

G.G. N° 40/16  
San Miguel de Tucumán, 29 de noviembre de 2016

Señor Interventor  
Ente Nacional Regulador del Gas  
Sr. David José Tezanos González  
Presente

REF: Revisión Tarifaria Integral de  
Distribución de Gas Natural. Audiencia Pública  
de fecha 05/12/2016.

De mi mayor consideración:

Ariel Edmundo Sanchez, en mi carácter de apoderado de Gasnor SA, conforme fuera oportunamente acreditado ante esa Autoridad Regulatoria, me dirijo a Ud. con relación al tema de referencia.

Al respecto, cumplimos en presentar la Propuesta Tarifaria de esta Distribuidora, la que solicito se incorpore al expediente de la referida Audiencia. La misma se encuentra supeditada a las reservas insertas en el documento adjunto, y podrá ser modificada o complementada según resulte pertinente.

Sin otro particular, saludo a Ud. muy atentamente.



950 bs (124/8)

GASNOR S.A.  
ARIEL EDMUNDO SÁNCHEZ  
GERENTE DE RECURSOS  
HUMANOS Y LEGALES



16 NOV 30 10:49

Av. Avellaneda 295. Tel./Fax: (0381) 450 1000  
C.P. (T4000HXC) S. M. de Tucumán

Sarmiento 185. Tel./Fax: (0385) 450 4402  
C.P. (G4200DDC) Santiago del Estero

España 763. Tel./Fax: (0387) 431 4595  
C.P. (A4400ANQ) Salta

Necochea 122. Tel./Fax: (0388) 423 7893  
C.P. (Y4600DZH) San Salvador de Jujuy

## REVISION TARIFARIA INTEGRAL (RTI) – 2016

✓ Propuesta Tarifaria

25 de Noviembre 2016

Contenido

1.- Premisas de la Propuesta Tarifaria de Gasnor S.A. .... 2

2. Antecedentes del Marco Legal ..... 4

**El dictado de la ley de emergencia. Sus consecuencias en la industria del gas.** ..... 4

**El Proceso de Renegociación del Contrato de Licencia de Gasnor.** ..... 5

**Incumplimientos del Otorgante.**..... 8

**Marco Legal Específico aplicable a la RTI.**..... 10

3- Realidad de la Distribuidora ..... 12

**Estructura y RRHH.**..... 12

**Evolución de las Inversiones y la disponibilidad de Crédito** ..... 13

**Condiciones de operación del sistema.**..... 15

4.- Propuesta Tarifaria de la Distribuidora ..... 25

**Componentes de la propuesta tarifaria** ..... 28

5.- Proyección de la Demanda ..... 31

6.- Costo de Capital: determinación del costo de oportunidad. .... 46

7.- Base de Activos o de Capital..... 51

8.- Proyección de costos de operación y mantenimiento ..... 61

9.- Plan de inversiones..... 70

10.- Determinación Tasas y Cargos Por Servicios ..... 84

11.- Requerimientos de Ingresos..... 85

12.- Mecanismos de actualización de Tarifas..... 96

13.- Condicionantes de la propuesta..... 100

ANEXO TASAS Y CARGOS ..... ..

ANEXO INVERSIONES II ..... ..

ANEXO SIMULACIONES..... ..

ANEXO PROYECTOS ..... ..

## **1.- Premisas de la Propuesta Tarifaria de Gasnor S.A.**

Gasnor es una de las nueve empresas de distribución de gas natural en la República Argentina, que surgió de la privatización de la Empresa de Gas del Estado y presta servicio desde el 28 de Diciembre de 1992 en el Noroeste Argentino. Nuestra área licenciada abarca las provincias de Tucumán, Salta, Jujuy y Santiago del Estero.

Durante los 24 años de prestación del servicio, Gasnor buscó materializar su misión de generar valor, no sólo desde la prestación del servicio de manera eficiente, confiable y segura, sino también desde la contribución al desarrollo de la región, a la mejora en la economía y calidad de vida de sus habitantes, a través de brindar mayor accesibilidad a un servicio económico, sustentable y seguro.

Es relevante señalar que los últimos 14 años de servicio, fueron gestionados por esta Distribuidora bajo las condiciones de Ley de Emergencia Económica, que en enero de 2002 determinó, que las tarifas fueran pesificadas y congeladas a su valor previo a la devaluación, hasta que las empresas renegociaran sus contratos de licencias. En consecuencia Gasnor tuvo operar sin actualización de las tarifas de distribución que mantuvieron igual valor desde el año 2000 hasta diciembre el 2012 y a partir de dicha fecha, se aplicaron sólo ajustes parciales que tampoco permitieron recuperar el poder adquisitivo de los ingresos necesarios para reponer y mantener el nivel de inversiones requerido y para ejecutar desde la empresa un nivel de servicio adecuado.

En el mencionado período las tarifas fueron utilizadas políticamente, retrasándose con respecto a cualquier bien o servicio de la economía, inclusive con respecto a los salarios; dando señales de precios erróneas hacia los consumidores de gas natural por redes y generando costos notablemente elevados para la sociedad en su conjunto, los que afectan en última instancia, al usuario actual e intertemporal. Por otra parte, paulatinamente se redujeron los resultados positivos de esta Distribuidora, que a partir del año 2009 pasaron a ser directamente negativos hasta el 2014. En este marco Gasnor se vio compelida a recurrir a aportes de los accionistas y al endeudamiento financiero. Al respecto cabe considerar que las principales entidades bancarias que “apalancaban” financieramente a la Distribuidora, fueron progresivamente ampliando sus restricciones hasta alcanzar un nivel de oferta de líneas de crédito prácticamente nulo. Ello impactó directamente en la cadena de pago con los productores de gas, con fuertes efectos en las relaciones comerciales.

En este contexto la Distribuidora sostuvo una visión de negocio de largo plazo, administrando la difícil coyuntura que debía transitar. Consideramos que es necesario y urgente volver a la normalidad para que sea la Distribuidora quien genere las inversiones en forma eficiente y oportuna, de infraestructura y de crecimiento del sistema. Urge asimismo lograr la recuperación de la Distribuidora y su fortalecimiento para sostener en el tiempo, un servicio de calidad y de seguridad. Para ello es necesario que de la Revisión Tarifaria Integral (en adelante RTI) se determine un nivel de ingresos para Gasnor, que le permita cubrir los costos de operación, un nivel de inversiones suficiente para atender la demanda actual y proyectada y una rentabilidad adecuada, tal como lo prevé el Marco Regulatorio.

Con la propuesta tarifaria adjunta, Gasnor pretende generar un proceso de recuperación del nivel de inversiones de infraestructura esencial y para acercar el servicio de gas natural a aquellos usuarios que consumen energías alternativas más caras y con impacto negativo para el medio ambiente. Para ello es necesario también recuperar la capacidad crediticia que permita el adecuado desenvolvimiento de la actividad.

Sin lugar a dudas, Gasnor sigue apostando a la región, con el convencimiento de que nuestra labor diaria, redundará en beneficio de los diferentes actores vinculados a ella, a través de mayor empleo, crecimiento en la calidad y mejora del servicio, generando mayor ahorro por sustitución de energías más caras y facilitando que los hogares mejoren su calidad de vida.

La propuesta tarifaria permitirá financiar la ejecución de obras de inversión por 1.300MM\$ a valores de agosto de 2016. El aumento en la factura final de un usuario Residencial promedio, que genera este nivel de inversión para el próximo quinquenio es de 79% respecto de la factura actual. Este nivel de inversiones surge de un escenario conservador de las principales variables que hacen a los parámetros del cálculo tarifario. Las obras que se incluyen persiguen consolidar inversiones de diferentes tipos, de acuerdo a las pautas delineadas por el Regulador, tal que el 1° escalón lo conforman las obras indispensables para el sistema (confiabilidad y seguridad); 2° escalón son las necesarias para eliminar restricciones que limiten nuevas conexiones; 3° escalón son aquellas que permiten el abastecimiento a nuevas localidades o sectores que no cuentan con gas actualmente.

Con esta propuesta se logrará mantener el nivel de servicio requerido a los más de 518.000 usuarios actuales e incorporar 80.000 usuarios más durante el próximo

quinquenio, dejando posibilidades para la conexión de un potencial mayor, que con el tiempo y la infraestructura necesaria a completar, podrán ir conectándose.

No obstante, existen otras inversiones que se han relevado de un plan de obras más ambicioso por un monto de 2.347 MM\$ a precios de agosto de 2016, que podrá prosperar en función de los parámetros del cálculo tarifario, los cuales a la fecha de presentación de esta propuesta tarifaria, aún se encuentran en análisis por parte de esa Autoridad Regulatoria. Este nivel de inversión para el próximo quinquenio implicaría un aumento en la factura final de un usuario Residencial promedio del 129% respecto de la factura actual.

## **2. Antecedentes del Marco Legal**

### **El dictado de la ley de emergencia. Sus consecuencias en la industria del gas.**

En virtud de la crisis que afectó al país en el año 2001, el Congreso de la Nación Argentina dictó la Ley 25.561 de fecha 6 de enero de 2002 (en adelante, la “LEE”), por medio de la cual se declaró la emergencia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria. Hasta el año 1999 el régimen tarifario fue cumpliéndose conforme lo previsto en la Ley 24.076 y normas complementarias; asimismo se estaban llevando a cabo los actos preparatorios de la Revisión Quinquenal de Tarifas II; respecto del cuál ENARGAS comunicó a Gasnor el día 08/02/02, que se suspendían los plazos de este proceso, hasta tanto se produzca el Proceso de Renegociación previsto en el artículo 9º de la LEE.

Entre otras medidas, la LEE derogó la Ley de Convertibilidad, terminando con la paridad entre el peso argentino y el dólar de los Estados Unidos y dispuso dejar sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. A partir de la sanción de la LEE, los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedaban establecidos en pesos a la relación de cambio \$ 1 = U\$S 1 (conf. art. 8 de la LEE).

Esta disposición impactó profundamente en el negocio regulado de las distribuidoras y transportistas, dado que conforme lo disponía la Ley 24.076 y su Decreto 1738/92, las tarifas de gas se calculaban en dólares estadounidenses, y se ajustaban de

acuerdo con una metodología elaborada en base a indicadores de mercado internacional, que reflejaban los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores.

Asimismo, la LEE y sus normas complementarias (conf. Leyes 25.790, 25.820, 25.972, 26.077, 26.204 y 26.339, entre otras) autorizaron al PEN a efectuar una renegociación integral de los contratos de servicios públicos, entre los cuales se encontraba comprendida la Licencia de Gasnor.

En el marco de este proceso y luego de varios años de iniciado, el 6 de mayo de 2008, la Unidad de Renegociación y Análisis de los Contratos de Servicios Públicos (UNIREN) y Gasnor, suscribieron el “Acta Acuerdo para la Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural”, la cual entró en vigencia mediante Decreto Nro. 246/09, el 26 de marzo de 2009. Posteriormente, con fecha 6 de octubre de 2008 las partes celebraron el llamado Acuerdo Transitorio; que entró en vigencia mediante Decreto PEN Nro. 1919/09 del 3 de diciembre de 2009.

Por distintas razones que se explicarán a continuación, recién en el presente año, es decir 14 años después del inicio de la Renegociación, se está llevando a cabo la Revisión Integral de Tarifas dispuesta en los mencionados documentos.

Este retraso en la recomposición de los ingresos y el incremento de costos en todo este período, ha venido afectando seriamente la estructura del negocio, provocando una situación económica financiera delicada, que comprometió la cadena de pagos relativa a los gastos de operación, mantenimiento y administración, y el cumplimiento de las obligaciones contraídas con los productores, entre otros proveedores. Sumado a ello las restricciones que el mercado financiero ha impuesto a la financiación de empresas de servicios públicos.

En el apartado siguiente explicaremos en detalle el Proceso de Renegociación.

### **El Proceso de Renegociación del Contrato de Licencia de Gasnor.**

El Marco Regulatorio –Ley 24.076 y su decreto reglamentario- y la Licencia de Distribución de Gasnor, consagran el derecho de la Distribuidora al mantenimiento del equilibrio de la ecuación económico-financiera, a que los ingresos sean suficientes para cubrir sus costos operativos, la amortización, y una razonable tasa de rentabilidad.

El esquema original de determinación de la tarifa fijado en el Marco Regulatorio fue modificado por la Ley de Emergencia, que autorizó al PEN a efectuar una Renegociación Integral de los contratos de servicios públicos, bajo normas de derecho público, debiendo tomarse en consideración los siguientes criterios:

1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos;

2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente;

3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios;

4) la seguridad de los sistemas comprendidos;

5) la rentabilidad de las empresas.

Concomitantemente, la ley 25.790 dispuso que las decisiones que adopte el PEN en el desarrollo del Proceso de Renegociación no estarán limitadas o condicionadas por las estipulaciones contenidas en los Marcos Regulatorios, que rigen los contratos de concesión de los respectivos servicios públicos.

Ahora bien respecto de lo acordado con UNIREN en el Acta Acuerdo y el Acuerdo Transitorio se establecían, entre otros aspectos, los siguientes:

- un aumento inicial de apenas 27% en el margen de distribución, luego de 9 años de congelamiento tarifario;
- la ejecución de un plan de inversiones obligatorias;
- un mecanismo de monitoreo de costos (MMC), que consistía en un ajuste semestral no automático para reconocer las variaciones de costos de la economía, tal que permitiera mantener el poder de compra del aumento tarifario previsto mientras dure el período de transición -hasta febrero de 2009.
- la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) que debía entrar en vigencia en febrero de 2009, es decir hace ya 7 años y que aliente la realización de las inversiones necesarias para que se cumplan con los criterios previstos en la readecuación de los contratos.

Estas obligaciones fueron incumplidas por el Estado Nacional; ya que no emitió el Cuadro Tarifario del Régimen de Transición, no reconoció semestralmente el MMC, ni

realizó en tiempo oportuno la RTI; lo que provocó a Gasnor un fuerte deterioro, tanto en su situación económico-financiera como en su base de activos (dado que se dejaron de hacer inversiones por un nivel adecuado al no contar con los fondos necesarios para su financiamiento). En este contexto la Distribuidora continuó facturando el mismo margen de distribución del año 1999, cuando obtuvo la última actualización tarifaria, a pesar de haber cumplido íntegramente con las obligaciones asumidas en los acuerdos firmados (el plan de inversiones obligatorias, entre otras).

Recién en el mes de diciembre 2012, trece años después de la última actualización, se estableció la aplicación en las facturas de un cargo denominado "FO.CE.GAS", que impactaba mayormente en los usuarios residenciales y tenía por objetivo cubrir la ejecución de obras, así como también las erogaciones de mantenimiento y todo otro gasto conexo necesario para la prestación del servicio público de distribución de gas, no siendo un ingreso suficiente a efectos de hacer sustentable la prestación del servicio en los términos de la Ley 24076.

Luego, en el año 2014, mediante la Resolución ENARGAS N° I-2845/14, se ajustaron las tarifas de distribución sólo para los usuarios residenciales (más un incremento marginal sobre los usuarios SGP). Recién este año se implementaron aumentos para el margen de distribución de todas las categorías de usuarios, con efectos a partir del 1° de abril del 2016 para los no Residenciales y 7 de Octubre del mismo año para los Residenciales, mediante la Resolución ENARGAS I-3727/2016<sup>1</sup> e I-4051/2016 respectivamente, que básicamente tienen como destino exclusivo, afrontar gastos e inversiones, sin considerar rentabilidad alguna.

Destacamos que los aumentos otorgados en el margen de distribución, son muy inferiores a los que le corresponden a Gasnor por la aplicación del aumento inicial de transición, más el mecanismo de monitoreo de costos previsto en los acuerdos firmados en el año 2008; por esta razón es que todas las Resoluciones que otorgan aumentos en el margen de distribución siempre expresan que los mismos "son a cuenta" de las tarifas que se determinen en la RTI.

---

<sup>1</sup> Suspendida parcialmente por la CSJN en autos "Centro de Estudios para la promoción de la igualdad y solidaridad c/Estado Nacional y otros".

### **Incumplimientos del Otorgante**

En primer lugar debemos destacar que los incumplimientos al marco regulatorio, por parte del Otorgante; comenzaron antes de la Ley de Emergencia, cuando dejaron de aplicarse en el año 2000, las actualizaciones por PPI<sup>2</sup> previstas en la licencia.

A posteriori el Estado Nacional incumplió las obligaciones asumidas en el Acta Acuerdo y Acuerdo Transitorio, las que principalmente son dos (i) implementar el Régimen Tarifario de Transición y el Mecanismo de Monitorio de Costos (MMC) y (ii) realizar en tiempo y forma la Revisión Tarifaria Integral.

### **Obligación de implementar el Régimen Tarifario de Transición y el Mecanismo de Monitorio de Costos.**

Conforme lo pactado en la Cláusula 4ta del Acta Acuerdo y en la Cláusula 2da del Acuerdo Transitorio, se estableció un Régimen Tarifario de Transición que determina las Tarifas aplicables desde el 1 de agosto de 2007 y hasta la entrada en vigencia efectiva del Cuadro Tarifario resultante de la Revisión Tarifaria Integral.

La entrada en vigencia del incremento previsto en el Régimen Tarifario de Transición, debía ser inmediata con la entrada en vigencia de los acuerdos. Sólo restaba una cuestión instrumental, esto es, la publicación del nuevo cuadro tarifario; pero sin razón alguna no fue emitido.

Como surge de los antecedentes del proceso de Renegociación, el aumento transitorio era una medida de mitigación que permitiría a la Distribuidora poder llegar a la Revisión Tarifaria Integral manteniendo la normal operatoria del servicio. Hoy, luego de más de 14 años de congelamiento de tarifas y sin el aumento transitorio acordado en el Acta Acuerdo y en el Acuerdo Transitorio, se pone a Gasnor en una situación compleja para mantener el servicio en condiciones normales de operación.

Ahora bien, conforme la Cláusula 4ta del Acta Acuerdo y 2da del Acuerdo Transitorio, cada 6 meses, contados a partir del 01 de agosto de 2007 -la fecha de entrada en vigencia del ajuste tarifario previsto en el apartado 4.1 del Acta Acuerdo-, se debía aplicar el MMC, de acuerdo con el procedimiento establecido en el apartado 4.3 y en el Anexo I del Acta Acuerdo, elaborado sobre la base de una estructura de costos de explotación, inversiones e índices oficiales de precios representativos de tales costos.

---

<sup>2</sup> Índice de Precios del Productor - Bienes Industriales de los Estados Unidos de Norteamérica.

Según lo pactado, el ENARGAS debía resolver la revisión semestral o la solicitud de revisión extraordinaria efectuada por Gasnor (si dentro del semestre la variación de los índices de precios arroja un valor superior al 10%), dentro del plazo improrrogable de 60 días corridos contados a partir de la fecha de recepción de la información de Gasnor, ya sea por inicio de un nuevo semestre o por pedido de revisión extraordinaria, según corresponda<sup>3</sup>. Estableciéndose que en la oportunidad en la que el ENARGAS se expida expresamente sobre la procedencia del traslado a la Tarifa de Distribución y a las tasas y cargos, dispondrá, según corresponda, el ajuste con carácter retroactivo: a) a partir de la fecha de inicio de un nuevo semestre; o b) a partir de la fecha de la solicitud extraordinaria<sup>4</sup>.

Reiteramos que el MMC y el proceso de redeterminación de los ingresos por variación de precios de la economía previstos en el Acuerdo de Transición y en el Acta Acuerdo, nunca fueron implementados y que el Estado Nacional no adoptó ninguna medida frente a la omisión del ENARGAS, tendiente a resolver cada una de los pedidos de revisión semestral presentados por la Licenciataria.

#### **Obligación de realizar en tiempo y forma la Revisión Tarifaria Integral**

Respecto de la Revisión Tarifaria; en el Acta Acuerdo de Renegociación, a diferencia de la Revisión marginal establecida en la Primera Revisión Tarifaria, se previó una Revisión Tarifaria Integral; la cual se desarrollaría en el período comprendido entre el 16 de mayo de 2007 y el 30 de junio de 2008, comenzando a regir el nuevo régimen tarifario el 1 de agosto de 2008. Posteriormente, en el Acuerdo Transitorio se pactó que el proceso de RTI se iniciaría al momento de la ratificación del Acuerdo Transitorio o el 15 de octubre de 2008, lo que suceda primero, y se extendería hasta el 28 de febrero de 2009.

Entre el año 2007 y el año 2010, hubo un intercambio de Notas entre la Distribuidora y el Regulador con el fin de iniciar la Revisión Tarifaria Integral, impulso que quedó paralizado sin manifestación alguna por parte de ENARGAS. En definitiva la RTI no se realizó en tiempo oportuno; lo que provocó a Gasnor un fuerte deterioro, tanto en su situación económico-financiera como en su base de activos.

---

<sup>3</sup> Conf. Cláusula 4.5 del Acta Acuerdo.

<sup>4</sup> Conf. Cláusula 4.6 del Acta Acuerdo.

Es menester aclarar que el monto de los daños por incumplimiento de la realización de la RTI, no ha sido incluido en los cálculos del requerimiento de ingresos efectuado por esta Distribuidora, dado que los mismos serán reclamados en la oportunidad e instancia pertinente.

- **Cuenta Corriente Período de Transición**

La solicitud efectuada por Gsnor a ENARGAS, ha sido fundada en las pautas establecidas en el “Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural”, en los términos y con los alcances allí previstos; y en las Resoluciones que con posterioridad emitieron la Secretaría de Energía y ENARGAS.

Conforme ello se petitionó determine el Saldo de la “Cuenta Corriente Período de Transición”, considerando fundamentalmente los siguientes ítems:

(i) **Créditos que surgen del Acta Acuerdo y del Acuerdo Transitorio:** comprende el crédito por el Régimen Tarifario de Transición, conforme lo dispuesto por la Cláusula 21.3 del Acta Acuerdo; el crédito por el Mecanismo de Monitoreo de Costos previsto en la Cláusula 3.4 del Acuerdo Transitorio y el reconocimiento del Costo de Consultoría Base de Capital conforme lo dispuesto en la Cláusula 12.1.6 del Acta Acuerdo.

(ii) **Los montos a cuenta de los ajustes previstos en el marco de la readecuación tarifaria acordadas en el Acta Acuerdo y en el Acuerdo Transitorio, percibidos por la Distribuidora,** conforme lo dispuesto por las Resoluciones ENARGAS N° I- 2407/12, N° I- 2767/13, N°I-3249/15; I-2845/14, I-3727/16 y Resolución SE N° 263/2015, respectivamente.

Cabe destacar que, determinado el Saldo de la Cuenta Corriente, el mismo arroja un crédito a favor de esta Distribuidora, el cual no ha sido incluido en los cálculos del requerimiento de ingresos que formulamos, dado que a la fecha se encuentra pendiente de resolución por el Regulador. En caso que el mismo no sea resuelto previo a la implementación de la nueva tarifa, se deberá adicionar al requerimiento de ingresos presentado por Gasnor un monto suficiente para reflejar dichos conceptos.

#### **Marco Legal Específico aplicable a la RTI**

En este punto *prima facie*, cabe considerar que el art. 42 de la Ley 24076, dispone que cada cinco años el Ente regulador debe revisar el sistema de ajuste de tarifas, fijando

nuevas tarifas máximas de acuerdo a lo previsto en el art. 39 de la Ley 24076. El punto 9.5 de la Licencia, a su vez, determina el modo en que la revisión quinquenal debe llevarse a cabo. De esta manera, las tarifas de transporte y distribución debían estar sujetas a ajustes que entrarían en vigencia durante cada período quinquenal sucesivo, posterior al período inicial de cinco años que finalizó el 31 de diciembre de 1997.

Así, la primera revisión quinquenal entró en vigencia el 1 de enero de 1998, momento en que comenzó el segundo período quinquenal en la prestación del servicio por parte de las Licenciatarias privadas (1998-2002). El ajuste quinquenal se introdujo en esa ocasión, de manera marginal, es decir, que haciendo variar las tarifas de gas mediante los factores de eficiencia y de inversión (factores X y K, respectivamente). En acotada síntesis puede decirse que el factor K aumenta las tarifas teniendo en cuenta las inversiones no rentables a realizar por parte de las Licenciatarias, que requieren un incremento de tarifas para hacerlas posible, en tanto que el factor X implica una disminución de las tarifas al hacer partícipes a los usuarios de parte de los beneficios (ahorro de costos) obtenidos por mejoras en la prestación del servicio (mayor grado de eficiencia). Es decir, que esa revisión tarifaria se efectuó sin analizar la rentabilidad de las empresas y por lo tanto sin necesidad de evaluación de la Base Tarifaria (que denota el nivel de inversiones realizadas por las empresas y que cobra vital importancia en la presente revisión tarifaria, como se verá más adelante). Ello fundamentalmente fue así, debido al marco socio-económico en que se desarrolló esa primera revisión tarifaria. Fueron los primeros 5 años desde la privatización, en un marco de convertibilidad de la moneda local respecto a la moneda estadounidense, donde no había tensión inflacionaria en el país, dado que la misma estaba controlada y los precios relativos de la economía, mantenían su relación.

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 tarifaria -cuyo proceso estaba por dar inicio y 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 determinan el requerimiento de ingreso de las licenciatarias. Ese proceso quedó suspendido como consecuencia de la LEE en enero de 2002.

Lo expuesto demuestra lo fundamental que resultan la periodicidad de las revisiones tarifarias para la Industria de Gas Natural de nuestro país, ya que se debe tener

presente que el sistema regulatorio argentino, es un sistema de tipo *price cap* que tiene como idea básica, fijar las tarifas máximas que la Distribuidora puede cobrar, por un período, originalmente de cinco (5) años, a partir de la revisión de los costos operacionales, la depreciación de los activos y un retorno “razonable” sobre el capital invertido. El nivel de depreciación del activo (amortización) denota el nivel de inversiones a reponer para mantener los activos necesarios para la prestación del servicio de manera adecuada.

De no cumplirse con estas revisiones tarifarias, tal como ocurrió en nuestro país, se “desvirtúa” el sistema tarifario, y ello provoca el desequilibrio económico de las Licenciatarias, siendo obligadas a soportar enormes pérdidas, y realizar un alto esfuerzo para poder mantener mínimamente la confiabilidad y seguridad del sistema de distribución de gas natural.

### **3- Realidad de la Distribuidora**

#### **Estructura y RRHH**

Durante los años que la Distribuidora trabajó con una tarifa congelada, se vio obligada a realizar ajustes en su estructura. Gasnor hace diez años atrás, contaba con una estructura de cerca de 400 personas, esta estructura, le permitía pensar y desarrollar nuevas inversiones, como el proyecto de expansión de redes para 15 mil nuevos usuarios en la provincia de Tucumán y 12 mil en Salta, dando de esta manera fuente de trabajo directo a alrededor de 90 personas adicionales a las que trabajan actualmente en Gasnor. También brindaba de manera indirecta fuente de trabajo a 350 instaladores y un nivel de subcontrataciones de aproximadamente 1.000 personas más. Con esta estructura fue posible para la sociedad pensar en una mejora de su calidad de vida al poder contar con el servicio de gas en sus casas. Se posibilitó llegar a ciudades en crecimiento y a ciudades alejadas de los grandes conglomerados urbanos. Dicha estructura también se vio impactada por la situación tarifaria de congelamiento, que obligó a tomar medidas tendientes a lograr la continuidad y garantizar la seguridad en el sistema, dando prioridad a las áreas y tareas que aseguraban cumplir con este objetivo sin alejarnos de nuestra visión.

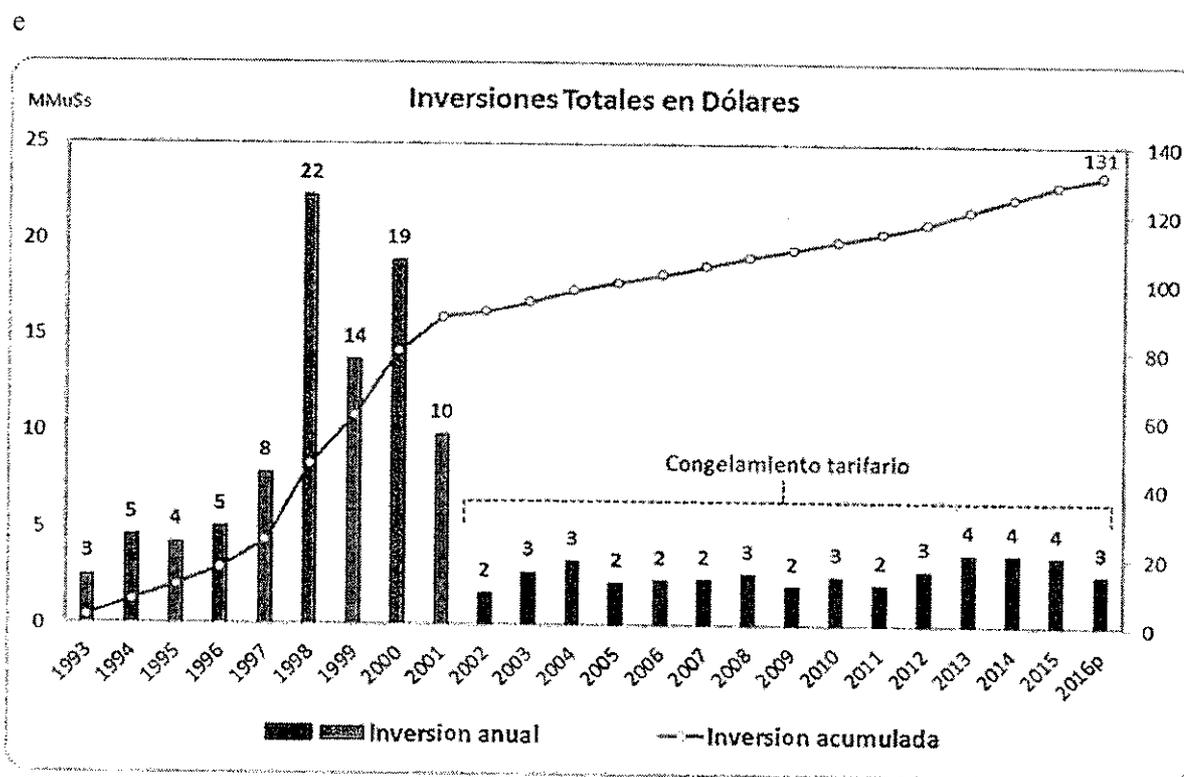
Las medidas relacionadas a la estructura de la organización, fueron por un lado una reducción de la jornada de trabajo de 9 a 8 horas, con su consecuente pago de remuneraciones. Otra medida que tuvo que tomar la distribuidora, fue la reducción en su

planta, llegando a una dotación de 319, con contrataciones temporales, dando prioridad a la época invernal donde la afluencia del público y los reclamos aumentan. En este último año, dado los vaivenes en la tarifa se hizo imperioso contar con el apoyo de más personas para poder satisfacer las consultas y dudas del público.

### **Evolución de las Inversiones y la disponibilidad de Crédito**

A partir del congelamiento tarifario, ante la falta de recursos genuinos con motivo del sostenimiento de la tarifa de Distribución del año 1999 en términos nominales frente a requerimientos de gastos e inversiones a valores reales crecientes, Gasnor se vio en la necesidad de adecuar sus planes de inversión a sus reales posibilidades, dando estricta prioridad a los aspectos vinculados a la confiabilidad y seguridad operativa, quedando en consecuencia relegadas a un segundo plano las posibilidades de crecimiento integral.

A efectos de ilustrar esta situación se expone en el siguiente gráfico la evolución a través de los años del nivel de inversiones en moneda dólar que concretó Gasnor.

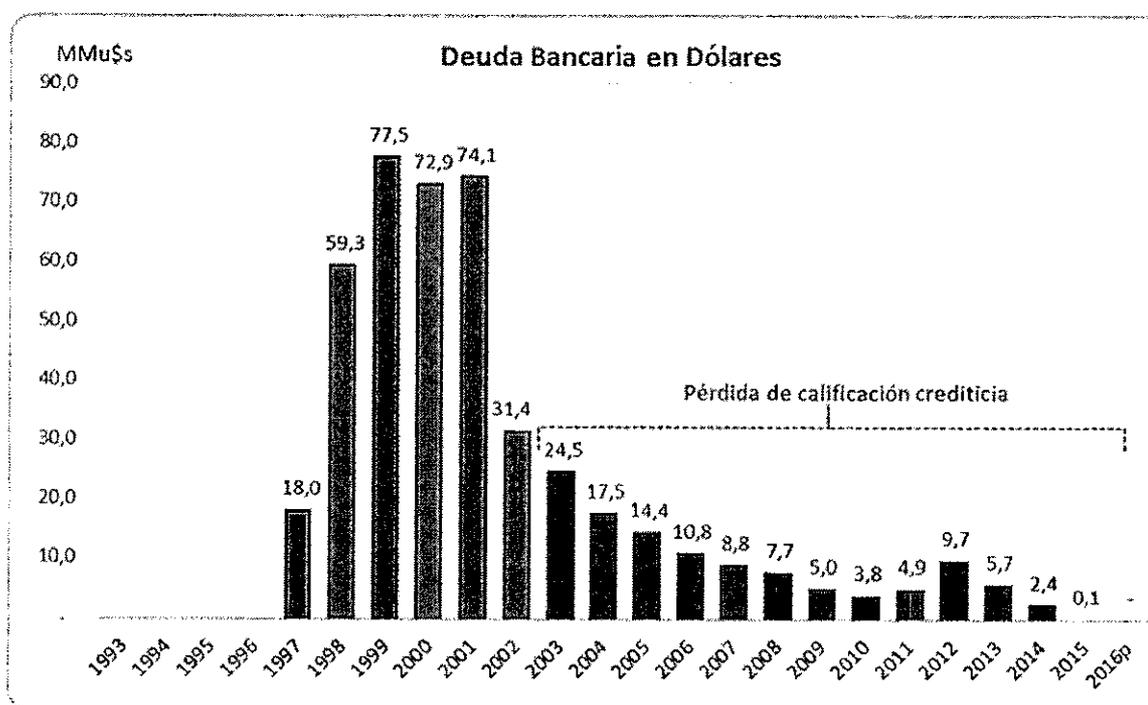


Del gráfico se aprecia como los primeros 10 años de gestión de Gasnor, se estimuló la inversión. Puntualmente la Revisión Quinquenal de Tarifas vigente desde enero de 1998, posibilitó la ejecución de numerosas obras que impactaron en el crecimiento exponencial de Gasnor. Luego de la sanción de la LEE, que dispusiera el

congelamiento tarifario anteriormente mencionado, trajo apareado a partir del año 2003, ejercicio tras ejercicio, la paulatina reducción de los resultados positivos en la Distribuidora, debiendo Gasnor priorizar el sostenimiento de los costos recurrentes respecto de las inversiones. Los resultados de la empresa, pasaron a ser directamente negativos desde el año 2009 hasta el 2014, acumulando en tal período una pérdida *antes de impuestos* superior a los \$ 50 millones. En tal contexto, las principales entidades bancarias que eran los agentes que apalancaban financieramente a Gasnor, fueron progresivamente ampliando sus restricciones hasta alcanzar un nivel de oferta de líneas de crédito prácticamente nulo.

