
4) Otros	$ 3.290.620	$ 4.302.820	$ 1.012.200	30,8%

JULIANA REGGI
APODERADA

Asimismo se desarrollan tareas sobre redes destinadas a la conexión de nuevos servicios, las cuales se detallan a continuación:

	2016	2017	Dif.17-16	%
	$ 24.247.050	**$ 30.324.925**	**$ 6.077.875**	**25,1%**
1) Soldadura de Servicios	$ 194.000	$ 347.000	$ 153.000	78,9%
2) Fusión y perforación de servicios PE	$ 255.000	$ 814.000	$ 559.000	219,2%
3) Empalmes de redes	$ 52.500	$ 130.000	$ 77.500	147,6%
4) Inspección de Redes cedidas por de Terceros	$ 5.148.000	$ 6.440.000	$ 1.292.000	25,1%
5) Otros	$ 18.597.550	$ 22.593.925	$ 3.996.375	21,5%

Apertura y tapada de pozos para permitir la instalación de nuevos servicios y empalmes de nuevas redes ejecutadas por terceros. En aquellos casos en los que no es posible cubrir la necesidad con personal propio, se estima la soldadura y/o electrofusión a través de empresas contratistas.

En aquellos casos en los que no es posible cubrir la necesidad con personal propio, se estima la soldadura y/o electrofusión a través de empresas contratistas.

Inspección contratada para el caso de extensiones de nuevas redes ejecutadas por terceros y que por su extensión no puedan ser inspeccionadas con personal propio.

Rubro 12f 4) Mantenimiento de Protección Anticorrosiva

Como es natural, el mantenimiento de los equipos rectificadores se realiza en forma habitual y permanente. No obstante, existen tareas que han sido postergadas tales como mantenimiento de cmp's, cambio de micarta, bornes, cables, pintura y otros mantenimientos. Se propone un programa de regularización en el transcurso del quinquenio.

Del mismo modo, se propone el acondicionamiento de otras instalaciones tales como cercos, gabinetes metálicos de equipos rectificadores y recambio de paneles solares, entre otras.

Protección Anticorrosiva	2016	2017	Dif.17-16	%
	$ 853.530	**$ 1.767.600**	**$ 914.070**	**107,1%**
1) Mantenimiento de equipos rectificadores	$ 249.730	$ 513.500	$ 263.770	105,6%
2) Aislación Cañerías	$ 0	$ 0	$ 0	

JULIANA REGGI
APODERADA

3) Mantenimiento de CMP	$ 440.000	$ 851.500	$ 411.500	93,5%
4) Otros	$ 163.800	$ 402.600	$ 238.800	145,8%

Rubro 12f 5) Mantenimiento de Medición

En este Item se presupuesta la calibración de medidores industriales que se realiza por terceros. Esta es una actividad que se mantiene en el tiempo y se realiza en forma obligatoria, habitual y sistemática.

Asimismo, se incluye como tarea adicional postergada, la mejora en instalaciones accesorias, tales como protecciones, y recintos o pintura, entre otras.

Medición	**2016**	**2017**	**Dif.17-16**	**%**
	$ 347.000	**$ 585.000**	**$ 238.000**	**68,6%**
1) Mantenimiento de medidores y Sistema de medición	$ 257.000	$ 360.000	$ 103.000	40,1%
2) Otros mantenimientos	$ 90.000	$ 225.000	$ 135.000	150,0%

Rubro 12f 6) Otros Mantenimientos en Instalaciones del Sistema

A. <u>Adecuación PIPA Bariloche, provincia de Río Negro</u>

El objetivo de la obra es dar continuidad a los trabajos de inspección y mantenimiento que se vienen realizando sobre distintos equipos vaporizadores de GLP.

Se ha previsto tareas de mantenimiento sobre un total de cuatro vaporizadores especiales marca Ely Energy y un equipo Sam Dick, dentro del quinquenio 2017 – 2021.

Por otro lado, y como parte de los trabajos de adecuación de Planta, se tiene previsto el repintado de 2 tanques de GLP de 300 m3 cada uno.

<u>Mantenimiento Vaporizadores</u>

Las obras corresponden a trabajos de mantenimiento de equipos a los efectos de asegurar la integridad de los mismos y su normal operación y conservación en el tiempo.

Las obras contempladas comprenden el desmontaje total de los vaporizadores y se realizará las tareas de inspección visual, medición de espesores y reacondicionamiento general del equipo.

JULIANA REGGI
APODERADA

Sobre la totalidad de los elementos que constituyen el equipo, se realizara mantenimiento general y control de funcionamiento en aquellos componentes que de acuerdo a su función lo requieran.

Estos trabajos incluyen el reemplazo de otros partes constitutivos de los equipos como ser por ejemplo quemadores, válvulas reguladoras y de seguridad, instrumentos, etc., que debido al uso o antigüedad de los mismos requieren su sustitución por nuevos.

En la puesta en marcha del equipo, se deberá verificar que el proceso de combustión del quemador es adecuado y que su rendimiento esté acorde según lo indicado en el Apéndice C de la especificación API 12K.

A título ilustrativo y como resumen de los trabajos a realizar sobre cada equipo, se enumeran las siguientes tareas:

- Inertización, desmontaje y traslado a taller.
- Mantenimiento general.
- Reemplazo de Instrumentos y Bulonería.
- Arenado.
- Inspección visual
- Medición de espesores por ultrasonido.
- Confección de planos y planillas correspondientes a la medición de espesores.
- Prueba hidráulica del serpentín.
- Pintado.
- Armado del equipo
- Prueba neumática de envolvente y tubo de fuego
- Colocación de placa de identificación de equipo
- Traslado y montaje en planta
- Puesta en funcionamiento del equipo

Pintura de recipientes

Con respecto al repintado de tanques de GLP, los trabajos comprenden la preparación y limpieza de la superficie de cada equipo mediante el método de Waterjetting y posteriormente el pintado con la aplicación de primer mas epoxi mas poliuretano, de acuerdo a especificaciones técnicas de la Distribuidora y recomendaciones del proveedor de las pinturas.

Se incluye en estos trabajos tareas de pintura sobre elementos anexos a cada recipiente como ser cañerías, soporte, escaleras, bases, etc.

JULIANA REGGI
APODERADA

Presupuesto

Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Fecha de Inicio	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de $) hasta Dic-2021
Adecuación PIPA Bariloche	Mantenimiento de vaporizadores (5) , pintura de recipientes (2)	San Carlos de Bariloche	01/12/2017	28	8.7

B. Reprueba de tanques de GLP, en las localidades de Camarones – Provincia de Chubut y Perito Moreno – Provincia de Santa Cruz.

La finalidad de la obra corresponde a trabajos de mantenimiento de las reservas de gas licuado correspondiente a tanques de distintas capacidad y todos sus componentes a los efectos de asegurar la integridad de los mismos y su normal operación y conservación en el tiempo, en cumplimiento a lo establecido en la normativa vigente y resoluciones de la Secretaria de Energía de la Nación. Las obras incluyen también la reprueba de recipientes como ser separadores de líquidos, tanques pulmones, decantadores, etc.

Se han previsto tareas de reprueba de recipientes dentro del quinquenio 2017 - 2021.

Planta Camarones (UN Comodoro Rivadavia):

- Tanque 1 - 43 m3: 30/10/2019
- Tanque 2 - 43 m3: 28/10/2019
- Pulmón 2,00 m3: 22/10/2019
- Separador 0,5 m3: 27/10/2019
- Decantador 0,5 m3: 30/10/2019

Planta Perito Moreno (UN Comodoro Rivadavia):

- Tanque 1 - 43 m3 25/4/2017
- Tanque 2 - 43 m3 25/4/2017
- Tanque 3 - 43 m3 25/4/2017

JULIANA REGGI
APODERADA

La presente obra tiene por objeto la realización de la rehabilitación decenal ante la Secretaría de Energía de tanques de almacenamiento de GLP ubicados en la Plantas de las localidades de la referencia. Los trabajos incluyen también la reprueba de recipientes del tipo separadores de líquidos y tanque pulmón.

A título ilustrativo se ejecutaran las siguientes tareas:

- Realización de procedimientos y memoria descriptiva.
- Ensayo de medición de espesores. Confección de planos y planillas correspondientes a las mediciones.
- Inspección visual externa.
- Ensayo de emisión acústica.
- Verificación de estabilidad de los apoyos de los tanques mediante método Zick.
- Ensayos de partículas magnéticas en soldaduras de unión entre cuna y tanque.
- Certificación de habilitación gestionado por la Empresa Auditora y aprobado por la Secretaría de Energía de la Nación.

Presupuesto

Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Fecha de Inicio	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de $)
Reprueba de tanques de GLP	Perito Moreno 2017 (3 Equipos), Camarones 2019 (5 Equipos)	Perito Moreno - Camarones	01/08/2017	29	2.6

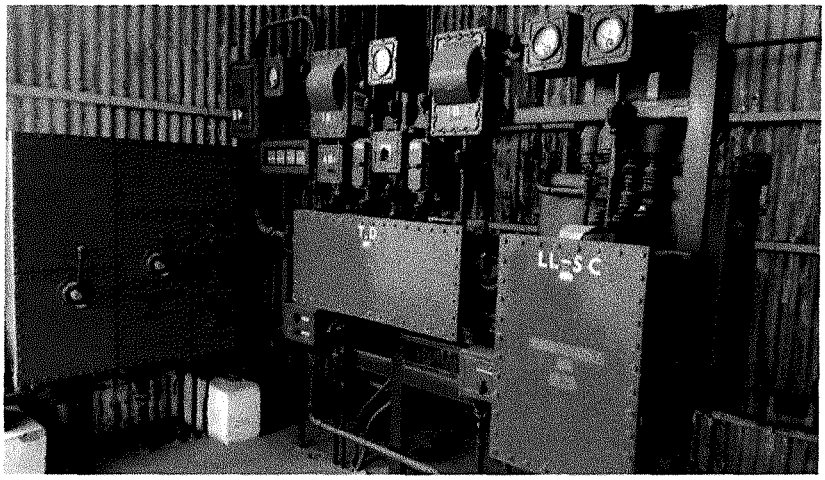
Asimismo se incluyen mantenimientos ordinarios en Plantas de GLP que se detallan a continuación:

Camuzzi Gas del Sur S.A. se cuenta con 6 localidades atendidas mediante GLP. Adicionalmente la PIPA instalada en la localidad de Bariloche.

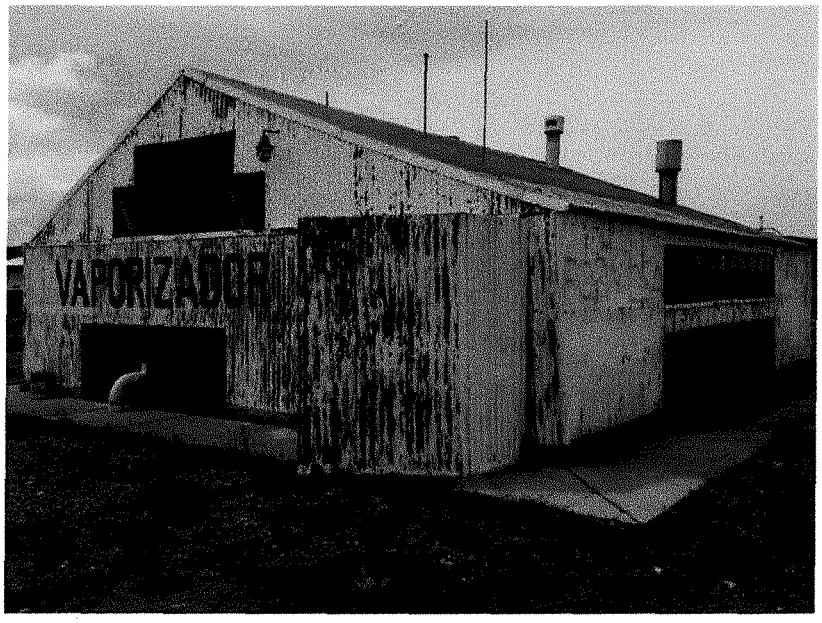
Estas instalaciones requieren un especial mantenimiento por cuanto los mismos fueron restringidos a la necesidad de contar con la seguridad en el abastecimiento.

Pintura de tanques, cañerías, modernización de instalaciones, entre otras, fueron tareas relegadas teniendo en cuenta la actual coyuntura económica de la compañía.