Luego de tres años de pérdidas consecutivas (años 2009, 2010, y 2011), en el año 2012 los accionistas con la firme decisión de mantener la empresa en condiciones de ofrecer un servicio sustentable, realizaron Aportes Irrevocables a la Distribuidora por la suma de 12,26 MMS\$. Si bien el ejercicio 2012 cerró con resultado negativo, tal aporte permitió mantener el nivel del Patrimonio Neto de la compañía.

El gráfico siguiente ilustra la evolución de la deuda bancaria desde 1993 expresada en moneda dólar:



A su vez, la falta de financiamiento trajo como consecuencia dos circunstancias:

a) El crecimiento del endeudamiento con los proveedores de gas natural. Sin tarifa suficiente y sin financiamiento bancario, el volumen de deuda con Productores fue creciendo en los últimos años, siendo parcialmente reducido a partir de la Asistencia Económica Transitoria otorgada durante el año 2015. A la fecha se mantiene un importante nivel de deuda con este grupo de proveedores.

b) Por otro lado y con la necesidad de atender las limitaciones que enfrentaba Gasnor para sostener el crecimiento del sistema, de modo tal que pudiera brindarse respuesta positiva a la demanda creciente de solicitudes de potenciales usuarios interesados en gozar del servicio de gas natural, se avanzó en vinculaciones con los Gobiernos Provinciales y Municipales a quienes se expuso esta circunstancia, lográndose con su intervención diversos aportes del Estado, que permitieron la concreción de obras de refuerzo indispensables.

#### **Condiciones de operación del sistema**

Gasnor opera en la actualidad, 9.270 km de redes de media presión, 1.766 km de gasoductos y ramales de alta Presión y 210 estaciones reguladoras de presión en su área licenciada. En los últimos años parte de estas redes fueron financiadas por terceros, sean usuarios o los gobiernos provinciales, dado que económicamente no resultaban factibles de ejecutar con recursos propios.

En el marco de sus tareas operativas, Gasnor mantiene el cumplimiento de los estándares de calidad del servicio (Resolución Enargas 1192/99) y de seguridad de acuerdo a las normas vigentes que procuran la seguridad, confiabilidad e integridad del sistema.

El atraso tarifario, impactó en ciertas áreas de operación y mantenimiento, llevándolas a una cota de mínimo cumplimiento. Algunas de estas limitaciones se reflejan en las expansiones el sistema de distribución, en determinadas obras de mantenimiento del sistema o incorporación de nuevas tecnologías, a modo de ejemplo.

No obstante, en lo que respecta a las expansiones al sistema de Distribución, esta distribuidora realizó las adecuaciones a sus sistemas a fin de abastecer el consumo vegetativo de la demanda. En particular, Gasnor tuvo que gestionar los fondos necesarios, para que se hicieran las obras requeridas por cada sistema de distribución que atiende, de

modo de levantar las restricciones de factibilidades que en el año 2009, se comenzaban a propagar en los sistemas de distribución de cada una de las provincias donde presta servicio. Ello porque las obras de refuerzo necesarias, por su magnitud y por la falta de recursos para realizarlas, obligaron a condicionar factibilidades de suministro supeditas a su realización, las que dado luego de arduas negociaciones con los estados Provinciales y Municipales, pudieron materializarse en algunos casos, con fondos al Estado Nacional y el Ente Regulador las auditó. Dichas obras son:

- a) Loop de 30 Km de diámetro 8" de refuerzo a la ciudad de Santiago del Estero realizado por la Provincia de Santiago del Estero.
- b) Refuerzo La Luncinda-Huaico, 12 km de ramal de Alta Presión, diámetro 6" y Paralelo Cobos-Lagunilla 22 Km de ramal de Alta presión, de diámetro 6", ambos realizados para reforzar el suministro a la ciudad de Salta y alrededores y fueron ejecutadas por la provincia de Salta.
- c) Refuerzo Miraflores- San Salvador de Jujuy, 11Km de ramal de Alta Presión, de diámetro 8", realizado por el gobierno Provincial de Jujuy.
- d) Nexo Yerba Buena III, 4,5 Km de diámetro 4" y una Estación Reguladora de Presión, obra realizada por el Municipio de Yerba Buena, provincia de Tucumán.

Las obras están valuadas teniendo en cuenta su estado de conservación a la fecha, por 28,4 MM u\$s según la consultora LEA y PKF responsables de la auditoria de bienes necesarios para la prestación del servicio, que ha solicitado realizar el Enargas en el ámbito de la RTI. Todas estas obras colaboraron al sostenimiento de la infraestructura de distribución de gas natural, permitiendo mantener un nivel mínimo de restricciones a otorgamiento de nuevas conexiones de servicios.

En lo que respecta a las obras de mantenimiento del sistema, a pesar del contexto tarifario, esta Distribuidora viene realizando las tareas de mantenimiento, prioritarias y a fin de asegurar la confiabilidad y seguridad del servicio prestado. El hecho de no contar con tarifas actualizadas, obligó a postergar la implementación de estándares de mantenimiento acordes con los tiempos y tecnología actuales. Algunas de las actividades, que actualmente resultarían, a nuestro juicio, mejorables en caso de contar con un escenario tarifario adecuado son, por ejemplo, la frecuencia con que se realiza el mantenimiento de la cartelería y señalización, que indican a los ciudadanos en general las zonas de precaución; los cruces especiales que permiten mantener la integridad y

seguridad del ducto en cruces viales – ferrocarriles – puentes – ríos y canales..etc.; las limpiezas de picadas que optimizan la visibilidad de la traza de los ductos y las tareas de mantenimiento; el mantenimiento civil de ERP y válvulas de bloqueo para dotar de mayor confiabilidad a los puntos de suministro de la red operada por la compañía minimizando el riesgo de accidentes y de cortes de suministro; entre otros.

Otra de las limitaciones que actualmente tiene esta Distribuidora es la posibilidad de incorporar nuevas tecnologías como la implementación de un Sistema de Información Geográfica o la ampliación de cobertura de la red del sistema Scada. El primero nos permitiría brindar a los usuarios o potenciales usuarios información de manera rápida y precisa, además de eficientizar las tareas de mantenimiento, factibilidades de suministro y solicitud de interferencia en el marco del Plan de Prevención de Daños a partir de la georreferenciación de tuberías de alta y media presión en escala real, con sus válvulas de bloqueo y estaciones reguladoras de presión con las características principales de dichos elementos. El segundo (sistema de Scada) permitiría supervisar y monitorear en tiempo real los consumos de más usuarios industriales y las presiones en puntos estratégicos del sistema de distribución, de modo de inducir una respuesta inmediata en casos de emergencias o accidentes en las instalaciones.

Otro aspecto en el cual el atraso tarifario resultó limitante, sin perjuicio del aseguramiento de confiabilidad y seguridad en las operaciones de esta Distribuidora, es en el reemplazo de Medidores Residenciales que en la actualidad han alcanzado su vida útil y la adquisición de equipamiento de manera anticipada, en cantidad y calidad, necesarios para atender un sistema en constante crecimiento, como por ejemplo, la adquisición de nuevos componentes de equipamiento para intervenciones en caliente TDW, incorporar prensa caños para tuberías de acero para sectorizar zonas de red sin necesidad de bloquear válvulas reduciendo la zona a afectar por la intervención, aumentar el actual parque de detectores de fugas de gas y explosímetros, entre otros.

Además de las mejoras que, por cuestiones tarifarias fueron postergadas en los últimos años, debe considerarse la adecuación de esta Distribuidora para cumplir con los nuevos estándares fijados por modificaciones de la Normativa a implementar en que se encuentra trabajando la Autoridad regulatoria.

Sin lugar a dudas, la organización que se proyecta, permitirá a Gasnor pensar en un nuevo crecimiento sustentable en beneficio de la región, cubriendo en forma óptima los

aspectos técnicos, comerciales y de apoyo que requiere la gestión de la Distribuidora, buscando asimismo recomponer la estructura de personal, desarrollándola en áreas clave, de manera tal de extender la presencia de Gasnor en la zona.

#### **Resumen de la gestión de Gasnor en 24 años de prestación de servicios.**

Sin perjuicio del indudable impacto negativo que para la prestación del servicio y la situación de la compañía, produjeron las medidas implementadas a partir de la declaración de emergencia, con enorme esfuerzo se lograron algunos avances en la gestión de la Distribuidora, los que indudablemente fueron más relevantes en años previos a tal declaración. E donde la dinámica y la velocidad de crecimiento se vio reflejado en un incremento del 52% en el número de hogares que accedieron al gas natural. El crédito fue el **motor del crecimiento** tanto en el segmento Residencial como en GNC.

Este importante crecimiento, fue posible gracias a la implementación de programas diseñados a la medida de las necesidades de los potenciales usuarios. Entre estos programas podemos enunciar los destinados a:

- ❖ Familias que se ubicaban en zonas donde las redes de distribución pasaban por el frente de sus casas pero habían podido afrontar la ejecución de su instalación interna;
- ❖ Familias que no disponían de redes ni internas, pero que estaban ubicadas en localidades que disponían de gas natural;
- ❖ Familias ubicadas en localidades donde aún no se habían extendido las redes de gas natural.

Para todos y cada uno de los segmentos se otorgaron líneas de crédito blandas, con recursos financieros provistos por Gasnor para facilitar a los usuarios acceder al servicio. Se procuró además que los usuarios accedieran a la adquisición de nuevos artefactos en casas del rubro, con el propósito de eliminar las barreras que pudieran existir para el consumo de gas natural.

Sólo en el año 2.000 se otorgaron a los vecinos de las distintas provincias del NOA, **25.000 créditos** para financiar tanto la extensión de la red como la construcción o adecuación de las instalaciones internas domiciliarias.

Asimismo la Distribuidora implementó una importante línea de financiamiento destinada a la promoción del GNC, a través de créditos tanto para estaciones de servicio como para conversión de automotores.

Como consecuencia de ese esfuerzo pudimos avanzar en la incorporación de usuarios. Así cabe referenciar que al momento de la toma de posesión, contábamos con 190.000 usuarios y hoy distribuimos Gas Natural a más de 518.000 usuarios residenciales, comerciales, industriales y generadores de electricidad.

A partir del dictado de la Ley de Emergencia Económica y producto del congelamiento tarifario, el crecimiento se desaceleró y fue sólo del 10% al cabo de 5 años. Si bien las tarifas se sostuvieron bajas, bajo la decisión política, lo que daba grandes ventajas para que la gente cambiara de combustible, las condiciones macroeconómicas y la capacidad económica de la población venían recomponiéndose luego de la grave crisis desencadenada a fines del año 2001, lo que indudablemente impactó en las posibilidades de acceder al servicio.

En este contexto Gasnor en forma paralela al proceso de renegociación dispuesto por Ley de Emergencia, destinó importantes esfuerzos a sostener el financiamiento para la expansión del servicio, ya no con recursos propios de los que carecía, pero si con aportes de los Gobiernos de la Provincias de Tucumán y Salta, que sostuvieron nuevos planes comerciales, que seguían teniendo como denominador común posibilitar el acceso de las familias a un crédito blando, a través del cual poder financiar la extensión del sistema de distribución y/o la instalación interna domiciliaria.

Los programas a los que hacemos referencia en el párrafo precedente son:

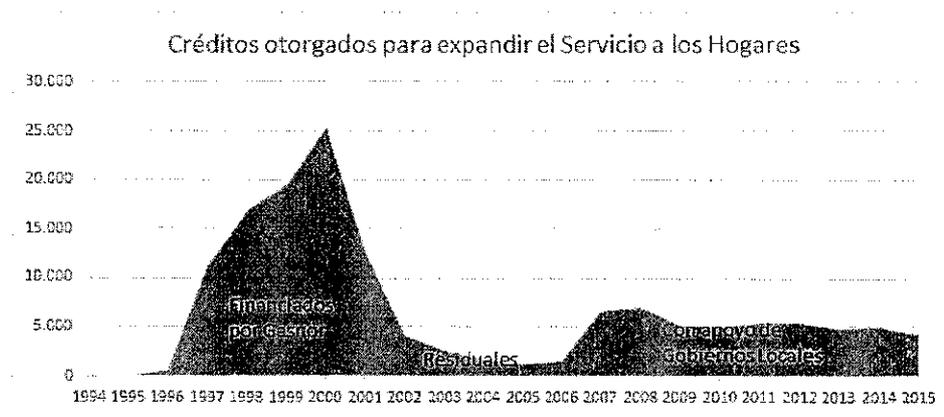
- Provincia de Tucumán: Programa Calor Natural, donde la entidad financiera participante fue el Banco Macro.
- Provincia de Salta: Programa Gas En Casa, donde los recursos financieros aportados fueron del gobierno de la provincia, se canalizaron inicialmente a través del Banco Macro y luego, de la Empresa REMSa, sociedad del Estado Provincial.

Con tarifas de distribución arbitrariamente bajas, con incrementos sólo por costo de gas en boca de pozo que perciben los productores y para solventar fideicomisos de infraestructura de transporte y de importación de gas que administraba la Nación, con la mejora del salario real y la disponibilidad de líneas de financiamiento gestionadas conjuntamente por Gasnor y los Gobiernos locales; las familias decidieron y pudieron

conectarse al sistema de provisión de gas natural. Este crecimiento la Distribuidora lo recibió, pero sin los ingresos adecuados, para la provisión del servicio de manera sustentable, tal como se ha descrito anteriormente.

En el presente año, esta tendencia cambió nuevamente, dado que la ayuda de los Gobiernos locales a través de líneas de financiación asequibles para los vecinos interesados no se pudo mantener y la incorporación de nuevos usuarios al sistema se vio resentida.

En los gráficos siguientes se ilustra la evolución en cantidad de usuarios y créditos otorgados en cada uno de los referidos períodos:



Notar que con la disposición de la LEE, que dispuso la pesificación y congelamiento de la tarifa, se discontinuó el ritmo de crecimiento debido a la falta de financiamiento tanto propio como en el mercado financiero, lo que recién se pudo comenzar a revertir en el año 2007.

Estos diferentes planes comerciales implementados e impulsados por Gasnor; permitieron modificar el mapa de las localidades con acceso al servicio de gas natural, tal como se reseña a continuación.

## Localidades con Gas Natural al Inicio de la Licencia y en la Actualidad

Provincia	Departamento	Localidades atendidas en 1993	Localidades que se agregan en el período 1994-2016
Jujuy	Cochinoca		Abra Pampa
	Dr M. Belgrano	San Salvador de Jujuy	Lozano Yala Villa Jardín de Reyes
	El Carmen	El Carmen Monterrico Perico	
	Humahuaca		Humahuaca
	Ledesma	Frailé Pintado Libertador Gral San Martín	
	Palpala	Palpalá	
	San Pedro	La Mendieta Miraflores San Pedro	
	Tilcara		Maimará Tilcara Purmamarca
	Yavi		La Quiaca
<b>Totales</b>		<b>10</b>	<b>9</b>

Total de Localidades al Inicio: 10



Total de Localidades actuales: 19

Provincia	Departamento	Localidades atendidas en 1993	Localidades que se agregan en el período 1994-2016
Salta	Anta		Apolinario Saravía El Quebrachal Joaquín V. González Las Lajitas
	Capital	Salta	San Lorenzo San Luis
	Cerrillos	Cerrillos	La Merced San Agustín
	Chicoana		Chicoana El Carril
	Gral. Güemes	General Güemes	El Bordo
	Gral. José de San Martín	Salvador Mazza	Vespucio
		Mosconi Embarcación Tartagal	Aguaray
	La Caldera		Vaqueros
	La Viña		Coronel Moldes
	Los Andes		San Antonio de los Cobres
	Metán	Metán	El Galpón
	Orán	Hipólito Irigoyen	Pichanal
Orán		Colonia Santa Rosa	
Rosario de la Frontera	Rosario de la Frontera	Rosario de la Frontera	
Rosario de Lerma	Campo Quijano	Rosario de Lerma	
<b>Totales</b>		<b>12</b>	<b>21</b>

Total de Localidades al Inicio: 12  Total de Localidades actuales: 33

Provincia	Departamento	Localidades atendidas en 1993	Localidades que se agregan en el período 1994-2016
Santiago del Estero	Banda	La Banda	Clodomira
	Capital	Santiago del Estero	
	Choya	Frias	
		Lavalle	
	Río Hondo	Termas de Río Hondo	
Robles		Beltrán Forres Fernández	
<b>Totales</b>		<b>5</b>	<b>4</b>

Total de Localidades al Inicio: 5  Total de Localidades actuales: 9

Provincia	Departamento	Localidades atendidas en 1993	Localidades que se agregan en el periodo 1994-2016
Tucumán	Capital	San Miguel de Tucumán	
	Chicligasta	Concepción	
	Cruz Alta	Alderetes	Colombres Delfin Gallo Ranchillos Lastenia Los Gutiérrez Los Ralos Ranchillos
		Banda del Río Salí	
	Famaillá	Famaillá	Campo de Herrera
	Juan Bautista Alberdi		Juan Bautista Alberdi
	La Cocha		La Cocha
	Leales	Bella Vista	
	Lules	El Manantial	San Pablo
		Lules	La Reducción
	Monteros	Monteros	Acheral Río Seco Villa Quinteros
	Río Chico	Aguilares	Río Chico Villa Hilleret Santa Ana
Simoca	Simoca	Simoca	
Tafi Viejo	Tafi Viejo	Los Pocitos	
	Las Talitas	Los Nogales	
Trancas		Trancas	
Yerba Buena	Yerba Buena	Cebil Redondo	
<b>Totales</b>		<b>14</b>	<b>24</b>

Total de Localidades al Inicio: 14  Total de Localidades actuales: 38

### Oficinas y Delegaciones

Al expandir el servicio, y dadas las características del área licenciada, su vasta extensión y diversidad geográfica, y la distribución de los centros de consumo, se abrieron nuevas oficinas y delegaciones en procura de mayor cercanía de la Distribuidora con sus usuarios y para posibilitar una atención que cubra sus necesidades y expectativas.

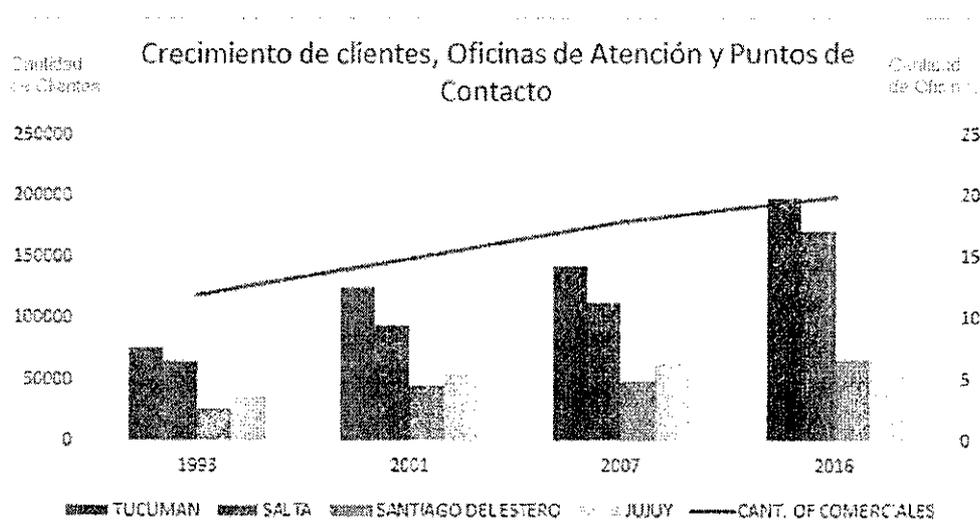
Estas nuevas sucursales iniciaron su actividad principalmente entre los años 1998 y 2001, previo a la crisis que declaró la emergencia y que limitó las posibilidades de crecimiento de la Distribuidora. Surgen así, la oficina de Alberdi y la Delegación de Trancas, la primera al sur y la otra al norte de la provincia de Tucumán; en Jujuy las Delegaciones de Humahuaca y Tilcara, en la quebrada de Humahuaca; en la provincia de Salta, las Delegaciones de Gral. Güemes, Aguaray, Rosario de la Frontera y San Antonio

de los Cobres. Todas ellas se ubican en las localidades del mismo nombre. Actualmente la Licenciataria cuenta con 13 Oficinas Comerciales y 7 Delegaciones.

- **Detalle de Oficinas y Usuarios atendidos**

Oficinas y Delegaciones	Cantidad de Clientes
AGUARAY	3.286
ALBERDI	3.353
CONCEPCION	18.358
FRIAS	4.345
GENERAL GUEMES	4.652
HUMAHUACA	1.180
LIB. GRAL. SAN MARTIN	8.391
METAN	7.426
ORAN	13.592
ROSARIO DE LA FRONTERA	4.117
SALTA	124.162
SAN ANTONIO DE LOS COBRES	878
SAN PEDRO DE JUJUY	8.340
SAN SALVADOR DE JUJUY	62.171
SANTIAGO DEL ESTERO	59.707
TARTAGAL	13.807
TERMAS DE RIO HONDO	2.862
TILCARA	574
TRANCAS	929
TUCUMAN	176.629
<b>Total general</b>	<b>518.759</b>

A estas oficinas y delegaciones se sumaron 5 Terminales de Servicio al Cliente, dotadas de teléfono con línea directa con nuestro servicio de atención telefónica permanente e impresora para reimpresión de comprobantes, a fin de atender las necesidades de los usuarios en localidades alejadas.



Desde el inicio de la licencia, Gasnor asumió el desafío de expandir el servicio en una región de vasta extensión; con dispersión de consumos y con el menor nivel socio económico del país. Esta Distribuidora tiene el convencimiento que ha buscado, pese a las limitaciones impuestas, atender las expectativas de sus usuarios siendo un desafío a abordar en este quinquenio el mejoramiento de las condiciones de prestación del servicio, dada la dispersión de sus usuarios por el gran territorio que conforma la zona licenciada.

#### **4.- Propuesta Tarifaria de la Distribuidora**

Esta revisión tarifaria, de acuerdo a las disposiciones del punto 11.1 de la Cláusula Décimo Primero del Acta Acuerdo "...establece la realización de una REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL, proceso mediante el cual se fijará un nuevo régimen de tarifas máximas, por el término de CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I, Título IX "Tarifas" de la Ley N° 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas, aplicándose las PAUTAS contenidas en la Cláusula Décimo Segunda del presente instrumento".

Es decir que el Estado Nacional al determinar la necesidad de definir la realización de una revisión amplia (integral), procura que la misma permita adaptar el nivel de tarifas a los costos de prestación del servicio, luego de la profunda crisis que ocasionó el congelamiento tarifario dispuesto por la Ley de Emergencia Económica.

Como se mencionó anteriormente, en una revisión de este tipo se determina el costo de prestación de servicio el cual se traduce en un Requerimiento de Ingresos para la Distribuidora que le permita, tal como lo dispone la Ley 24076, (i) recuperar todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, los impuestos, las amortizaciones y (ii) obtener una rentabilidad razonable. Por rentabilidad razonable se entiende una rentabilidad similar a la de otras actividades de riesgo equiparable y que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios"<sup>5</sup>.

A efectos de determinar los costos aplicables al servicio, así como las inversiones a realizar en el quinquenio para operar con confiabilidad y eficiencia, es fundamental la determinación de la demanda proyectada que debe contemplar el abastecimiento a los usuarios conectados actualmente al sistema, el crecimiento vegetativo y la nueva demanda generada por la ejecución de obras de ampliación del sistema de distribución..

<sup>5</sup> Art. 38 inc. a) y art. 39 de la Ley 24.076

En cuanto a la determinación de la rentabilidad razonable, una de las tareas consiste en determinar el retorno permitido (costo de capital) y la otra tarea es determinar el valor de la Base de Activos, sobre la cual se aplicará ese costo de capital.

La “Base de Activos” representa el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio y se utiliza para determinar el costo de capital, que implica: i) por un lado, la retribución al capital que se ha inmovilizado para el desarrollo de la actividad, y ii) por otro lado para determinar el aporte que compense el desgaste, por uso de esos activos, lo cual determina el nivel de reposición, lo que a su vez asegura la continuidad del servicio, cuando esos bienes se agotan.

Esa retribución, compensa el hecho de que el titular del capital lo inmoviliza en la actividad y renuncia a gastarlo o invertirlo en otra alternativa.

Asociado a ello, es muy importante tener en cuenta que son activos especializados con largas vidas útiles (mayor a 40 años), es decir que desde el punto de vista de la inversión son costos que se recuperan en el largo plazo y que al ser activos especializados, una vez realizada la inversión la misma no puede relocalizarse sin una pérdida de capital significativa: el costo de salida es muy alto. Justamente esta especificidad de los activos introduce la posibilidad de oportunismo por parte del Regulador o del Estado Nacional de subvalorarlos, pero ello condena a la subinversión y a la no sustentabilidad del servicio en el largo plazo.

Con esto se pretende destacar la relevancia de la Base de Activos dado que se modifica a lo largo del período relevante para el cálculo tarifario de dos maneras contrapuestas: positivamente, debido a las inversiones proyectadas, y negativamente, por la pérdida de valor como consecuencia de la depreciación generada por el transcurso del tiempo. He aquí la importancia de la misma, dado que determina el nivel de inversiones que podrá financiar la Licenciataria.

En 14 años durante los que Gasnor tuvo que transitar sin la oportunidad de obtener ingresos suficientes para afrontar sus costos operativos, también se vio limitado en las posibilidades para realizar algunas de las obras que requería el sistema y mantener la Base de Activos. Conforme se explicó precedentemente, el ser esas esas obras financiadas por terceros, ingresaron al activo a valor cero, y en algunos casos, fueron entregadas para la explotación de Gasnor en usufructo, con lo cual no forman parte de la Base de Capital y

en consecuencia tampoco está previsto desde el punto de vista contable su reposición (aporte que compense el desgaste por uso de esos activos).

A la fecha, la Consultora designada por Enargas para realizar la auditoria de bienes necesarios para la prestación del servicio y la valuación considerando los lineamientos establecidos por dicho Organismo Técnico, está finalizando los mismos; por lo que Enargas no ha determinado el valor de la Base de Activos que se deberá considerar para determinar las tarifas del período tarifario bajo análisis.

La propuesta tarifaria que realiza Gasnor a continuación, propende en primera instancia a la normalización de la actividad de distribución de manera sustentable, por lo tanto atenderá las condiciones de prestación del servicio desde el punto de vista de la empresa, así como de los usuarios.

Desde el punto de vista de la Distribuidora se propone que el nivel de ingresos requeridos prevea la atención de cuatro objetivos principales: i) sostener el abastecimiento actual y su crecimiento vegetativo, ii) garantizar la calidad de servicio a todos los usuarios en igualdad de condiciones; iii) mejorar la cobertura y iv) asegurar la rentabilidad justa y razonable.

Desde el punto de vista de los usuarios, la tarifa que paguen debe dar las señales adecuadas de precios de modo que su consumo sea racional, acorde a las temperaturas que se registren. Dado que como se ha reseñado, en los últimos 14 años la tarifa estuvo “desconectada” de los costos de prestación de este servicio público de distribución, con una política por parte del Estado Nacional que claramente evitaba incrementar la tarifa de los usuarios finales, generando por un lado ingresos mínimos para las empresas a costa del nivel de servicio, a la vez que debía direccionar subsidios y asistencias para sostener la actividad del sector. Los usuarios recibían señales de precios inadecuadas generando un consumo desaprensivo en las puntas (invierno), que dejan sin disponibilidad de servicio a las industrias. Esta situación en la zona licenciada por Gasnor, es relevante, dado que dos de las actividades económicas principales de la región se desarrollan justamente en la época invernal, con procesos agroindustriales fuertemente dependientes de la disponibilidad del servicio.

En base a lo expuesto, Gasnor considera que la propuesta tarifaria de mínima para el próximo quinquenio, debe permitir financiar inversiones por 1.300MM\$ a precios de agosto de 2016, lo que posibilitará cumplir de manera básica con lo delineado por

ENARGAS mediante Nota I N° 10424 del 8/11/2016, que solicita se definan 3 (tres) escalones de inversión siguiendo las pautas de ordenamiento allí establecidas. Cada escalón persigue consolidar inversiones diferentes: 1° indispensables para el sistema (revisten de confiabilidad y seguridad); 2° necesarias para eliminar restricciones que limiten nuevas conexiones; 3° para el abastecimiento a nuevas localidades o sectores que no cuentan con gas actualmente.

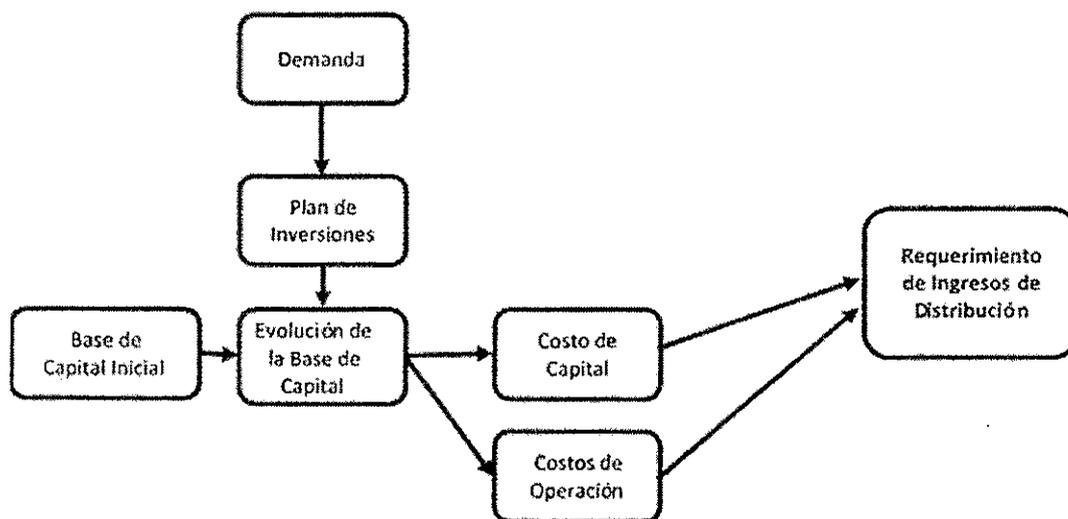
Esta propuesta brinda la pauta de mínima requerida, para continuar con las medidas iniciadas durante el presente año por el Estado Nacional, que propenden a la normalización del funcionamiento del sector gasífero, que por la falta de señales en los años precedentes, no contó con los estímulos para la realización de inversiones de largo plazo, como las que requiere la distribución de gas natural por redes.

No obstante, existen otras inversiones necesarias para el sistema que -en función de la Base de Capital que determine el ENARGAS- se podrán o no incluir en el próximo periodo tarifario.

Esperamos que esta larga historia de congelamiento tarifario, que ha generado elevados costos para la sociedad en su conjunto, afectando tanto a los usuarios actuales como a los intertemporales (generaciones futuras); concluya a partir de esta revisión tarifaria.

### Componentes de la propuesta tarifaria

La propuesta tarifaria que realiza Gasnor, concretamente se plasma en el Requerimiento de Ingresos (RI), el cual visto desde sus distintos componentes e inter-relaciones, se expone gráficamente a continuación:



Conceptualmente cada una de los componentes se explica sucintamente a continuación:

- **Demanda**

La proyección de la demanda es la base para el inicio del cálculo, ya que los planes de inversión y los costos de explotación del servicio deberán estar dimensionados para satisfacerla durante el próximo periodo tarifario.

Como se menciona precedentemente, la demanda proyectada además de atender a los usuarios actuales, incluye los potenciales usuarios provenientes de una mayor cobertura dentro del sistema actual de distribución y su ampliación, con el fin de dar la posibilidad a los nuevos usuarios de acceder a un combustible más económico, seguro y menos contaminante.

Esta proyección fue realizada para las categorías: Residenciales con la proyección de quienes se incluirán en Tarifa Social, Servicios Generales Pequeños (SGP) que incluye comercios, entidades gubernamentales, clubes de barrio, asociaciones sin fines de lucro y pequeñas industrias; Estaciones de Servicio que expenden GNC; Grandes Usuarios donde están incluidas industrias y centrales térmicas de generación eléctrica y, finalmente, los Servicios de Subdistribución. Las unidades de demanda proyectadas por mes y para cada categoría consisten en: cantidad de clientes, volúmenes entregados y capacidad requerida.

- **Inversiones**

Para poder brindar el servicio a la demanda proyectada, es necesario que esta distribuidora realice inversiones de tres tipos, según Nota ENRG GD/GT/GRGC/GDyE/GAL/I N° 10424:

- 1- Inversiones indispensables para atender la operación y el mantenimiento, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras, con iguales o mayores estándares a los requerimientos por la normativa vigente. Es decir, incluyen las necesarias para mantener el nivel de eficiencia de la red actual y sostener su crecimiento vegetativo.

- 2- Además de las indicadas en el punto 1º, inversiones necesarias para eliminar durante los próximos 5 años todo tipo de restricciones que al presente estén limitando nuevas conexiones donde existe red de distribución de gas.
- 3- Inversiones para el abastecimiento a usuarios de nuevas localidades o sectores que no cuentan al presente con el servicio de gas natural por redes.

En suma, las inversiones propuestas para ejecutarse en el periodo tarifario son las necesarias para sostener el crecimiento vegetativo, mejorar la calidad del servicio y generar una mayor cobertura del mismo.

- **Costos de operación:**

Los Costos Operativos proyectados por esta Distribuidora son aquellos costos necesarios para la prestación del servicio con la calidad exigida por la regulación vigente, tal que pueda garantizar a la demanda proyectada el mantenimiento adecuado del sistema de distribución, brindar atención comercial acorde a las necesidades actuales y potenciales de los usuarios y con el soporte administrativo concordante a ello. Se incluyen los costos de operación y mantenimiento, los gastos de personal, la proporción correspondiente de los gastos corporativos para la distribuidora y las pérdidas de gas.

- **Base de Activos o de Capital**

La base de capital se proyecta en el quinquenio como la evolución de la base de activos necesarios para la prestación del servicio, neta de bajas y depreciaciones.

De acuerdo a la cláusula décimo sexta del Acta Acuerdo, la Distribuidora, *bajo las pautas y supervisión del Ente procederá a realizar una auditoría de los bienes necesarios para la prestación del servicio público de distribución de gas, mediante la contratación de especialistas*” En base a ello, la Base de activos inicial del periodo tarifario ha sido calculada y definida por las consultoras LEA y PKF.

- **Costo de Capital**

El cálculo de la tasa de costo del capital contempla no sólo la rentabilidad de la Distribuidora acorde a lo establecido en el Marco Regulatorio, sino que también debe dar las señales adecuadas para incentivar inversiones en la actividad que permitan la sostenibilidad del servicio en el largo plazo.

A continuación se exponen con mayor alcance, los supuestos que incluye cada nodo que conforma el requerimiento de ingreso de la Distribuidora.

### 5.- Proyección de la Demanda

Para la proyección de la Demanda quinquenal, la Autoridad Regulatoria, solicitó a la Distribuidora la confección de información organizada en función de un anexo metodológico, con 3 párrafos:

- Demanda Base - Ajustes
- Variación asociada al plan de inversiones
- Otras variaciones en la demanda proyectada

#### **Demanda Base (o Escenario base)**

Para la proyección de la demanda quinquenal del período 2017-2021, el Regulador determinó como base el año 2013. Asimismo dispuso que el cociente entre los volúmenes entregados por categoría/subcategoría y el respectivo número de usuarios -consumo medio- deberá mantenerse constante con respecto a igual mes del año base. La única variación admitida será la del crecimiento vegetativo del número de usuarios en el periodo 2017-2021.

En el siguiente cuadro se muestra la demanda del año base por actividad:

<b>Demanda en MMm3</b>	<b>2.013</b>
Residencial	300,5
SGP	166,1
SDB	4,4
GNC	289,3
Ingenio	194,4
Citric.	47,5
Cerámica	47,0
Otro	242,8
Usinas	559,5
<b>Total</b>	<b>1.851,5</b>

La Licenciataria procedió a ajustar los volúmenes de gas entregado a residenciales y algunos usuarios SGP, conforme el procedimiento establecido en el proyecto de modificación del Reglamento de Servicio para la determinación de los volúmenes

entregados que fuera informado por la Autoridad Regulatoria mediante Nota ENRG GAL/GD/I N° 10190 de noviembre de 2016.

Esto impacta en una caída de los volúmenes medidos y genera un ajuste del consumo anual determinante de la categoría del usuario, provocando una re-categorización hacia las categorías de consumo más bajo, y de acuerdo a la estructura tarifaria actual, de menor margen de distribución. A continuación se muestra la distribución de usuarios por categoría antes y después de aplicar el procedimiento indicado en la mencionada Nota ENRG:

Categoría	Año 2013	
	Anterior	Nueva
R1	34%	38%
R2-1	10%	11%
R2-2	10%	10%
R2-3	9%	9%
R3-1	14%	13%
R3-2	8%	7%
R3-3	7%	5%
R3-4	9%	7%
<b>Total general</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Como consecuencia, el consumo per cápita global resultante de la corrección mencionada alcanza los 656 m<sup>3</sup>/año.

#### **Ajustes al escenario indicado como de demanda base.**

##### **Demanda Prioritaria y su estructura tarifaria**

Cabe precisar que la estructura tarifaria actual que contempla 8 categorías de usuarios Residenciales diferentes en función de escalones de consumo -por cada una de las 3 subzonas tarifarias que tiene la Licenciataria- y con márgenes de distribución sensiblemente diferentes para cada una de las mencionadas 8 categorías, nos obliga a analizar los efectos que distintas variables tienen sobre la demanda con una apertura mayor a la que probablemente se requeriría de no existir esta asimetría tarifaria.

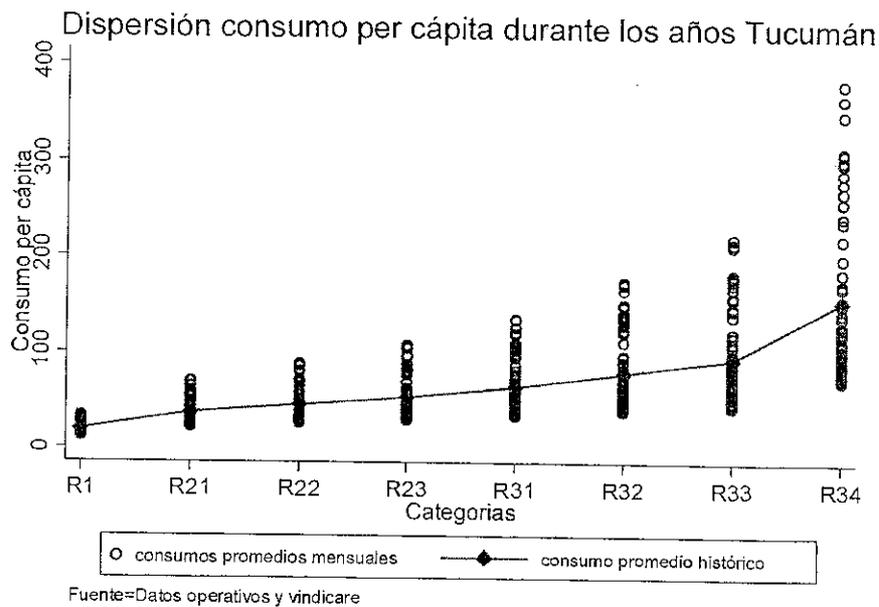
Estas diferencias entre categorías y el escaso margen de consumo que se requiere para que un usuario se mueva de una categoría a otra, hacen imprevisible para el usuario el costo final a pagar por la prestación del servicio, y para la Distribuidora, los ingresos a percibir. Ambos dependerán de la categoría tarifaria que el usuario alcance en cada

período de facturación, en función de las temperaturas registradas, las señales de precio y la racionalización que efectúe en el uso del gas.

La categoría R-34 es la más vulnerable a re-categorizarse hacia escalones más bajos, generando un efecto cascada hacia las restantes. Mientras las categorías intermedias (R-21 y R-33) mantienen cierto grado de estabilidad, porque las recategorizaciones que provienen de la categoría inmediata superior sirven para compensar la caída parcial de los usuarios de cada una, a la inmediata inferior; los efectos de las distintas variables que afectan al consumo se manifiestan fuertemente en las categorías de los extremos, R1 y R3.4

El siguiente gráfico muestra los consumos desde 2010 hasta 2014 de cada categoría en términos per cápita mensual. El eje de las X indica cada categoría. Los puntos rojos son los promedios de consumo mensual desde 2010. Los consumos promedio crecen con la categoría como es de esperar. Además, las diferencias de consumo promedio son crecientes respecto a la categoría anterior.

Gráfico: Consumo per cápita de acuerdo a las categorías



Fuente de Datos: Facturación de Gasnor

Conforme se aprecia en el gráfico la línea roja no es una línea recta, lo cual implica que el consumo promedio crece a una tasa creciente con la categoría, con un notorio salto en

la categoría final. Esto se debe a que todas las categorías tienen cotas inferiores y superiores, mientras que la última solo tiene cota inferior.

Otra de las diferencias entre los grupos, son las dispersiones. Las últimas categorías tienen consumos mucho más dispersos y variables que las primeras. Esto repercute en las estimaciones ya que es más fácil predecir los consumos bajos que los altos. Aún más, las categorías más bajas tienen una distribución normal simétrica, mientras que las más altas tienden a ser asimétricas sesgadas a la derecha. Idéntico comportamiento se observa en todas las provincias.

En vista de lo antedicho esta Licenciataria ha solicitado en el marco de la presente RTI, se reconsidere el esquema vigente para la categoría Residencial y se adopte un modelo tarifario con un margen de distribución único para todos los usuarios Residenciales.

No obstante lo aquí señalado se desarrolla a continuación el modelo que se emplea en la proyección de la demanda prioritaria y las variables que inciden, que no considera el cambio solicitado.

#### *Modelo para proyección de la Demanda*

La decisión de cada hogar de cuánto gas consumir, depende de varios factores. En un principio utilizar gas como combustible doméstico depende de las preferencias del hogar y de la factibilidad de acceder a la red. Una alternativa al consumo de gas (un sustituto inicial) sería la energía eléctrica, las decisiones de consumo de energía eléctrica (y por lo tanto su precio) afectarán a las de consumo del gas.

El siguiente aspecto fundamental en el consumo residencial es la temperatura. Ese factor tiene una relación negativa con el consumo, y le provee un comportamiento estacionario al mismo, aumentando en invierno y cayendo en verano.

Por otro lado están las variables económicas, como el ingreso del hogar, muy relacionado con las preferencias, y el precio del gas.

El modelo que se emplea para la proyección de la demanda se basa en un modelo econométrico y las ecuaciones para proyectar el consumo se toman en términos per cápita; las ecuaciones para realizar las regresiones tomarán la siguiente forma lineal:

$$C_i/N_i = c_{ti} = \alpha_i + \beta_{ij}X \quad (1)$$

Donde C es el consumo total, N es el total de usuarios, c es el consumo per cápita, i=provincias, j=número de variable y X es un vector de j variables independientes.

Para modelar los distintos tipos de consumidores o dicho de otra forma las distintas preferencias, se toman como aproximaciones las segmentaciones determinadas por la resolución ENARGAS N° 409/08 con las cuales se factura, donde las categorías bajas se entiende, están asociadas a usuarios que tienen preferencias de consumo bajas, por lo tanto baja infraestructura destinada al uso de gas natural, mientras que aquellos que se encuentran en categorías altas tienen preferencias de confort distintas a los anteriores. Para incorporarlo en el modelo se tomarán regresiones como (1) para cada segmento (R1, R21,...,R34).

Las ecuaciones generales quedarán de la siguiente forma:

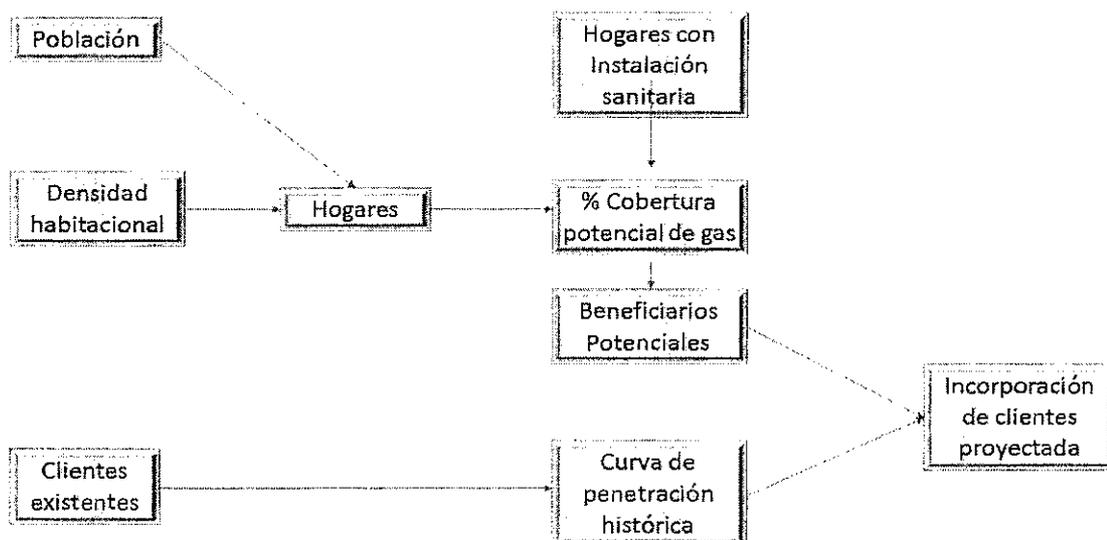
$$c_{tik} = \alpha_{ik} + \beta_{1ik} * DGD_t + \beta_{2ik} * X + \mu_{tik} \quad (2)$$

Donde  $c_{tik}$  es el consumo per cápita, t = período i = provincia k = categoría y X es un vector de variables de control que se utilizan en algunos casos. Estas son consumos pasados o dummies. El coeficiente fijo alfa ( $\alpha$ ) es el que refleja directamente las preferencias, ya que es el consumo mínimo, cuando el efecto del frío es cero.

- **Variación de la demanda prioritaria asociada al crecimiento vegetativo de usuarios y plan de inversiones**

Para elaborar sus planes de desarrollo y expansión, y determinar los potenciales beneficiarios y el crecimiento esperado en usuarios, la Distribuidora utiliza un modelo que puede observarse en el siguiente esquema:





Adicionalmente la Licenciataria utiliza como dato referencial para determinar la cantidad de potenciales nuevos usuarios y el perfil de los mismos, el índice de Necesidades Básicas Insatisfechas o NBI que surge a partir de los relevamientos censales. El concepto de NBI está basado en la cobertura de establecimiento de un cúmulo de necesidades materiales básicas. Cuando los hogares, o la población que vive en los mismos, no pueden satisfacer tales necesidades, los mismos son categorizados con NBI.

Los factores que contempla el NBI son: -acceso a vivienda, -acceso a servicios sanitarios (agua potable y sistemas de eliminación de excretas), -acceso de la población a la educación, -capacidad económica de la población.

El crecimiento vegetativo de usuarios previsto para el periodo 2017-2021, y las zonas en las que se espera que se desarrolle, hacen prever a la Licenciataria que del total de incorporaciones el 50% de los usuarios accederá al beneficio de Tarifa Social, mientras que el 50% restante tendrá un perfil de consumo bajo, encuadrándose en las categorías R1 y R21.

En cuanto a las obras de inversión para la expansión del servicio seleccionadas por la Distribuidora en las diversas zonas del área licenciada, tienen como denominador común llegar a las familias de menores recursos económicos, que al presente no disponen de gas natural.

Los programas que la Distribuidora ha presentado en la RTI, para sumar al servicio de gas natural a 80.000 nuevos usuarios durante el próximo quinquenio en la zona licenciada, contemplan 2 grupos de usuarios:

- 1) Los que se ubican en localidades donde ya se dispone de gas natural, en las que se procura desarrollar obras a fin de completar los mallados existentes, llegando así a la periferia de los centros urbanos que hoy cuentan con gas;
- 2) Los que se ubican en localidades o zonas donde al presente todavía no llegó el gas natural, utilizándose como criterio de selección el brindar solución concreta a obras no finalizadas, las que comenzaron con el impulso de los terceros interesados - gobiernos provinciales y municipales u otros entes - y que hasta la fecha no se concretaron.

Las nuevas zonas a las que se proyecta llegar con estos dos programas, disponen de una clasificación NBI por debajo de la media nacional, lo que nos lleva a suponer que gran parte de las familias que dispondrán de gas natural, serán usuarios que gestionarán la Tarifa Social.

### **Demanda de Grandes Usuarios, GNC y Usinas**

#### **GNC**

El consumo de este rubro no es termo-dependiente, aunque si presenta una leve estacionalidad en determinadas zonas turísticas en meses del período estival. Después de una década de crecimiento, este rubro ha mostrado una disminución importante respecto de su curva histórica.

La fortaleza inicial que venía estimulando las ventas al sector GNC, esto es el precio, se vio afectada en la actualidad por la suba del gas en boca de pozo, aumento que al trasladarse al precio de venta al público significó una disminución de la ventaja competitiva respecto de las naftas. El ahorro de consumir GNC respecto la alternativa de la nafta súper pasó de un 60% de ahorro durante la última década a representar casi un 40% durante el 2016.

En el último año se observa asimismo una caída en las conversiones de vehículos de líquidos a GNC. Para el próximo quinquenio se estima una caída en el consumo de las estaciones de GNC (4% 2017, 2.5% 2018, 1% 2019 y sin variación 2020 y 2021), considerando que vuelven a equilibrarse los precios con los combustibles líquidos.

Suponiendo que en concordancia con la baja del consumo se desalentará la inversión en nuevas estaciones, sólo se proyecta el alta de dos estaciones.

## **INGENIOS**

Durante los últimos años, este sector atravesó una crisis basada en el bajo precio internacional del azúcar, asociado a un tipo de cambio poco competitivo, lo que redundó en un sobre stock de azúcar en el mercado interno y en un bajo precio hacia los productores, factores que hoy estarían revirtiéndose. Al respecto en la proyección se han considerado como volúmenes de base para este sector industrial los históricos de los últimos 3 años, aislando consumos extraordinarios por problemas mecánicos, gremiales y societarios. Se espera que esta actividad continúe realizando mejoras en la eficiencia energética de estas plantas, con la puesta en funcionamiento de calderas bagaceras y a otras inversiones destinadas a generar una matriz energética más sustentable las que se han impactado en la proyección.

Puntualmente, los volúmenes destinados a la cogeneración como Ingenio el Tabacal, donde su consumo se condiciona por las autorizaciones de CAMMESA para cogeneración, se proyecta un 30% de los consumos de los últimos 3 años, debido a la incertidumbre de la operatoria.

Por otra parte, alrededor del 20% del volumen de esta Industria pertenecen a plantas de las que se espera realicen inversiones de eficiencia por lo que se proyecta una reducción moderada de consumos en los próximos 3 años.

## **CITRÍCOLAS**

No se considera la instalación de nuevas plantas cítricas en la zona licenciada, como así también variaciones en sus consumos. Se estima mantener las superficies sembradas. De esta manera, se proyecta para el quinquenio consumos históricos de los últimos 3 años ajustado por una eficiencia en su matriz energética de consumo, debido a la optimización de las plantas de Biogas en algunas industrias.

## **CERÁMICAS**

El contexto actual del rubro de la construcción se encuentra a la espera de una reactivación del sector, puntualmente debido a las medidas impulsadas desde el Gobierno Nacional, como ser la implementación del nuevo plan Procrear y otras medidas vinculadas al estímulo de la obra pública. Si bien aún no han llegado a materializarse, se percibe el

futuro con cierta incertidumbre, por lo que la proyección para el quinquenio considera volúmenes históricos de los últimos 5 años.

### **OTRAS INDUSTRIAS**

Se consideraron datos históricos de los últimos 5 años, ajustando puntualmente el volumen de algunas industrias que se encuentran con algún problema en su actividad.

### **USINAS**

Se proyecta para el próximo quinquenio un volumen de 332 MMm<sup>3</sup>/año para este segmento, tomando de base las entregas con consumos regulares registrados en el año 2013, previendo que las entregas se realizarán dentro de la capacidad de transporte firme de largo plazo de la distribuidora.

### **Consideraciones complementarias para este segmento de clientes**

Respecto de las tarifas interrumpibles de Transporte y/o Distribución prevista para la Distribuidora para este segmento de usuarios, la actual estructura tarifaria contiene distorsiones respecto de las tarifas de transporte de la Transportista, por lo que se solicita la revisión completa del traslado de costos de transporte interrumpible de la transportista en el cuadro tarifario de la Distribuidora.

- **Otras Variaciones en la Demanda Proyectada.**

- Efecto temperatura

La demanda Residencial y de Pequeños Consumos no Residenciales, utiliza el gas natural básicamente para cocinar, calentar agua y calefaccionar los ambientes, por lo tanto tiene fuerte dependencia de la temperatura: si el año base fue frío, cálido o está dentro del promedio, es de fundamental importancia para entender los resultados de la proyección y su impacto en el cálculo tarifario.

Para modelar la temperatura, se utilizan los déficits grado día (DGD), los cuales son un instrumento tradicional en la literatura, y representan la mejor estimación para medir la “cantidad” de frío. Los DGDs año se calculan utilizando la siguiente ecuación:

$$DGD_{\text{año}} = \sum_{i=1}^{365} (T_{\text{ref}} - T_{\text{med}})$$

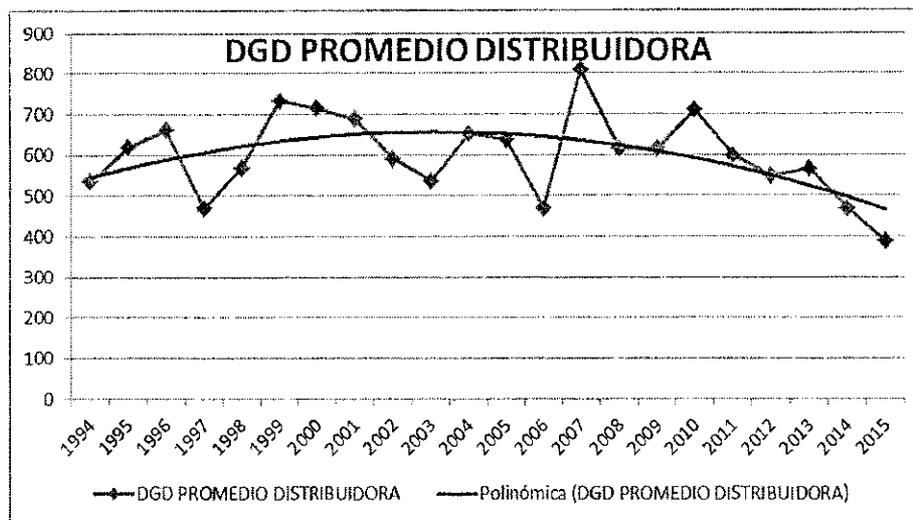
Donde

$T_{\text{med}}$  = temperatura media exterior,

$T_{ref}$ =temperatura referencia o confort ( $18^{\circ}\text{C}$ )

En tal sentido, esta Distribuidora hizo un análisis de las temperaturas y en los últimos años puede verse la clara tendencia de caída desde 1994. En el gráfico que se muestra a continuación se aprecia los DGD anuales (eje Y) en el tiempo (eje x). Los mismos tienen un crecimiento en promedio hasta 2004, año a partir del cual comienza a caer (con excepción del valor correspondiente al 2007 que fue un año extremadamente frío). Sin embargo no es suficiente observar 11 años, ya que no se evidencia la tendencia a largo plazo. Es por ello que se decidió hacer más robusto el análisis tomando series más largas.

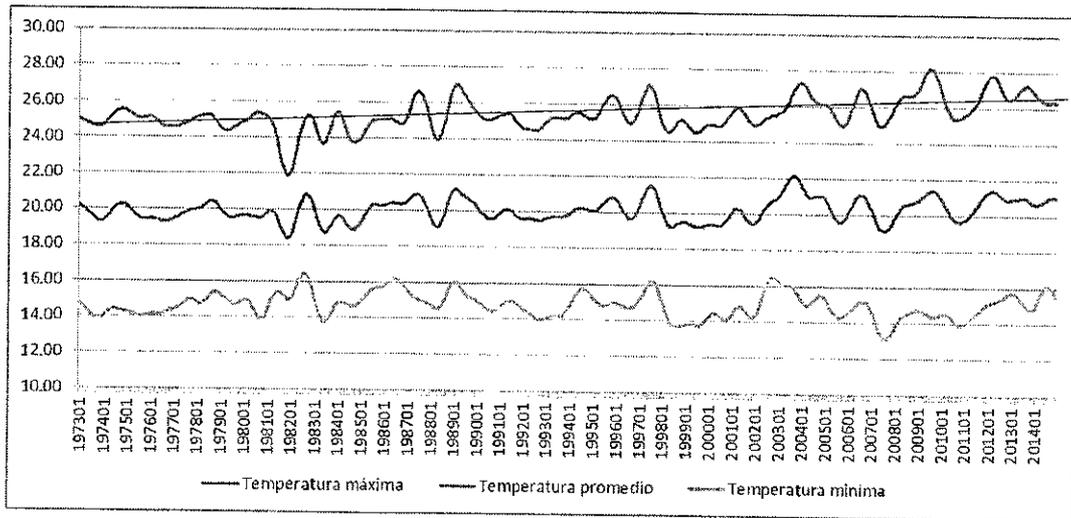
Gráfico: DGD anuales, promedios de las cuatro provincias



Fuente: DGD datos provistos por publicaciones y Servicio Meteorológico Nacional.

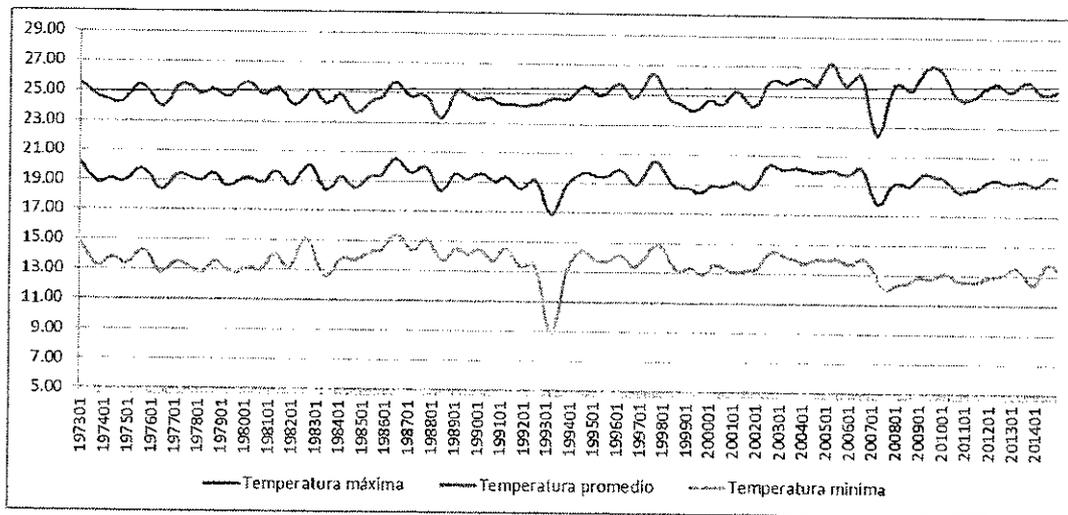
Para poder observar la tendencia se trabajó con una serie de temperaturas mensuales desestacionalizadas, con datos desde 1973. A continuación se muestran los gráficos para las provincias de Tucumán y Jujuy, representativas de las temperaturas de ambas subzonas. El objetivo de este análisis es captar el comportamiento de la tendencia y tratar de aislar los ciclos, a los que podría responder la caída en DGD observada en el gráfico anterior. En ambos gráficos las  $t^{\text{a}}$  máxima crece en promedio, mientras que la  $t^{\text{a}}$  mínima está casi estable, pero con una tendencia creciente desde el 2011, es decir que se achica la amplitud térmica. Esto ocasiona que la temperatura promedio aumente con el tiempo y en una mayor proporción desde el 2011.

Gráfico: Temperaturas mensuales máximas, mínimas y promedio para Tucumán. Serie desestacionalizada por software X-13.



Fuente: Servicio Meteorológico Nacional.

Gráfico: Temperaturas mensuales máximas, mínimas y promedio para Jujuy. Serie desestacionalizada por software X-13.



Fuente: Servicio Meteorológico Nacional.

Del análisis precedente surge que el año 2013 fue un año más frío que el promedio, por lo tanto al seleccionar la Autoridad Regulatoria este año como base para proyectar el quinquenio, está utilizando DGDs más altos que la media y proyectando los ingresos de la Licenciataria, en un escenario de consumos per-cápita mayores que los esperados.

A partir de lo desarrollado, la Distribuidora concluye que dado que para las temperaturas se observa una tendencia en alza debe estimarse menores DGD para el quinquenio que los registrados para el año 2013, variación que finalmente afecta al consumo per cápita.

Es sumamente importante al proyectar la demanda prioritaria, determinar el escenario térmico bajo el cual se proyectará la demanda quinquenal, dado que ello determina el stock de usuarios en las categorías de mayor ingreso y de menor ingreso, con su consecuente determinación de los ingresos que se proyecten que recibirá la compañía durante el próximo quinquenio, de mantenerse la estructura tarifaria actual. Mientras por su lado el usuario, continuará con la recategorización y en consecuencia con la imprevisibilidad del gasto a realizar, en función de las condiciones térmicas.

➤ Efecto elasticidad precio de la demanda

En las proyecciones de la demanda prioritaria para el próximo quinquenio, debe considerarse que las condiciones del mismo también serán diferentes en cuanto a las otras variables que intervienen en la función demanda.

Al respecto corresponde señalar que el consumo del año base (2013), está también viciado de un escenario que promovía el incremento del consumo de los hogares, con tarifas de gas natural artificialmente bajas como hemos indicado y particularmente con un margen de distribución sin actualización por muchos años. Es decir, que la tarifa no reflejaba señales de precio claras, análisis que puede aplicarse a otras variables de la economía que afectan la demanda, como el nivel de ingreso de la población y el comportamiento de compra.

Para poder modelizar correctamente el impacto que tendrá el aumento tarifario planificado para el quinquenio 2017-2021 las Distribuidoras desde la Asociación de Distribuidoras de Gas (ADIGAS), contrataron una consultora de renombre para llevar a cabo el estudio.

La misma trabajó con datos mensuales desde el año 2000. Los resultados se estimaron para los usuarios Residenciales en promedio, sin tener en cuenta las segmentaciones. El estudio arrojó para el caso de Gasnor una elasticidad precio de -0.098456.

El informe que Gasnor ha puesto en consideración de la Autoridad Regulatoria, indica el método econométrico utilizado, y los test estadísticos que muestran la robustez del mismo, y cómo logra evidenciarse cierta estabilidad en el valor de la elasticidad precio.

La elasticidad calculada a través de este estudio se hizo a partir de datos resultantes de un efecto inverso del que se intenta impactar. Para explicarlo con más claridad es necesario primero tener en cuenta que la elasticidad que se obtuvo, es resultado de datos pasados, en los que, una caída en los precios reales sostenida desde 2000 provocó aumentos en la demanda.

Sin embargo en 2017 se espera que suceda lo opuesto: el aumento del precio real provocará una caída en la demanda. En base a esto, la estimación debiera extrapolarse para el quinquenio, teniendo presente que estaría siendo subestimada por los motivos que se expondrán a continuación.

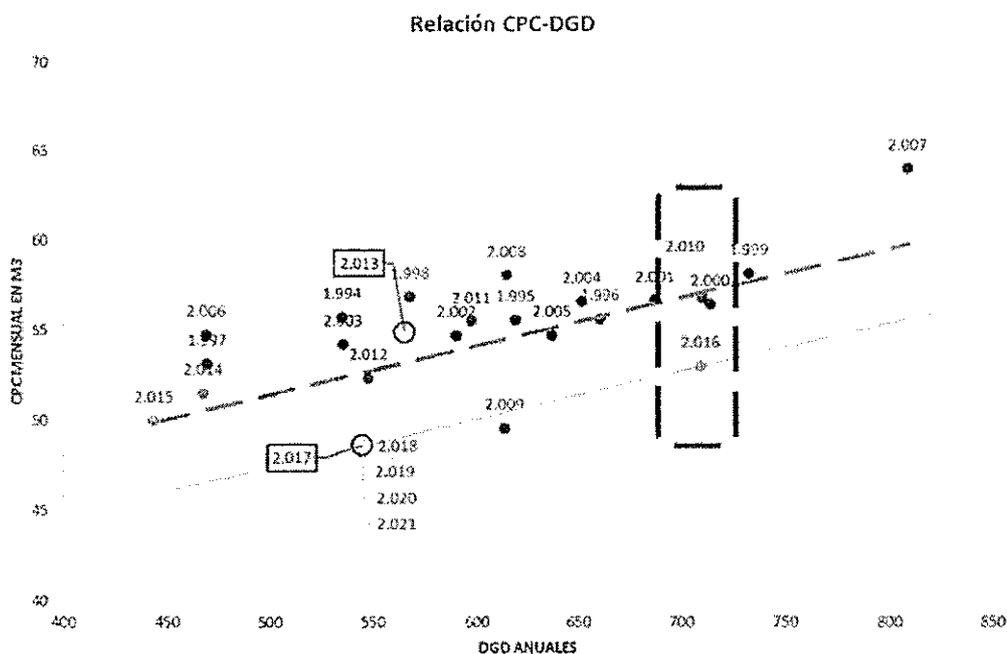
El contexto actual hace prever un escenario diferente para el próximo quinquenio. Por un lado, a partir de la presente revisión tarifaria, además del incremento inicial a las componentes de Distribución y Transporte producto de la misma, está prefijado el sendero de precios establecido -por el Ministerio de Energía - para la componente gas que se irá trasladando a la tarifa estacionalmente hasta el octubre del año 2019 (con excepción de la subzona tarifaria Puna que se extenderá hasta 2021), así mismo, ajustes periódicos de las componentes transporte y distribución según lo previsto en el Marco Regulatorio. En este escenario la señal de precios que percibirá el consumidor será completamente diferente a la de la década pasada y esto impactará en su nivel de consumo no sólo de corto plazo sino que se extenderá a lo largo del quinquenio en la medida que se vayan impactando los aumentos.