JULIANA REGGI
APODERADA



Tablero Planta Pipa Esandi Bariloche



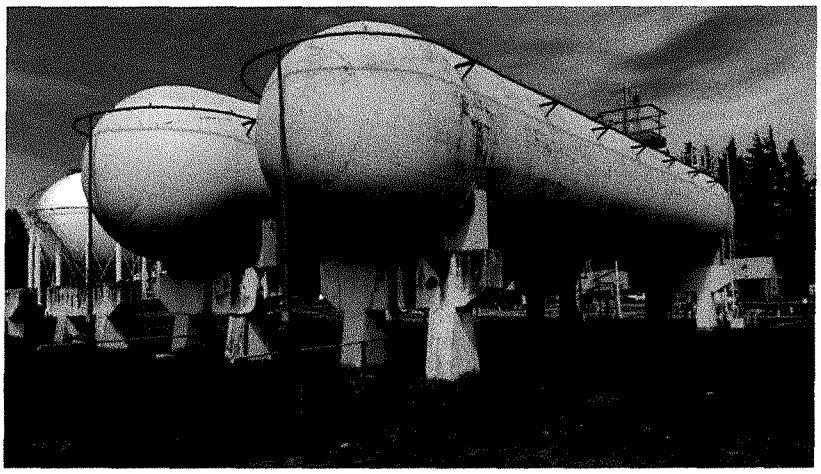
Galpón Vaporizador Perito Moreno

JULIANA REGGI
APODERADA

Tanques GLP Gob. Gregores

Tanque GLP Perito Moreno

JULIANA REGGI
APODERADA



Tanques GLP Planta Pipa Esandi

Los costos estimados para el año 2017 para estas tareas y su comparación con el año actual son los siguientes:

Mantenimientos de Plantas de GLP	2016	2017	Dif.17-16	%
	$ 442.000	$ 3.116.500	$ 2.674.500	605,1%
1) Mto anual, reparac. y pint.plantas GLP	$ 293.500	$ 1.703.000	$ 1.409.500	480,2%
2) Reprueba y Pintura de Cilindros	$ 0	$ 0	$ 0	
3) Desmalezado predios GLP	$ 65.000	$ 330.000	$ 265.000	407,7%
4) Otros	$ 83.500	$ 1.083.500	$ 1.000.000	1197,6%

Por último, se estimaron costos de otros mantenimientos tales como: Calificación de soldadores y fusionistas, retiro y disposición final de residuos especiales, ensayos no destructivos, alquiler de grúas y sampis para movimientos, análisis de emisiones en Plantas Compresoras, otros zanjeos necesarios para detección de interferencias, detección de cables cortados, cateos, detección de fallas de revestimiento, entre otros:

Otros Mantenimiento Ordinarios	2016	2017	Dif.17-16	%
	$ 4.291.520	$ 4.524.720	$ 233.200	5,4%
	$ 4.291.520	$ 4.524.720	$ 233.200	5,4%

JULIANA REGGI
APODERADA

Rubro 12g) Mantenimiento y Operación de Plantas Compresoras

Se proyectó el costo de operación y mantenimiento de las Plantas Compresoras ubicadas en General Conesa – Viedma (Provincia de Río Negro), Paso Flores (Provincia de Río Negro), Gobernador Costa (Provincia de Chubut) y Tolhuin (Provincia de Tierra del Fuego).

Cabe tener en cuenta que excepto la planta ubicada en Gobernador Costa, que se opera con personal propio de la Distribuidora, las restantes son operadas por empresas contratadas.

Se detallan a continuación los costos proyectados en el quinquenio 2017-2021 para la operación de dichas plantas compresoras:

1 - Planta Compresora de General Conesa - Viedma	2017	2018	2019	2020	2021
Contrato de Operación (ENERFLEX SERVICES ARGENTINA)	$ 4,590,000	$ 4,590,000	$ 4,590,000	$ 4,590,000	$ 4,590,000
Repuestos y Consumibles	$ 336,000	$ 336,000	$ 336,000	$ 336,000	$ 2,928,000
Total	$ 4,926,000	$ 4,926,000	$ 4,926,000	$ 4,926,000	$ 7,518,000

2 - Planta Compresora de Paso Flores	2017	2018	2019	2020	2021
Contrato de Operación (ENERFLEX SERVICES ARGENTINA)	$ 4,920,000	$ 4,920,000	$ 4,920,000	$ 4,920,000	$ 4,920,000
Repuestos y Consumibles	$ 326,400	$ 326,400	$ 326,400	$ 326,400	$ 326,400
Mantenimiento 9.000 hs. Compresor	$ 176,000	$ 0	$ 176,000	$ 0	$ 0
TOP END (Mano de Obra y Repuestos)	$ 1,560,000	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0
Servicio de Overhold (Mano de Obra y Repuestos)	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0	$ 2,592,000
Total	$ 6,982,400	$ 5,246,400	$ 5,422,400	$ 5,246,400	$ 7,838,400

3 - Planta Compresora de Tolhuin	2017	2018	2019	2020	2021
Contrato de Operación (EXTERRAN ARGENTINA)	$ 12,743,348	$ 12,743,348	$ 12,743,348	$ 12,743,348	$ 12,743,348
Repuestos y Consumibles	$ 480,000	$ 480,000	$ 480,000	$ 480,000	$ 480,000
Cambio Tablero de Control	$ 0	$ 400,000	$ 0	$ 0	$ 0
TOP END (Mano de Obra y Repuestos)	$ 0	$ 0	$ 1,936,000	$ 0	$ 0
Servicio de Overhold (Mano de Obra y Repuestos)	$ 2,592,000	$ 0	$ 0	$ 0	$ 0
Total	$ 15,815,348	$ 13,623,348	$ 15,159,348	$ 13,223,348	$ 13,223,348

4 - Planta Compresora de Gobernador Costa	2017	2018	2019	2020	2021
Repuestos y Consumibles	$ 280,000	$ 400,000	$ 512,000	$ 400,000	$ 280,000
Mant. Motocompresor 1000 hs. (3 por año)	$ 305,600	$ 305,600	$ 305,600	$ 305,600	$ 305,600
Mantenimiento Motocompresor 4000 hs.	$ 0	$ 336,000	$ 0	$ 336,000	$ 0
Mantenimiento Motocompresor 8000 hs.	$ 0	$ 0	$ 697,600	$ 0	$ 0
TOP END (Mano de Obra y Repuestos)	$ 1,936,000	$ 0	$ 0	$ 0	$ 1,936,000
Total	$ 2,521,600	$ 1,041,600	$ 1,515,200	$ 1,041,600	$ 2,521,600

TOTAL OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PLANTAS	$ 30,245,348	$ 24,837,348	$ 27,022,948	$ 24,437,348	$ 31,101,348

Rubro 13d) IVA NO COMPUTABLE – Compra de Gas para Usuarios de TDF

El Decreto PEN 751 del año 2012 dejó sin efecto los beneficios impositivos previstos por la Ley 19.640 para las actividades relacionadas con la producción de gas y petróleo en la provincia de Tierra del Fuego.

Las compras antes exentas, ahora están alcanzadas por el IVA y al relacionarse con ventas exentas, el crédito fiscal es no computable y debe reflejarse como un gasto para la Distribuidora.

JULIANA REGGI
APODERADA

Por tal motivo, y atento a los aumentos previstos en el costo de gas para los años 2017-2021 y los volúmenes estimados de compras de gas para los usuarios de Tierra del Fuego, se proyectaron los siguientes montos como IVA NO COMPUTABLE:

Año	Volumen Res	Volumen P	GNC	USD mm BTU		
	MM m3	MM m3	MM m3	Res	SGP	GNC
2017	380.6	101.5	1.3	1.47	0.60	5.00
2018	388.3	103.6	1.3	1.92	0.78	5.00
2019	396.0	105.6	1.3	2.52	1.03	5.00
2020	403.9	107.8	1.3	3.32	1.36	5.00
2021	412.0	109.9	1.3	4.38	1.79	5.00

Año	$ / m3 (Tipo de Cambio 15.5)			% Tarifa Social (sin costo de gas)		
	Res	SGP	GNC	Res	SGP	GNC
2017	0.84090	0.34322	2.86020	11%	11%	-
2018	1.09832	0.44829	2.86020	11%	11%	-
2019	1.44154	0.58838	2.86020	11%	11%	-
2020	1.89917	0.77517	2.86020	11%	11%	-
2021	2.50554	1.02267	2.86020	11%	11%	-

Año	MM $ Compra de Gas			IVA NO COMPUTABLE (21%) MM$			
	Res	SGP	GNC	Res	SGP	GNC	TOTAL
2017	284.9	31.0	3.9	59.8	6.5	0.8	**67.1**
2018	379.5	41.3	3.9	79.7	8.7	0.8	**89.2**
2019	508.1	55.3	3.9	106.7	11.6	0.8	**119.1**
2020	682.8	74.3	3.9	143.4	15.6	0.8	**159.8**
2021	918.8	100.0	3.9	192.9	21.0	0.8	**214.8**

Adicionalmente se incluyeron en este concepto, sellados y timbrados varios por $ 300 anuales.

Rubro 13e) Tasa de Fiscalización y Control (Enargas)

Se incluyó el valor de la Tasa de Fiscalización y Control a abonar en el año 2016, por lo cual no prevé aumentos en los años siguientes de dicha tasa.

Rubro 14) Publicidad y Propaganda

Dada la extensa geografía en la que Camuzzi brinda el servicio, se torna necesaria la gestión y vinculación cotidiana con un amplio abanico de medios que permita mantener un canal de difusión eficaz con los distintos grupos de interés. En ese marco, los gastos en Avisos y Publicidad para la región de Camuzzi Gas del Sur, que ascienden a $ 2.300.000, corresponden al diseño y publicación de distintas piezas comunicacionales, entre las cuales se destacan:

JULIANA REGGI
APODERADA

*La difusión de los cuadros tarifarios vigentes en la totalidad de sub-zonas tarifarias, a fin de dar amplia difusión a los mismos para su debido conocimiento por parte de los usuarios en virtud de lo dispuesto por el Art. 44 de la Ley 24.076. En este aspecto es importante destacar que la diversidad de sub-zonas tarifarias y la preponderancia de los medios locales y/o regionales por sobre los denominados "medios nacionales", obliga a la compañía a realizar diversas publicaciones ad-hoc de los cuadros tarifarios a los efectos de poder dar difusión a los mismos en la Subzona Neuquén, Buenos Aires Sur, Cordillerano, Chubut Sur, Santa Cruz Sur, Tierra del Fuego como así también en las ciudades abastecidas por Gas Propano/ Butano indiluido distribuido por redes (Perito Moreno, Gualjaina, Gobernador Gregores y Camarones). Asimismo, la existencia de Tarifas Diferenciales incide en la extensión y diseño de las piezas a publicar y su correspondiente cotización por parte del medio.

*La difusión a lo largo de todo el año y en toda la zona de concesión del Plan de Prevención de Daños tanto en medios gráficos, como digitales, radiales y televisivos, en el marco de la NAG 100, sección 614. Es importante resaltar que todas las ciudades en donde la compañía brinda servicio cuentan con difusión del Plan prevención de Daños.

*La Instrumentación de campañas de concientización y prevención de accidentes por inhalación de monóxido de carbono, la cual se extiende entre los meses de abril a octubre con una importante frecuencia y repetición y en un amplio portfolio de medios para maximizar el mensaje preventivo en las distintas áreas geográficas de operación.

*La difusión de consejos y recomendaciones para promover un uso racional del gas, en el marco del esquema de bonificaciones por ahorro propuesto en la normativa vigente.

*Campañas institucionales vinculadas al posicionamiento corporativo y de marca, la atención comercial, servicios al usuario, comunicaciones ad-hoc y coyunturales.

Complementariamente, el presente apartado contiene los gastos de diseño e imprenta vinculados a materiales institucionales tales como afiches, volantes y folletería diversa para el usuario, producción de brochures, cartelería y banners informativos para las oficinas comerciales.

Rubro 15) Deudores Incobrables

Para el cálculo de la incobrabilidad anual, se estimó el 0,5 % (porcentaje representativo para la industria en un escenario de normalización de tarifas) de la facturación a usuarios residenciales y SGP.

Para el cálculo de la facturación anual se consideró el sendero progresivo en el costo de gas a facturar a los usuarios según lo expuesto por el Ministerio de Energía en la Audiencia Pública del 16 de septiembre pasado, considerando que un 20% de los usuarios residenciales y un 12% de los usuarios SGP de Camuzzi Gas del Sur se van a ver beneficiados por el régimen de Tarifa Social.

JULIANA REGGI
APODERADA

Se restó el subsidio que beneficia a los usuarios residenciales de la Región Patagónica, conforme al Art. 75 de la Ley 23.565.

Finalmente se incluyeron los montos de impuestos nacionales, provinciales y municipales que abona el usuario en la factura que emite la Distribuidora.

Considerando lo detallado precedentemente, se adjunta un resumen de la memoria de cálculo de la provisión para Deudores Incobrables:

	Facturación Anual RyP (Con Impuestos) MM$	% Incobrabilidad	Incobrabilidad (MM$)
AÑO 2017	2,021	0.5%	10
AÑO 2018	2,342	0.5%	12
AÑO 2019	2,771	0.5%	14
AÑO 2020	3,346	0.5%	17
AÑO 2021	4,115	0.5%	21

Rubro 16) Gastos y Comisiones Bancarias

Para el cálculo de las comisiones por cobranzas que recaudan los bancos y demás entidades recaudadoras, se estimó un porcentaje del 1,2% que representa la comisión efectiva promedio que cobran dichas entidades a la Distribuidora.

Se aplicó dicho porcentaje al total de la facturación proyectada para el quinquenio 2017-2021 a usuarios Residenciales y SGP.

Se detalla a continuación un resumen de la memoria de cálculo para dichas comisiones:

	Facturación Anual RyP (Con Impuestos) MM$	% Comisión	Comisiones (MM$)
AÑO 2017	2,021	1.2%	24
AÑO 2018	2,342	1.2%	28
AÑO 2019	2,771	1.2%	33
AÑO 2020	3,346	1.2%	40
AÑO 2021	4,115	1.2%	49

Adicionalmente se estimaron en $4,8 millones anuales para el año 2017 por los costos de interdepósitos (monto variable en función de las cobranzas), gastos por mantenimientos de cuentas, valores al cobro, comisiones por pagos de sueldos, chequeras, emisiones de extractos y demás gastos bancarios. Este

JULIANA REGGI
APODERADA

monto se incrementó en aproximadamente un 3% anual por crecimiento vegetativo de usuarios en los años siguientes, 2018-2021.

Amortizaciones de Bienes de Uso e Intangibles

No se proyectaron las amortizaciones de Bienes de Uso e Intangibles, entendiendo que el monto de las mismas dependerá del criterio de valuación que finalmente se adopte para determinar la Base de Capital Regulatoria.

JULIANA REGGI
APODERADA

ANEXO 6.5.a

Demanda 2017 – 2021

Respecto del consumo residencial se ha proyectado sobre la base del consumo promedio histórico observado en los pasados diez años a fin de considerar la variable temperatura de estos años y su consumo medio anual.

En el caso de los usuarios SGP bimestrales (SGP1 Y SGP2) y SGP Industriales (SGP 3 Y SGP3 T+D), Subdistribuidores y estaciones de GNC se utilizó como metodología para la proyección de la demanda, la media de consumo del año 2013 y se incorporaron las variaciones teniendo en cuenta los consumos actuales de los mismos y en el caso de las Estaciones de Servicio de GNC, el costo de combustibles alternativos y tendencias de algunas variables macroeconómicas (aumento eventual del precio de GNC).

Cabe mencionar, que para el caso de los clientes residenciales sobre dichas pautas de proyección del consumo medio elaborado para el quinquenio (2017-2021), que han sido previamente detalladas, se aplicó la incidencia de la respectiva elasticidad precio correspondiente a una disminución del orden del -4% del consumo, que considera un aumento de la tarifa final para el usuario residencial del 50%, a los fines de evaluar convenientemente el ajuste de la demanda.

Este análisis tiene como sustento el informe que forma parte de la presente como **ANEXO 4.d.** elaborado por la Consultora Quantum S.A. para esta Distribuidora, en la cual se describe la metodología de estimación utilizada a los fines de evaluar la elasticidad d precio de la demanda.

Para más detalle se adjunta a continuación la proyección de demanda *bundling* elaborada para el quinquenio, expresado en metros cúbicos:

JULIANA REGGI
APODERADA

CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.

DEMANDA

Año		2013	2017	2018	2019	2020	2021
Res.	Clientes al 31/12	561,273	616,190	634,120	653,167	671,370	693,822
	Consumo (m^3)	2,270,616,061	2,317,204,115	2,390,727,824	2,465,965,974	2,537,253,461	2,613,954,998
SGP	Clientes al 31/12	60,929	69,017	71,339	73,409	75,791	78,660
	Consumo (m^3)	587,734,231	635,288,826	666,046,234	687,037,726	711,622,829	749,105,869
SGG	Consumo (m^3)	5,036,597	7,420,321	7,485,472	7,561,729	7,673,701	7,792,115
SDB	Consumo (m^3)	147,283,262	147,283,262	147,283,262	147,283,262	147,283,262	147,283,262
GNC	Consumo (m^3)	65,489,373	69,684,973	69,644,175	69,627,905	69,676,903	69,631,240
GU	Consumo (m^3)	1,370,255,547	999,183,679	1,011,160,528	1,025,179,271	1,045,763,299	1,067,531,885
TOTAL	**Clientes al 31/12**	**622,311**	**685,319**	**705,571**	**726,688**	**747,273**	**772,594**
	Consumo (m^3)	**4,446,415,070**	**4,176,065,176**	**4,292,347,496**	**4,402,655,868**	**4,519,273,455**	**4,655,299,369**

JULIANA BEGG
APODERADA

ANEXO 6.5.b.

Demanda 2017 – 2021

Para la estimación de la demanda de los Grandes Usuarios (GU) y Servicio General G (SGG) para los futuros 5 años, se utilizó como base de análisis, los consumos medidos y facturados históricamente.

Para ello se tomaron los consumos en cada punto de medición industrial desde enero de 2007 hasta octubre de 2016, los cuales fueron agrupados según el Tipo de Servicio brindado por la Distribuidora, diferenciando en servicios T (Transporte), D (Distribución) y D+T (Transporte y Distribución) abriendo la característica del servicio en Firmes o Interrumpibles.

Se procedió a descartar los consumos Interrumpibles T, ya que sólo incluían servicios de transporte intermedios entregados en puntos administrativos para posterior transporte a puntos de consumo. Si bien existían consumos históricos, a efectos de proyectar esta demanda no se consideraron, ya que son solamente ventas ocasionales, cuya previsión a futuro resulta insignificante.

Luego se completó el último bimestre del año 2016 y se previó el cierre del año, considerando las actuales condiciones del mercado.

Para los años siguientes se realizaron consultas a los principales Clientes acerca de diversas particularidades que prevean puedan afectar el consumo a futuro, como ampliaciones en sus instalaciones, modificaciones de equipamiento, previsión de uso de combustibles alternativos o su comportamiento derivado de las actuales condiciones del mercado doméstico o su eventual exportación.

Con la base histórica de cada actividad y las particularidades previstas se proyectaron los años siguientes de acuerdo a índices de crecimiento económico tendenciales, pronosticados por las consultoras económicas del mercado, para el próximo quinquenio.

Asimismo, es importante destacar el cierre comunicado por parte de YPF a partir del año 2017 del Reservorio Diadema que representa una disminución de 300 millones de m^3 de gas natural (repartidos en los servicios de "Distribución" y "Transporte y Distribución".

Para más detalle se adjunta a continuación la proyección elaborada para los grandes consumos en el quinquenio, expresada en metros cúbicos.

JULIANA REGGI
APODERADA

CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.

DEMANDA

Año		2013	2017	2018	2019	2020	2021
SGG	Consumo (m^3)	5,036,597	7,420,321	7,485,472	7,561,729	7,673,701	7,792,115
GU	Consumo (m^3)	1,370,255,547	999,183,679	1,011,160,528	1,025,179,271	1,045,763,299	1,067,531,885

JULIANA REGGI
APODERADA

8. ANEXO METODOLÓGICO TARIFARIO

A continuación, se detalla un breve registro de lo evaluado en los modelos conforme el siguiente orden:

a. Modelo y Tarifas Propuestas;

b. Modelos que delimitan las condiciones de contorno:

b.1. Valor Técnico Residual (VTR).
b.2. Base Tarifaria Histórica Depreciada Ajustada por Índices.

JULIANA REGGI
APODERADA

Apartado 8

JULIANA REGGI
APODERADA

Anexo 8.a

JULIANA REGGI
APODERADA

MEMORIA DE CÁLCULO – REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL (2017 – 2021)

Anexo 8

Camuzzi Gas Pampeana

Noviembre

2016

JULIANA REGGI
APODERADA

QUANTUM

Índice

1. ANEXO I 3

1.1. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN 3

1.1.1. Componentes del valor agregado de distribución 3

1.1.2. Costo de capital 5

1.1.3. Costo de operación y mantenimiento 9

1.1.4. Ingreso por Tasas y cargos 9

2. DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS SIMULADOS 11

2.1. RESULTADOS OBTENIDOS 11

2.1.1. Tasa de costo de capital propuesta por el IAE 11

3. CONCLUSIÓN 18

JULIANA REGGI
APODERADA

1. ANEXO I

1.1. Valor Agregado de Distribución

El valor agregado de distribución (VAD) constituye la proyección de los ingresos necesarios para cubrir costos eficientes de operación y mantenimiento aplicables al servicio de distribución de gas natural, los impuestos, la depreciación y obtener una rentabilidad razonable durante el periodo tarifario.

El valor agregado de distribución constituye la base cuantitativa para el cálculo de las tarifas máximas iniciales que la distribuidora va a aplicar a todos sus clientes.

A continuación se presenta una descripción conceptual de la metodología de cálculo del valor agregado de distribución para posteriormente presentarse los valores obtenidos.

1.1.1. Componentes del valor agregado de distribución

El valor agregado de distribución presenta dos componentes principales:

Costo de capital: que se compone de: i) el costo de oportunidad del capital, que representa la rentabilidad regulada que obtendría la distribuidora; y ii) el costo de mantenimiento del capital compuesto por las amortizaciones y/o depreciaciones que permitirán reponer el capital consumido en el proceso de producción.

Costos de operación mantenimiento: que se compone de los gastos de operación, mantenimiento, administración, los gastos de personal, así como también, de otros gastos como son las pérdidas reconocidas de gas natural, los incobrables, los gastos y comisiones por cobranzas, la tasa de fiscalización y control que cobra el regulador, etc.

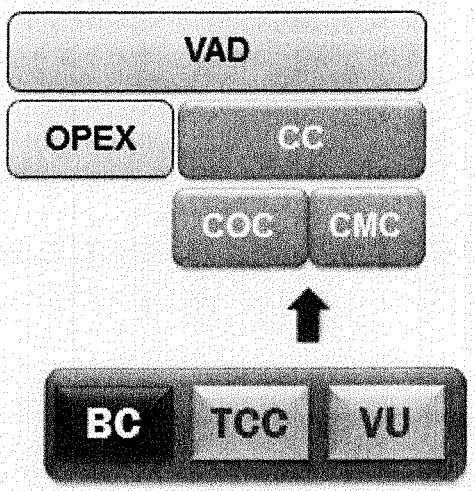


Figura 1.1-1. Componentes del VAD

Para asegurar la coherencia de la información que se presenta al ente regulador, se desarrolló un modelo de cálculo de tarifas que interrelaciona todos los módulos requeridos.

JULIANA REGGI
APODERADA

El modelo inicialmente proyecta la demanda objetivo a atender en el período 2017-2021, determinando la cantidad de clientes y el volumen que cada uno consumirá durante el período tarifario, así como también la capacidad requerida.

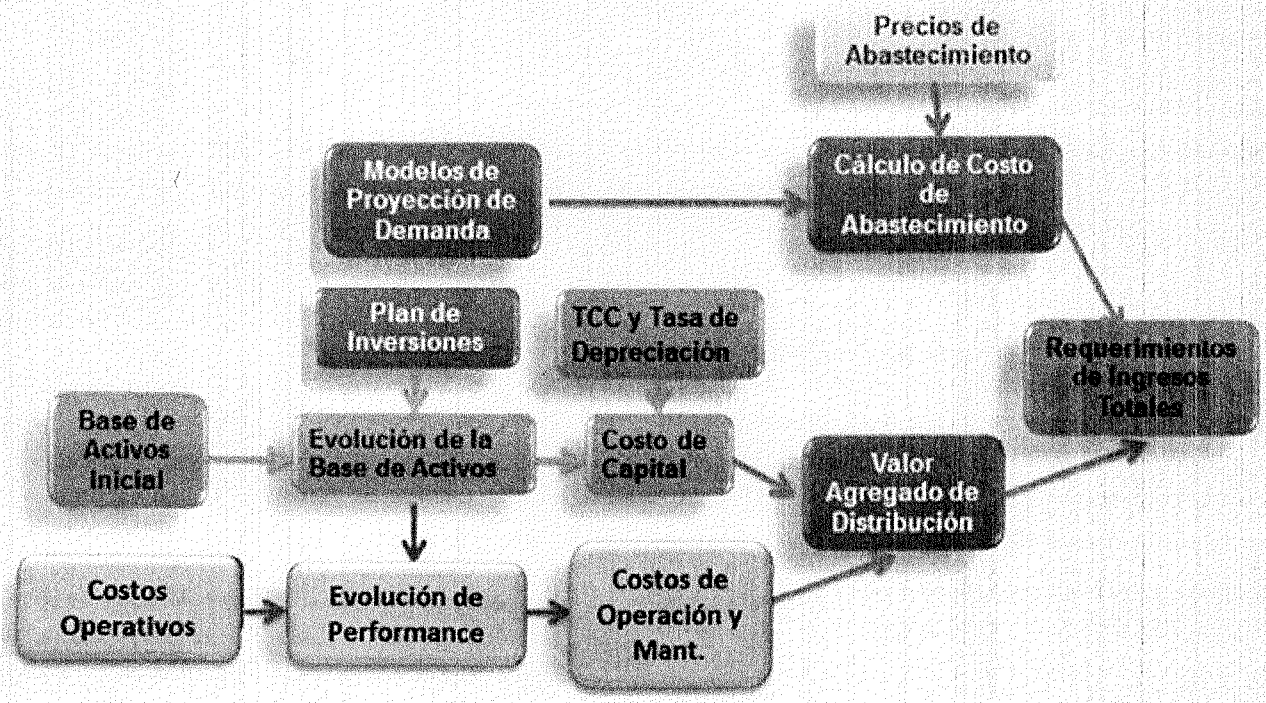


Figura 1.1-2. Esquema simplificado del modelo de cálculo tarifario.