Para realizar las correcciones sobre los consumos estimados per cápita iniciales 2017-2021, en los datos para la proyección de la demanda, la Distribuidora consideró un aumento final de la factura del 79% dependiendo de la categoría, en función de la propuesta de mínima que pone a consideración la Distribuidora, con lo cual las estimaciones indican una caída de -7% del consumo per cápita. Estas fueron aplicadas a cada segmento de consumo.

Debemos señalar también, la posibilidad de que el consumo de gas natural, además de estar afectado por su precio y por la temperatura, sea afectado por otras variables que incidan en la estructura de gastos y de consumo, que a efectos del presente estudio, no se han podido medir. Al estar atentos a la señales de precios, en el mediano y largo plazo sería de esperar que algunos traten de ganar eficiencia energética en sus hogares y cambiar artefactos por otros de menor consumo.

Finalmente, el análisis que se muestra en el siguiente gráfico donde se percibe que el consumo de 2017 estará por debajo de la línea de tendencia y que además es similar a la distancia que tiene 2016 de la relación promedio marcada en la recta. Esto sugiere que el este proceso de actualización de tarifas que transitamos en 2016, provocó una caída en las elecciones de los consumidores, a pesar de registrarse bajas temperaturas, y además esta caída es asimilable a las estimaciones propuestas actualmente. Se observa que el consumo del año 2016 es significativamente inferior al registrado para 2010 y 2000 con idénticas temperaturas observadas (DGD). No obstante que durante el invierno se hayan presentado cautelares que suspendieron la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios, los que recién pudieron implementarse en octubre de 2016.

Gráfico: Relación anual consumo per cápita - DGD



Fuente: Cantidad de usuarias y consumo total de Datos Operativos, <http://www.enargas.gov.ar/>, DGD datos provistos por publicaciones y Servicio Meteorológico Nacional.

➤ Re categorizaciones esperadas de usuarios

**Aplicación de la Nota ENRG GAL/GD/I N° 10190:** La variación observada en la estructura de las categorías de usuarios del año 2013, producto de la modificación planteada en esta nota, se aplica a la estructura de usuarios alcanzada para el año 2016.

**Tarifa Social:** El régimen de tarifa social no estaba vigente en el año base (2013). En dicho año existía un régimen de excepción que alcanzaba a un porcentaje minoritario de los usuarios de la Distribuidora.

Actualmente, los usuarios a los que se aplica tarifa social en el ámbito de la Distribuidora representan el 24% del segmento Residencial. A los efectos de los datos presentados a ENARGAS para la proyección de la demanda, se consideró la categorización actual de este grupo de usuarios y se replicó para el quinquenio, respetándose la proporción de las categorías tarifarias actuales

Sin embargo, corresponde señalar que este número podría verse incrementado, si se diera un escenario de caída del salario real y un aumento de la tasa de desocupación. Asimismo, al ser este segmento el más vulnerable a los cambios económicos, de verse deprimida la economía de su hogar, el usuario cuidará más sus gastos con lo que es probable que su consumo tienda a disminuir, efecto que en la presente proyección no se incluye, por falta de datos para su estimación.

### Resultados de la Proyección de Demanda

- Estructura de usuarios Residenciales

A continuación se muestra la estructura de categorías tarifarias resultante de los ajustes expuestos anteriormente a la categoría Residencial:

Tarifa	Estructura del Quinquenio
R1	41%
R21	11%
R22	10%
R23	9%
R31	12%
R32	6%
R33	5%
R34	6%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

El consumo per cápita promedio global resultante de la proyección quinquenal realizada sobre la base de las consideraciones detalladas precedentemente, alcanza los 580 m<sup>3</sup>/año para la categoría residencial.

- Demanda proyectada

El siguiente cuadro muestra la demanda total proyectada por año segmentada en las distintas actividades:

<b>Demanda en MMm<sup>3</sup></b>	<b>2.017</b>	<b>2.018</b>	<b>2.019</b>	<b>2.020</b>	<b>2.021</b>
Residencial	296,4	303,8	314,3	325,1	335,7
SGP	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3
SDB	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
GNC	285,5	278,4	275,6	275,6	275,6
Ingenio	184,0	182,1	181,0	181,3	181,5
Cítric.	51,1	51,7	52,3	52,8	53,2
Cerámica	50,4	50,7	50,9	50,9	50,9
Otro	231,3	229,0	230,2	231,1	232,2
Usinas	332,0	332,0	332,0	332,0	332,0
<b>Total</b>	<b>1.608,9</b>	<b>1.605,9</b>	<b>1.614,3</b>	<b>1.626,9</b>	<b>1.639,3</b>

#### **6.- Costo de Capital: determinación del costo de oportunidad.**

Dentro del proceso de RTI, el costo de capital es uno de los factores más importantes que los reguladores y las compañías precisan estimar. Como norma general, 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.

Las principales finalidades de la fijación de un costo de capital, son las siguientes:

1 - Incentivar inversiones en la actividad promovidas al presentar un retorno superior al de otras alternativas de inversión equiparables. En el largo plazo, las inversiones permiten desarrollar la actividad económica de la organización mediante la expansión de la cantidad de usuarios beneficiados, la mayor calidad del servicio, etc.

2 – Determinar la rentabilidad justa y razonable obtenida a partir de la base de activos de la organización. 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.

3 – Evaluar alternativas de inversión. La tasa WACC se puede emplear como referencia para tomar decisiones sobre la ejecución de nuevas inversiones corporativas, proyectos económicos, etc.

Siguiendo esta línea, una tasa de costo de capital acorde a las existentes en las industrias de los países de la región atraería inversiones extranjeras mientras que una menor, desalentaría el ingreso de fondos externos destinados a la industria local.

Por ello, a efectos de poder determinar para el conjunto de las empresas distribuidoras de gas natural un Costo de Capital acorde a los lineamientos expuestos, se solicitó al IAE de la Universidad Austral, una opinión objetiva e independiente que sea de aplicación en el cálculo de la rentabilidad regulada. Con fecha 24 de octubre de 2016, el ADIGAS en representación de las compañías Distribuidoras presentó al ENARGAS este informe. El trabajo realizado por los Profesores Javier García Sánchez, Ariel Casarín, Virginia Sarria Allende y Lorenzo Preve, consistió básicamente en cuatro etapas a saber: a) Un análisis de las principales metodologías que se emplean para determinar el costo de capital en las empresas reguladas, b) Un análisis de los cambios metodológicos y adecuaciones de la metodología cuando se emplea en mercados emergentes, c) Examen de las metodologías empleadas por otros reguladores (nacionales y del exterior) en empresas reguladas y d) Un informe con la estimación del Costo de Capital (metodología WACC) para la industria de Distribución en la República Argentina.

El informe se ha basado en el análisis de estados financieros, información pública de los mercados financieros, estudios académicos y profesionales, la normativa regulatoria, los contratos de concesión de las compañías y en el conocimiento sobre sistemas regulatorios de la distribución de gas natural en Argentina y otros países. Básicamente introduce una metodología que pondera adecuadamente el riesgo regulatorio y su incorporación a la tasa de costo de capital, el análisis de la teoría del mayor riesgo del sistema *Price Cap* versus *Cost Plus*, un ajuste al riesgo país por industria que refleja las particularidades del sector Distribución de Gas Natural y un análisis particular del riesgo devaluatorio. Incluye también consideraciones sobre un tratamiento económicamente correcto de la Base de Activos para cada empresa que permita lograr la adecuada aplicación de la Tasa de Costo de Capital determinada.

El valor resultante del Informe, brinda una Tasa WACC Real (ARS) del 13,52% para el año 2017 llegando a 12,47% en el año 2021.

AÑO	2017	2018	2019	2020	2021
WACC Real (ARS)	13,52%	13,26%	13,00%	12,74%	12,47%

Se propone como resultado del Informe, la aplicación de un valor de tasa descendente para los 5 años, fundada en la situación de partida de las empresas, caracterizada por endeudamiento nulo con el sistema financiero, debido a que las mismas no son sujeto de crédito, en tal sentido con la recomposición tarifaria de las empresas y un escenario macroeconómico favorable (con crecimiento, disponibilidad de crédito, inflación controlada, etc.) permitirán que el endeudamiento de las compañías evolucione hasta alcanzar parámetros que en promedio presentan las Distribuidoras de gas de la Región, acompañando en ese sentido, las necesidades de fondos para realizar un mayor nivel de inversiones. Por tal motivo el mix de equity – deuda para el año 2017 es de 100% y 0%, creciendo la deuda de a 5% por año hasta llegar en el 2021 a un financiamiento del 80% con equity y 20% con deuda.

En el siguiente cuadro se expone analíticamente la determinación del resultado y sus variables para los cinco años que van de 2017 a 2021.

Modelo	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Datos USA</b>					
Tasa libre de Riesgo	2,38%	2,38%	2,38%	2,38%	2,38%
Premio del Mercado	6,90%	6,90%	6,90%	6,90%	6,90%
<b>Estructura de Capital</b>					
Equity	100,00%	95,00%	90,00%	85,00%	80,00%
Deuda	0,00%	5,00%	10,00%	15,00%	20,00%
Tax	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%
Kd	10,62%	10,62%	10,62%	10,62%	10,62%
<b>Costo del Capital Propio</b>					
Beta activos	0,561	0,561	0,561	0,561	0,561
Riesgo regulatorio	0,488	0,488	0,488	0,488	0,488
Beta Activos corregida	1,049	1,049	1,049	1,049	1,049
Beta Deuda [(Kd- rf - Riesgo País) / P. mercado]	0,383	0,383	0,383	0,383	0,383
Beta apalancada	1,049	1,072	1,097	1,125	1,157
Riesgo País	478	478	478	478	478
Ajuste Riesgo País x Industria	82	82	82	82	82
Riesgo País ajustado	560	560	560	560	560
Ke	15,22%	15,37%	15,55%	15,74%	15,96%
<b>Costo de Capital de la Empresa (USD)</b>					
WACC Nominal (USD)	15,22%	14,95%	14,68%	14,42%	14,15%
Inflación USA	1,49%	1,49%	1,49%	1,49%	1,49%
WACC Real (USD)	13,52%	13,26%	13,00%	12,74%	12,47%
<b>Costo de Capital de la Empresa (ARS)</b>					
Prima riesgo devaluatorio	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
<b>WACC Real (ARS)</b>	<b>13,52%</b>	<b>13,26%</b>	<b>13,00%</b>	<b>12,74%</b>	<b>12,47%</b>

Conforme los argumentos expuestos, esta Distribuidora considera que la tasa que refleja adecuadamente la estructura de capital de la empresa de los últimos años, es la Tasa WACC Real (ARS) del 13,52% para el año 2017 llegando a 12,47% en el año 2021.

#### Activos Cedidos Por Terceros y su Inclusión en la Base Tarifaria

El concepto de Base Tarifaria o de Activos (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.

En el caso de las Distribuidoras, la estimación correcta de la BT enfrenta una dificultad extra a saber: durante los últimos quince años, si bien las empresas han mantenido niveles de obras de seguridad y confiabilidad del sistema, en cuanto a las de

crecimiento, sólo se han podido realizar una porción de ellas como consecuencia de las limitaciones de recursos que generó el congelamiento tarifario impuesto por la Ley de Emergencia Económica y la recurrente suspensión de las Revisiones Tarifarias Quinquenales que preveía el Marco Regulatorio. Otra porción de ellas han sido ejecutadas a través de mecanismos alternativos tales como fideicomisos con aportes de terceros interesados, o con recursos del Estado Nacional, o los gobiernos provinciales y municipales.

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 este 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 sería 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, la valuación de la BT sin duda debe contemplar esos activos dentro de la misma, independientemente de cuánto efectivamente pudo financiarlas la Distribuidora, evitando así una distorsión adicional al valor de la BT.

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.

En el caso de Gasnor, si bien a la fecha de esta presentación aún se trabaja en la valuación definitiva las redes de terceros, adhiriendo a la opinión de los profesores de IAE, solicitamos a la Autoridad Regulatoria se aplique el mismo WACC para todos los activos que operan bajo la gestión de la Distribuidora, con independencia del valor con que entraron en el patrimonio. Ello fundamentado en que Gasnor opera sobre todos los activos, independientemente de su fuente de financiamiento, y debe recibir una retribución justa por dicha gestión.

En ANEXO “EL COSTO DE CAPITAL” se adjunta informe elaborado por profesores del IAE.

#### **7.- Base de Activos o de Capital**

Como se ha indicado, la Base de Capital o de Activos o Tarifaria (BT) es una de las tareas más importantes de determinar en esta RTI, dado que representa el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio y se utiliza para determinar el costo de capital, que implica: i) por un lado, la retribución al capital que se ha inmovilizado para el desarrollo de la actividad, y ii) por otro lado para determinar el aporte que compense el desgaste por uso de esos activos, lo cual determina el nivel de reposición que asegura la continuidad del servicio cuando esos bienes se agotan.

Es por ello, que las Actas Acuerdos firmadas entre el Poder Concedente y las Licenciatarias, establecen que el valor de la Base de Activos que debe determinar el Ente regulador debe efectuarse “...teniendo en cuenta 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”. A tal efecto encomendó a Enargas a través de la contratación de expertos – de acuerdo al detallado proceso indicado en la Cláusula Décimo Sexta del AA-, que se realicen dos valuaciones de la BT una correspondiente a su valor contable actualizado y la otra correspondiente a su valor técnico, tomando en cuenta el estado actual de conservación.

En este apartado se exponen los resultados preliminares que se van obteniendo y un resumen ejecutivo de la metodología utilizada para la determinación de la Base Capital de Gasnor, efectuado por la firma Leza, Escriña y Asociados S.A.-PKF Audisur SRL, quienes resultaron designados por ENARGAS (Resolución ENRG I/3884), para la realización de la Auditoría Técnica y Económica de los bienes necesarios para la prestación del servicio, conforme el procedimiento de licitación establecido por dicha autoridad

Para la determinación de la base tarifaria a valores históricos la consultora verificó el monto de las Inversiones que sustentan el Valor de Origen de la Base de Capital, validando el valor de las altas y bajas del periodo 2001-2015 y enero a junio de 2016 a través de la revisión de la documentación respaldatoria y registros contables, considerando para el periodo julio - diciembre 2016, las incorporaciones proyectadas. A

esta base se adiciona a las altas y bajas según RQT II para obtener el valor total de inversiones desde el inicio de la licencia al 2016. Se verificó el cálculo de la amortización acumulada al 31 de diciembre de 2015 y 2016 de los bienes existentes al 31/12/2015 y junio de 2016, considerando las vidas útiles máximas previstas por el ENARGAS para las distintas clases de activos (Resoluciones N°1660/2000 y N° 1903/2000). De esta manera se obtuvo el valor residual contable histórico que, a diciembre de 2016 asciende a 190,35 MM\$ (sin proyección).

Para la actualización de la base tarifaria, a partir de los datos recabados se elaboraron modelos de costos para los grupos de activos más significativos dentro de la Base Tarifaria, que de acuerdo al análisis del valor residual al 31 de diciembre de 2000 (RQT II) y valor residual de las incorporaciones del periodo 2001-2015 se determinó que los rubros de mayor importancia son Instalaciones de medición del consumo (medidores), Ramales de alta presión, Conductos y redes de acero y redes de polietileno, que representan aproximadamente el 90% del valor de los activos bajo análisis.

Para el desarrollo del modelo de costos de cada uno de los grupos de activos bajo análisis, se ha discriminado los componentes en mano de obra, materiales y amortización de equipos, que corresponden a los costos directos de los bienes y servicios de los diferentes rubros. Cada uno de los componentes de costos de materiales, en particular, se desagregaron en componentes principales y accesorios, en algunos casos distinguiendo entre materiales transables (también llamados “comodities”) de aquellos materiales no transables y en otros casos distinguiendo entre componentes nacionales e importados.

Los costos indirectos, gastos de estructura y beneficio de los proveedores fueron calculados como un porcentaje de los costos directos, motivo por lo cual no se especifica un componente de costos específico.

Una vez definidos cada uno de los componentes de costos, se identificaron los índices oficiales que reflejan la evolución del costo de cada componente, para lo cual se compararon los datos de costos obtenidos tanto de la Licenciataria, de publicaciones especializadas, así como de los proveedores y de la segunda revisión quinquenal de tarifas revisión, de manera de verificar si los índices seleccionados reflejan razonablemente la evolución ocurrida en los últimos 24 años (1992-2016).

Los índices utilizados para la actualización de la base tarifaria han sido los siguientes:

### Instalaciones de medición.

Del análisis de los medidores utilizados, surge la preponderancia de los medidores domiciliarios de origen nacional, mientras que los medidores importados representan menos del 25% del monto total de la inversión. Sin embargo, aunque los equipos son comprados a empresas radicadas en Argentina y son ensamblados en el país, una parte de sus componentes son de origen extranjero, siendo las cotizaciones nominadas en moneda extranjera (dólar estadounidense, e incluso se han incrementado en dólares estadounidenses a través del tiempo, por lo que para la actualización de la base tarifaria, se ha utilizado el tipo de cambio informado por Banco Central de la República Argentina.

### Ramales de alta presión.

Para la determinación de los componentes de costos del rubro Gasoductos de Alta Presión, se consideró un gasoducto de 5000 metros de 6" de diámetro en zona semi-urbana. En particular se tuvo en cuenta que la longitud y el diámetro corresponden a la media de los gasoductos existentes.

Del análisis resulta que el componente de costos y el índice más representativo del mismo resultan ser los siguientes:

COMPONENTE	% INCIDENCIA	INDICE REPRESENTATIVO
M de O	48,74 %	Provincia de Mendoza Ministerio de Infraestructura, Economía y Energía Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas <a href="http://www.deie.mendoza.gov.ar/">http://www.deie.mendoza.gov.ar/</a> Índice del Costo de la Construcción Concepto Mano de Obra
Caño Acero y Accesorios	34,31 %	INDEC - INDICE DEL COSTO DE LA CONSTRUCCION EN EL GRAN BUENOS AIRES (ICC), BASE 1993=100 - Precios

		promedio de los materiales incluidos en el Decreto 1295/2002 - m Aceros - Hierro aletado
Materiales Construcción	7,48%	Provincia de Mendoza Ministerio de Infraestructura, Economía y Energía Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas <a href="http://www.deie.mendoza.gov.ar/">http://www.deie.mendoza.gov.ar/</a> Índice del Costo de la Construcción Concepto Materiales
Equipos	9,47%	INDEC – INDICE DEL COSTO DE LA CONSTRUCCION EN EL GRAN BUENOS AIRES (ICC), BASE 1993=100 – Concepto Gastos Generales
Total	100%	

#### Conductos y redes de media y baja presión (Acero)

Para la determinación de los componentes de costos del rubro Redes y Conductos de Acero, se consideró un ramal de 5000 metros en zona urbana con rotura de veredas en el 50% del recorrido. En particular se tuvo en cuenta que las redes de acero son las más antiguas y han quedado confinadas en el centro de los centros urbanos.

Del análisis resulta que el componente de costos y el índice más representativo del mismo resultan ser los siguientes.

COMPONENTE	% INCIDENCIA	INDICE REPRESENTATIVO
M de O	49,94%	Provincia de Mendoza Ministerio de Infraestructura, Economía y Energía

		Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas  <a href="http://www.deie.mendoza.gov.ar/">http://www.deie.mendoza.gov.ar/</a>  Índice del Costo de la Construcción  Concepto Mano de Obra
Caño Acero y Accesorios	29,07%	INDEC – INDICE DEL COSTO DE LA CONSTRUCCION EN EL GRAN BUENOS AIRES (ICC), BASE 1993=100 - Precios promedio de los materiales incluidos en el Decreto 1295/2002 - m Aceros - Hierro aletado
Materiales Construcción	14,48%	Provincia de Mendoza  Ministerio de Infraestructura, Economía y Energía  Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas  <a href="http://www.deie.mendoza.gov.ar/">http://www.deie.mendoza.gov.ar/</a>  Índice del Costo de la Construcción  Concepto Materiales
Equipos	6,51%	INDEC – INDICE DEL COSTO DE LA CONSTRUCCION EN EL GRAN BUENOS AIRES (ICC), BASE 1993=100 – Concepto Gastos Generales
Total	100%	

### Redes de Polietileno

Para la determinación de los componentes de costos Redes de Polietileno se consideró una red de 10.000 metros en zona semi-urbana con rotura de veredas en el 50% para abastecer 600 usuarios con servicio “corto”, es decir sin acometida al servicio.

Del análisis resulta que el componente de costos y el índice más representativo del mismo resultan ser los siguientes:

Componente	% incidencia	Índice representativo
M de O	72,45%	<p>Provincia de Mendoza</p> <p>Ministerio de Infraestructura, Economía y Energía</p> <p>Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas</p> <p><a href="http://www.deie.mendoza.gov.ar/">http://www.deie.mendoza.gov.ar/</a></p> <p>Índice del Costo de la Construcción</p> <p>Concepto Mano de Obra</p>
Tubo PE	12,60%	<p>INDEC – INDICE DEL COSTO DE LA CONSTRUCCION EN EL GRAN BUENOS AIRES (ICC), BASE 1993=100 - Precios promedio de los materiales incluidos en el Decreto 1295/2002 - m Aceros – Caños de PVC</p>
Materiales Varios y de Construcción	13,56%	<p>Provincia de Mendoza</p> <p>Ministerio de Infraestructura, Economía y Energía</p> <p>Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas</p> <p><a href="http://www.deie.mendoza.gov.ar/">http://www.deie.mendoza.gov.ar/</a></p> <p>Índice del Costo de la Construcción</p> <p>Concepto Materiales</p>

Equipos	1,39%	INDEC – INDICE DEL COSTO DE LA CONSTRUCCION EN EL GRAN BUENOS AIRES (ICC), BASE 1993=100 – Concepto Gastos Generales
<b>Total</b>	100,00%	

### Estaciones Regulatoras de Presión

Para la determinación de los componentes de costos del rubro Estaciones Regulatoras de Presión, se consideró una Estación reguladora construida en zona urbana de 10.000 m<sup>3</sup>/h de caudal y un salto 10/1,5 m<sup>3</sup>/h

Del análisis resulta que el componente de costos y el índice más representativo del mismo resultan ser los siguientes:

Componente	% incidencia	Índice representativo
M de O	36,41%	Provincia de Mendoza Ministerio de Infraestructura, Economía y Energía Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas <a href="http://www.deie.mendoza.gov.ar/">http://www.deie.mendoza.gov.ar/</a> Índice del Costo de la Construcción Concepto Mano de Obra
Componentes acero	53,68%	INDEC – INDICE DEL COSTO DE LA CONSTRUCCION EN EL GRAN BUENOS AIRES (ICC), BASE 1993=100 - Precios promedio de los materiales incluidos en el Decreto 1295/2002 - m Aceros - Hierro aletado

		Provincia de Mendoza Ministerio de Infraestructura, Economía y Energía Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas <a href="http://www.deie.mendoza.gov.ar/">http://www.deie.mendoza.gov.ar/</a> Índice del Costo de la Construcción
Materiales Construcción	7,91%	Concepto Materiales
Equipos	2,00%	INDEC – INDICE DEL COSTO DE LA CONSTRUCCION EN EL GRAN BUENOS AIRES (ICC), BASE 1993=100 – Concepto Gastos Generales
Total	100,00%	

### **Inmuebles**

Se estudió la evolución de los costos de la construcción civil en el período a analizar, y se llegó a la conclusión que el índice oficial de la construcción es el que mejor refleja la evolución de los costos de edificación de edificios similares a los que posee la distribuidora. Para el Rubro Contable “Edificios” se sugiere utilizar el índice de Costo de la Construcción elaborado por el Gobierno de la Provincia de Mendoza - Ministerio de Infraestructura, Economía y Energía - Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas

### **Terrenos**

Habiendo estudiado la evolución de los costos de terrenos en el período a analizar, se llegó a la conclusión que el índice oficial que mejor refleja la evolución de los valores de terrenos es el tipo de cambio del Banco Central de la República Argentina.

### **Vehículos**

Para los rubros contables “Vehículos Livianos” y “Vehículos pesados” se sugiere utilizar el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) - 341 Vehículos automotores, emitido por el INDEC.

### **Equipos**

Para los rubros contables relativos a los equipos electrónicos: “Equipos de Computación”, “Equipos de telecomunicaciones” y “Equipos de Telemedición”, y “Equipos de Operación” el índice oficial que mejor refleja la evolución de los valores es el tipo de cambio de Banco Central de la República Argentina.

### Otras Instalaciones

Para el rubro “Otras Instalaciones”, que incluye entre otros Plantas de Odorización, y sistemas de Protección catódica, se recomienda utilizar el índice generado para el rubro Estaciones Reguladoras de Presión.

Para el resto de los rubros no analizados, debido a la baja representatividad en el total de los activos, se actualizarán en base a una fórmula polinómica ponderada en función de la participación de cada grupo de activos en el total de la Base Tarifaria.

Teniendo en consideración los valores residuales históricos auditados al 2015, la estructura de costos establecida para los rubros más importantes y los índices Oficiales que son aquellos emitidos o adoptados por organismos o entidades públicas de la República Argentina según lo informado por el Ente mediante Nota ENRG GDyE/GAL/I N° 10671, la Base Tarifaria resultante es la que se detallada a continuación:

	\$
Inversión computable neta de bajas 1992-2015	325.751
	\$
Depreciaciones Acumuladas	145.373
	\$
Base Tarifaria histórica al 31/12/2015	180.378
	\$
Base Tarifaria ajustada al 31/12/2015	2.447.660
	\$
Base Tarifaria ajustada al 31/08/2016	2.970.038
	\$
Proyección 2016	48.188

Valores en miles de \$

Estos valores surgen de un informe preliminar de la consultora, por lo que pueden sufrir variaciones al momento del informe final. Por otro lado se señala que a la fecha no contamos con la valuación técnica de la BT que debe determinar también la Consultora,

el cual conforme indicamos up supra, forma parte de las valuaciones que el Regulador debe considerar a efectos de determinar el valor de la base tarifaria que cumpla con el objetivo de alentar las inversiones dispuesto en el marco regulatorio.

### **Capital de Trabajo**

El capital de trabajo es una de las componentes de la Base Tarifaria, corresponde a la disponibilidad que la empresa debe tener para operar la distribuidora.

Éste forma parte de la Base Tarifaria, debido a que prestar el servicio de distribución de gas en el área de concesión de la Distribuidora, requiere tener, además de los activos inmovilizados, cierta disponibilidad para hacer frente a los requerimientos financieros de corto plazo que exige el negocio, cubriendo el desfase existente entre ingresos y la erogaciones.

De forma simplificada, el capital de trabajo se define como la diferencia entre el activo corriente y el pasivo corriente. Se calcula a partir del flujo del ingreso requerido y los costos de la empresa en el tiempo.

Las cuentas que forman del mismo se separan en aquellas del Activo Corriente y las del Pasivo Corriente. Activo Corriente (AC): Cajas y Bancos, Materiales, Cuentas por Cobrar, IVA Crédito Fiscal. Pasivo Corriente (PC): Pasivo Financiero de CP, Pasivo por compra de Gas y Transporte, de Personal, por compra de Materiales, de Contratistas, por deudas de otros impuestos, por ENARGAS, por IIGG, IVA Débito Fiscal

Finalmente, se calcula la evolución de Capital de Trabajo Neto, que es la diferencia entre la suma de todas las cuentas de AC y de PC para cada período (ej. meses).

Al momento de considerar el cálculo del Capital de Trabajo, es necesario considerar las diferencias temporales existentes, principalmente entre las siguientes situaciones que generan los ingresos y egresos más importantes de la empresa que analizaremos a continuación:

Los plazos entre la inyección y el cobro de la facturación, es en total de 140 días para usuarios R y SGP. Mientras que a los proveedores de gas, principal egreso de fondos de la empresa, el plazo total es de 120 días para la demanda prioritaria. El pago de los impuestos se efectiviza a los 30 días en promedio desde la facturación. El pago a proveedores de servicios esenciales para la distribución, se realiza a los 60 días de la prestación del mismo.

Por lo expuesto se infiere que los plazos en los cuales la empresa debe hacer frente a sus obligaciones son ampliamente inferior a la cobranza de sus ingresos. Dada esta situación es que solicitamos se incluya en el cálculo de la RTI, el capital de trabajo que permita neutralizar las diferencias que se producen entre la recaudación y los compromisos de pagos, para que la empresa pueda hacer frente al cumplimiento de sus obligaciones.

#### **8.- Proyección de costos de operación y mantenimiento**

Actualmente los gastos de esta distribuidora son los mínimos y necesarios para prestar el servicio acorde a los estándares de calidad. Los mismos se ven determinados no sólo por el precio, cantidad y calidad sino también, por el factor geográfico, dada la dispersión de los distintos puntos de atención, aspectos que se han tomado en consideración para realizar la proyección del nivel de gastos que esta Distribuidora aspira poder solventar, dado que propone la normalización de su prestación del servicio.

Para el proceso de Revisión Tarifaria Integral, esta Distribuidora ha procedido a la proyección de gastos de operación y mantenimiento necesarios para determinar el nivel de ingresos requeridos para operar durante el próximo quinquenio, utilizando el método de extrapolar los gastos para los años subsiguientes mediante un sistema de *Cost-Drivers*.

En términos generales se siguieron los siguientes lineamientos para la proyección:

- Se identificó el ámbito geográfico en donde se prestan (Subzona Tucumán, Subzona Salta);
- Se codificaron los gastos encuadrándolos dentro de las actividades relaciones con la prestación del servicio según pautas de la Resolución ENRG 1976/2000, de modo de adecuar la información a las necesidades para el requerimiento inicial de ingresos;
- Se identificó la actividad o el servicio prestado asociado a cada erogación, clasificándose en seis (6) categorías: Operación y Mantenimiento en Alta Presión (O&M AP), Operación y Mantenimiento en MP (O&M MP), gastos comerciales asociados a usuarios residenciales (SCL Chicos), gastos asociados a Grandes

Usuarios (SCL Grandes) y aquellos gastos que resultan difíciles de asociarlos a las categorías anteriormente mencionadas (Administración);

- Se segregaron los gastos recurrentes de los gastos no recurrentes, entendiéndose por estos últimos aquellos que no se realizan con una periodicidad menor a 12 meses;
- Y finalmente, tomando de referencia el año 2015 ajustado a precios de 2016, se procedió a proyectar el Año 2017 y mediante el sistema de *Cost-Drivers* para los años subsiguientes. Los mencionados Drivers o impulsores de costos, son parámetros establecidos a efectos de determinar el comportamiento de una variable, tales como, la evolución de la cantidad de usuarios, los km. de red, el volumen entregado, la cantidad de personal, la flota, que “impulsan” los costos afectados por algunos de ellos. A modo de ejemplo, se indica que la cantidad de usuarios, impulsa el monto a erogar por distribución de facturas.

En base a los términos generales, se tomó en cuenta lo planteado por la Autoridad Regulatoria mediante Nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09266/16, donde solicita que los gastos sean proyectados por separado, los correspondientes a la situación actual en cuanto a Estructura y Organigrama y los correspondientes a las variaciones a dichas Estructura y Organigrama. La proyección de Gastos de la Distribuidora, finalmente, se obtiene de la suma de ambos; lo cual resulta acertado si se considera que toda organización es dinámica en cuanto a nuevas condiciones tanto internas como externas, tales como nuevas exigencias normativas, altas y bajas de usuarios, habilitación de nuevas activos sean propias o de terceros (modalidad que nos permitió brindar factibilidades en los últimos años) y acompañando a toda esta dinámica, la dinámica propia del personal.

Estos gastos proyectados son acordes al nivel de demanda proyectada y al nivel de inversiones presentados en la propuesta tarifaria de distribución de esta Licenciataria.

No obstante, estos gastos proyectados –en caso de poder realizar el plan de inversiones más ambicioso, que hemos reflejado al inicio, que incluye más obras que permitan la accesibilidad a potenciales usuarios más alejados del sistema actual - deberían acompañar a ese nuevo nivel de actividad.

El nivel de gastos proyectados tiende a cumplir con los siguientes objetivos:

- Realizar mantenimiento del sistema de distribución actual y proyectado según el criterio de inversiones definido por ENARGAS. El mantenimiento siempre apunta a brindarle seguridad no sólo a los usuarios sino a toda la población cercana por donde pasan redes de gas natural. A modo de ejemplo, se cita la permanente invasión por parte de hogares en situación de pobreza y vulnerabilidad social a servidumbres y franjas de seguridad de las trazas de redes y gasoductos, que constituyen un inconveniente que se incrementa en forma progresiva a lo largo de los últimos años, y que ponen en riesgo la prestación del servicio, y a esos mismos hogares, dado que ni apelando a la fuerza pública es posible moverlos de esa zona riesgo, debiendo la distribuidora, mover los ductos.
- Mejorar la atención en localidades alejadas mediante la apertura de nuevas delegaciones comerciales, como es San Antonio de los Cobres (Salta), La Quiaca (Jujuy); Joaquín V. Gonzáles (Salta).
- Mejorar la calidad de los servicios que impactan directamente en la atención de usuarios, siendo más eficientes en la capacidad de respuesta al usuario, además de asegurar el cumplimiento de los plazos regulatorios actuales y los que se prevén surgirán de los nuevos requerimientos normativos.
- Brindar mayor confiabilidad a los sistemas en los que opera nuestra Distribuidora, a través de profundizar las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo o requerido en base a relevamientos de diagnósticos. Esto redundará en mayor confiabilidad y seguridad del sistema.

#### **Costos de Personal**

Dado que Gasnor presta el servicio en cuatro provincias y cada una de ellas tiene sus particularidades asociadas a la dispersión geográfica y densidad de población; por medio de la estructura organizativa, se busca asegurar la adecuada prestación de los servicios a brindar a la comunidad, considerando estas características.