Con base en la demanda proyectada se determinó el plan de inversiones. Con esta información y la base de activos al inicio del período tarifario se proyectó la evolución de la base de activos bruta y neta.

La base de activos bruta incorpora las altas de activos –inversiones- y las bajas. A esta base se le extraen las depreciaciones para obtener el valor de la base de activos neta, que representa la base para el cálculo del costo de oportunidad (Cok) que conforma la remuneración de la empresa. Para el costo de oportunidad del capital también se utiliza la tasa de remuneración regulatoria o tasa de costo de capital.

Las depreciaciones son estimadas empleando vidas útiles regulatorias diferenciadas por tipo de activo.

La suma del costo de oportunidad de capital y el costo de mantenimiento de Capital (Cok + Cmk), conforman el costo de capital de la distribuidora.

A partir de la demanda a ser atendida y la proyección total de activos a ser mantenidos y operados, se proyectan, los costos operativos para prestar el servicio.

Finalmente, el costo de capital y los costos operativos conforman el valor agregado de distribución.

El objetivo del requerimiento de ingresos (RI) es recuperar los costos económicos necesarios para la adecuada prestación del servicio concesionado.

En los siguientes puntos de este informe se desarrollara en detalle cada componente del valor agregado de distribución y del requerimiento de ingresos.

JULIANA REGGI
APODERADA

1.1.2. Costo de capital

El costo de capital es uno de los factores más importantes que los reguladores y las compañías precisan estimar. Representa el rendimiento mínimo que debe obtener un proyecto o empresa de manera que los mercados financieros estén dispuestos a proveer recursos a ese proyecto o a comprar una participación en esa compañía. El costo de capital requerido a una empresa por los mercados de capitales debe ser igual a la tasa de rendimiento esperada que prevalece en los mercados de capitales para inversiones alternativas de riesgo similar. Esto indica que el costo de capital de las empresas reguladas, como el de las que no lo están, está determinado por los mercados financieros.

Como se mencionó arriba, desde un punto de vista económico, el costo de capital (CK) se define como el costo de los recursos de capital necesarios para la prestación de los servicios y puede expresarse de la siguiente manera:

$$CK(t) = CoK(t) + CmK(t)$$

Dónde:

CK : Costo de Capital

CoK : Costo de Oportunidad del Capital

CmK : Costo de Mantenimiento del Capital (depreciaciones y amortizaciones).

Costo de Capital - Método Contable

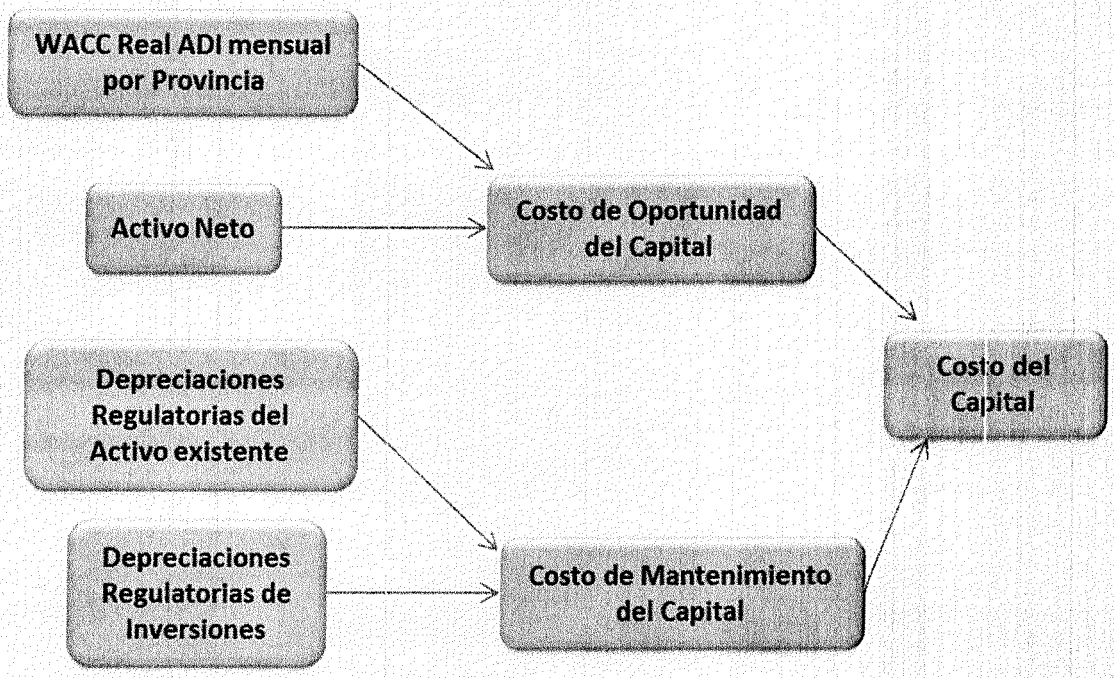


Figura 1.1-3. Esquema de obtención del Costo de Capital

El rol principal del costo del capital en los procesos de revisión de tarifas es asegurar que las inversiones sean remuneradas adecuadamente.

JULIANA REGGI
APODERADA

A continuación se detallan los valores empleados para al cálculo de ambos componentes.

1.1.2.1. Base de Activos Regulatoria

La base de activos regulatoria o activo neto se proyecta como la suma de la evolución de la base tarifaria inicial o activo neto existente (activo al inicio del periodo tarifario), la del activo neto incorporado (acumulación de inversiones) y el capital de trabajo. Tal cual como se presenta en la siguiente ecuación:

$$BT(t) = AN_{Ini}(t) + AN_{Inc}(t) + WK(t)$$

Dónde:

$BT(t)$: Evolución de la base de activos regulatoria en el tiempo (Activo Neto Regulatorio);

$AN_{Ini}(t)$: Evolución del activo neto inicial o base de activos regulatoria inicial;

$AN_{Inc}(t)$: Evolución del activo neto incorporado (inversiones);

$WK(t)$: Evolución del capital de trabajo.

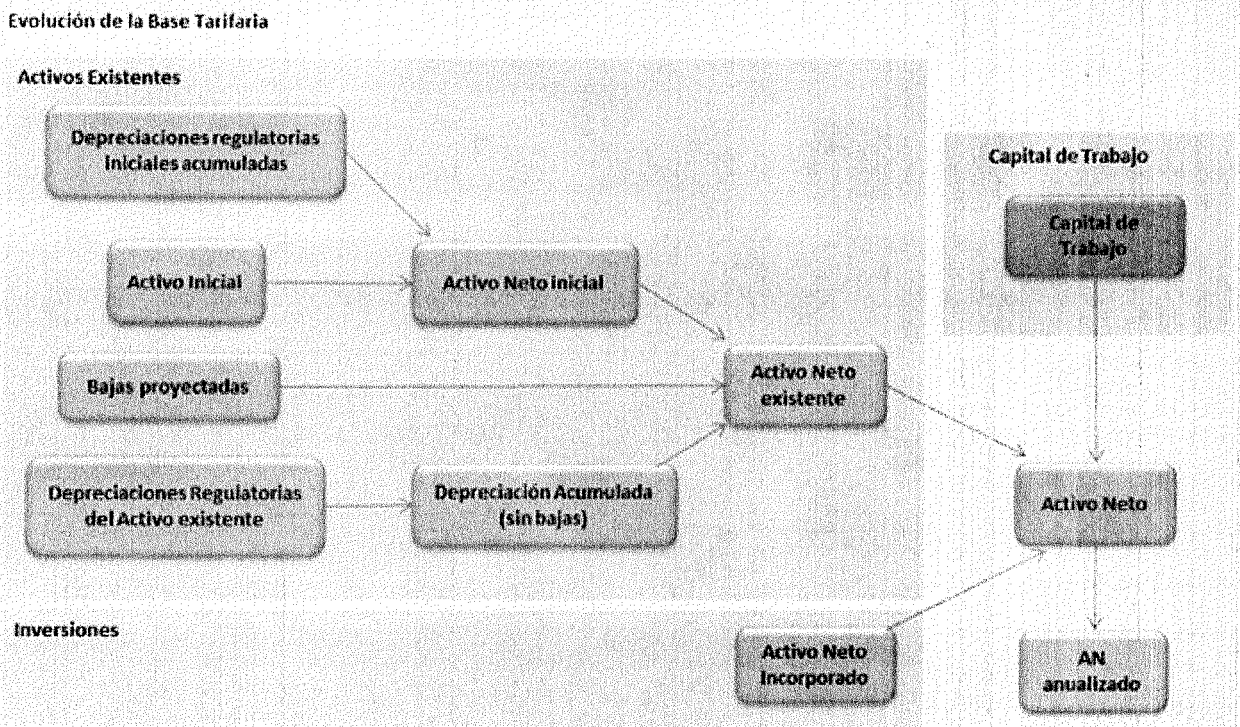


Figura 1.1-4. Esquema para la obtención del Activo Neto Actualizado

1.1.2.2. Capital de Trabajo

Para mantener el funcionamiento habitual de su negocio, una empresa necesita recursos a fin de cubrir insumos, materias prima, pago de mano de obra, compra de activos fijos, pago de gastos de operación

JULIANA REGGI
APODERADA

etc. Este capital, que debe estar disponible a corto plazo para cubrir las necesidades de la empresa a tiempo, se denomina capital de trabajo.

El servicio de distribución de gas, además de tener los activos inmovilizados, debe contar con cierta disponibilidad o capital de trabajo para poder hacer frente a los requerimientos financieros de corto plazo que exige el negocio, cubriendo el defasaje existente entre ingresos y erogaciones, producto entre otras cosas de la diferencia de plazos entre que paga por el transporte y el gas natural a los transportistas y productores y que recupera dichos importes de los clientes.

Dado que el capital de trabajo es un activo (capital inmovilizado) necesario para el funcionamiento de una empresa y en particular para una distribuidora, el mismo es reconocido e incorporado en la base de activos regulatoria, generando una remuneración.

De forma simplificada, el capital de trabajo se define como la diferencia entre el activo corriente y el pasivo corriente.

Para el cálculo, son necesarios los siguientes datos de entrada y parámetros:

- Ingreso Requerido
- Costo de Gas y Transporte
- Costos Operativos
- Evolución histórica de las cuentas de activo corriente y pasivo corriente.
- Parámetros de cálculo que permiten estimar la evolución de las cuentas de capital de trabajo (días de cobro, plazo de pago, etc.).

Como el capital de trabajo depende del requerimiento de ingreso y, a su vez, el ingreso requerido depende del costo de capital, que es también función del capital de trabajo, se produce una referencia circular en el cálculo. Para resolver esto, se desfasa un período el cálculo y se ajusta el capital de trabajo a partir del requerimiento de ingresos del período anterior. De esta manera, la distorsión provocada por esta corrección es menor, y el mayor impacto recae sobre el año 2015 que no es considerado dentro del cálculo tarifario.

El capital de trabajo está conformado por 11 cuentas, detalladas a continuación:

- Requerimiento de Ingresos: se obtiene del archivo Excel de Requerimiento, al cual se rompe la circularidad, como se explicó anteriormente.
- Costo Compra Gas: se obtiene del archivo Costos de Compra.
- Costo Compra Transporte: se obtiene del archivo Costos de Compra.
- Costo de personal: se obtiene del archivo Costos O y M.
- Costo de materiales
- Costo de Servicios a Terceros
- Otros Impuestos
- Otros gastos
- R-Tasa ENARGAS: se obtiene del archivo Costos O y M.