En la estructura podemos destacar que:

- En la Provincia de Tucumán se aloca la Sede Central que brinda apoyo a todas las unidades de negocio y además se desarrollan tareas propias de la Unidad de Negocio Tucumán cuyo alcance es el Gran San Miguel de Tucumán, Trancas, Concepción y Alberdi.

- En la Provincia de Santiago del Estero, la Sede Comercial principal alcanza a la ciudad de Santiago del Estero, La Banda, Frías y Termas de Río Hondo.
- Provincia de Salta, la Sede Comercial principal alcanza a las ciudades de Salta, Tartagal, Orán, Metán, Rosario de la Frontera, Güemes y San Antonio de los Cobres.
- En las Provincias de Jujuy, la Sede Comercial principal comprende a las ciudades de San Salvador de Jujuy, San Pedro de Jujuy, Libertador General San Martín, Tilcara y Humahuaca.

Para el funcionamiento de la Distribuidora, se requiere desarrollar tareas administrativas, comerciales y operativas. En su composición algunas tareas se desarrollan a nivel territorial por provincia o sub-zona pero con dependencia jerárquica funcional y otras tienen una dependencia centralizada, permitiendo una interrelación entre las distintas áreas y una mayor proximidad entre el usuario con la distribuidora en su puntos de contacto de servicio técnico y comercial.

Para definir la empresa eficiente que debiera ser la resultante de esta RTI, se tomó como punto de partida la empresa real existente, respecto de la cuál debe considerarse que tuvo que adaptarse al diferimiento de actualización tarifaria sin dejar de prestar el servicio con normalidad. A tal fin se analizó y relevó los puntos de mejora en eficiencia y en inversiones a futuro. Luego de este relevamiento se proyecta conservar la estructura organizativa actual; resultando necesario abrir oficinas o delegaciones que apuntalen el abastecimiento a localidades donde se presta el servicio desde hace poco tiempo y a nuevas localidades, de modo de acompañar la expansión, que las inversiones propuestas lograrán. Asimismo para una mejor atención de la prestación de servicio a los usuarios de Gasnor, se requiere un incremento en el plantel destinado a la atención técnica y comercial.

Las principales funciones del personal de la Distribuidora que conforman el organigrama, se describen a continuación.

**Áreas de Staff:** son las áreas que brindan asesoramiento a la Gerencia General. En este grupo se encuentran las áreas de Relaciones Institucionales, Asesoría de Energía, Controller y de Planeamiento y Análisis de Gestión. Con estas áreas se busca maximizar las funciones del negocio de la energía, las relaciones con la comunidad en su comunicación e imagen corporativa, controlar las transacciones comerciales y de servicio

técnico y operativo y un constante seguimiento de la gestión con propuestas de mejoras de eficiencias.

**Áreas de Apoyo:** intervienen en los procesos de la distribuidora realizando tareas de soporte. En esta área encontramos a las gerencias de Administración, Finanzas y Sistemas, junto con la Gerencia de Recursos Humanos y Asuntos Legales y Regulatorios. En la primera se llevan a cabo las tareas de contabilidad, impuestos, tesorería, presupuestos y control de gestión junto con las tareas de informática, tecnología y telecomunicaciones. En la segunda se brinda asesoramiento legal y regulatorio y la defensa jurídica de la compañía. Interviene también en lo referido al personal, liquidación de sueldos, convenios colectivos de trabajo, desarrollo organizacional y procesos. En estas gerencias las tareas se desarrollan desde Administración Central para toda la distribuidora.

**Gerencia Operativa:** tareas comprende por una parte las tareas de Higiene, seguridad y Medio Ambiente, de Integridad y de Ingeniería y Control, todas estas tareas se realizan desde la Administración Central brindando sus servicios a todas las provincias. Adicionalmente la tarea operativa se organiza en dos unidades Operativas regionales, conformadas por Subzona Operativa Norte (Salta y Jujuy) y Subzona Operativa Sur (Tucumán y Santiago del Estero), donde se llevan a cabo las tareas de Distribución, Proyectos e Inspección Medición e Instalaciones, cada subzona con su equipo de inspectores, soldadores y técnicos tendientes a garantizar la distribución y seguridad en la red.

**Gerencia Comercial:** estructurada en un área de Procesos Comerciales, desde donde se brinda servicios a todas las provincias en lo referente a Facturación, Planeamiento de Expansión, y gestión de usuarios, el Servicio de Atención Telefónica a los Usuarios y un área de Gestión Comercial en las que se coordinan las tareas de Despacho, Desarrollo Comercial y las oficinas comerciales de Tucumán y Santiago. En los casos de las provincias de Salta y Jujuy, dada la distancia a la Administración Central las tareas se gestionan a través de dos unidades de gestión, que tienen a cargo las tareas comerciales y de representación a los distintos estamentos de la comunidad.

#### **Proyección de dotación de personal**

Para la determinación de los costos de mano de obra se partió de la estructura actual del organigrama, la proyección de la envergadura y alcance de las oficinas comerciales y

delegaciones, su radio de acción y de influencias, la cantidad de usuarios a administrar en relación a la dispersión geográfica de los centros de atención más próximos y kilómetros de la red.

Desde la perspectiva legal, la relación laboral con los empleados es por medio de contratación directa con la persona, la que tiene relación de dependencia directa de Ganor, y sólo para atender situaciones particulares de estacionalidad o de proyectos específicos, es que se realiza la subcontratación por medio de empresas de servicios eventuales. Asimismo, la empresa en su rol social, celebra convenios con las provincias en programas especiales de pasantías a estudiantes, así como de inserción laboral a personas que presentan algún tipo de discapacidad.

Partiendo de la dotación real y en base a las proyecciones de inversión, demanda actual y su crecimiento vegetativo, así como la demanda de nuevas localidades, es que se estimó el incremento de la dotación para el próximo quinquenio. Por ello el incremento de dotación está principalmente dado en las áreas comerciales y operativas quienes son las que tienen el contacto directo con los usuarios y con la administración y operación de la red y, en menor cuantía se consideró la necesidad de incrementar las áreas administrativas de apoyo en lo concerniente a controles de gestión, informáticos y de RRHH.

Para la proyección de la cantidad de empleados se calculan ratios (empleados/usuario ó empleados/km) según el área a la que pertenece el personal. Para esto, se utiliza como base la plantilla del año 2016 desagregada por categoría, tipo de empleado y por actividad a la que pertenece cada uno de ellos. Los empleados que pertenecen al área técnica, se proyectan teniendo en cuenta el crecimiento de la red en kilómetros que tendrá la distribuidora durante el período tarifario y las nuevas exigencias de las normativas técnicas. Los empleados que brindan servicio de atención comercial a los usuarios, se proyectan considerando el crecimiento de dichos usuarios, la atención a nuevas localidades y de puestas en servicio respectivamente, estimados para los años 2017 a 2021. Asimismo se ha incluido en la proyección de personal, la cantidad necesaria para reemplazar el excedente de horas de trabajo que es soportada por el plantel actual.

En lo concerniente al área de atención telefónica se analizó la necesidad de asegurar el cumplimiento con los indicadores de calidad que fija el Ente Regulador, al mismo tiempo que se tuvo la prudencia de brindar soporte en la época de mayor demanda del servicio por su estacionalidad.

### **Proyección del Costo de Mano de Obra**

Una vez determinada la dotación destinada a atender las distintas tareas tendientes a lograr un funcionamiento eficiente del sistema, es necesario determinar los distintos componentes del costo de mano de obra.

El primer paso es determinar el costo salarial de cada uno de los integrantes de la organización, conforme a su nivel en la estructura. Dependiendo del puesto y de las tareas desarrolladas, estas han sido clasificadas y agrupadas en actividades administrativas, comerciales y operativas, conforme al plan de cuentas regulatorio establecido por la Resolución ENARGAS 1660/00.

Los componentes del costo salarial considerados son todos los atribuibles a la relación de dependencia, en cuanto a las cargas sociales, componentes considerados en los Convenios Colectivos de Trabajo, vacaciones, y premios anuales. Asimismo incluye el costo de indumentaria, refrigerio, capacitación y asistencia médica.

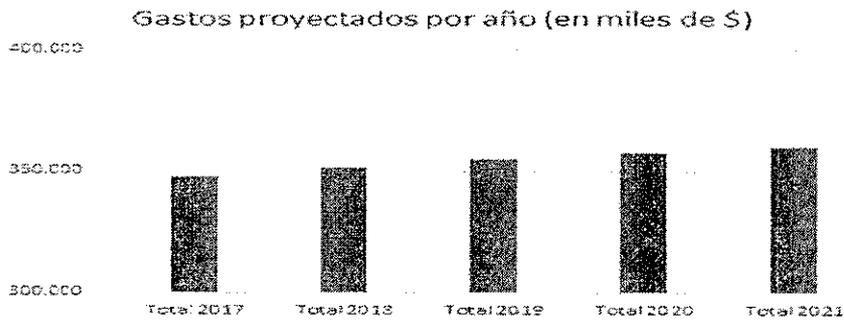
A efectos de las remuneraciones proyectadas, se han considerado los valores del convenio celebrado el 23 de Agosto 2016 que tiene una vigencia hasta diciembre 2016 (pauta semestral).

De manera general, cabe destacar que –aunque con una situación tarifaria adecuada– esta Distribuidora no abandona el criterio de prudencia en los gastos y eficiencia en la operatoria. Esto se evidencia en la proyección de personal, la que apunta a reforzar la dotación base para la operatoria, es decir la que realiza tareas claves como: atención al usuario, atención a instaladores, inspección de instalaciones de interna, inspección de gasoductos, atención de emergencias, por nombrar algunos de ellos.

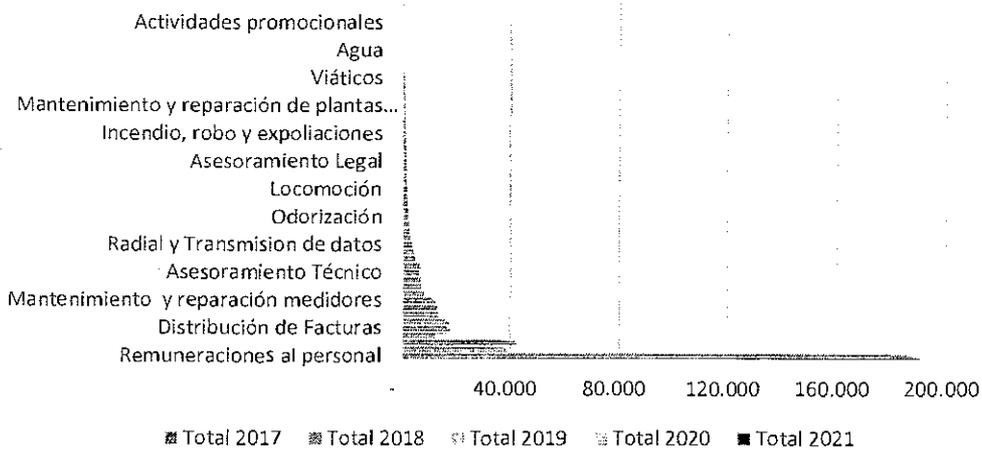


### Nivel de Costos proyectados

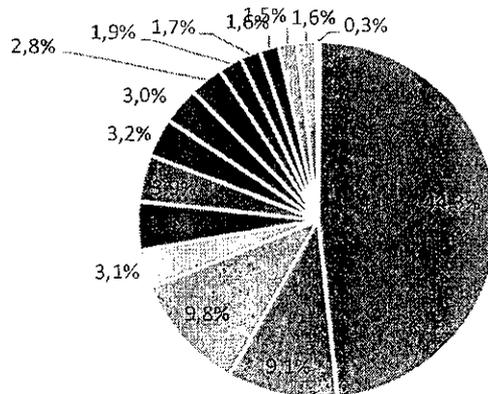
De acuerdo a lo descripto anteriormente respecto de los gastos operativos y gastos de personal, la proyección de los mismos para esta propuesta tarifaria de distribución es la siguiente:



### Costos proyectados por año por rubro (en miles de \$) 2017-2021



Porcentaje relativo del los rubros de costos más relevantes respecto del total de gastos del quinquenio



- Remuneraciones al personal
- Aportes Jubilatorios
- Comisiones Bancarias
- Mantenimiento y reparación de gasoductos y ramales de alta presión
- Distribución de Facturas
- Lecturas
- Mantenimiento y reparación de redes de media y baja presión
- Mantenimiento y reparación de estaciones de regulación y/o medición
- Mantenimiento y reparación medidores
- Guardia Activa y Pasiva
- Mantenimiento y reparación otros activos
- Arrendamiento de edificios y construcciones civiles
- Asesoramiento Técnico
- Vigilancia
- Gastos con incrementos menores al 2%

## 9.- Plan de inversiones

El objeto del presente Plan de Inversiones, es proponer las obras a realizar por la Distribuidora durante el quinquenio 2017-2021.

Estas obras tienen como objeto satisfacer los requerimientos necesarios para brindar una adecuada prestación del servicio de distribución de gas natural, de manera segura, confiable, asegurando la ininterrumpibilidad del servicio, y posibilitando llegar a zonas que carecen actualmente del mismo. Lo expuesto, permite dar lugar a los desarrollos regionales y a una mejor calidad de vida a sus habitantes.

### Alcance

Este Plan contempla las inversiones a realizar en el área abastecida por Gasnor, (provincias de Tucumán, Santiago, Salta y Jujuy) y que han sido clasificadas conforme lo dispuesto por la Nota ENRG GD/GT/GRGC/GD/GDyE/GAL/I N° 10424, en tres grupos, a saber:

- 1º. Inversiones indispensables para atender la operación y el mantenimiento, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras, con iguales o mayores estándares a los requeridos por la normativa vigente.
- 2º. Inversiones necesarias para eliminar, durante los próximos 5 años, todo tipo de restricciones que al presente estén limitando nuevas conexiones, donde existe red de distribución de gas.
- 3º. Inversiones para el abastecimiento a nuevas localidades o sectores que no cuentan al presente con el servicio de gas natural por redes.

### Monto de Inversiones 2017-2021

El monto previsto para las inversiones del quinquenio queda conformado de la siguiente manera (en millones de pesos calculados a precios de agosto de 2016):

Tipo de Inversión	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Clase I	201,59	186,95	210,41	171,83	163,43	934,21
Clase II	0,91	45,22	13,29	0,00	2,52	61,93
Clase III	33,40	50,85	62,55	80,35	74,94	302,10
Total	235,90	283,03	286,25	252,18	240,88	1.298,24

## **Estudio y Simulación del Sistema de Distribución (Inversiones Clase I y II)**

A fin de determinar las obras necesarias sobre el sistema de distribución con el objetivo de dotarlo de la capacidad necesaria para atender el crecimiento de la demanda, se realizaron estudios y simulaciones del mismo (ANEXO SIMULACIONES), siguiendo los lineamientos indicados por la Autoridad Regulatoria en su Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 7436 del 11/08/2016, la cual establece sensibilizar el abastecimiento de la demanda proyectada, sobre los siguientes escenarios:

**Escenario 1:** se trata de la arquitectura del sistema actual, con el aumento de la demanda proyectada de usuarios Residenciales, Comerciales, Industriales y Estaciones de Carga de GNC. Considerando los nuevos usuarios que se estima captar durante el quinquenio, tanto vegetativo como los provenientes de nuevas zonas a abastecer. A su vez, al consumo residencial se le aplicó un factor por temperatura, que surge de considerar el consumo promedio del año más frío de la década (año 2010). En este escenario, ya se observan zonas rojas (en redes de media presión) que indican presiones por debajo de las presiones mínimas garantizadas.

**Escenario 2:** se trabaja sobre el escenario 1 al que se le incorporan las obras de refuerzo a ejecutar en el quinquenio. En el que se observa que, con las obras que se proponen realizar, el sistema queda dotado de capacidad suficiente para abastecer la demanda prioritaria.

### **Inversiones Proyectadas Clase IyII.**

Los proyectos propuestos que conforman el Plan de Inversiones de Gasnor, se encuentran agrupados de la siguiente manera:

**Interconexiones y refuerzos en Media Presión:** agrupa todos aquellos proyectos tendientes a reforzar el sistema de redes de media presión, no sólo aumentando su capacidad, sino también su confiabilidad operativa. Comprenden obras de interconexión de distintos tramos de red y la instalación de nuevas Estaciones Reguladoras de Presión con su nexa en Alta Presión. Las obras a realizar durante el quinquenio completan los siguientes ítems:

Provincia	Ramal AP (m)	RED MP (m)	Estaciones Reguladoras de Presión	Beneficiarios
Tucumán	5.780	14.188	4	15.424
Santiago	2.820	5.250	1	9.258
Salta	435	5.260	2	9.258
Jujuy	1.110	9.073	2	21.186
<b>Total</b>	<b>10.145</b>	<b>33.771</b>	<b>9</b>	<b>55.126</b>

Como obra a destacar en este subgrupo se encuentra el proyecto TSM 18672 “Instalación de ERP Avda. Juan B. Justo y España” (ANEXO PROYECTOS). El proyecto consiste en la instalación de 2.300 metros de cañería de acero API5LX52 Ø 152mm, e: 4,8mm, con Revestimiento Tricapa Grupo G4 NAG 108 Año 2009 y 700 metros en PE SDR11 Ø180. Consta también, con la instalación de una ERP para 4.000 m<sup>3</sup>/h 25/1,5 Bar. La obra representará un refuerzo necesario para reforzar en el sistema interconectado de media presión de la zona céntrica de la ciudad de San Miguel de Tucumán. Esta obra tiene un presupuesto estimado en 11.98 MM\$.

**Reemplazos en Baja y Media Presión:** abarca principalmente el reemplazo de zonas de redes y servicios domiciliarios que requieren ser renovados por obsolescencia y/o por razones de seguridad. Las obras a realizar durante el quinquenio completan los siguientes ítems:

Provincia	RED MP (m)	Servicios
Tucumán	200	-
Santiago	18.000	1.737
Salta	-	1.000
Jujuy	-	0
<b>Total</b>	<b>18.200</b>	<b>2.737</b>

Como obra más relevante de este grupo, se encuentra el Proyecto ASE 18626 Renovación de la Red de Baja Presión en Santiago del Estero (ANEXO PROYECTOS). que tiene como objetivo reemplazar el remanente de la antigua red de acero de baja presión de la ciudad de Santiago del Estero, que data de la década del '40, por una red de media presión de polietileno. Lo que implica no sólo la instalación de 18.000 m de red de polietileno, sino también el reemplazo de 1.737 servicios, la provisión e instalación de igual número de reguladores de presión y la desvinculación e inertización de los 29.500 m de red a reemplazar. Esta obra tiene un presupuesto estimado en 29,06 MM\$.

**Interconexiones y refuerzos en Alta Presión:** al igual que para las redes de media presión antes descriptas, agrupa aquellos proyectos tendientes a aumentar la capacidad de

transporte de los sistemas de Alta Presión y su confiabilidad operativa. Las obras a realizar durante el quinquenio completan los siguientes ítems:

Provincia	Ramal AP (m)	Beneficiarios
Tucumán	8.000	5.062
Santiago	7.000	21.829
Salta	1.820	21.338
Jujuy	20.460	23.083
<b>Total</b>	<b>37.280</b>	<b>71.312</b>

La obra que se destaca de este subgrupo son los proyectos JSS2110 y JPA525. Ambos proyectos conforman la obra Loop completo Perico 1° y 2° Etapa (ANEXO PROYECTOS). Estos proyectos consisten en la instalación de 20.460 metros de cañería en acero Ø 8", fabricada bajo Norma API5LX52, e: 6.4 mm, con Revestimiento Tricapa Grupo G4 NAG 108 Año 2009. El objetivo es reforzar la alimentación a la ciudad de San Salvador de Jujuy, aumentando a su vez la seguridad operativa de dicha alimentación, ante una eventual salida de servicio de cualquiera de los ductos. Estas obras tienen en conjunto un presupuesto estimado en 59,96 MM\$.

**Reemplazos en Alta Presión:** abarca proyectos tendientes a realizar cambios de tramos de Gasoductos de Alta Presión, por razones de mantenimiento y por integridad. En especial en aquellas zonas donde se establecieron asentamientos irregulares dentro de la zona de seguridad del gasoducto.

Las obras a realizar durante el quinquenio completan los siguientes ítems:

Provincia	Ramal AP (m)
Tucumán	13.775
Santiago	2.460
Salta	14.200
Jujuy	-
<b>Total</b>	<b>30.435</b>

Como obra destacada en este subgrupo, se encuentra el proyecto SCB002 "Renovación Gasoducto G21 – Cobos" (ANEXO PROYECTOS). El proyecto consiste en la instalación de 14.200 metros de cañería en acero Ø 8", fabricada bajo Norma API5LX56, e: 8,7 mm, con Revestimiento Tricapa Grupo G4 NAG 108 Año 2009. Contempla también un cruce de vía y 7 cruces de ruta. Esta obra tiene como finalidad del reemplazo de parte del ramal de alta presión de Ø 6" que alimenta a la ciudad de Salta que data del año 1961,

otorgándole una mayor capacidad de transporte de gas, sino también una mayor seguridad operativa. Esta obra tiene un presupuesto estimado de 99,28MM\$

**Potenciación Estaciones Reguladoras de Presión:** Comprende la readecuación de (5) Estaciones Reguladoras de Presión, que requieren aumentar su capacidad y/o se encuentran superados en tecnología.

**Potenciación Planta Compresora Lamadrid:** Contempla la adquisición e instalación de un segundo motocompresor a la actual Planta Compresora Lamadrid, que actualmente cuenta con un solo compresor. De esta manera se aumenta al doble su capacidad de compresión, aumentando así la confiabilidad operativa de la misma.

**Reemplazos Equipos de Odorización:** contempla el reemplazo de (6) equipos de odorización de los denominados “a goteo”, por equipos de inyección de odorante proporcionales al flujo de gas, lo que brinda una mejora en el control de la concentración del odorante inyectado.

**Reforzamiento Protección Catódica:** este proyecto agrupa el reforrado de tramos de gasoductos, la instalación y reforzamiento de (67) de las llamadas UPCCI (Unidades de Corriente Impresa), la adquisición de (75) Equipos Rectificadores de Corriente y el recoating de dos tramos de 2.000 m continuos de gasoductos.

**Equipamiento Medición:** comprende la adquisición y el reemplazo de (85.000) medidores domiciliarios de las familias de medidores más antiguas, a fin de bajar la edad media del parque actual, mediante el reemplazo por medidores de última generación. A su vez comprende la adquisición e instalación de los denominados Smart Meters (medidores inteligentes, (650) medidores residenciales, (32) medidores comerciales, (117) medidores industriales) para la determinación del cálculo del “factor de carga” necesario para ajustar la demanda estratificada de los usuarios y con ellos estudiar el comportamiento de la demanda de consumo, además contempla (1.200) rotaciones a distintas ubicaciones de los Smart Meters, a fin de ampliar el espacio muestral.

**Ampliación y Actualización Sistema Scada:** comprende la incorporación de (288) nuevos puntos de monitoreo y medición vía remota, lo que permitirá no solo el monitoreo de los consumos de los Grandes Usuarios, sino también las presiones operativas en diversos puntos del sistema aumentando la confiabilidad en las operaciones del sistema de alta presión, además del reemplazo por obsolescencia y falta de repuestos, de (47) computadores de flujo para corrección de volúmenes en Grandes Usuarios.

**Equipos y herramientas:** Comprende la adquisición de equipos y herramientas indispensables para la operación y el mantenimiento del sistema. Entre los más destacados se encuentran: Equipo TD Willanson para intervenciones en caliente, pinza prensa caños de acero para atención de emergencias, un Fourtrax Gas cuatriciclo dotado de un detector de fugas de última generación especialmente adaptado al vehículo, (33) detectores de gases, (4) detectores de cañerías enterradas, (70) dataloger para el monitoreo y registro de presiones en el sistema, transmisores de presión, etc.

**Flota Vehicular:** La inversión comprende la renovación total de la flota, con reemplazo de 116 unidades y la incorporación de 12 unidades.

El total necesario para renovar la flota de vehículos asciende a 41,30 MM\$ para el período 2017-2021 comprendido por la RTI.

La flota actual está compuesta por 116 vehículos entre autos, camionetas y camiones, destinados principalmente a las áreas operativa en un 69% y comercial en un 28%, con 80 y 32 unidades respectivamente, y requiere del incremento de 12 unidades por la proyección de aumento de personal operativo como del área comercial por la incorporación de nuevas oficinas comerciales.

Cabe mencionar que el 16% de los vehículos tienen entre 10 y 20 años, el 37% entre 5 y 10 y hasta 5 años un 47%, por lo que más de la mitad de la flota se encuentra totalmente amortizada generando con mayor frecuencia gastos de reparación y mantenimiento.

La inversión en flota vehicular posibilita asegurar la confiabilidad de las tareas de mantenimiento y control propias del servicio de gas natural por redes, las cuales se verán incrementadas por la incorporación de nuevas tareas y usuarios. Estas tareas representan una gran cantidad horas hombre por km recorridos por lo que mantener las unidades más actualizadas que garanticen los últimos estándares de seguridad y confort, adquiere gran importancia.

Aseguramos también con los reemplazos de unidades, el cumplimiento de los estándares de seguridad en la conducción y en el equipamiento de los vehículos.

#### **Hardware y Comunicación:**

##### **Actualización del sistema comercial.**

Gasnor cuenta hoy con un sistema desarrollado por terceros en el año 1998, desarrollado en una tecnología muy vieja (Power Builder y base de datos Informix) luego migrado a Oracle. El sistema actual incluye los módulos de facturación, lectura,

notificaciones y cortes, atención a usuarios, call center, proyectos de desarrollo comercial (ampliación de obra), inspecciones (internas y externas), seguimiento de trabajos en terreno y las interfaces con el JDEdwards para los asientos contables. Incluye interface con el IVR y con la página web.

Por la obsolescencia de las herramientas empleadas y las continuas correcciones y ampliaciones del mismo, cada vez es más difícil adaptar el sistema a los requerimientos regulatorios, normativas impositivas nuevas, y por sobre todo, brindar un servicio de excelencia en la calidad de atención a nuestros usuarios. Por ello se prevé el reemplazo del sistema comercial actual, con un nuevo sistema que cubra todas las funcionalidades del sistema actual y brinde nuevas herramientas de mejora en la atención.

El proyecto incluye la adquisición del software y licencias de uso, como así también el trabajo de consultoría e implementación.

### **Comunicaciones**

Este proyecto incluye la implementación de equipamiento Wireless en todas las oficinas de la Distribuidora, teléfonos celulares para reemplazar los obsoletos o rotos, centrales telefónicas para reemplazar los equipos de más de 15 años de antigüedad, licencias para call center y equipos de seguridad.

### **Equipamiento Hardware**

Este proyecto implica la renovación y actualización de los equipos de toma estado, PC, notebook, equipos para trabajo en campo, etc. Que van siendo necesarios reemplazar por obsolescencia o rotura a lo largo del tiempo.

### **Servidores y Storage**

El proyecto implica la adquisición y renovación de los equipos de Storage, servidores, baterías para la UPS, e incluso un grupo electrógeno para el Datacenter. Actualmente se cuenta con un datacenter local con los servidores principales y un sitio de contingencia tercerizado (con servidores de Gasnor).

### **Actualización de software:**

### **Adquisición e implementación de sistema SAP**

Actualmente la empresa cuenta con un sistema de gestión administrativa y financiera en el cual eventualmente se producen problemas de inconsistencias, que no permiten una adecuada toma de decisiones en tiempo y forma. Si bien se paga un

mantenimiento por el soporte del producto actual, se debe tener contratado otro proveedor para el desarrollo de todos los cambios impositivos que determina el gobierno nacional, como así también los gobiernos provinciales y municipales, implicando el riesgo de no cumplir con la normativa impositiva.

Dentro del proyecto se consideran los costos de licencias del producto, el servicio de consultoría para la implementación y el mantenimiento para el primer año. Este proyecto no incluye HW. El proyecto está dividido en dos etapas. La primera aplica a los módulos financieros (FI/CO y MM), la segunda etapa aplica a los módulos de la gestión operativa de la empresa (PS y PM).

### **Sistema de Presupuestación**

Actualmente el presupuesto y control presupuestario se lleva adelante con planillas Excel, con un sinnúmero de inconvenientes: Planillas descentralizadas y a veces duplicadas, pérdida de planillas de usuarios, trabajo de recopilación y unificación de planillas en una planilla central, imposibilidad de aprobaciones y controles, imposibilidad de llevar presupuestos y ajustes mensuales, como se requiere, errores en los procesos de integración de información, Imposibilidad de hacer diversos escenarios de acuerdo a distintas variables: inflación, tipo de cambio, ingresos, etc.

Para resolver estos inconvenientes, se prevé la implementación de un sistema integral y centralizado de elaboración de presupuestos, planificaciones y previsiones, que permita la integración de la planificación operativa y financiera.

### **Soluciones Mobile de Oracle**

Actualmente la empresa no cuenta con un sistema informático para el relevamiento de datos en terreno. Los encargados de realizar los relevamientos de fugas, protección ON-OFF, protección catódica, ruidos y olores, etc, realizan las anotaciones en planillas en papel, siendo muy ineficiente su operación. Además al cargar la información a los sistemas, se producen errores de transcripción, con la posibilidad de disparar “alertas” por falsas urgencias. El proyecto implica la adquisición de esta herramienta que permita el desarrollo de aplicaciones para el relevamiento en terreno de las operaciones antes descriptas.

### **Software de base**

Actualmente Gasnor tiene una red de datos interna con más de 20 localidades donde se presta el servicio de Distribución de Gas. Para que los usuarios que atienden al público tengan acceso a toda la información de los sistemas en línea, se requieren ciertas herramientas en sus equipos para conectarse a los servidores principales, a través de los “angostos” (512 KB) enlaces de comunicaciones. Con estos programas, se pueden brindar más servicios con menos recursos.

Por otro lado, para llevar adelante una inteligente toma de decisiones, se planifica adquirir e implementar un sistema de Business Intelligence (o Inteligencia de Negocios) que permita identificar más rápidamente acciones concretas de mejoras en la forma de atender a los usuarios y en la forma de operar y mantener las redes, así como también poder contar con un conocimiento más acabado de los hábitos de consumo de los usuarios en relación a las distintas temperaturas y geografías de la Distribuidora.

Se contempla en este proyecto la adquisición de las licencias, trabajo de consultoría e implementación de la herramienta.

### **Sistema de Información Geográfico**

El proyecto contempla dos líneas de trabajo, según el enfoque y la información a cargar en el sistema:

- **Comercial:** se propone continuar la carga de los parcelarios y la geolocalización de los puntos de suministro en las parcelas, incluye el cruce de la información con datos del censo a nivel de radio-censal de las provincias de Tucumán y Jujuy sobre la plataforma actual (software QGis), una vez finalizados se continuará con la provincia de Salta. De Santiago del Estero no se cuenta con dicha información, por lo que formará parte de una etapa posterior.

Por cada punto de suministro se referencia información comercial (fecha de alta del usuario, información del usuario, facturas, consumos 2014 al 2016, información de tarifa social, información de crédito y cuál es la entidad financiera que le otorgó el crédito, retiro y rehabilitaciones). Hoy el sistema permite consultar la información internamente como WMS.

- **Operaciones:** el proyecto contempla la carga de cañerías de alta y media presión, válvulas de bloqueo y las estaciones reguladoras de presión.

La carga de dichos sistemas (alta y media presión) se cargará tomando como base el parcelario existente en el Sistema Comercial, la carga se realizará “conforme a

obra” o sea a escala real de dibujo sobre la base existente en planos conforme a obra y planchetas, lo que permitirá en el futuro prescindir de la consulta de los planos en soporte papel.

Se prevé realizar este proyecto por administración, es decir con personal contratado, en un espacio físico y con equipamiento propio.

- **Adquisición del software ARCGIS**, previsto para el 2018.

#### **Atención al Usuario y Facturación**

Está conformado por una cartera de 6 proyectos a desarrollarse en el quinquenio, y algunos de ellos interrelacionados, que buscan mejorar la calidad y el nivel de atención de los usuarios, así como un mayor grado de eficiencia en los procesos de negocio.

Se detallan a continuación la totalidad de los proyectos:

- **Atención de Localidades de la Puna Salteña:** Construcción de un nuevo centro operativo y comercial en San Antonio de los Cobres que permitirá atender a nuevas localidades en las que existe un desarrollo actual de redes en la Puna salteña.
- **Terminales de autogestión:** Actualmente la Distribuidora tiene en sus oficinas ubicadas en las capitales de provincia sendos módulos de autogestión a desarrollados internamente. Se propone la adquisición, instalación y puesta en funcionamiento de 12 Terminales de Autogestión fuera de las oficinas de Gasnor brindando al usuario mayor cantidad de puntos de contacto con la Distribuidora y ampliando en algunos casos el horario en el que puede efectuar consultas y trámites. Mencionamos a modo de ejemplo algunas de las localidades donde se prevé instalar las mismas: Tafí Viejo, Yerba Buena, San Lorenzo, Salvador Mazza, Calilegua o Yuto, La Banda, Fernández, etc.
- **Contact Center :** En la actualidad la Distribuidora tiene un call center dedicado a la atención de consultas y reclamos de sus usuarios y ha ido incorporando herramientas para ampliar los canales de contacto, ha fortalecido su presencia en redes sociales, y tiene un proyecto en ejecución de refuncionalización de su sitio web. Se prevé que en los próximos años la interacción de los usuarios por estos canales se incremente. El proyecto propone la implementación de una plataforma de contact center que busca mejorar las interacciones con los usuarios y la eficiencia por agente.

- **Gestión de Mora:** Se contempla la incorporación de software para mejorar el conocimiento de la cartera de usuarios en mora, segmentándola con asignación de estrategias, configurando políticas de cobranzas y estableciendo asignaciones de todos los actores que intervengan en la gestión y campañas de cobro.
- **Gestión de Corte:** Se plantea la incorporación de software de gestión y adquisición progresiva de equipos colectores de datos para gestión de cierres y retiros de medidores.
- **Lectura de medidores Residenciales y SGP:** El parque actual de equipos colectores de datos que se emplea para la toma de estados de medidores tiene en general más de 10 años de antigüedad. Las barreras en la importación anteriores dificultaron su reemplazo. El proyecto implica no sólo el reemplazo de los equipos sino también la migración de la administración de lecturas a través de equipos colectores a una solución con una tecnología propietaria.

#### **Adquisición de medidores Residenciales:**

Comprende la adquisición de medidores de uso residencial (79.800), para atender la demanda de incorporación de nuevos usuarios Residenciales durante el quinquenio.

#### **Adquisición de medidores Comerciales e Industriales:**

Comprende la adquisición de (1.225) medidores de uso comerciales e industriales y de unidades correctoras de volumen (303) para atender la demanda de incorporación de nuevos usuarios durante el quinquenio.

#### **Inversiones para el abastecimiento a nuevas localidades o sectores que no cuentan al presente con el servicio de gas natural por redes (Clase III)**

Resulta sumamente importante para el sistema de distribución y los usuarios potenciales de la región, que se posibilite la concreción de las redes de distribución de gas natural, que permitan el acceso a la población, que teniendo las condiciones edilicias para acceder al gas natural, no disponen de los medios económicos para financiar la red y la interna de gas natural. A continuación se describen los tipos de expansión propuesta, a saber:

**Inversiones Bloque I:** Comprenden localidades que ya disponen de gas natural y donde se procura desarrollar obras de no envergadura a fin de completar los mallados existentes,

llegando así a la periferia de los centros urbanos que hoy cuentan con gas. Estos usuarios a pesar de tener próxima a su vivienda la red de gas natural y requerir invertir en obras de menor costo para acceder al servicio, hasta la fecha no pudieron reunir el monto requerido para emprender la ejecución de los proyectos, y continúan utilizando otros combustibles más caros, como por ejemplo el gas licuado.

Este programa de expansión surge a partir del relevamiento de solicitudes presentadas por los vecinos interesados en distintas localidades del área licenciada que actualmente cuentan con gas natural. En base a las necesidades relevadas la Licenciataria priorizará los proyectos que sean económicamente viables y que permitan a la mayor cantidad de interesados posibles acceder al servicio, los que anualmente serán puestos en consideración de la Autoridad Regulatoria.

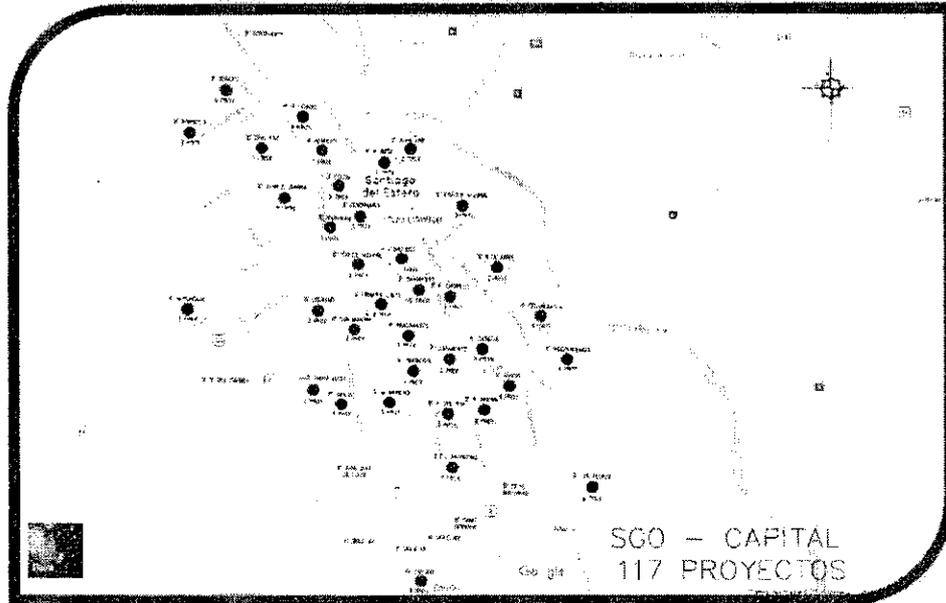
Las localidades de cada provincia donde se prevé inicialmente el desarrollo de este grupo de proyectos son las siguientes:

- Provincia de Jujuy: El Carmen, Monterrico, Perico, San Salvador de Jujuy, Palpalá, Yala, Fraile Pintado, Libertador Gral. San Martín, Ledesma, San Pedro de Jujuy, Humahuaca, Tilcara y Maimará (estas 3 últimas dentro de la subzona tarifaria Puna).
- Provincia de Salta: Orán, Tartagal, Apolinario Saravia, Las Lajitas, Metán, Salta, Campo Quijano, Cerrillos, El Carril, Vaqueros y La Caldera.
- Provincia de Tucumán: Alderetes, Los Ralos, Lules, Famallá, Monteros, Río Chico, Concepción, Simoca, La Cocha, Santa Ana, San Miguel de Tucumán, Las Talitas, Tañ Viejo y Yerba Buena.
- Provincia de Santiago del Estero: La Banda, Santiago del Estero, Beltrán, Fernández, Forres, Frías y Termas de Río Hondo.

Los beneficiarios potenciales estimados que conformarían este programa de desarrollo suman más 13 mil, con una inversión promedio por beneficiario de 18M\$.

El grado de concentración de los potenciales beneficiarios en cada una de las localidades mencionadas es diverso, dependiendo del mallado de redes existentes y del desarrollo habitacional en cada zona. A efectos de ejemplificar esta situación, se muestra a continuación un plano de la ciudad de Santiago del Estero donde se identificaron las probables zonas a desarrollar.

Gráfico: Ejemplo de posibles proyectos a desarrollar en la ciudad de Santiago del Estero



**Inversiones Bloque II:** Corresponden a proyectos que se ubican en localidades donde al presente todavía no llegó el gas natural; son en su mayoría localidades donde el nivel de empleo está asociado al sector público o en las que prima el empleo informal. En la selección de las mismas se tuvo presente, además del costo por usuario, el brindar soluciones concretas a obras que los Gobiernos Locales trataron de desarrollar sin haber logrado los fondos para ello y con diferentes grados de avance hasta la fecha.

Se incorporaron también proyectos en localidades que ya cuentan con gas natural por redes, de mayor envergadura que los que conforman el Grupo/Bloque I, con el objeto de facilitar el acceso al servicio a vecinos de zonas donde existe un desarrollo habitacional incipiente o donde el Gobierno o la Distribuidora realizó algún esfuerzo previo para gasificar la zona.

Los proyectos y localidades que forman parte de este Programa se muestran en el cuadro siguiente, así como el año en el que se realizaría la inversión y el monto de la misma:

GRUPO II: PROYECTOS DE INVERSIÓN PROPUESTOS EN EL QUINQUENIO												
Provincia	Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Beneficiarios Potenciales Estimados	HDI de la localidad	Inversión por beneficiario potencial (\$)	Monto Total a Invertir (MM\$)	2017	2018	2019	2020	2021
Salta	SGR001	Provisión de Gas Natural para la Localidad de Gral. Ballewian	Hot Tap	576	47	1.597	0,9		0,9			
Salta	SUR001	Provisión de Gas Natural para la Localidad de Urucos	Hot Tap	250	33	3.680	0,9		0,9			
Salta	SCC001	Provisión de Gas Natural para la Localidad Coronel Cornejo	Hot Tap	161	36	5.734	0,9	0,9				
Salta	SSL003	Provisión de Gas Natural para el Barrio La Aguada y otros	Consiste en la instalación de 4000 metros de cañería en PE SDR11 $\phi$ 125mm. Consta también de dos válvulas de acero $\phi$ 102mm, con la instalación de una ERP para 3000m <sup>3</sup> /h 15/4 Bar, también contempla dos Cruces de Bricks.	1.505		7.410	15,2		21,2			
Jujuy	JPB001	Provisión de Gas Natural para la Localidad de Pampa Blanca	Consiste en la instalación de 30 metros de cañería de acero APISLX42 $\phi$ 76mm, e:3,95mm y 1150 metros en PE SDR11 $\phi$ 96. Consta también de dos válvulas de acero $\phi$ 76mm, con la instalación de una ERP para 600m <sup>3</sup> /h 15/0 Bar. También contempla Cruce de vías.	667	11,6	8.240	5,5			5,501		
Tucumán	TTA18679	Instalación de ERP en Las Tallitas para el desarrollo de una vasta zona.	Consiste en la instalación de 250 metros de cañería de acero $\phi$ 102mm, con la instalación de una ERP para 2000m <sup>3</sup> /h 25/1,5 Bar	500		9.019	4,5	4,5				
Tucumán	TTA 18675	Provisión de Gas Natural para la zona donde se ubica la Granja Modelo	Instalación de un ramal de 20m de 2", una ERP Q= 1200 m <sup>3</sup> /h	300		10.605	3,2	3,2				
Santiago	PN 12037	Provisión de Gas Natural para la Localidad de San Pedro de Guasayan	Consiste en la conexión de un nuevo punto de entrega, Estación de Medición, ERP 50/25 Bar 2500 m <sup>3</sup> /h y sistema de odorización por inyección. La instalación de 250 metros de cañería de PE SDR11 $\phi$ 125mm; 300 metros de cañería de PE SDR11 $\phi$ 88mm; 2160 metros de cañería de PE SDR11 $\phi$ 63mm; 2250 metros de cañería de PE SDR11 $\phi$ 60mm.	300	23,6	62.649	24,5		24,6			
<b>TOTALES</b>				<b>4259</b>			<b>51,0</b>	<b>33,4</b>	<b>53,0</b>	<b>5,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>

Cabe aclarar que en las expansiones de ambos grupos, los aportes no reintegrables en redes por parte de la Distribuidora, deben necesariamente ser complementados con la disponibilidad de líneas de crédito blandas que permitan a las familias financiar la construcción de su instalación interna.

### Obras de Potenciación solventadas por Gobiernos

En el plan de inversiones presentado a ENARGAS, se efectuó una especial referencia a la particular situación generada con obras de confiabilidad del sistema, que en el contexto tarifario de los últimos años, debieron excepcionalmente realizarse con fondos aportados por terceros - gobiernos provinciales que canalizaron fondos del Estado Nacional o Provincial para solventarlas.

Estas obras tienen la característica de permitir "Adecuar y/o incrementar la capacidad de suministro mediante refuerzos de los sistemas de Distribución, y permiten acompañar el crecimiento vegetativo de la demanda".

Si la Distribuidora hubiera contado con el ingreso tarifario, de acuerdo a las previsiones del Marco Regulatorio, las hubiera financiado y formarían parte de la Base Tarifaria a considerar en el marco de una revisión tarifaria.

Estas obras- 5 en total- se encuadraron en el marco de la Resolución 910/09, conforme lo dispuesto por la Autoridad Regulatoria, y hasta tanto se normalizara el sistema con una Revisión Tarifaria Integral, las obras transferidas en propiedad podían ser valorizadas en el activo sólo por los gastos o erogaciones generadas para su incorporación al mismo, y no por su valor de construcción, tal como hubiera ocurrido normalmente. De estas 5 obras que detallamos en el cuadro siguiente, tres (3) fueron transferidas a la Distribuidora y sumadas al activo a valor cero, mientras otras dos fueron cedidas en usufructo, y no son parte del activo.

OBRAS DE REPOTENCIACION EJECUTADAS CON INVERSIÓN DE TERCEROS

Provincia	Nro. de Proyecto	Localización	Descripción	Situación	Antigüedad
Jujuy	JSS 1663	Miraflores- San Salvador de Jujuy	11,2 Km de Gasoducto de 8" en paralelo al existente	Transferencia	2011
Salta	SS 1769	Cobos- Lagunilla (Salta)	22 Km de Gasoducto de 8" en paralelo al existente	Usufructo	2012
Salta	SS 1361	La Lucinda- Huayco (Salta)	13 Km de Gasoducto de 8" e instalación de una ERP en la Ciudad Capital	Transferencia	2013
Santiago del Estero	12712	Termas de Río Hondo- Rodeo de Soria	30 Km de Gasoducto de 8" en paralelo al existente y que se desarrolla desde las Termas del Río Hondo hasta la localidad de Rodeo de Soria. Contempló además la instalación de una trampa de scraper.	Usufructo	2013
Tucumán	TY8 16053	Tucuman - Yerba Buena	Ramal de 4,2 Km, diámetro de 4", instalado en paralelo al gasoducto sur. Incluyó la instalación de una ERP.	Transferencia	2014

Dada la situación especial expuesta, corresponde que el Regulador le dé un tratamiento especial a estas obras incluyéndolas en la Base Tarifaria.

#### 10.- Determinación Tasas y Cargos Por Servicios

Las Tasas y Cargos corresponden a valores, que la distribuidora está autorizada a trasladar a Usuarios, Instaladores Matriculados y Empresas Registradas para realizar obras en la red de distribución y otras gestiones comerciales. Su finalidad es permitir a la Distribuidora la recuperación de los costos en que debe incurrir para atender eventos, generalmente no recurrentes, necesarios para la prestación del servicio, y que no son remunerados por las tarifas.

La última actualización de estas tasas ocurrió en el año 2002, por lo cual los valores que la Distribuidora actualmente puede cobrar corresponden a costos que tienen casi 15 años de retraso. Como consecuencia de ello, las tasas vigentes sólo permiten la

recuperación de un porcentaje menor del costo directo incurrido, generando una pérdida a la empresa con cada prestación de los servicios implicados. Por lo tanto es necesario, una readecuación del cuadro de Tasas y cargos, de modo que los valores que se fijen en cada caso, resulten compensatorios de los trabajos e insumos necesarios para su materialización.

Para ilustrar esta situación, y considerando que los costos se componen mayormente de mano de obra propia o subcontratada, y en menor medida de costos de equipos y materiales, podemos considerar la variación en este período del “Índice de Salarios Básicos de Convenio de la Industria y la Construcción – MTYSS, Personal calificado” (ICB-C). En diciembre de 2002 este índice era de 224.575,20, y en octubre de 2016 es de 6.905.876,96. Esto representa un 3.075,08% de incremento, superior en muchos casos a la diferencia entre la tasa autorizada y el costo actual del servicio para la Distribuidora, por lo cual se solicita la actualización de estos valores que no fueron actualizados desde 2002.

En ANEXO TASAS Y CARGOS adjunto se señala para cada tasa, el valor actualmente vigente y el costo que se solicita sea reconocido en las nuevas Tasas y Cargos.

#### **11.- Requerimientos de Ingresos**

Para poder determinar las tarifas finales es indispensable calcular el valor de los ingresos requeridos para operar durante cada año del quinquenio abril 2017- marzo 2022. Estos ingresos deberán ser suficientes para atender la demanda, cubriendo todos los costos, el plan de inversiones y obteniendo una tasa de rentabilidad regulada.

Cabe destacar nuevamente que el proceso de Revisión Tarifaria Integral previsto por el Poder Concedente en el AA es un ejercicio sumamente necesario, ya que en los últimos años los ingresos que percibió la Distribuidora estuvieron desconectados de sus costos de prestación de servicio, de manera tal que no fueron suficientes para cubrir los costos operacionales que hacen a la atención de usuarios y al mantenimiento de sus activos, con lo cual mucho menos se pudieron realizar las inversiones requeridas y obtener una retribución por el servicio prestado.

1. El nivel de ingresos requerido por esta distribuidora para el quinquenio, propende en primera instancia a la normalización de la actividad de distribución de manera sustentable atendiendo al abastecimiento del sistema actual y su crecimiento vegetativo. Asimismo propende a mejorar la calidad de nuestros servicios a todos los usuarios en igualdad de condiciones, buscando eficiencia en la capacidad de respuesta y una mayor confiabilidad de los sistemas en los que opera nuestra Distribuidora, a través de mantenimiento preventivo.
2. Mejorar Ampliar la cobertura tanto geográfica como de accesibilidad, mediante la apertura de delegaciones comerciales adicionales e inversiones en nuevas redes de distribución es también otro de los objetivos perseguidos.

Conforme ello, el requerimiento de ingresos que se solicita permitiría contribuir a brindar mejor y mayor accesibilidad, igualdad de condiciones y de esa manera fomentar la inclusión en nuestra región.

#### **Supuestos**

- ✓ Se supone que las tarifas resultantes del proceso de revisión tarifaria entrarán en vigencia a partir del 01/04/2017 y se extenderá durante 5 años hasta 31/03/2022.
- ✓ La presente propuesta brinda la pauta de mínima requerida, que propende a la normalización del servicio que provee Gasnor. Con lo cual existe otra propuesta que incluye inversiones más ambiciosas, cuya potencial implementación requiere previamente que Enargas defina las condiciones adecuadas para su concreción.
- ✓ Dado que la información preparada se basa a precios de agosto de 2016 (inversiones) o con el último precio conocido (opex), se han ajustado los valores asumiendo una inflación del 1% mensual, para expresar cada rubro a precios del 31/03/2017.

#### **Factores determinantes del Requerimiento de Ingresos**

A continuación se exponen los valores de las variables que integran el cálculo del Requerimiento de Ingresos, a saber:

##### **1. Demanda:**

Se considera que durante el periodo tarifario se incorporarán más de 80 mil usuarios residenciales en el próximo quinquenio, conforme se detalló en Nota remitida a la Autoridad Regulatoria.

La incorporación de estos potenciales usuarios implicará no sólo ampliar la cobertura y sostener el crecimiento vegetativo, sino dar la posibilidad a nuevos usuarios, provenientes en general de zonas de alta vulnerabilidad socioeconómica, de acceder a un combustible más económico, seguro y sustentable ambientalmente. Además de otros objetivos deseables como liberar recursos del Estado Nacional, que hoy atienden subsidios como la garrafa social.

## 2. Inversiones

Para poder brindar el servicio a los potenciales usuarios es necesario realizar inversiones, lo que implica en general, atender la operación y mantenimiento del sistema en condiciones de eficiencia y confiabilidad, ampliar el sistema de distribución, lograr una mayor cobertura y mejorar la calidad del servicio. Los montos de las inversiones propuestas para cada año son las siguientes:

En MM\$	2017/8	2018/9	2019/20	2020/21	2021/22	Total
<b>Inversiones</b>	\$257	\$307	\$343	\$248	\$244	\$1.401

Moneda: Abril 2017

Tal como se describió anteriormente, estas inversiones son las necesarias para finalizar obras iniciadas por los gobiernos con avance parcial y paralizadas y las requeridas para completar a través de extensiones menores las redes en localidades que ya son abastecidas con gas natural.

## 3. Costos de operación:

A partir de la demanda a ser atendida y la proyección total de activos a ser mantenidos y operados a lo largo del período, se proyectan los costos operativos necesarios para prestar el servicio. En promedio estos costos operativos alcanzan los 420 millones de pesos por año, durante el quinquenio.

Otros costos a considerar dentro del requerimiento de ingresos, se refieren a: i) costo de las pérdidas de gas, que se calculan considerando la tasa de pérdidas de la Distribuidora sobre el volumen total distribuido, valorizado al precio mix de adquisición de gas; ii) costo de la tasa de fiscalización y control; iii) previsión por incobrables, que se calcula como un porcentaje sobre el requerimiento de ingreso; iv) valorización de la

variación del cómputo de la base imponible del Impuesto a las Ganancias, originado por la falta de ajuste por inflación de la base de cálculo impositiva.

#### 4. **Base de Capital**

La auditoría económica de los bienes necesarios para la prestación del Servicio Público fue realizada por las consultoras LEA y PKF, quienes fueron asignadas mediante Resolución por el ENARGAS. A la fecha no han presentado el informe final con las valuaciones alternativas definidas en el pliego de la Licitación para la determinación de la Base de Capital inicial del periodo tarifario, por ello no se exponen en el presente documento.

A efectos del cálculo se ha considerado un nivel adecuado, a fin de cubrir las necesidades de financiamiento de las inversiones.

#### **Metodología de cálculo del Requerimiento de Ingresos**

El cálculo comienza a partir de la estimación de la **demand**a a atender en el período abril 2017-marzo 2022, definiendo la cantidad de usuarios y el volumen que cada uno consumirá durante el período tarifario. En base a esta demanda, se determina el **plan de inversiones**. A continuación, se proyecta la **evolución de la base de activos** considerando dicho plan.

A partir de la base bruta de activos, se extraen las depreciaciones acumuladas para obtener el activo fijo neto al inicio del quinquenio. Luego, se proyecta la base tarifaria de cada año sumando las inversiones y restando las depreciaciones correspondientes.

Una vez calculada la evolución de la base de activos, se calcula el **costo de capital**, como una suma del costo de oportunidad y el costo de mantenimiento de Capital, considerando la tasa de remuneración regulada y las depreciaciones de los activos, respectivamente.

Con la demanda estimada y la proyección total de activos a ser mantenidos y operados, se proyectan mediante impulsores los **costos operativos** incurridos para prestar el servicio. Los impulsores son parámetros establecidos a efectos de determinar el comportamiento de una variable, tales como, la evolución de la cantidad de usuarios, los km. de red, el volumen entregado, la cantidad de personal, la flota, que “impulsan” los

costos afectados por algunos de ellos. A modo de ejemplo, se indica que la cantidad de usuarios, impulsa el monto a erogar por distribución de facturas.

El costo de capital y costo de operación componen el **Valor Agregado de Distribución (VAD) o Requerimiento de Ingresos de la Distribuidora.**

Sobre estos costos la empresa tiene poder de gerenciamiento, y por lo tanto es el objeto principal en la definición de las nuevas tarifas para el próximo período regulatorio (2017-2022).

El objetivo del Requerimiento de Ingresos es recuperar todos los costos económicos necesarios para la adecuada prestación del servicio licenciado.

## Resultados obtenidos

El requerimiento de ingreso resultante para el próximo quinquenio obtenido a partir de los supuestos anteriormente descritos y considerando un calendario regulatorio, son:

En MM\$	2017/8	2018/9	2019/20	2020/21	2021/22	Promedio
Requerimiento de Ingresos	1.349	1.392	1.417	1.448	1.405	1.402

Moneda: Abril 2017

Se puede observar que el ingreso requerido es diferente en cada año. Esto se debe fundamentalmente a que la Base Tarifaria crece en el tiempo, merced a la dinámica de mantenimiento de activos y de un nivel de inversiones por arriba de las amortizaciones, y en menor cuantía a los costos de explotación variables (que crecen con la demanda).

## Tarifas Propuestas

Una vez definido el requerimiento de ingresos, es necesario repartirlo en las distintas categorías y cargos tarifarios en función de la responsabilidad que tienen cada uno de los usuarios finales en los costos de prestación del servicio de la Distribuidora. De modo tal que cada uno de los cargos definidos, multiplicados por las cantidades de usuarios, volumen y capacidad contratada proyectadas, permitan obtener un ingreso de distribución tal que sea igual al costo de la prestación del servicio (requerimiento de ingresos de distribución o VAD).

La estructura tarifaria se refiere al modo en que los usuarios pagan sus tarifas, que puede incluir un cargo fijo, cargos variables por m<sup>3</sup> consumido y una reserva de capacidad.

Al margen de distribución calculado en función al requerimiento de ingresos obtenido, se le suman las componentes de gas y de transporte por categoría y de esta manera se obtienen las Tarifas finales.

Para determinar el impacto final que las nuevas tarifas de distribución, resultantes del requerimiento de ingresos, generarán en la factura final de las distintas categorías de usuarios, se evaluaron dos métodos alternativos: con y sin rebalanceo.

El primero de ellos consiste en otorgar un incremento porcentual acumulado de igual magnitud para todas las categorías, entre los cuadros tarifarios vigentes en el año 2001 y los nuevos cuadros tarifarios que verifican el cumplimiento del requerimiento de ingresos, de modo de mantener la estructura de precios relativos del año 2001 previo a la distorsión de precios y los incrementos tarifarios discriminados por tipos de usuarios. Mientras que, en el segundo método, el incremento porcentual se calcula proporcionalmente para todas las categorías, considerando la variación entre el último cuadro tarifario vigente y la propuesta.

A continuación se exponen los resultados considerando las tarifas propuestas según el método seleccionado:

- Método con Rebalanceo

Factura promedio mensual por categoría:

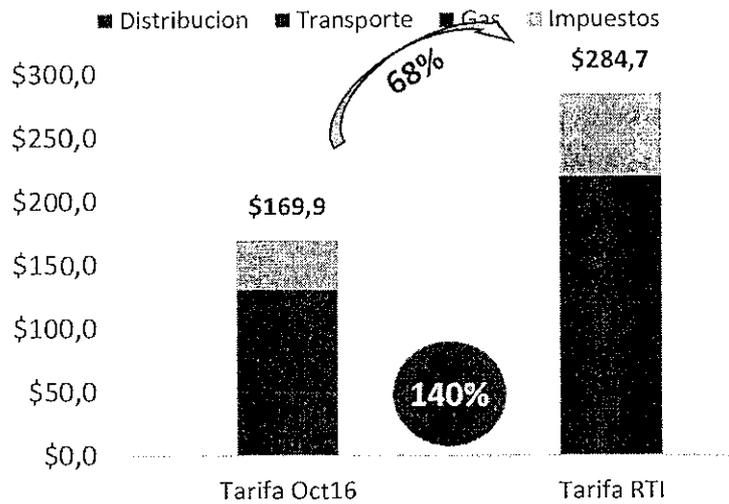
Tarifa RTI	Usuario	Factura Promedio Mensual				
		Gas	Transporte	Distribución	Impuestos	Total
R1	R Bajo	\$35,07	\$3,97	\$90,70	\$38,92	\$168,67
R23	R Medio	\$88,39	\$10,01	\$120,61	\$65,70	\$284,71
R34	R Alto	\$529,92	\$28,49	\$230,94	\$236,81	\$1.026,16
P2	Pyme	\$1.571,67	\$249,22	\$1.676,43	\$1.049,20	\$4.546,52
GNC	GNC	\$328.936,18	\$6.189,20	\$44.272,36	\$113.819,32	\$493.217,06
FD	Industria (*)	\$2.952.380,95	\$61.892,00	\$240.702,65	\$976.492,68	\$4.231.468,29

(\*) Se incluye gas, no obstante la industria actualmente lo compra en el mercado mayorista.

Variación porcentual de la tarifa propuesta respecto de las últimas vigentes:

Si analizamos como ejemplo el caso de un usuario Residencial con consumo medio (R23), el impacto en la factura final con la tarifa propuesta, sería el que se expone a continuación:

### Impacto factura final- Usuario R c/consumo medio



Tarifa	Usuario	Tarifas Oct/16	Tarifas RTI	Variación
R1	R Bajo	\$78	\$169	117%
R23	R Medio	\$170	\$285	68%
R34	R Alto	\$949	\$1.026	8%
P2	Pyme	\$2.099	\$4.547	117%
GNC	GNC	\$325.658	\$493.217	51%
FD	Industria	\$3.929.405	\$4.231.468	8%

En conclusión la tarifa propuesta con rebalanceo representa un incremento final del 68% para un usuario Residencial con consumo medio (R2.3).

- Método sin Rebalanceo

Factura promedio mensual por categoría

Tarifa RTI	Usuario	Factura Promedio Mensual				
		Gas	Transporte	Distribución	Impuestos	Total
R1	R Bajo	\$35,07	\$3,97	\$75,55	\$34,38	\$148,97
R23	R Medio	\$88,39	\$10,01	\$135,75	\$70,25	\$304,41
R34	R Alto	\$529,92	\$28,49	\$541,48	\$329,97	\$1.429,85
P2	Pyme	\$1.571,67	\$249,22	\$1.029,06	\$854,99	\$3.704,94
GNC	GNC	\$328.936,18	\$6.189,20	\$21.348,60	\$106.942,19	\$463.416,17
FD	Industria(*)	\$2.952.380,95	\$61.892,00	\$102.689,01	\$935.088,59	\$4.052.050,55

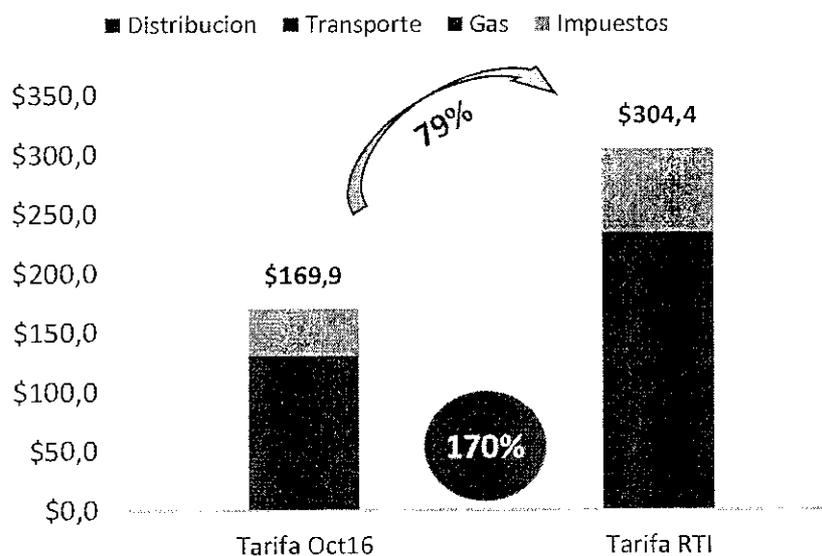
(\*) Se incluye gas, no obstante la industria actualmente lo compra en el mercado mayorista.

Variación porcentual de la tarifa propuesta respecto de las últimas vigentes:

Tarifa	Usuario	Tarifas Oct/16	Tarifas RTI	Variación
R1	R Bajo	\$78	\$149	91%
R23	R Medio	\$170	\$304	79%
R34	R Alto	\$949	\$1.430	51%
P2	Pyme	\$2.099	\$3.705	76%
GNC	GNC	\$325.658	\$463.416	42%
FD	Industria	\$3.929.405	\$4.052.051	3%

Si analizamos como ejemplo el caso de un usuario Residencial con consumo medio (R23), el impacto en la factura final con la tarifa propuesta, sería el que se expone a continuación:

## Impacto factura final- Usuario R c/consumo medio



Por lo tanto para el caso sin rebalanceo, la tarifa propuesta representa un incremento final del 79% para un usuario Residencial con consumo medio (R2.3).

### Impacto en las tarifas del sendero de precios de gas

En base al sendero de gas establecido por el Ministerio de Energía y Minería a aplicarse de manera semestral en los meses de Abril y Octubre de cada año hasta el año 2019, se analizó, utilizando el método de rebalanceo, la participación de la componente de distribución en la factura final del usuario considerando los precios de gas vigentes a partir de abril 2017 y octubre 2019:

Tarifa Abril 2017:

Tarifa	Categoría	Tarifa Promedio Mensual					Participación
		Gas	Transmisión	Distribución	Impuestos	Total	
R1	R Bajo	\$35,07	\$3,97	\$90,70	\$38,92	\$168,67	54%
R23	R Medio	\$88,39	\$10,01	\$120,61	\$65,70	\$284,71	42%
R34	R Alto	\$529,92	\$28,49	\$230,94	\$236,81	\$1.026,16	23%
P2	Pyme	\$1.571,67	\$249,22	\$1.676,43	\$1.049,20	\$4.546,52	37%
GNC	GNC	\$328.936,18	\$6.189,20	\$44.272,36	\$113.819,32	\$493.217,06	9%
FD	Industria	\$2.952.380,95	\$61.892,00	\$240.702,65	\$976.492,68	\$4.231.468,29	6%

Tarifa Octubre 2019:

Tarifa	Categoría	Tarifa Promedio Mensual					Participación
		Gas	Transmisión	Distribución	Impuestos	Total	
R1	R Bajo	\$90,61	\$3,97	\$90,70	\$55,59	\$240,87	38%
R23	R Medio	\$228,41	\$10,01	\$120,61	\$107,71	\$466,73	26%
R34	R Alto	\$651,84	\$28,49	\$230,94	\$273,38	\$1.184,65	19%
P2	Pyme	\$4.061,16	\$249,22	\$1.676,43	\$1.796,04	\$7.782,85	22%
GNC	GNC	\$404.615,33	\$24.756,80	\$44.272,36	\$142.093,35	\$615.737,84	7%
FD	Industria	\$2.952.380,95	\$247.568,00	\$240.702,65	\$1.032.195,48	\$4.472.847,09	5%

Queda en evidencia que con el sendero de Gas propuesto, la participación relativa de la componente de distribución en las tarifas finales disminuye considerablemente, pasando para un R1 de un 54% a un 38% en los periodos analizados.

El mismo escenario se presenta para la propuesta de las tarifas calculadas sin rebalanceo, donde el componente de distribución para un R1 pasa de una participación del 51% en abril 2017 al 34% en octubre 2019.

### **Conclusión**

A lo expuesto precedentemente, debe adicionarse el efecto distorsivo que genera la estructura tarifaria actual que contempla 8 categorías de usuarios Residenciales diferentes en función de escalones de consumo -por cada una de las subzonas tarifarias que tiene la Licenciataria- y con márgenes de distribución sensiblemente diferentes para cada una de ellas.

Estas diferencias entre categorías y el escaso margen de consumo que se requiere para que un usuario se mueva de una categoría a otra, hacen imprevisible para el usuario el costo final a pagar por la prestación del servicio y para la Distribuidora, los ingresos a percibir. Ambos dependerán de la categoría tarifaria que el usuario alcance en cada periodo de facturación, en función de las temperaturas registradas, las señales de precio y la racionalización del uso del gas.

Esto nos obliga a analizar los efectos que distintas variables tienen sobre la demanda con una apertura mayor a la que probablemente se requeriría de no existir esta asimetría tarifaria (para mayor detalle remitirse al Capítulo 11), dado que el resultado final de la Distribuidora no sólo será producto de variaciones en la demanda, sino también de las re categorizaciones de usuarios que se originen como consecuencia de dichas variaciones.