JULIANA REGGI
APODERADA

- IVA
- Impuesto a las Ganancias: se obtiene del archivo Costo de Capital.

Para cada tipo de gas (GN y GLP) se obtiene el valor de cada una de estas cuentas para cada uno de los meses proyectados.

Las cuentas que forman el Capital de Trabajo se separan en aquellas del Activo Corriente y las del Pasivo Corriente.

Activo Corriente (AC)

- Cajas y Bancos: Se considera un stock que se calcula como un porcentaje del Requerimiento de Ingresos.
- Materiales
- Cuentas por Cobrar
- IVA Crédito Fiscal

Pasivo Corriente (PC)

- Pasivo Financiero de CP
- Pasivo por compra de Gas y Transporte
- Pasivo Personal
- Pasivo por compra de Materiales
- Pasivos de Contratistas
- Pasivos por pagos de otros impuestos
- Pasivos pagos ENARGAS
- Pasivo por pagos de IIGG
- IVA Débito Fiscal

Finalmente, para el cálculo de la evolución de Capital de Trabajo Neto (Wk), se suman, por un lado todas las cuentas de AC y por otro las cuentas de PC, y se hace la diferencia entre el total de AC y el total de PC para cada período (meses).

Por otro lado, el capital de trabajo tiene en cuenta una serie de variables que se relacionan a alguna cuenta de las mencionadas y a una actividad puntual.

Variables	Cuenta relacionada	Actividad
Stock de cajas y Bancos	Requerimiento de Ingresos	Cajas y Bancos
Stock de Materiales	Costo de materiales	Materiales
Ciclo de Lectura a Cobranza	Requerimiento de Ingresos	Cuentas por Cobrar
Plazo de Pago Gas	Costo Compra Gas	Pasivo por Compra de Gas y Transporte
Plazo de Pago Tpte	Costo Compra Transporte	Pasivo por Compra de Gas y Transporte
Plazo de Pago a Proveedores	Costo de materiales	Pasivo por compra de Materiales
Plazo de Pago a Personal	Costo de personal	Pasivo Personal
Plazo de Pago a Contratistas	Costo de servicios a Terceros	Pasivos de Contratistas
Plazo de Pago otros impuestos	Otros Impuestos	Pasivos por pagos de otros impuestos
Plazo de Pago IVA	IVA crédito e IVA débito	Iva Credito Fiscal e Iva Debito Fiscal
Plazo de Pago Ganancias	Impuesto a las Ganancias	Pasivo por pagos de IIGG
Plazo Pago ENARGAS	R-Tasa Enargas	Pasivos pagos ENARGAS

JULIANA REGGI
APODERADA

1.1.2.3. Tasa de costo de capital

Bienes de la distribuidora

La tasa de oportunidad de capital fue tomado basándose en el informe "El Costo de Capital" elaborado por el Instituto Argentino de la Empresa (IAE) de Octubre 2016 (ver Anexo 6.3).

1.1.2.4. Costo de oportunidad de capital

El costo de oportunidad del capital representa los rendimientos que podrían obtenerse en inversiones alternativas en negocios de riesgo similar. Resulta de multiplicar la tasa de costo de capital (WACC real antes de impuestos) por la base de tarifaria.

$$CoK(t) = BT(t-1) \cdot TCC_{real,ADI}$$

Dónde:

$BT(t-1)$: Base Tarifaria del período anterior (Base de Activos)

$TCC_{real,ADI}$: Tasa de Costo (Remuneración) del Capital (TCC real antes de impuestos)

1.1.2.5. Costo de mantenimiento de capital

El cálculo del mantenimiento del capital resulta de sumar las depreciaciones de las inversiones y la depreciación del activo inicial.

1.1.3. Costo de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento se detallan en el **Anexo 6.4.**

1.1.4. Ingreso por Tasas y cargos

Las tasas y cargos son valores que se cobran por la realización de determinadas actividades reguladas vinculadas con el servicio de distribución de gas natural.

Estas actividades por su vinculación con la distribución son reguladas por el ente regulador que establece el precio que se debe cobrar por cada una de ellas, correspondiéndole a la distribuidora realizar una propuesta en el marco de la RTI.

Existen dos metodología para definir el valor de las tasas y cargos: i) Las tasas y cargos se fijan según el costo de realizar la actividad que remunera y ii) las tasas y cargos se fijan con un determinado valor y el resto es remunerado por la tarifa de distribución, de manera de que no exista ni perjuicio para la distribuidora ni para los clientes.

JULIANA REGGI
APODERADA

La primera metodología se caracteriza por la independencia, ya la actividad es remunerada por el cliente que la requiere o demanda a su costo estimado total. Sin embargo, cobrarle la totalidad del costo puede constituir una barrera de entrada (o permanencia) al servicio regulado, por lo que en algunos casos se opta por cobrar una porción del costo directo al cliente y el resto es cubierto por la tarifa de distribución que pagan todos los clientes.

Dado la actual diferencia que existe entre el costo real de realizar las actividades remuneradas por tasas y cargos y el precio vigente se optó por implementar el segundo esquema, el mismo fue implementado de la siguiente manera:

Los costos destinados a la realización de las actividades de tasas y cargos se proyectaron en base a los valores unitarios y la previsión de cantidades requeridas y se ingresaron directo al valor agregado de distribución (incrementándolo) como una componente de los costos de operación, mantenimiento y administración. Por otro lado se proyectaron los ingresos generados por las tasas y cargos los cuales se estimaron usando los valores unitarios de tasas y cargos por las cantidades requeridas. Este valor obtenido se ingresó al valor agregado de distribución como una componente negativa disminuyéndolo.

De esta manera todo aquel costo asociado a la realización de las actividades de las tasas y cargos que no es remunerada por el valor de la tasa y cargo es remunerado en la tarifa de distribución de todos los clientes, sin afectar el equilibrio económico financiero ya que no genera rentabilidad adicional.

Los costos unitarios de cada actividad de tasas y cargos fueron proyectados por la propia distribuidora en base a sus costos actuales y se detallan en el documento Anexo TASAS y CARGOS.

JULIANA REGGI
APODERADA

2. Descripción de escenarios simulados

En el presente documento se presentan los valores obtenidos para 3 escenarios simulados.

Para el **Escenario 1** se consideró la base tarifaria como un activo financiero lo cual tiene como objetivo mantener en el tiempo el valor de la inversión, es decir que el poder adquisitivo del inversor, implícito en la remuneración del capital, sea constante en términos reales.

La utilización de esta metodología implica determinar el valor del activo regulado según el costo a que el mismo se registró contablemente en el momento del inicio de operaciones. A dicho valor se le adicionan las inversiones realizadas a posteriori (entre revisiones tarifarias), descontando el monto de depreciaciones correspondientes. Finalmente, con el objetivo de mantener el valor real de los activos, la base fue actualizada utilizando índices en función de una ponderación algebraica (estilizada metodológicamente mediante nota 3562/16 del ENARGAS).

El **Escenario 2**, es un escenario en donde se emplea la base de activos inicial valorizada técnicamente (Valor Técnico Residual en adelante "VTR") Esta metodología considera la base de activos como un conjunto de bienes físicos cuyo objetivo regulatorio es mantener la capacidad de producción de dichos activos. Es por ello que el principal objetivo perseguido por este enfoque se vincula con otorgar un valor a la firma que le permita a ésta mantener la capacidad productiva necesaria para su funcionamiento en forma "eficiente".

Este enfoque busca aproximar las tarifas a los costos marginales de largo plazo que se verificarían en un mercado competitivo, en el cual los inversores asumen riesgos tecnológicos y de oferta y demanda.

El **Escenario 3** se consideró la base tarifaria como un activo financiero que se complementó con un cargo fijo cuyos fondos serán destinados a financiar inversiones incluidas dentro del Plan Quinquenal de la Distribuidora.

Cabe destacar que el cálculo de la base de activos, en ambas metodologías (Capital Financiero y VTR), y el cálculo de la Ecuación Polinómica de actualización de precios fueron elaborados por la consultora Mercados Energéticos, cuyo informe adjuntamos en el Anexo 6.1.

2.1. Resultados obtenidos

En esta sección se presentan los diferentes escenarios obtenidos a través del modelo de cálculo tarifario. Mediante dicha herramienta se han simulado 3 escenarios, los cuales se obtienen considerando diferentes supuestos en la información de entrada.

2.1.1. Tasa de costo de capital propuesta por el IAE

2.1.1.1. Escenario I

Para los supuestos de:

JULIANA REGGI
APODERADA

- Base tarifaria como un activo financiero actualizada utilizando índices en función de una ponderación algebraica.
- Tasa de costo de capital extraído del informe presentado por el IAE.
- Capital de trabajo inicial representativo del quinquenio de [MM ARS] 718.
- OPEX promedio anual de [MM ARS] 1,643
- Se consideran bonificaciones para las redes de distribución transferidas por terceros, ejecutadas en el presente quinquenio.
- Rentabilidad calculada como el producto de la base de activos neta de depreciación y la tasa de costo de capital después de impuestos.
- Tasa de impuesto a las ganancias (IIGG) del 35%.

En el presente escenario el Valor Actual Neto (VNA) del Valor Agregado de Distribución (VAD) para el período 2017-2021 es de MM ARS 14,011. La anualidad correspondiente a dicho requerimiento de ingresos es de MM ARS 3,990

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	VNA
Evolución BT Polinómica [MM ARS]	7,751	7,821	7,840	7,852	7,765	7,706	
Cap. De Trabajo [MM ARS]	718						
Inversiones [MM ARS]		488	455	467	385	429	1,579
WACC		13.52%	13.26%	13.00%	12.74%	12.47%	
Requerimiento de Ingresos [MM ARS]							
OPEX [MM ARS]		1,556	1,600	1,653	1,693	1,713	5,735
Depreciaciones Reg [MM ARS]		418	436	455	472	488	1,579
Rentabilidad [MM ARS]		1,145	1,132	1,112	1,092	1,058	3,909
IIGG [MM ARS]		811	804	794	782	764	2,788
Total [MM ARS]		**3,930**	**3,973**	**4,014**	**4,038**	**4,024**	**14,011**
Requerimiento de Ingresos (Anualidad)		**3,990**	**3,990**	**3,990**	**3,990**	**3,990**	**14,011**

Bajo este escenario, a efectos de dar cumplimiento con lo establecido en los artículos 38 y 39 de la Ley 24.076, se puede ejecutar el 38,7% del total del Plan de Inversiones de la Distribuidora (MM ARS 2,224).

Inversiones Ejecutadas en el VAD	[MM ARS]	2,224.6
Plan de Inversiones Totales	[MM ARS]	5,748.8
		38.7%

JULIANA REGGI
APODERADA

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	VNA
Requerimiento de Fondos							
OPEX		1,556	1,600	1,653	1,693	1,713	5,735
Inversiones		488	455	467	385	429	1,579
IIGG		811	804	794	782	764	2,788
Rentabilidad		1,145	1,132	1,112	1,092	1,058	3,909
Total Ingresos	-	**4,001**	**3,992**	**4,026**	**3,952**	**3,965**	**14,011**
Volumen [MMm3]		4,610	4,651	4,718	4,809	4,917	16,585
Tarifa [ARS/m3]		0.845	0.845	0.845	0.845	0.845	0.8448
Flujo de Fondos							
BT Inicial y Final [MM ARS]	- 8,469					8,424	
Ingresos [MM ARS]		3,895	3,929	3,986	4,063	4,154	
OPEX [MM ARS]		- 1,556	- 1,600	- 1,653	- 1,693	- 1,713	
Inversiones [MM ARS]		- 488	- 455	- 467	- 385	- 429	
IIGG [MM ARS]		- 811	- 804	- 794	- 782	- 764	
Flujo neto [MM ARS]	**- 8,469**	**1,039**	**1,070**	**1,072**	**1,203**	**9,672**	

TIR	**13.06%**
VNA	**0**

Estado de Resultados							
Variacion		*116%*	*1%*	*1%*	*2%*	*2%*	
Ingresos [MM ARS]	1,800	3,895	3,929	3,986	4,063	4,154	14,011
OPEX [MM ARS]		1,556	1,600	1,653	1,693	1,713	5,735
Depr Fiscal [MM ARS]		56	75	94	111	127	310
Resultado antes de Imp [MM ARS]		**2,283**	**2,254**	**2,239**	**2,260**	**2,314**	**7,967**
IIGG [MM ARS]		799	789	784	791	810	2,788
Resultado dsp de Imp [MM ARS]		**1,484**	**1,465**	**1,455**	**1,469**	**1,504**	**5,179**

Se incluye a modo de verificación un Flujo de Fondos Regulatorio en el cual se puede apreciar que el VNA es cero y la tasa interna de retorno (TIR) resultante es 13.06%, encontrándose esta última dentro del rango de las tasas de costo de capital propuestas para cada uno de los años del presente quinquenio.