En vista de lo antedicho esta Licenciataria solicita en el marco de la presente RTI se reconsidere el esquema vigente para la categoría Residencial y se adopte un modelo tarifario con un margen de distribución único para todos los usuarios Residenciales.

### **12.- Mecanismos de actualización de Tarifas**

En el marco de la Revisión Tarifaria Integral de 2016, se establecerá una tarifa al consumo de gas natural cuya implementación se iniciará en abril de 2017. La misma será el precio vigente en el mercado hasta que un mecanismo de actualización de tarifas permita el traslado de la variación de los costos de prestación de servicio, por efecto del cambio de valor de bienes y servicios de la economía, a tarifas por parte del ENARGAS.

Se espera que la revisión se lleve a cabo considerando la variación de precios hasta el 30 de junio de 2017 y se establezca una nueva tarifa para el segundo semestre del próximo año, con vigencia a partir del 1 de julio de 2017.

Este mecanismo para actualizar tarifas generará un costo para la distribuidora derivado del hecho que el nivel general de precios se elevará y la tarifa se mantendrá constante durante un determinado periodo de tiempo. Esto generará que el valor real del margen operativo descienda por efectos de la inflación.

A los efectos de conservar el poder de compra derivado de las tarifas, en el presente documento se propone un mecanismo de actualización de las mismas, que cubra esos aspectos.

### **Proceso de Actualización de Tarifas Sugerido**

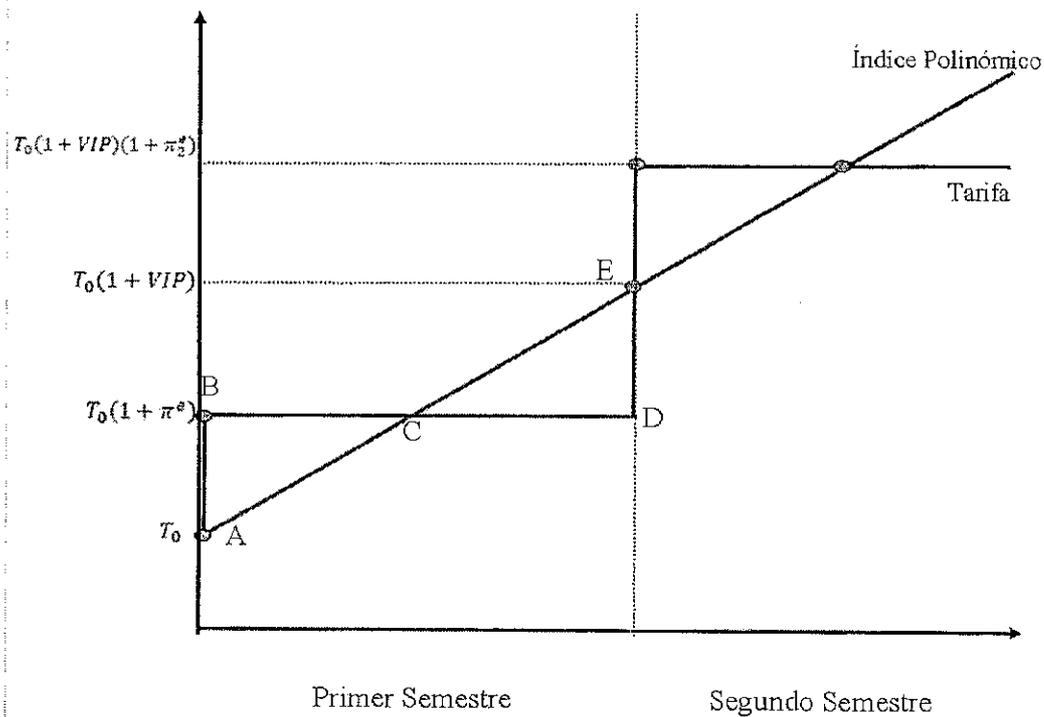
Un mecanismo adecuado de ajuste semestral de tarifas derivado de la variación de los precios de la economía debe basarse en las siguientes consideraciones. En primer lugar, el artículo 41 de la Ley 24.076, que establece que las tarifas ajustarán de acuerdo con una metodología elaborada en base a indicadores de mercado internacional, que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores. En relación a las disposiciones de la LEE se adecuarán los indicadores de mercado internacional a indicadores del mercado local. En segundo lugar, considerar que el Acta Acuerdo Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural, en su Cláusula Décimo Segunda, punto 12.1.1, establece que estos mecanismos de adecuación semestral de la Tarifa se deben definir *a los efectos de mantener la sustentabilidad económico – financiera de la prestación y la calidad del servicio*.

A partir de los argumentos expuestos anteriormente, se sugiere la implementación de un mecanismo en el que las tarifas del semestre incluyan ex - ante la variación de precios estimada para el mismo y un ajuste, al final del semestre, derivado de la diferencia entre la variación estimada y la real. Este mecanismo garantiza que la variación de precios va a ser al menos compensada por la variación esperada y, en consecuencia, que la calidad del servicio otorgado y la planificación corporativa para los próximos años no sean afectadas por la inflación.

### **Trayectorias modelizadas**

En el siguiente gráfico se explica la trayectoria que adoptará la tarifa y su relación con la variación de precios esperada y la real. Cabe destacar que la tarifa es el precio que paga el usuario y el Índice Polinómico es el obtenido a partir de las variaciones promedio de un conjunto de índices de precios representativos de los costos de prestación del servicio de la distribuidora. El comportamiento experimentado por la tarifa y el Índice Polinómico están representados en las líneas azul y roja, respectivamente, del gráfico.

Al inicio del semestre la tarifa se ajusta en función de las expectativas de inflación, incrementándose desde  $T_0$  hasta  $T_0 (1+\pi^e)$ . Esta última es la tarifa que la licenciataria cobrará durante el primer semestre. Cuando finaliza el mismo, la tarifa se ajustará en su exacta incidencia en función al diferencial entre la variación esperada y la realmente registrada (la Variación del índice polinómico, VIP), presentando un incremento hasta  $T_0 (1+VIP)$ . Este ajuste se expone en la sección siguiente, en la cual se describirán sucintamente los índices que podrán emplearse, las ponderaciones y la metodología en general propuesta. La tarifa correspondiente al segundo semestre incluirá la variación del índice polinómico del semestre anterior y las expectativas de inflación para el segundo, por lo que esta tarifa asciende a  $T_0 (1+VIP) (1+\pi^e_2)$ . Los supuestos establecidos a fines didácticos son: los precios crecen linealmente en el tiempo y la inflación esperada es inferior a la real.



Se debe considerar que se produce una diferencia entre lo que cobra la licenciataria y la variación real de los precios, representada en la diferencia vertical entre la trayectoria de la tarifa y la del índice polinómico. Como se observa, en la primera parte del primer semestre esta diferencia es positiva, indicando que la licenciataria cobró más de lo correcto, y en la segunda parte esta diferencia es negativa, señalando que se cobró menos de lo adecuado. Es por ello que las licenciatarias tendrán un pasivo, equivalente al área del triángulo formado por los puntos A, B y C, y un activo correspondiente al área formada por los puntos C, D y E. Entonces, al finalizar el semestre se debe calcular el saldo entre ambos conceptos, el cual puede retribuirse a los usuarios mediante diversos mecanismos.

### Determinación de un Índice Polinómico Representativo de Costos

Conforme lo expuesto, se deriva la necesidad de construir un índice polinómico compuesto, obtenido a partir de índices representativos de los costos del servicio cuya variación será la considerada a los efectos de realizar un ajuste de tarifas que conserve su poder de compra.

La metodología resumida para calcular el mencionado índice es la siguiente:

L

$$IP_t = IP_{t-1}(1 + \widehat{IP})$$

Donde  $\widehat{IP}$  es la variación mensual, conforme el modelo sugerido con tarifas ajustadas por inflación esperada, y es obtenida de la siguiente manera:

$$\widehat{IP} = w_1\widehat{X}_1 + w_2\widehat{X}_2 + w_3\widehat{X}_3 + w_4\widehat{X}_4 + w_5\widehat{X}_5$$

La misma es un promedio de las variaciones porcentuales de un conjunto de índices, denotadas como  $\widehat{X}_i$ , ponderadas por un coeficiente que corresponde a la parte de los ingresos requeridos cuya variación se explica mediante la evolución de un determinado índice, los cuales son denotados como  $w_i$ .

Entre los índices que se deberían incluir se mencionan los siguientes: Índice de Salarios, Índice de Costos de la Construcción (Gastos Generales), Índice de Precios al Consumidor, Tipo de Cambio Oficial, Índice de Costos de la Construcción de Mendoza (Nivel General y Capítulos de Mano de Obra y Materiales), Subíndices de Aceros y Caños de PVC del Índice de Costos de la Construcción e IPIB.

La solicitud requerida, plantea que ex-ante se compense la inflación que se prevé para el próximo semestre. En caso de no prosperar y que se establezca un mecanismo de actualización ex-post de las tarifas, la Distribuidora permanentemente estaría perdiendo ingresos. En este último caso, se solicita a la Autoridad Regulatoria que considere la corrección en el Requerimiento de Ingresos de modo de contemplar el mencionado perjuicio, dado que en todos los semestres se presentaría bajo un contexto inflacionario como el actual.

### 13.- Condicionantes de la propuesta

La propuesta tarifaria que por el presente efectuamos, está primordialmente condicionada a la percepción de una tarifa justa y razonable, que permita una equivalencia adecuada entre el servicio que se presta y una retribución prudente por su prestación; entendiendo que dentro de este concepto, entre otros objetivos primordiales, debe fomentar las inversiones, pues si la tarifa únicamente remunera el costo del servicio, el

sistema estará destinado a su deterioro, no pudiendo asegurar la sustentabilidad de la infraestructura y el desarrollo.

Lo expuesto, está de acuerdo con lo establecido en el artículo 38 de la ley 24.076 y en el párrafo cuarto de la Cláusula 12.7 del Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de la Distribuidora de Gas del Centro; que dispone que la determinación de la base tarifaria debe tener en cuenta *“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...”*

Concretamente se hace reserva respecto de que la propuesta tarifaria efectuada por Gasnor, se encuentra supeditada a la determinación de la Base Tarifaria y el Costo de Capital; factores que definirán una tarifa justa y razonable, como así también a la fijación de un mecanismo de adecuación semestral de la tarifa de distribución a efectos de mantener la sustentabilidad económica financiera de la prestación y la calidad del servicio. Se encuentra igualmente supeditada a la definición de otros tópicos cuya debate debe generarse con el Regulador, así cabe mencionar el diseño de la estructura tarifaria en cuanto a la segmentación de los usuarios residenciales y la previsibilidad de los costos del servicio del punto de vista de los usuarios y de los ingresos desde la perspectiva de la distribuidora; el diseño de las tarifa de transporte y distribución interrumpibles de manera tal que guarden adecuada relación respecto las tarifas de la transportista.

El cuadro tarifario resultante de la RTI debe respetar la vigencia del mecanismo de transferencia a las tarifas de los usuarios de los costos de toda la cadena de producción y transporte de gas, como así también el tratamiento de las diferencias diarias acumuladas por variación del precio de gas comprado hasta la fecha de finalización de la RTI; y la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias excepto en el impuesto a las ganancias o el impuesto que lo reemplace o sustituya.

En este sentido, esta Distribuidora ha solicitado en el ámbito de la Revisión Tarifaria Integral, conforme lo dispuesto por el Acta Acuerdo y Acuerdo Transitorio el reconocimiento en tarifa de los siguientes ítems:

- i. El diferencial no percibido del Régimen Tarifario de Transición.
- ii. El crédito en concepto de MMC devengado desde el día 01/08/07 y hasta el día de la culminación de la RTI.

- iii. El pase a Tarifa de los cargos tributarios Tributo de Emergencia Municipal y Tributo Económico Municipal.
- iv. El Pase a Tarifa de los importes que esta Distribuidora pagó a Mobil Argentina S.A. en concepto de CER, por el precio de gas en boca de pozo.

Respecto de los ítems “i” e “ii” hemos solicitado al Regulador considere las sumas a cuenta de la RTI percibidas por esta Distribuidora en el Periodo de Transición, conforme las Resoluciones del ENARGAS y de la Secretaría de Energía desde el año 2012 al presente. En caso que no exista una solución al respecto, previo a la implementación de la nueva tarifa, se deberá adicionar al requerimiento de ingresos presentado por Gasnor un monto suficiente para reflejar dichos conceptos.

Finalmente, el monto de los daños y perjuicios ocasionados por el Otorgante como consecuencia del incumplimiento de realizar la Revisión Tarifaria Integral que debía culminar 28/02/09, no están contemplados en la propuesta que esta Distribuidora presenta al Regulador, en consideración a que su planteamiento corresponde en otra instancia y por ende no está incluido en los cálculos que resultaron en el Cuadro Tarifario cuya aprobación se solicita a partir del 1° de Abril de 2017 y durante el próximo período tarifario.

## **ANEXO COSTO DE CAPITAL**

# 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**

WCS

Octubre 2016



## Índice de Contenidos

<b>1</b>	<b>Objetivos</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>El costo del capital en industrias reguladas</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>La estructura de capital</b>	<b>8</b>
3.1	Evidencias académicas	11
3.2	Análisis comparado	13
<b>4</b>	<b>El costo de la deuda</b>	<b>16</b>
<b>5</b>	<b>El costo del capital propio</b>	<b>20</b>
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
<b>6</b>	<b>Riesgos y el costo del capital en industrias reguladas</b>	<b>26</b>
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
<b>7</b>	<b>La implementación del CAPM para la industria del gas natural</b>	<b>38</b>
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
<b>8</b>	<b>La utilización del WACC en dólares</b>	<b>76</b>
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
<b>9</b>	<b>El costo de capital para la distribución de gas natural</b>	<b>85</b>
<b>10</b>	<b>El problema de la base tarifaria</b>	<b>87</b>

## 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

para el Desarrollo Social de las Naciones Unidas (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.

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.

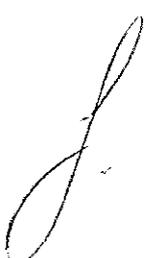
6. La Dra. Virginia Sarria Allende es Profesora del IAE, la Escuela de Dirección y Negocios de la Universidad Austral. Tiene un PhD en Finanzas en Columbia University, New York, USA. Anteriormente realizó el Postgrado en Economía en

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



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",  $[k_d \times (1-t)]$ , donde t la tasa de impuestos. La expresión del costo promedio del capital corregida por el beneficio fiscal de los intereses sería así:

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

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 cálculos.

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 cálculos 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.

### 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.<sup>1</sup>

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

---

<sup>1</sup> Este enfoque además es el que predomina en la práctica regulatoria.

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  $L_{\text{VALOR LIBROS}} = D/(D+E)$ , 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 está 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)<sup>2</sup>, 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  $EQUITY \text{ AJUSTADO} = (D)/(D+E_A)$ , donde  $E_A$  es el valor del patrimonio neto ajustado. Finalmente, hemos computado la razón de endeudamiento  $EQUITY \text{ BURSÁTIL}$  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

---

<sup>2</sup> Cavallo, A. (2013). Online and official price indexes: measuring Argentina's inflation. *Journal of Monetary Economics*, 60(2), 152-165.

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 to- das	2015 sin Metrogas
<b>Promedio Simple</b>						
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
<b>Promedio Ponderado</b>						
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.

### 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 sería 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.<sup>3</sup> 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.<sup>4</sup> Esto indica que, todo lo demás constante, las empresas reguladas con un price cap favorecerán una estructura de capital con un menor endeudamiento financiero.

---

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> 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.

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.<sup>5</sup> 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.<sup>6</sup> 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.<sup>7</sup>

21. En resumen, las predicciones teóricas y los resultados empíricos anteriores muestran que las empresas adoptan estructuras de capital más 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.

---

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> Ver por ejemplo Ovtchinnikov, A. V. (2010). Capital structure decisions: Evidence from deregulated industries. *Journal of financial economics*, 95(2), 249-274; y también 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.

<sup>7</sup> 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.

### 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%).<sup>8</sup> 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
<b>Promedio</b>				<b>0.48</b>

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.

<sup>8</sup> En el caso de OFGEM, el ratio refiere a valores de mercado

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 específicas 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
<b>Promedio</b>	<b>28.4</b>	<b>33.8</b>	<b>40.3</b>

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

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.

Tabla 4. La estructura de capital propuesta para las Licenciatarías

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 Licenciatarías no tienen instrumentos de deuda en dólares que coticen en los mercados de valores. Más aún, las empresas

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.

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	<i>MDuration</i>
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

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%.<sup>9</sup> 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%.

<sup>9</sup> TGS tiene parte de su negocio no regulado, lo que posiblemente incide en un menor rendimiento requerido a su deuda.

## 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

(1956).<sup>10</sup> 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

---

<sup>10</sup> 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

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 riesgo, 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

costo de capital en dólares se suele tomar como rendimiento libre de riesgo aquél que ofrecen los bonos del gobierno americano.<sup>11</sup>

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 ( $\beta$ ), 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

---

<sup>11</sup> 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.

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  $\beta$ . 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  $\beta$  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

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, siendo 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 valorar 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:

$$(9) \quad K_e = R_f + \beta_1 * F_1 + \dots + \beta_n * F_n$$

donde  $F_i$  para  $i = 1, \dots, n$  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)

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)<sup>12</sup>, 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 aquella 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

---

<sup>12</sup> 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.

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

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.<sup>13</sup> 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 está 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.<sup>14</sup> El modelo muestra que el parámetro beta está 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

---

<sup>13</sup> Este puede ocurrir en presencia de una significativa variabilidad del costo marginal de largo plazo.

<sup>14</sup> Binder, J. y S. Norton, 1999. "Regulation, Profit Variability and Beta". *Journal of Regulatory Economics*, 15 - 249-265.

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.

## 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

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 valorar un bono en lugar de descontarse el flujo esperado con la rentabilidad esperada, se estaría descontando el flujo más probable<sup>15</sup> 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.

---

<sup>15</sup> 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.

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

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 cubrirían 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.

### 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

la introducción de regímenes regulatorios más estrictos.<sup>16</sup> 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 cálculos 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

---

<sup>16</sup> 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

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<sup>17</sup> 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.

---

<sup>17</sup> Ver Blejer, M. I. (1982). "Interest Rate Differentials and Exchange Risk: Recent Argentine Experience" *Staff Papers - International Monetary Fund*, 29(2): 270-279.

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 Licenciatarías, 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.

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.<sup>18</sup>

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-

---

<sup>18</sup> 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.

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

*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%<sup>19</sup>

## 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.<sup>20</sup> 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

---

<sup>19</sup> 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

<sup>20</sup> 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.

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 aquella que se reporta en *Valuation Handbook-Guide to Cost of Capital* de Duff & Phelps<sup>21</sup>. Esa serie mide los rendimientos en los mercados de capitales america-

---

<sup>21</sup> 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.

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).<sup>22</sup> 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.<sup>23</sup>

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.<sup>24</sup>

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:

$$(10) \quad R_{t_0-T} = \left( \frac{P_T}{P_{t_0}} \right)^{\frac{1}{n}} - 1$$

---

<sup>22</sup> 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.

<sup>23</sup> 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.

<sup>24</sup> 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. Sinquefeld, 1989, Stocks, Bonds, Bills and Inflation: Historical Returns (1926 - 1987), Charlottesville, VA, The Financial Analysts Research Foundation para una explicación más detallada al respecto.

donde  $R_{t_0-T}$  representa el rendimiento promedio geométrico anual entre  $t_0$  (el momento del inicio de la inversión) y  $T$  (el momento actual),  $P_{t_0}$  y  $P_T$  son los niveles del índice del portafolio del mercado en  $t_0$  y  $T$ , respectivamente, y  $n$  es el número de años transcurridos entre  $t_0$  y  $T$ . El cálculo de la media aritmética, por su lado, primero requiere obtener los rendimientos anuales de la siguiente manera:

$$(11) \quad R_t = \left( \frac{P_t}{P_{t-1}} \right) - 1$$

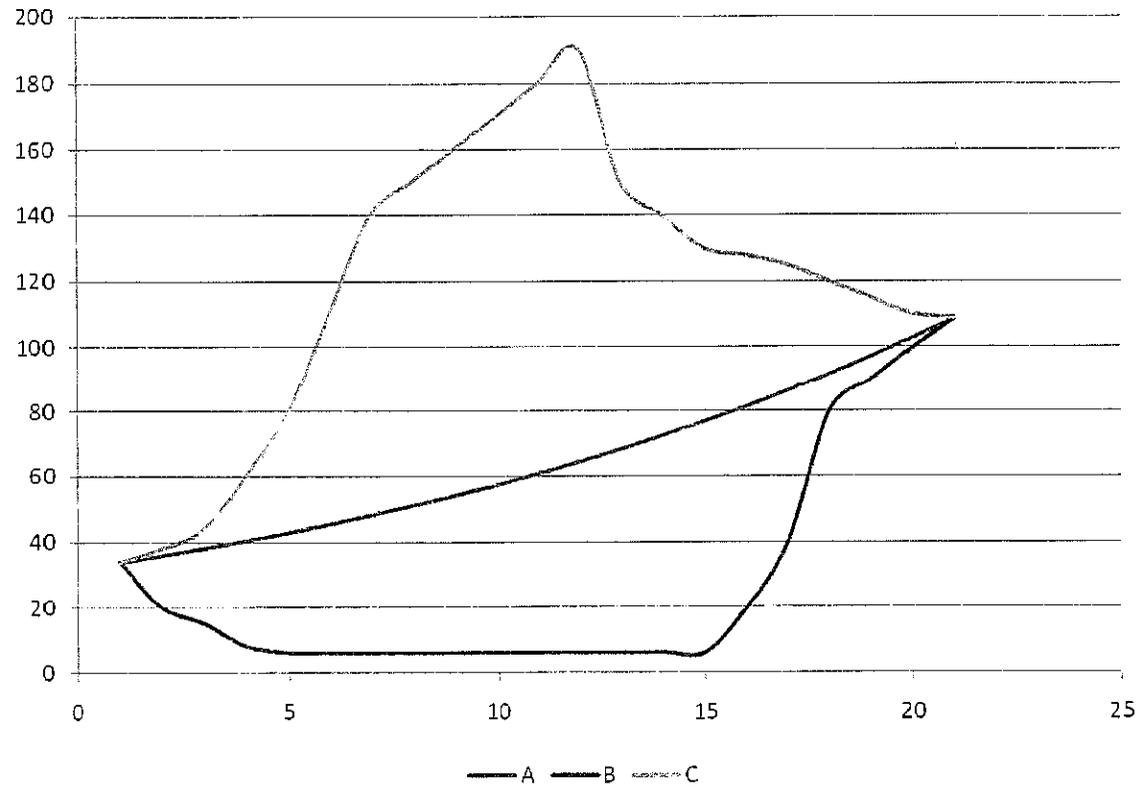
para luego computar el rendimiento total del período usando la expresión:

$$(12) \quad R_{t_0-T} = \frac{\sum_{t=t_0}^T R_t}{n}$$

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  $t_0$  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.

Gráfico 1: Evolución hipotética 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

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.<sup>25</sup> 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".<sup>26</sup>

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 aquella que mide los rendimientos en los mercados de capitales americanos desde 1926 hasta 2015.<sup>27</sup> 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

---

<sup>25</sup> Ehrhardt (1994) presenta más argumentos que fundamentan esta posición.  
<sup>26</sup> Este comportamiento de los retornos se suele denominar un "random walk".  
<sup>27</sup> Los datos provienen de Duff and Phelps (2016). Valuation Handbook. Guide to Cost of Capital. Market Results Through 2015.

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:

$$(13) \beta_{Ei} = \frac{\text{covarianza}(r_i, r_m)}{\text{varianza}(r_m)}$$

donde  $\beta_{Ei}$  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

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.



### 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)<sup>28</sup>; 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:

$$(14) \quad \beta_L = \beta_U * \left(1 + \frac{E}{D} * (1 - t)\right) - \beta_A * \left(\frac{E}{D} * (1 - t)\right)$$

donde  $\beta_L$  es la beta apalancada, que incluye la ampliación del riesgo sistemático que genera el endeudamiento financiero,  $\beta_U$  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,  $\beta_A$  es la beta de la deuda, que refleja el riesgo del acreedor,  $\frac{E}{D}$  representa la razón deuda-capital actual - a valores de mercado - u objetivo, y  $t$  representa la tasa marginal impositiva.

<sup>28</sup> Modigliani, Franco and Merton H. Miller, 1958, "The cost of capital, corporation finance and the theory of investment" *American Economic Review*

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.

$$\beta^d = \frac{ERP}{K^d - R_f - RP} \quad (15)$$

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 Producers 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 y el largo plazo. El objetivo de esas estructuras regulatorias 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

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 sistémico soportado por una compañía. El impacto de regímenes regulatorios alternativos puede ilustrarse empleando una expresión como la siguiente:

$$(16) \quad \pi = P Q - C_X(Q) - C^N(Q)$$

donde  $\pi$  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



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
Kate 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 pérdidas 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 enfrenta 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

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 aun 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 patrones, 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

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
$\Delta$ (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.<sup>29</sup>

<sup>29</sup> Grout, P. A., & Zalewska, A. (2006). The impact of regulation on market risk. *Journal of Financial Economics*, 80(1), 149-184.

126. Gaggero (2007; 2010) replica los resultados de Alexander et al. (1996) pero con datos más recientes y durante un periodo de tiempo mayor.<sup>30</sup> 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.<sup>31</sup> 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

---

<sup>30</sup> 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.

<sup>31</sup> 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.

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.<sup>32</sup>

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.

---

<sup>32</sup> 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.

#### 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.

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 práctica 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.<sup>33</sup>

### 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

---

<sup>33</sup> Guasch, J. L. (2004). *Granting and renegotiating infrastructure concessions: doing it right*. The World Bank.

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 una 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-

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

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)<sup>34</sup> 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.<sup>35</sup> 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,<sup>36</sup> propuesto como base de recomendación para el cómputo del costo de capital de una empresa de distribución de gas

---

<sup>34</sup> Mapping power and utilities regulation in Europe, 2013.

<sup>35</sup> First-State Investments comments on Dr. Lallys review of WACC issues, Marzo 2016.

<sup>36</sup> 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.

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 constataados 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.



Tabla 9. Parámetros Betas para el Sector de Distribución de Gas Natural

Nombre de la Empresa	Beta <sub>E</sub>	D/E	Beta <sub>A</sub>
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
<b>Promedio</b>	<b>0,605</b>		<b>0,561</b>

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).<sup>37</sup>

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.

<sup>37</sup> 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.

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).<sup>38</sup> 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	
$\beta_u$	0,561
Riesgo Regulatorio	0,488
$\beta_u$ Corregida	1,049
$\beta_d$	0,383
D / (D+E) - en %	20
Tasa Impuesto - en %	35
$\beta_L$	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

<sup>38</sup> 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.

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.<sup>39</sup> 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

$$(17) R^e = R_f + \beta * (PM) + RP$$

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

---

<sup>39</sup> 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.

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.<sup>40</sup> 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.

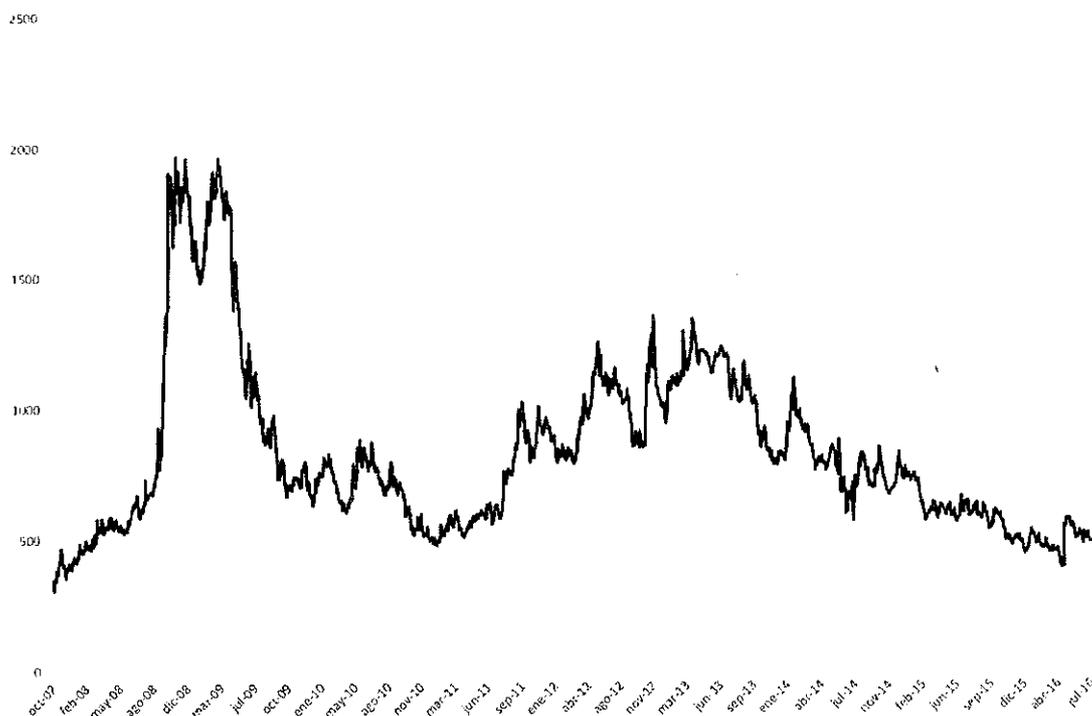
157. Este ajuste es muy similar al que se da en los bonos, por esta razón es muy común que para realizar este ajuste se use exactamente el mismo que para los bonos. Como se refiere a un riesgo político del país, los bonos que se utilizan para realizar el ajuste son los del Gobierno Argentino. Es decir, 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.

---

<sup>40</sup> Ver Godfrey y Espinosa (1996)

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.<sup>41</sup> 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.

<sup>41</sup> Esto difiere en aquéllos países más desarrollados donde la estimación permite el cálculo del costo de capital en moneda local.

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<sup>42</sup>. 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;

---

<sup>42</sup> Casarín, García Sánchez, Preve y Sarria Allende (2009). *El Costo de Capital: Informe elaborado para GASNOR, LITORAL GAS y ECOGAS.*

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.<sup>43</sup> 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.

---

<sup>43</sup> 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.

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.<sup>44</sup> En caso de que se dé

---

<sup>44</sup> 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.

el evento de default se obtiene el valor de recuperó. No hay una clara recomendación en la literatura acerca de qué distribución de probabilidad utilizar para simular el valor de recuperó. 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.<sup>45</sup> De hecho, puede observarse que 32,2% es muy similar al 30% que fue aproximadamente el valor de recuperó 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<sup>46</sup>.

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 valorar un bono utilizando la probabilidad de default y el valor de recuperó, 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 recuperó 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

---

<sup>45</sup> Mora, Nada (2014). *Creditor Recovery: The Macroeconomic Dependence of Industry Equilibrium*. The Federal Reserve Bank of Kansas City. RWP 13-06.

<sup>46</sup> 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.

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<sup>47</sup>. 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).

---

<sup>47</sup> 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.

**Tabla 11. Retornos anuales contrafácticos de las distribuidoras de gas**

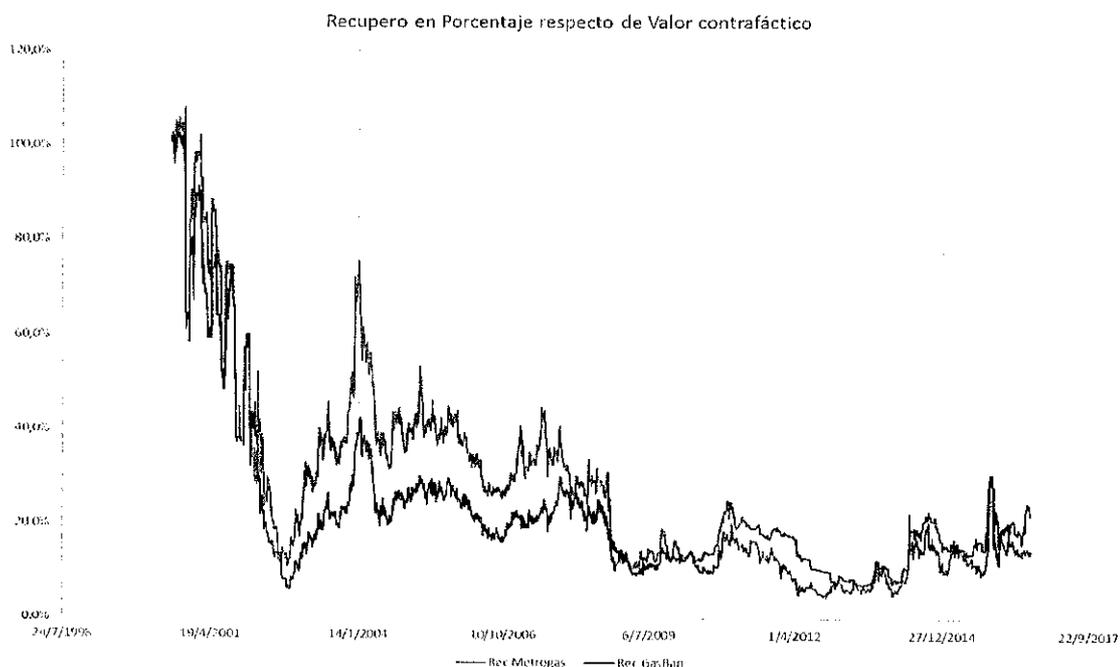
Año	Retorno del S&P 500	Retorno ajustado por la Beta
2000	-8,19%	-6,14%
2001	-13,04%	-9,78%
2002	-23,37%	-17,52%
2003	26,38%	19,79%
2004	8,99%	6,75%
2005	3,00%	2,25%
2006	13,62%	10,21%
2007	3,53%	2,65%
2008	-38,49%	-28,86%
2009	23,45%	17,59%
2010	12,78%	9,59%
2011	0,00%	0,00%
2012	13,41%	10,05%
2013	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 recuperio para cada día. En el Gráfico 3 pueden verse los valores de recuperio 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 recuperio 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 recuperio.