En el presente Escenario el requerimiento de ingresos para el año 2017 asciende a la suma de MM ARS 3,895.

Considerando que el VAD anualizado de la Distribuidora, aplicando los cuadros tarifarios vigentes a partir de Octubre 2016, asciende a MM ARS 1,800 millones, el incremento porcentual del Margen de Distribución para el año 2017, es de 116%.

2.1.1.2. Escenario II

Los supuestos definidos para este escenario fueron los siguientes:

- Valoración Técnica Residual (VTR) como criterio de actualización del valor de los activos de los bienes propios. La Base de Activos valuada a VTR es la que se emplea para definir el costo de oportunidad de capital;

JULIANA REGGI
APODERADA

- Depreciación regulatoria para base de activos y todas las inversiones;
- Se consideran bonificaciones para las redes de distribución transferidas por terceros, ejecutadas en el presente quinquenio.
- Tasa de costo de capital extraído del informe presentado por el IAE.
- Capital de trabajo inicial representativo del quinquenio de [MM ARS] 718.
- OPEX promedio anual de [MM ARS] 1,643.
- Tasa de impuesto a las ganancias (IIGG) del 35%.

En el presente escenario el Valor Actual Neto (VNA) del Valor Agregado de Distribución (VAD) para el período 2017-2021 es de MM ARS 18,407. La anualidad correspondiente a dicho requerimiento de ingresos es de MM ARS 5,240.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	VNA
Evolución BT Valor Técnico [MM ARS]	9,823	10,208	10,460	10,694	10,674	10,725	
Cap. De Trabajo [MM ARS]	718						
Inversiones [MM ARS]		1,261	1,176	1,206	996	1,109	4,081
WACC		13.52%	13.26%	13.00%	12.74%	12.47%	
Requerimiento de Ingresos							
OPEX [MM ARS]		1,556	1,600	1,653	1,693	1,713	5,736
Depreciaciones Reg [MM ARS]		876	925	972	1,016	1,058	3,366
Rentabilidad [MM ARS]		1,426	1,449	1,453	1,454	1,421	5,060
IIGG [MM ARS]		1,201	1,213	1,215	1,216	1,198	4,245
Total [MM ARS]		**5,058**	**5,187**	**5,294**	**5,378**	**5,390**	**18,407**
Requerimiento de Ingresos (Anualidad)		**5,240**	**5,240**	**5,240**	**5,240**	**5,240**	**18,407**

Bajo este escenario, a efectos de dar cumplimiento con lo establecido en los artículos 38 y 39 de la Ley 24.076, se puede ejecutar el 100% del total del Plan de Inversiones de la Distribuidora (MM ARS 5,749).

JULIANA REGGI
APODERADA

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	VNA
Requerimiento de Fondos							
OPEX [MM ARS]		1,556	1,600	1,653	1,693	1,713	5,736
Inversiones [MM ARS]		1,261	1,176	1,206	996	1,109	4,081
IIGG [MM ARS]		1,201	1,213	1,215	1,216	1,198	4,245
Rentabilidad [MM Ars]		1,426	1,449	1,453	1,454	1,421	5,060
Total Ingresos	-	**5,443**	**5,438**	**5,528**	**5,358**	**5,441**	**19,122**
Volumen [MMm3]		4,610	4,651	4,718	4,809	4,917	16,589
Tarifa [ARS/m3]		1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110
Flujo de Fondos							
BT Inicial y Final [MM ARS]	- 10,541					11,443	
Ingresos [MM ARS]		5,115	5,160	5,235	5,336	5,456	
OPEX [MM ARS]	-	1,556 -	1,600 -	1,653 -	1,693 -	1,713	
Inversiones [MM ARS]	-	1,261 -	1,176 -	1,206 -	996 -	1,109	
IIGG [MM ARS]	-	1,201 -	1,213 -	1,215 -	1,216 -	1,198	
Flujo neto [MM ARS]	**- 10,541**	**1,098**	**1,171**	**1,160**	**1,432**	**12,878**	
TIR	**13.05%**						
VNA	**- 0**						
Estado de Resultados							
Variacion		*184%*	*1%*	*1%*	*2%*	*2%*	
Ingresos [MM ARS]	1,800	5,115	5,160	5,235	5,336	5,456	18,407
OPEX [MM ARS]		1,556	1,600	1,653	1,693	1,713	5,736
Depr Fiscal [MM ARS]		72	120	168	212	254	542
Resultado antes de Imp [MM ARS]		**3,488**	**3,440**	**3,414**	**3,432**	**3,489**	**12,129**
IIGG [MM ARS]		1,221	1,204	1,195	1,201	1,221	4,245
Resultado dsp de Imp [MM ARS]		**2,267**	**2,236**	**2,219**	**2,231**	**2,268**	**7,884**

Se incluye a modo de verificación un Flujo de Fondos Regulatorio en el cual se puede apreciar que el VNA es cero y la tasa interna de retorno (TIR) resultante es 13.05%, encontrándose esta última dentro del rango de las tasas de costo de capital propuestas para cada uno de los años del presente quinquenio.

En el presente Escenario el requerimiento de ingresos para el año 2017 asciende a la suma de MM ARS 5,115.

Considerando que el VAD anualizado de la Distribuidora, aplicando los cuadros tarifarios vigentes a partir de Octubre 2016, asciende a MM ARS 1,800 millones, el incremento porcentual del Margen de Distribución para el año 2017, es de 184%.

2.1.1.3. Escenario III

Para los supuestos de:

- Base tarifaria como un activo financiero actualizada utilizando índices en función de una ponderación algebraica.
- Tasa de costo de capital extraído del informe presentado por el IAE.
- Capital de trabajo inicial representativo del quinquenio de [MM ARS] 718.

JULIANA REGGI
APODERADA

- OPEX promedio anual de [MM ARS] 1,643
- Se consideran bonificaciones para las redes de distribución transferidas por terceros, ejecutadas en el presente quinquenio.
- Rentabilidad calculada como el producto de la base de activos neta de depreciación y la tasa de costo de capital después de impuestos.
- Tasa de impuesto a las ganancias (IIGG) del 35%.

En el **Escenario 3** se consideró la base tarifaria como un activo financiero que se complementó con un cargo fijo cuyos fondos serán destinados a financiar aquellas inversiones que no pudieron ejecutarse en con el Valor Agregado de Distribución del presente Escenario.

A partir del Valor Agregado de Distribución, se puede ejecutar MM ARS 2,184, de un plan de inversiones para el presente quinquenio de MM ARS 5,749.

Por lo cual el Cargo destinado a obras debería generar los fondos suficientes para ejecutar inversiones por MMARS 3,565 en el período.

El cargo fijo destinado a obras se calcula como el cociente entre el Valor Presente del monto faltante para realizar las inversiones (MM ARS 2,491), y el Valor Presente de la cantidad total de cargos fijos (se calcula a partir del VP de la cantidad total de clientes y de la cantidad de cargos anuales).

Realizando este cálculo, se obtiene el siguiente valor:

Cargo Promedio Mensual por Cliente: ARS 41.33

Inversión Anual Promedio a ser financiada por el Cargo Adicional: MM ARS 713

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	VNA
Evolución BT Polinómica [MM ARS]	7,751	7,908	7,946	7,981	7,776	7,652	
Cap. De Trabajo [MM ARS]	718						
Inversiones Totales [MM ARS]		1,261	1,176	1,206	996	1,109	4,080
Inv financiadas con cargo [MM ARS]	713	685	698	711	726	745	2,491
Inv con tarifa [MM ARS]		577	478	495	270	364	1,589
WACC		13.52%	13.26%	13.00%	12.74%	12.47%	
Requerimiento de Ingresos							
OPEX [MM ARS]		1,556	1,600	1,653	1,693	1,713	5,735
Cargo Adicional [MM ARS]		685	698	711	726	745	2,491
Depreciaciones Reg [MM ARS]		419	440.49	459.95	475.25	487.94	1,589
Rentabilidad [MM ARS]		1,145	1,144	1,126	1,108	1,060	3,939
IIGG [MM ARS]		1,180	1,186	1,184	1,182	1,166	4,146
Total [MM ARS]		4,985	5,068	5,135	5,184	5,172	17,899
Requerimiento de Ingresos (Anualidad)		**5,097**	**5,097**	**5,097**	**5,097**	**5,097**	**17,899**

Bajo este escenario que complementa los ingresos correspondientes al Valor Agregado de Distribución con un cargo fijo promedio de ARS 41.33 por mes y por cliente, permite ejecutar el 100% del Plan de

JULIANA REGGI
APODERADA

Inversiones de la Distribuidora (MM ARS 5,749) y dar cumplimiento con lo establecido en los artículos 38 y 39 de la Ley 24.076.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	VNA
Requerimiento de Fondos							
OPEX		1,556	1,600	1,653	1,693	1,713	5,735
Inversiones		1,261	1,176	1,206	996	1,109	4,080
IIGG		1,180	1,186	1,184	1,182	1,166	4,146
Rentabilidad		1,145	1,144	1,126	1,108	1,060	3,939
Total Ingresos	-	**5,143**	**5,106**	**5,170**	**4,979**	**5,048**	**17,899**
Cantidad de Clientes	1,349,311	1,380,670	1,406,809	1,434,196	1,464,017	1,502,302	5,023,164
Cargo Adicional para Obra (por mes)		**$ 41.3**	**$ 41.3**	**$ 41.3**	**$ 41.3**	**$ 41.3**	**$ 145.1**
Flujo de Fondos							
BT	- 8,469					8,370	
Ingresos		4,968	5,018	5,095	5,194	5,313	
OPEX		- 1,556	- 1,600	- 1,653	- 1,693	- 1,713	
Inversiones		- 1,261	- 1,176	- 1,206	- 996	- 1,109	
IIGG		- 1,180	- 1,186	- 1,184	- 1,182	- 1,166	
Flujo neto	**- 8,469**	**970**	**1,056**	**1,051**	**1,323**	**9,695**	

TIR	**13.06%**
VNA	**0**

Estado de Resultados							
Variacion Ingresos		*176%*	*1%*	*2%*	*2%*	*2%*	
Ingresos [MM ARS]	1,800	4,968	5,018	5,095	5,194	5,313	17,899
OPEX [MM ARS]		1,556	1,600	1,653	1,693	1,713	5,735
Depr Fiscal [MM ARS]		58	79	99	114	127	320
Resultado antes de Imp [MM ARS]		**3,354**	**3,339**	**3,343**	**3,387**	**3,474**	**11,845**
IIGG [MM ARS]		1,174	1,169	1,170	1,186	1,216	4,146
Resultado dsp de Imp [MM ARS]		**2,180**	**2,170**	**2,173**	**2,202**	**2,258**	**7,699**

Se incluye a modo de verificación un Flujo de Fondos Regulatorio en el cual se puede apreciar que el VNA es cero y la tasa interna de retorno (TIR) resultante es 13.06%, encontrándose esta última dentro del rango de las tasas de costo de capital propuestas para cada uno de los años del presente quinquenio.

En el presente Escenario el requerimiento de ingresos para el año 2017 asciende a la suma de MM ARS 4,968 que incluye los fondos recaudados a partir del cargo fijo destinado a obras.

Considerando que el VAD anualizado de la Distribuidora, aplicando los cuadros tarifarios vigentes a partir de Octubre 2016, asciende a MM ARS 1,800 millones, el incremento porcentual de los ingresos de la Distribuidora para el año 2017, incluyendo aquellos provenientes del cargo fijo, es de 176%.

JULIANA REGGI
APODERADA

3. Conclusión

A partir de los resultados obtenidos en los distintos escenarios, la Distribuidora propone utilizar como metodología para la determinación de su requerimiento de ingresos y propuesta tarifaria para el próximo quinquenio, (i) determinar su Base de Activos a partir del Capital Financiero considerando las correspondientes depreciaciones y actualizada utilizando índices en función de una ponderación algebraica, (ii) aplicar la Tasa de costo de capital extraído del informe presentado por el IAE y (iii) establecer un cargo fijo mensual por cliente destinado para obras. La Distribuidora ha optado por esta metodología (Escenario III), ya que permite ejecutar el 100% de las inversiones y dar cumplimiento a lo establecido en los artículos 38 y 39 de la Ley 24.076.

Ing. Fernando Damonte
Consultor Experto
Quantum S.A.

JULIANA REGGI
APODERADA

Anexo 8.b

JULIANA REGGI
APODERADA

INFORME

ANEXO
TASAS Y CARGOS

CAMUZZI GAS PAMPEANA

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana S.A.

TASAS y CARGOS - detalle de los costos

		LA PAMPA												BUENOS AIRES		
		Mar del Plata			Olavarría			La Plata			Bahía Blanca			Santa Rosa			Buenos Aires		
		Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo
Item 1	**Examen para instalador**																		
	Gestión Administrativa (1 hora CAT "D")	1	289	$ 289.00	1	289	$ 289.00	1	289	$ 289.00	1	289	$ 289.00	1	289	$ 289.00			
	Total			**$ 289.00**			**$ 289.00**			**$ 289.00**			**$ 289.00**			**$ 289.00**			**$ 289.00**
Item 2	**Matricula Instalador 1ra Categoria**																		
	Gestión Administrativa 2 hs CAT "E"	2	314	$ 628.00	2	314	$ 628.00	2	314	$ 628.00	2	314	$ 628.00	2	314	$ 628.00			
	Total			**$ 628.00**			**$ 628.00**			**$ 628.00**			**$ 628.00**			**$ 628.00**			**$ 628.00**
Item 3	**Matricula Instalador 2da Categoria**																		
	Gestión Administrativa 2 hs CAT "D"	2	289	$ 578.00	2	289	$ 578.00	2	289	$ 578.00	2	289	$ 578.00	2	289	$ 578.00			
	Total			**$ 578.00**			**$ 578.00**			**$ 578.00**			**$ 578.00**			**$ 578.00**			**$ 578.00**
Item 4	**Matricula Instalador 3ra Categoria**																		
	Gestión Administrativa 2hs CAT "D"	2	289	$ 578.00	2	289	$ 578.00	2	289	$ 578.00	2	289	$ 578.00	2	289	$ 578.00			
	Total			**$ 578.00**			**$ 578.00**			**$ 578.00**			**$ 578.00**			**$ 578.00**			**$ 578.00**
Item 5	**Reposicion de Carnet Instalador**																		
	Gestión Administrativa 0,5 hs hombre CAT "D"	0.5	289	$ 144.50	0.5	289	$ 144.50	0.5	289	$ 144.50	0.5	289	$ 144.50	0.5	289	$ 144.50			
	Total			**$ 144.50**			**$ 144.50**			**$ 144.50**			**$ 144.50**			**$ 144.50**			**$ 144.50**
Item 6	**Industriales**																		
	Gestión Administrativa 0,3 hs hombre CAT "D"	0.3	289	$ 86.70	0.3	289	$ 86.70	0.3	289	$ 86.70	0.3	289	$ 86.70	0.3	289	$ 86.70			
	Costo Reglamento	1	357	$ 357.00	1	357	$ 357.00	1	357	$ 357.00	1	357	$ 357.00	1	357	$ 357.00			
	Total			**$ 443.70**			**$ 443.70**			**$ 443.70**			**$ 443.70**			**$ 443.70**			**$ 443.70**
Item 7	**Matricula de Empresas de Obras por Terceros**																		
	Gestión 8 hs homnbre CAT "F"	8	335	$ 2,680.00	8	335	$ 2,680.00	8	335	$ 2,680.00	8	335	$ 2,680.00	8	335	$ 2,680.00			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs)	8	52.5	$ 420.00	8	52.5	$ 420.00	8	52.5	$ 420.00	8	52.5	$ 420.00	8	52.5	$ 420.00			
	Total			**$ 3,100.00**			**$ 3,100.00**			**$ 3,100.00**			**$ 3,100.00**			**$ 3,100.00**			**$ 3,100.00**
Item 8	**Renovacion de Matricula de Empresas Constructoras de Obras por Terceros, fuera de termino.**																		
	Gestión 8 hs homnbre CAT "F"	8	335	$ 2,680.00	8	335	$ 2,680.00	8	335	$ 2,680.00	8	335	$ 2,680.00	8	335	$ 2,680.00			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs)	8	52.5	$ 420.00	8	52.5	$ 420.00	8	52.5	$ 420.00	8	52.5	$ 420.00	8	52.5	$ 420.00			
	Total			**$ 3,100.00**			**$ 3,100.00**			**$ 3,100.00**			**$ 3,100.00**			**$ 3,100.00**			**$ 3,100.00**
Item 9	**Emision de Libre Deuda**																		
	Gestión Administrativa 0,2 hs hombre CAT "C"	12	263	$ 52.60	12	263	$ 52.60	12	263	$ 52.60	12	263	$ 52.60	12	263	$ 52.60			
	Total			**$ 52.60**			**$ 52.60**			**$ 52.60**			**$ 52.60**			**$ 52.60**			**$ 52.60**
Item 10	**Copia de Plano**																		
	Gestión Administrativa 0,25 hs hombre CAT "C"	0.25	263	$ 65.75	0.25	263	$ 65.75	0.25	263	$ 65.75	0.25	263	$ 65.75	0.25	263	$ 65.75			
	Copia Plano ($ 242,98/un)	1	242.98	$ 242.98	1	242.98	$ 242.98	1	242.98	$ 242.98	1	242.98	$ 242.98	1	242.98	$ 242.98			
	Total			**$ 308.73**			**$ 308.73**			**$ 308.73**			**$ 308.73**			**$ 308.73**			**$ 308.73**

DÓLAR	**15.50**

		Mar del Plata			Olavarría			La Plata			Bahía Blanca			Santa Rosa					
		Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo			
Item 11	**Reparacion de Veredas**																		
	Gestión Administrativa e Inspección (1 hs hombre CAT "C")	1	263	$ 263.00	1	263	$ 263.00	1	263	$ 263.00	1	263	$ 263.00	1	263	$ 263.00			
	Mano de Obra Contrapiso y Vereda (xx$*1.6m2)	1.6	578.54	$ 925.66	1.6	535.56	$ 856.90	1.6	887.70	$ 1,420.32	1.6	535.82	$ 857.31	1.6	535.506	$ 856.81			
	Material de Contrapiso y Vereda (xx$*1.6 m2)	1.6	385.69	$ 617.11	1.6	357.04	$ 571.26	1.6	591.80	$ 946.88	1.6	357.21	$ 571.54	1.6	357.124	$ 571.40			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs)	1	52.5	$ 52.50	1	52.5	$ 52.50	1	52.5	$ 52.50	1	52.50	$ 52.50	1	52.5	$ 52.50			
	Total			**$ 1,858.27**			**$ 1,743.66**			**$ 2,682.70**			**$ 1,744.35**			**$ 1,743.71**			**$ 2,007.24**
Itma 12	**Notificacion Fehaciente de aviso de deuda CD**																		
	Aviso de deuda previo	1	5.5	$ 5.50	1	3.62	$ 3.62	1	5.5	$ 5.50	1	5.50	$ 5.50	1	5.5	$ 5.50			
	Carta Documento	1	77.04	$ 77.04	1	77.04	$ 77.04	1	77.04	$ 77.04	1	77.04	$ 77.04	1	77.04	$ 77.04			
	Gestion administrativa CD (Costo hh* x 5 min. CAT "C")	5	263	$ 21.92	5	263	$ 21.92	5	263	$ 21.92	5	263	$ 21.92	5	263	$ 21.92			
	Total			**$ 104.46**			**$ 102.58**			**$ 104.46**			**$ 104.46**			**$ 104.46**			**$ 103.99**
Item 13	**Gestion y envio de aviso de deuda (comun bajo firma)**																		
	Distribucion Aviso de deuda (promedio valor contrato)	1	15.5	$ 15.50	1	10.42	$ 10.42	1	16.8	$ 16.80	1	15.50	$ 15.50	1	17.81	$ 17.81			
	Gestion de impresión y control entrega (Costo hh* x 5 min. CAT "C")	5	263	$ 21.92	5	263	$ 21.92	5	263	$ 21.92	5	263	$ 21.92	5	263	$ 21.92			
	Total			**$ 37.42**			**$ 32.34**			**$ 38.72**			**$ 37.42**			**$ 39.73**			**$ 36.47**
Item 14	**Zanjeo y Tapada**																		

JULIANA REGGI
APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana S.A.

TASAS y CARGOS - detalle de los costos

		Mar del Plata			Olavarria			La Plata			Bahía Blanca			LA PAMPA Santa Rosa			BUENOS AIRES Buenos Aires		
		Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo
	Costo de Zanjeo y tapada (xx$*(1*1*0,6)+(1.5 m*0,4*0,6)	0.96	574.76	$ 551.77	0.96	921.69	$ 884.82	0.96	1163.12	$ 1,116.60	0.96	837.25	$ 803.76	0.96	650	$ 624.00			
	Gestión Administrativa e Inspección (0,2 hs hombre CAT "C")	0.2	263	$ 52.60	0.2	263	$ 52.60	0.2	263	$ 52.60	0.2	263	$ 52.60	0.2	263	$ 52.60			
	Total			**$ 604.37**			**$ 937.42**			**$ 1,169.20**			**$ 856.36**			**$ 676.60**			**$ 891.84**
Item 15	**Cargo por reconexion domiciliaria, reapertura de llave por causas imputables al cliente<10m3**																		
	Operación (30 min 1 persona * hh CAT "C")	30	263	131.5	30	263	131.5	30	263	131.5	30	263	131.5	30	263	131.5			
	Supervicsion y verficacion interna (15 min 1 persona* $ hh CAT "C")	15	263	65.75	15	263	65.75	15	263	65.75	15	263	65.75	15	263	65.75			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs)	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5			
	Total			**$ 249.75**			**$ 249.75**			**$ 249.75**			**$ 249.75**			**$ 249.75**			**$ 249.75**
Item16	**Cargo por reconexion domiciliaria, reapertura de llave por causas imputables al cliente>10m3**																		
	Operación (30 min 1 persona * hh CAT "C")	30	263	65.75	30	263	65.75	30	263	65.75	30	263	65.75	30	263	65.75			
	Supervicion y verficacion interna (1 hora 1 persona* $ hh CAT "E")	1	314	314	1	314	314	1	314	314	1	314	314	1	314	314			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs)	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5			
	Total			**$ 432.25**			**$ 432.25**			**$ 432.25**			**$ 432.25**			**$ 432.25**			**$ 432.25**
Item 17	**Servicio Completo, sin Zanjeo y tapada < 1"**																		
	Gripper de 25*19 (USD 2.38)	1	36.89	36.89	1	36.89	36.89	1	36.89	36.89	1	36.89	36.89	1	36.89	36.89			
	Caño de 25mm * 2 metros (USD 0.59 m)	2	9.15	18.29	2	9.15	18.29	2	9.15	18.29	2	9.15	18.29	2	9.15	18.29			
	Vaina (USD 1.24)	1	19.22	19.22	1	19.22	19.22	1	19.22	19.22	1	19.22	19.22	1	19.22	19.22			
	Malla de advertencia 2metros ($ 242.06 por 100m)	2	2.42	4.84	2	2.42	4.84	2	2.42	4.84	2	2.42	4.84	2	2.42	4.84			
	Te derivacion de 19 mm USD 22.83)	1	353.87	353.865	1	353.87	353.865	1	353.87	353.865	1	353.87	353.865	1	353.87	353.865			
	Llave esferica de 3/4"(USD 6.64)	1	102.92	102.92	1	102.92	102.92	1	102.92	102.92	1	102.92	102.92	1	102.92	102.92			
	Soldar Te derivacion (30 min * $ hh CAT "E")	30	314	157.000	30	314	157.000	30	314	157.000	30	314	157.000	30	314	157.000			
	Armado del Servicio (20 min*$ hh CAT "C")	20	263	87.667	20	263	87.667	20	263	87.667	20	263	87.667	20	263	87.667			
	Ensayos (20 min*$hh CAT "C")	20	263	87.667	20	263	87.667	20	263	87.667	20	263	87.667	20	263	87.667			
	Perforacion Caño mayor y habilitacion Servicio (5 min.*$hh)CAT"C"	5	263	21.917	5	263	21.917	5	263	21.917	5	263	21.917	5	263	21.917			
	Canaleta	1	295.1	$ 295.10	1	314.92	$ 314.92	1	0	$ 0.00	1	173.23	$ 173.23	1	95.32	$ 95.32			
	Amurado	1	295.1	$ 295.10	1	301.29	$ 301.29	1	790.76	$ 790.76	1	314.33	$ 314.33	1	95.32	$ 95.32			
	Supervision Tecnica (0,25 hora 1 persona *$hh CAT "F")	0.25	335	83.75	0.25	335	83.75	0.25	335	83.75	0.25	335	83.75	0.25	335	83.75			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs)	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5			
	Gestión Adminis./Superv.(0,25 hs hombre CAT "D")	0.25	289	72.25	0.25	289	72.25	0.25	289	72.25	0.25	289	72.25	0.25	289	72.25			
	Total			**$ 1,688.98**			**$ 1,714.99**			**$ 1,889.54**			**$ 1,586.34**			**$ 1,289.42**			**$ 1,719.96**
Item 18	**Servicio Completo, sin Zanjeo y tapada > 1", no unifamiliar**																		
	Valvula de Servicio alto volumen 90*63 (USD 29.05)	1	450.28	450.28	1	450.28	450.28	1	450.28	450.28	1	450.28	450.28	1	450.28	450.28			
	Caño de 63 mm *3 metros (USD 3.08 m)	3	47.74	143.22	3	47.74	143.22	3	47.74	143.22	3	47.74	143.22	3	47.74	143.22			
	Malla de advertencia 3 metros ($ 242.06 por 100 m)	3	2.42	7.26	3	2.42	7.26	3	2.42	7.26	3	2.42	7.26	3	2.42	7.26			
	Accesorio de Transicion 51*63 mm para gabinete(USD 33,42)	1	518.01	518.01	1	518.01	518.01	1	518.01	518.01	1	518.01	518.01	1	518.01	518.01			
	Accesorio de Transicion 51*63 mm (USD 19.3)	1	299.15	299.15	1	299.15	299.15	1	299.15	299.15	1	299.15	299.15	1	299.15	299.15			
	Llave esferica de 51 mm (usd 52.7)	1	816.85	816.85	1	816.85	816.85	1	816.85	816.85	1	816.85	816.85	1	816.85	816.85			
	Codo de electrofusion de 63 mm (USD 8)	1	124.00	124.00	1	124.00	124.00	1	124.00	124.00	1	124.00	124.00	1	124.00	124.00			
	Cupla de electrofusion de 63 mm (USD 3.75)	2	58.13	116.25	2	58.13	116.25	2	58.13	116.25	2	58.13	116.25	2	58.13	116.25			
	Soldar del servicio (45min *2 personas * $ hh CAT "E")	90	314	471.00	90	314	471.00	90	314	471.00	90	314	471.00	90	314	471.00			
	Armado del Servicio (45 min*2 personas*$ hh CAT "E")	90	314	471.00	90	314	471.00	90	314	471.00	90	314	471.00	90	314	471.00			
	ensayos (20 min*$hh CAT "E")	20	314	104.67	20	314	104.67	20	314	104.67	20	314	104.67	20	314	104.67			
	Perforacion Caño mayor y habilitacion Servicio (30 min.*2 personas*$hh) CAT "E"	60	314	314.00	60	314	314.00	60	314	314.00	60	314	314.00	60	314	314.00			
	Canaleta	1	295.1	$ 295.10	1	314.92	$ 314.92	1	0	$ 0.00	1	173.23	$ 173.23	1	95.32	$ 95.32			
	Amurado	1	295.1	$ 295.10	1	301.29	$ 301.29	1	790.76	$ 790.76	1	314.33	$ 314.33	1	95.32	$ 95.32			
	Supervision Tecnica (1 1/2 hora 1 persona *$hh) Cat. F	90	335	502.50	90	335	502.50	90	335	502.50	90	335	502.50	90	335	502.50			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs) 1,5 h.)	1.5	52.5	78.75	1.5	52.5	78.75	1.5	52.5	78.75	1.5	52.5	78.75	1.5	52.5	78.75			
	Gestión Administrativa e Inspección (0,5 hs hombre CAT "D")	0.5	289	144.5	0.5	289	144.5	0.5	289	144.5	0.5	289	144.5	0.5	289	144.5			
	Total			**$ 5,151.63**			**$ 5,177.64**			**$ 5,352.19**			**$ 5,048.99**			**$ 4,752.07**			**$ 5,182.61**
Item 19	**Soldadura y/o perforacion de servicio, sin zanjeo y tapada**																		
	Cupla de electrofusion (USD 1.74)	1	26.97	26.97	1	26.97	26.97	1	26.97	26.97	1	26.97	26.97	1	26.97	26.97			
	Soldar Te derivacion (30 min *2 persnas* $ hh "E")	60	314	314.00	60	314	314.00	60	314	314.00	60	314	314.00	60	314	314.00			
	Empalme de Servicio a Te derivacion (15 min * 1 persona * $ hh CAT "E")	15	314	78.50	15	314	78.50	15	314	78.50	15	314	78.50	15	314	78.50			
	Ensayos (20 min*$hh CAT "E")	20	314	104.67	20	314	104.67	20	314	104.67	20	314	104.67	20	314	104.67			
	Perforacion Caño mayor y habilitacion Servicio (30 min* 2 personas.*$hh CAT "E")	60	314	314.00	60	314	314.00	60	314	314.00	60	314	314.00	60	314	314.00			

JULIANA REGI APODERADA

Camuzzi Gas Pampeana S.A.

TASAS y CARGOS - detalle de los costos

		Mar del Plata			Olavarria			La Plata			Bahia Blanca			LA PAMPA Santa Rosa			BUENOS AIRES Buenos Aires		
		Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo	Cantidad	Costo Unit.	Costo
	Supervision Tecnica (40 min 1 persona *$hh CAT "F")	40	335	223.33	40	335	223.33	40	335	223.33	40	335	223.33	40	335	223.33			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs)/1,5 h.)	1.5	52.50	78.75	1.5	52.50	78.75	1.5	52.50	78.75	1.5	52.50	78.75	1.5	52.50	78.75			
	Gestión Administrativa e Inspección (0,5 hs hombre CAT "D")	0.5	289	144.50	0.5	289	144.50	0.5	289	144.50	0.5	289	144.50	0.5	289	144.50			
	Total			$ 1,284.72			$ 1,284.72			$ 1,284.72			$ 1,284.72			$ 1,284.72			$ 1,284.72
Item 20	**Colocacion de Medidor < 10m3**																		
	Coloc. de medidor (30 minutos * 1 personas * $ hh)Cat C	30	263	131.50	30	263	131.50	30	263	131.50	30	263	131.50	30	263	131.50			
	Ensayos (20 min*$hh)Cat C	20	263	87.67	20	263	87.67	20	263	87.67	20	263	87.67	20	263	87.67			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs)	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5			
	Gestión Adminis./Inspección (1/2 hs hombre CAT "C")	30	263	131.5	30	263	131.5	30	263	131.5	30	263	131.5	30	263	131.5			
	Total			$ 403.17			$ 403.17			$ 403.17			$ 403.17			$ 403.17			$ 403.17
Item 21	**Colocacion de Medidor >10m3**																		
	Colocacion de medidor (40 minutos * 2 personas * $ hh) CAT"E"	80	314	418.67	80	314	418.67	80	314	418.67	80	314	418.67	80	314	418.67			
	ensayos (20 min*$hh) Cat "E"	20	314	104.67	20	314	104.67	20	314	104.67	20	314	104.67	20	314	104.67			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs)	1	52.5	52.50	1	52.5	52.50	1	52.5	52.50	1	52.5	52.50	1	52.5	52.50			
	Gestión Adminis./Inspección (1/2 hs hombre CAT "C")	30	263	131.50	30	263	131.50	30	263	131.50	30	263	131.50	30	263	131.50			
	Total			$ 707.33			$ 707.33			$ 707.33			$ 707.33			$ 707.33			$ 707.33
Item 22	**Reposicion de Medidor extraviado**																		
	Valor del medidor domiciliario (USD 45.30)	1	702.15	702.15	1	702.15	702.15	1	702.15	702.15	1	702.15	702.15	1	702.15	702.15			
	Gestión Adminis./Inspección (1/2 hs hombre CAT "C")	0.5	263	131.50	0.5	263	131.50	0.5	263	131.50	0.5	263	131.50	0.5	263	131.50			
	Total			$ 833.65			$ 833.65			$ 833.65			$ 833.65			$ 833.65			$ 833.65
Item 23	**Habilitacion de Equipos especiales por cada artefacto industrial de caracteristicas especiales**																		
	Supervision (6 horas * 1 Persona*$hh) Cat "F"	360	335	2010	360	335	2010	360	335	2010	360	335	2010	360	335	2010			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs)	4	52.5	210	4	52.5	210	4	52.5	210	4	52.5	210	4	52.5	210			
	Total			$ 2,220.00			$ 2,220.00			$ 2,220.00			$ 2,220.00			$ 2,220.00			$ 2,220.00
Item 24	**Cargo por Reconexion AP- reapertura de Llave por causa de imputable al usuario**																		
	Operación (60 min*2 persona*$hh CAT "E")	120	314	628	120	314	628	120	314	628	120	314	628	120	314	628			
	Supervision y verficacion interna (6 h * 1 persona *$hh CAT "E")	360	314	1884	360	314	1884	360	314	1884	360	314	1884	360	314	1884			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs)	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5	1	52.5	52.5			
	Total			$ 2,564.50			$ 2,564.50			$ 2,564.50			$ 2,564.50			$ 2,564.50			$ 2,564.50
Item 25	**Conexión y habilitacion de servicio con zanjeo y tapada AP**																		
	Junta Monolitica (2" - Serie 150) (USD 248,40)	1	3850.20	3,850.20	1	3850.20	3,850.20	1	3850.20	3,850.20	1	3850.20	3,850.20	1	3850.20	3,850.20			
	Caño de 2" revestido (2 metros) (usd 11,67 por m)	2	180.89	361.77	2	180.89	361.77	2	180.89	361.77	2	180.89	361.77	2	180.89	361.77			
	Valvula de Sacrificio 2" paso total (usd 281,7)	1	4366.35	4,366.35	1	4366.35	4,366.35	1	4366.35	4,366.35	1	4366.35	4,366.35	1	4366.35	4,366.35			
	Valvula de servicio 2" paso reducido (usd 210.7)	1	3265.85	3,265.85	1	3265.85	3,265.85	1	3265.85	3,265.85	1	3265.85	3,265.85	1	3265.85	3,265.85			
	Valvula de venteo 1" (usd 158)	1	2449.00	2,449.00	1	2449.00	2,449.00	1	2449.00	2,449.00	1	2449.00	2,449.00	1	2449.00	2,449.00			
	Bridas 2" (S-150 - cantidad 4) (usd $ 9,22)	4	142.91	571.64	4	142.91	571.64	4	142.91	571.64	4	142.91	571.64	4	142.91	571.64			
	Bridas 1" (Serie 150 cantidad 2) (usd 5.53)	2	85.72	171.43	2	85.72	171.43	2	85.72	171.43	2	85.72	171.43	2	85.72	171.43			
	Camara de Valvula y tapa (1 metro * 1 metro)	1	48709	48,709	1	48709	48,709	1	48709	48,709	1	48709	48,709	1	48709	48,709			
	Reparacion de Pavimento (4 m2)	4	698.3	2,793.20	4	820.9	3,283.60	4	2344.46	9,377.84	4	1796	7,184.00	4	2658.51	10,634.04			
	Zanjeo y Tapada (4 m3)	4	574.76	2,299.04	4	921.69	3,686.76	4	1163.12	4,652.48	4	837.25	3,349.00	4	650	2,600.00			
	Inertizacion, ensayos	1	19414	19,414.00	1	19414	19,414.00	1	19414	19,414.00	1	19414	19,414.00	1	19414	19,414.00			
	Soldador (8 hora * 2 persona*$hh CAT "E")	16	314	5,024.00	16	314	5,024.00	16	314	5,024.00	16	314	5,024.00	16	314	5,024.00			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs)	6	52.5	315.00	6	52.5	315.00	6	52.5	315.00	6	52.5	315.00	6	52.5	315.00			
	Supervision 2 hora*1 persona*$/hh CAT "F")	2	335	670.00	2	335	670.00	2	335	670.00	2	335	670.00	2	335	670.00			
	Total			$ 94,260.56			$ 96,138.68			$ 103,198.64			$ 99,701.32			$ 102,402.36			$ 98,324.80
Item 26	**Derecho de aprobacion de proyectos para nuevos clientes y por unica vez (alta presion)**																		
	Revsion de Proyecto (8 horas * 2 persona* $hh CAT "E")	16	314	5024	16	314	5024	16	314	5024	16	314	5024	16	314	5024			
	Supervision (8 h*1 persona*$hh CAT "F")	8	335	2680	8	335	2680	8	335	2680	8	335	2680	8	335	2680			
	Movilidad y Transporte ($52,50/hs)	2	52.5	105	2	52.5	105	2	52.5	105	2	52.5	105	2	52.5	105			
	Verificación Gcia. Técnica (4 hs "FC")	4	583	2332	4	583	2332	4	583	2332	4	583	2332	4	583	2332			
	Total			$ 10,141.00			$ 10,141.00			$ 10,141.00			$ 10,141.00			$ 10,141.00			$ 10,141.00

JULIANA REGGI
APODERADA