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.

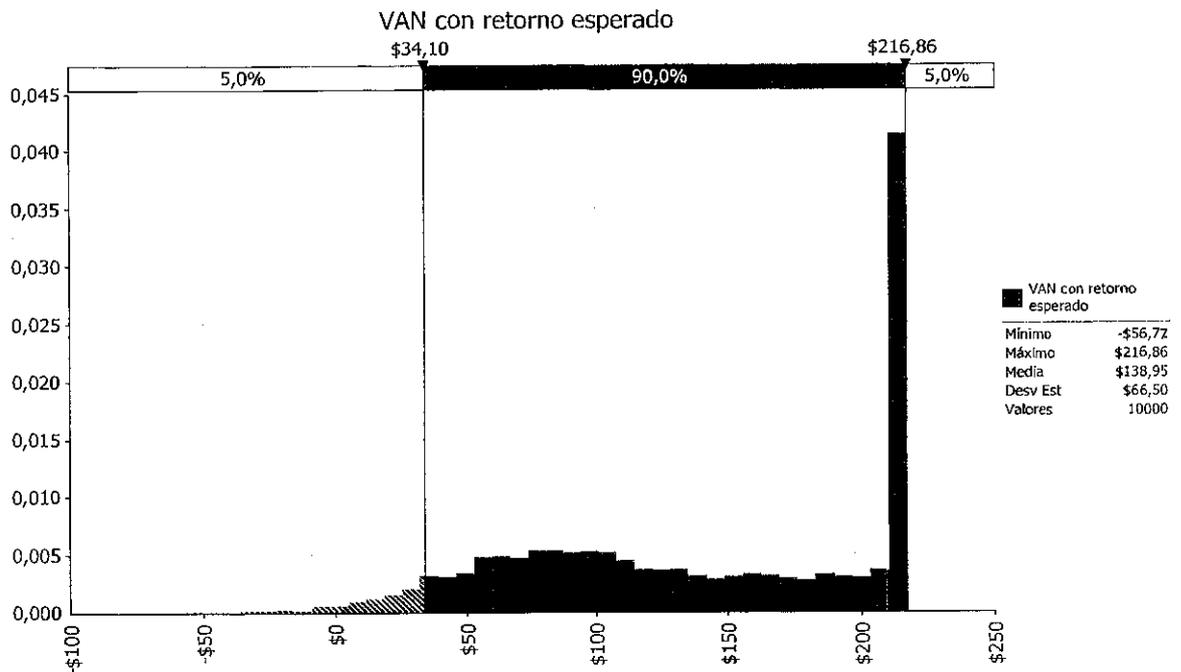
Gráfico 3. Evolución del porcentaje de recupero de Metro Gas y Gas Ban



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.

**Gráfico 4. Resultado de la simulación para obtener la probabilidad de default del bono Discount 2033 en dólares**



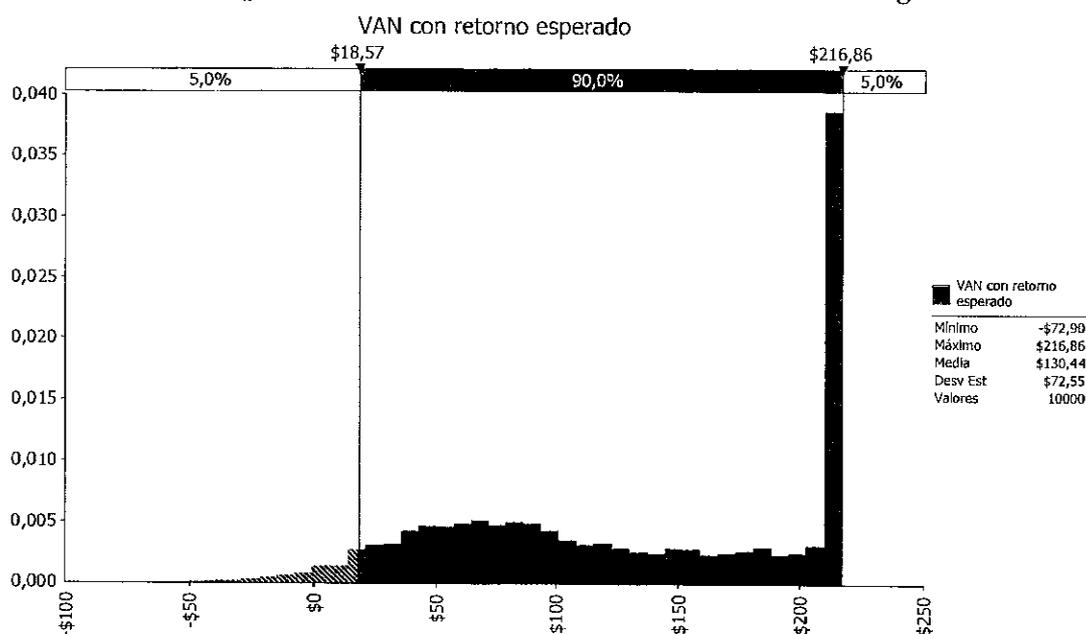
183. Vamos a explicar paso a paso cada uno de los cálculos que realizamos. A partir de los datos de mercado del bono, procedimos a calcular cuál era la probabilidad de default en diciembre de 2015.

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

default de 7,30% y el valor de recuperó de 32,22%, que refleja el valor de recuperó 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%<sup>48</sup>

Gráfico 5. Resultado de la simulación para estimar el precio que tendría el bono si su valor de recuperó en caso de default fuera el de las distribuidoras de gas.



186. Con la probabilidad de default así obtenida, deberíamos cambiar el valor de recuperó del bono por el valor de recuperó 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.

<sup>48</sup> 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.

## 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.

$\pi$  : 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.

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.<sup>49</sup> 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.

---

<sup>49</sup> 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.

$WACC_r^{USD}$ : 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

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

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

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 Licenciatarías 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 Licenciatarías 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 aumentarían 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  $\pi$  es la tasa de inflación esperada del período.

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:

$$( 22 ) \quad R_n^r = (1 + W_r) * (1 + \pi) - 1 = W_r + (1 + W_r) * \pi$$

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:

$$( 23 ) \quad RP = R_n^r - R_n^o = (1 + W_r) * \pi - \frac{E_0 * \pi}{BC_0}$$

Por otra parte, si la rentabilidad perdida se computa en pesos al multiplicarla por la base de capital, la pérdida monetaria total (P) sería:

$$( 24 ) \quad P = RP * BC_0 = (BC_0 + BC_0 * W_r - E_0) * \pi = (BC_0 + I_0) * \pi$$

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 numérico de la pérdida que tendría una empresa Licencitaria si las tarifas se fijaran descontando flujos constantes con el WACC real.

Tabla 12

Ejemplo del impacto de fijar tarifas sin tener en cuenta la inflación

<i>Cálculos hechos por el regulador</i>	
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
<i>Flujos efectivos de dinero sin ajuste</i>	
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,

$$RP = R_n^r - R_n^o = \pi$$

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

<i>Cálculos hechos por el regulador</i>	
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
<i>Flujos efectivos de dinero con ajuste</i>	
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.

**Tabla 14**  
Disminución de la pérdida si se incorpora un ajuste inflacionario a la base de capital

<i>Supuestos</i>		
Base de capital (BC)		1.000
Inflación esperada para el período		10%
WACC real		15%
WACC nominal		26,50%
<i>Flujo</i>	<i>Con WACC nominal</i>	<i>Con WACC real</i>
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
<i>Tasa interna de retorno</i>	26,50%	23,78%
<i>Diferencial de tasas</i>	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.

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	$\beta_u$	0,561
Riesgo Regulatorio		0,488
Beta desapalancada corregida	$\beta_u^c$	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	$\beta_d$	0,383
Beta apalancada	$\beta_L$	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%

## 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 valorar 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 prudentemente 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

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 sería 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

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.<sup>50</sup> 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

---

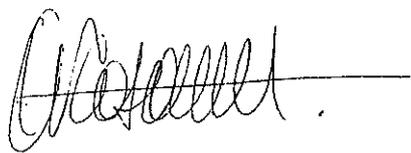
<sup>50</sup> Ver Newbery, D. M. (1997). Determining the regulatory asset base for utility price regulation. *Utilities Policy*, 6(1), 1-8., y también Grout, P. A., Jenkins, A., & Zalewska, A. (2004). Privatisation of utilities and the asset value problem. *European Economic Review*, 48(4), 927-941.

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).

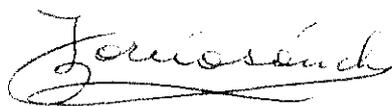
222. La cesión gratuita de activos, o en valores menores al costo de construcción – como puede ocurrir en una privatización, no es condición para que la empresa regulada no perciba una remuneración por esos activos según su costo de reposición. Es decir, como el cedente de los activos no es un “acrededor” 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 aportó 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.

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.



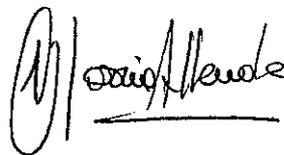
Ariel A. Casarín



Javier García Sánchez



Lorenzo A. Preve



Virginia Sarria Allende





## ANEXO PROYECTOS



ERP A INSTALAR  
Q= 4000 m<sup>3</sup>/h  
25/1,5 bar

Cruce de  
Autopista

Ramal de  
Circunvalación Ø152mm  
25bar Existente

CROQUIS NO APTO PARA LICITAR

**EMPALME GTO.**

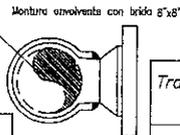
EL CONTRATISTA SOLICITARA A DIRECCION DE CATASTRO MUNICIPAL, LOS ANCHOS DE VEREDA Y CALZADA CUANDO LOS MISMOS CAREZCAN DE DEFINICION O SE OBSERVE RETRANQUEO

**CONDICIONES DE SUMINISTRO**

Presión de diseño = 25 bar  
Presión de Trabajo = 20 bar  
Presión mínima = 7 bar

**MATERIALES MEDIA PRESIÓN**

Tramo	Ømm(")	Espesor	Norma	Presión de Diseño	Presión de Prueba	Revestimiento	Cantidad [m]
	150mm	11	NAG-140-2016	4 bar	6 bar		700m Aprox.



**MATERIALES ALTA PRESIÓN**

Tramo	Ømm(")	Espesor	Norma	Presión de Diseño	Presión de Prueba	Revestimiento	Cantidad [m]
1	152mm(6")	4,8mm	API 5L G'X52	24,5 bar (25kg/cm <sup>2</sup> )	68.6 bar (70kg/cm <sup>2</sup> )	NAG 108/2009 - G.4.2.	2.300m Aprox.

**PROTECCION CATÓDICA**

**NOTAS:**  
Tapada mínima: según normas vigentes. Cañería sin diámetro indicado Ø50mm.  
Gasnor s.a. se reserva el derecho de modificar total o parcialmente plano y especificaciones. El contratista deberá verificar in situ los valares consignados antes de presentar su cotización.  
El contratista solicitará a dirección de catastro municipal, los anchos de vereda y calzada cuando las mismas carezcan de definición o se observe retranqueo. Los puntos de los cañerías deben barrer todo el frente del adherente. La distancia mínima entre servicio de gas natural y agua será de 0,50m.  
El contratista deberá presentar para su aprobación el proyecto constructiva de obra en base al presente proyecto.

**MATERIALES**  
CAÑERÍA NORMA: NAG-140-2016 SDR 11,0  
TIPO DE EMPALME: En "A" será con Tee Williamson Ø102mm accesorio de transición y Cupla Red Ø180X125mm

**REFERENCIAS**

- TUBERIA Ø125mm A INSTALAR
- - - CAÑERÍA EXISTENTE
- - - CAÑERÍA Ø102mm A INSTALAR S/PN
- - - CAÑERÍA Ø102mm A INSTALAR (AC)
- VALVULA A INSTALAR
- REDUCCION
- PUNTO DE EMPALME

<b>MODIFICACIONES Y/O ACTUALIZACIONES</b>		<b>GASNOR</b>
FECHA	MOTIVO	
LUGAR: SAN MIGUEL DE TUCUMAN		
TITULO: ERP AV. JUAN B. JUSTO Y ESPAÑA		
FECHA	VENCIMIENTO	TSM 18672
23-06-016	23-09-016	
ESCALA: GRAFICA		
DIBUJO: LAB-JCC		



- REFERENCIAS**
- PARA DIAMETROS NOMINALES**
- 1 1/2" - 38mm - 50mm
  - 2" - 51mm - 63mm
  - 3" - 76mm - 90mm
  - 4" - 102mm - 122mm
  - 6" - 152mm - 190mm
- SEGUN EL MATERIAL Y SISTEMA**
- ACERO
  - POLIETILENO
- RED MEDIA PRESION A INSTALAR**
- TUBERIA 103mm A INSTALAR
  - TUBERIA 150mm A INSTALAR

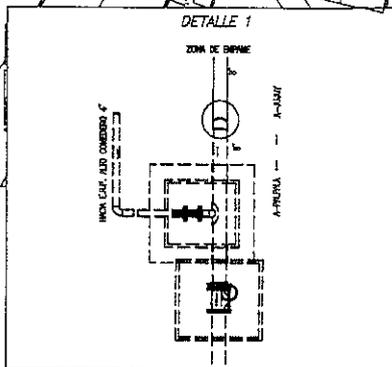
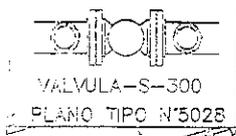
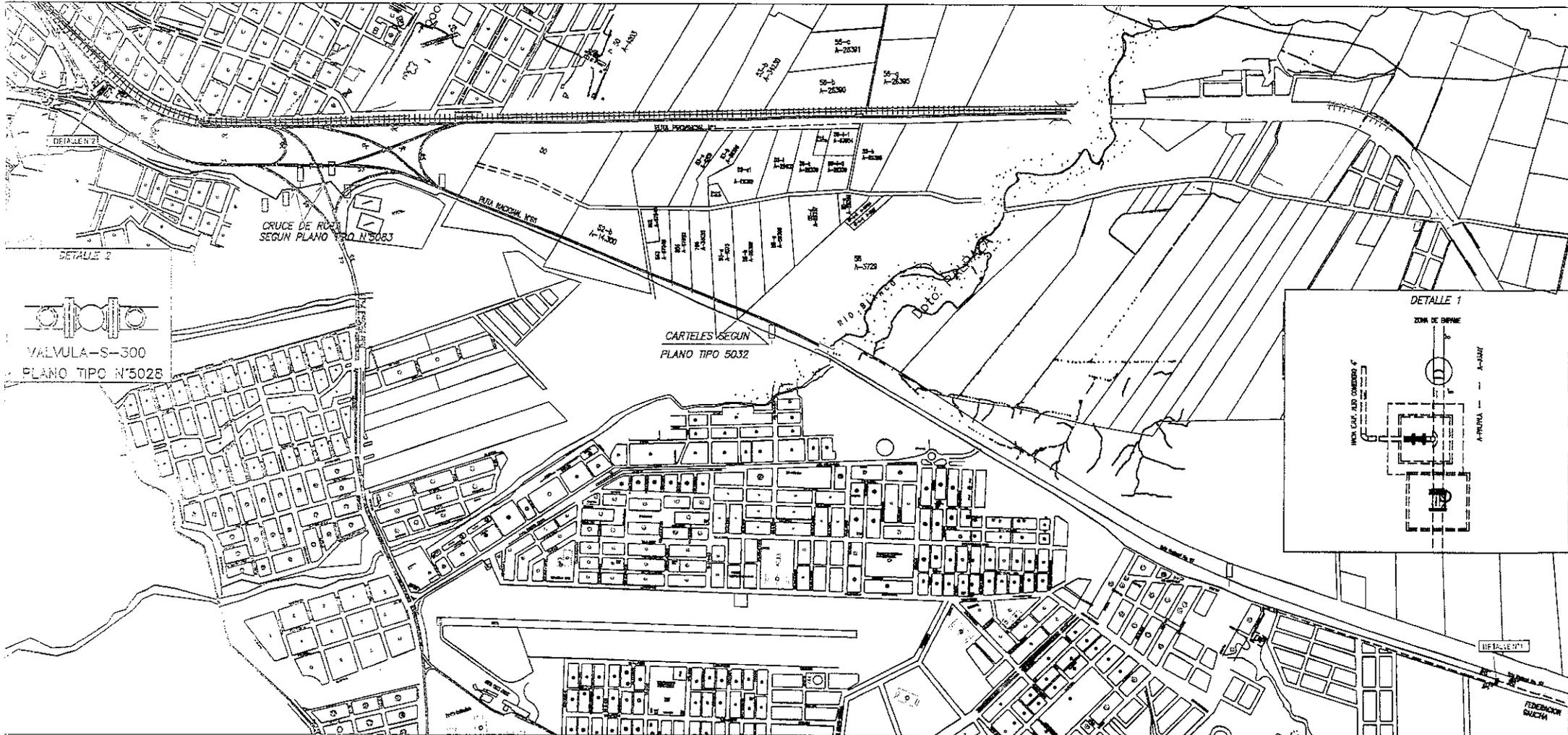
Diametro (mm)	254	152	102	76	51	25
Longitud (m)	3525	1295	1878	3599	4391	11016

MATERIAL A INSTALAR

3	Servicios a instalar	1,337	Aprox.
2	TUBERIA Ø103mm A.D.Y.L. SDR 11	1,500m	Aprox.
1	TUBERIA Ø150mm A.D.Y.L. SDR 11	16,000m	Aprox.
X	DENOMINACION	CANTIDAD	CONSERVACIONES

MATERIAL A INSTALAR

PROYECTO	REVISION Y ACTUALIZACION	FECHA	ESTADO
1	1	22-03-2017	APROBADO
<b>GASNOR</b> GOBIERNO OPERACIONAL ESTUDIOS Y PROYECTOS		LUGAR: SANTIAGO DEL ESTERO OBRA: RECONSTRUCCION RED DE BAJA PRESION SISTEMA	
16-03-2004 22-03-2017 1:0000		LUGAR: SANTIAGO DEL ESTERO OBRA: RECONSTRUCCION RED DE BAJA PRESION SISTEMA	
FECHA PLAN	NO	FECHA	ESTADO
16-03-2004	NO	22-03-2017	APROBADO



La distancia de seguridad para ambos lados del eje vial sera de 7,50mts y en los lugares que no sea posible se deberan tener en cuenta las medidas adicionales de seguridad que deberan ser aprobadas por el departamento de Higiene Seguridad y Medio Ambiente de Gasnor (Profundizacion, inst. de proteccion mecanica con resaca a cañon de PVC, malla antivandala, etc.)

REFERENCIAS  
 - - - - - CARRERA EXISTENTE  
 ——— CARRERA #5" A INSTALAR

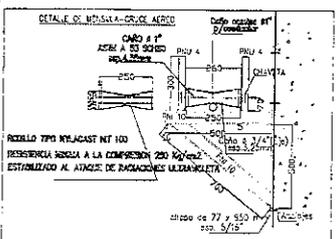
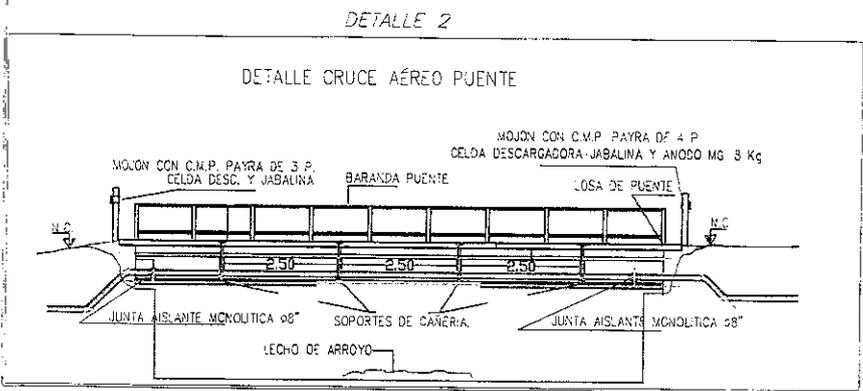
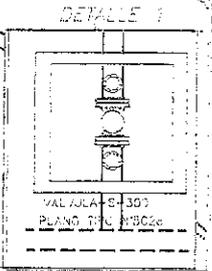
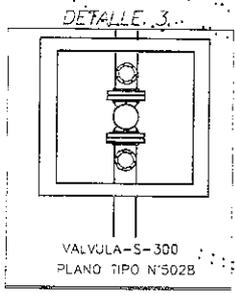
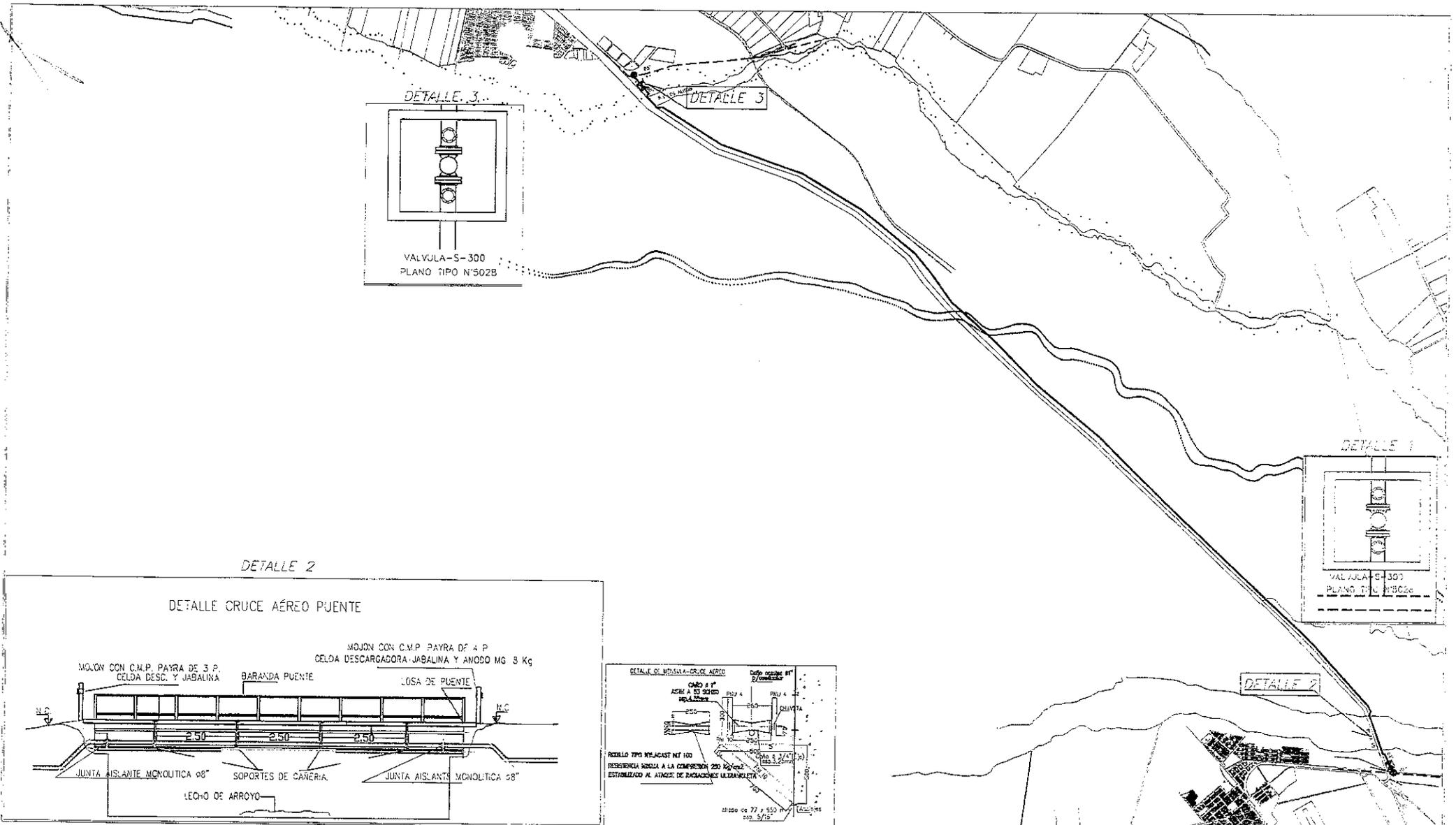
COMPUTO METRICO APROXIMADO

DIAMETRO CARRERA (DN)	NORMA	ESPESOR (mm)	LONGITUD (m)	PRESION DE TRABAJO (Bar)
45"	API-5L-X52	6.40mm	5.800	38

**NOTAS:**  
 Gasnor S.A. se reserva el derecho de modificar total o parcialmente plano y especificaciones. El contratista debera verificar in situ los valores consignados antes de presentar su cotizacion.  
 El contratista debera presentar para su aprobacion el proyecto constructivo de la obra en base al presente proyecto.  
 Previo a la iniciacion de los trabajos la firma contratista debera obtener los correspondientes permisos de instalacion ante los organismos jurisdiccionales competentes (Municipalidad, Municipalidad Nacional, Recursos Hidricos, Secretaria de Medio Ambiente).  
 La tapada minima exigida por Gasnor sera de 1,10m, quedando sujeta la tapada definitiva en los tramos sobre ruta nacionales o provinciales a la requerida por la direccion nacional o provincial de Vialidad.  
 El gasoducto debera instalarse como minimo a 10 m de los postes de alta y media tension, 15 m de los bajistas a tierra respectivas.  
 La ubicacion de los cartiles segun PN° 5032 sera determinada por la inspeccion Valvula-S300-3" Plano Tipo N°5028.  
 Cruce de ruta segun plano Tipo N°5023.

MODIFICACIONES Y / O ACTUALIZACIONES	
FECHA	MOTIVO

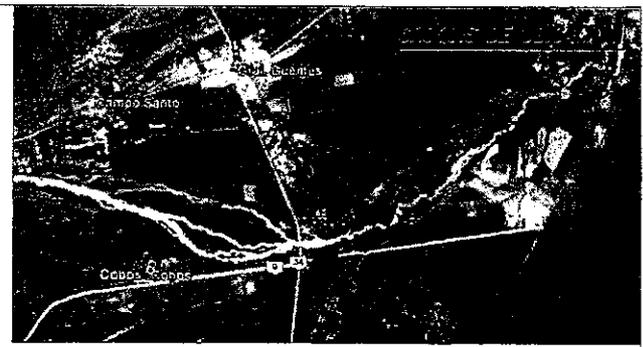
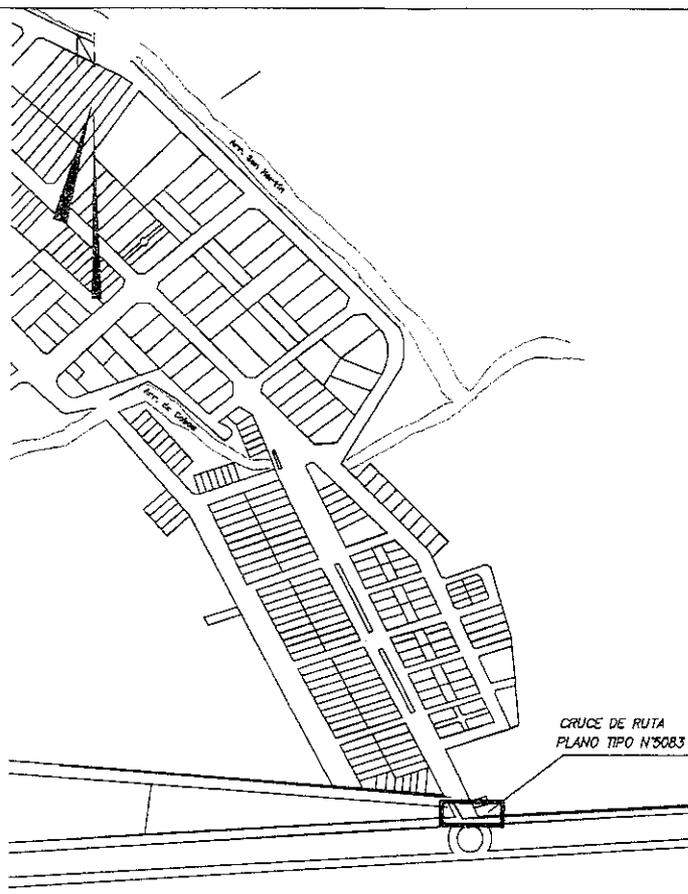
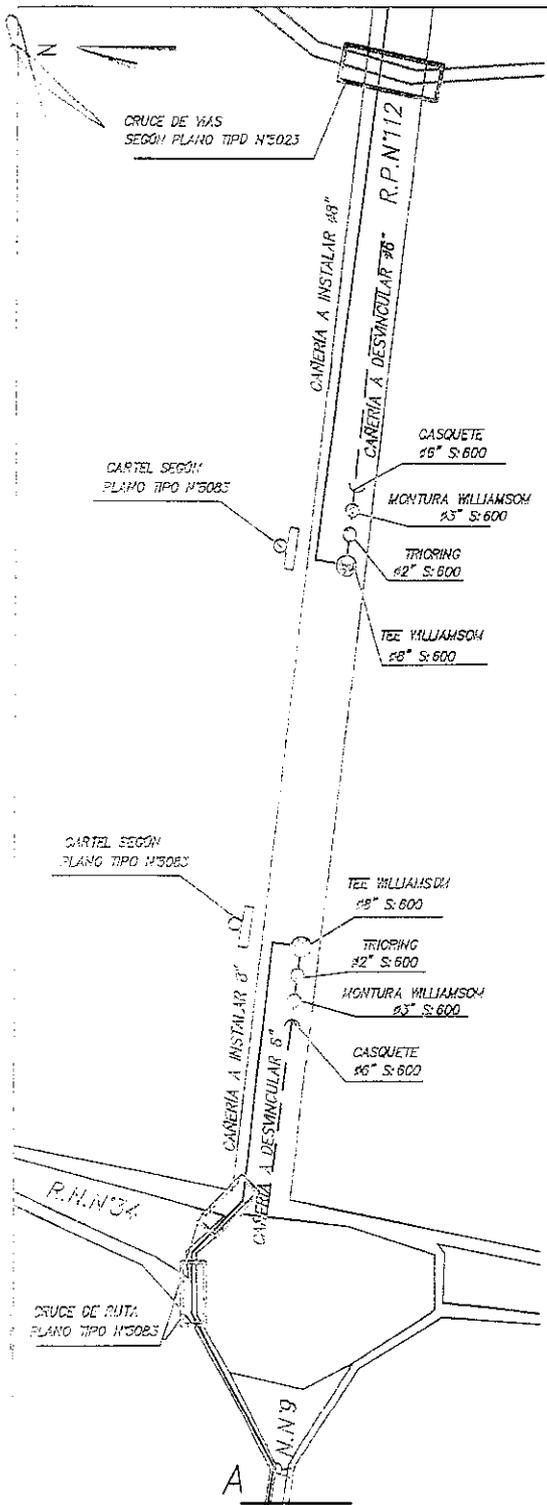
**GASNOR**  
 LUGAR: SAN SALVADOR DE JUJUY  
 TRAMO DOS-Año Comodoro - OP° Tercer Etapa  
 TITULO: ANTEPROYECTO  
 FECHA: 22-06-16 VENCIMIENTO: 22-09-16 N°: JSS2110  
 ESCALA: GRAF.  
 DIBUJO: B.V.G



1. PREVIO A LA INICIACION DE LOS TRABAJOS LA FIRMA CONTRATISTA DEBERA OBTENER LOS CORRESPONDIENTES PERMISOS DE INSTALACION ANTE LOS ORGANISMOS JURISDICCIONALES COMPETENTES (MUNICIPALIDAD, MUNICIPALIDAD, RECURSOS HIDRICOS SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE ETC)
2. EL CONTRATISTA DEBERA PRESENTAR PARA SU APROBACION EL PROYECTO CONSTRUCTIVO DE LA OBRA EN BASE AL PRESENTE PROYECTO J.E.R.P. EN REGIMEN DE MAESTRERIA SEGUN PLANO TIPO N° 501B
3. EL TERRENO DE LA S.R.P. DEBERA ESTAR EN CONCORDIA A FAVOR DE GASNOR S.A. POR EL TERMINO QUE DURE LA PRESTACION DEL SERVICIO
4. EL TERRENO DE LA C.R.P. DEBERA SER DE 15 mts. x 15 mts.
5. GASNOR S.A. SE RESERVA EL DERECHO DE MODIFICAR TOTAL O PARCIALMENTE PLANO Y ESPECIFICACIONES.
6. EL CONTRATISTA DEBERA VERIFICAR IN SITU LOS VALORES CONSIGNADOS ANTES DE PRESENTAR SU COTIZACION
7. LA TAPADA MINIMA EXIGIDA POR GASNOR SERA DE 1.1 m. QUEDANDO SUJETA LA TAPADA DEFINITIVA EN LOS TRAMOS SOBRE RUTA NACIONAL O PROVINCIALES A LO REQUERIDO POR LA DIRECCION NACIONAL O PROVINCIAL DE VIALIDAD.
8. LA DISTANCIA DE SEGURIDAD PARA AMBOS LADOS DEL EJE DEBERA SER DE 7.50 MTS Y EN LOS LUGARES QUE NO SEA POSIBLE SE DEBERAN TENER EN CUENTA LAS MEDIDAS ADICIONALES DE SEGURIDAD QUE DEBERAN SER APROBADAS POR EL DEPARTAMENTO DE INGENIERIA Y MEDIO AMBIENTE DE GASNOR (PROFUNDIZACION, INSTALACION DE PROTECCION MECANICA CON LOZETAS O CASERA DE PVC MALLA DE ADVERTENCIA ETC)
9. EL CASQUETO DEBERA INSTALARSE COMO MINIMO A 10 m DE LAS TORRES DE ALTA TENSION, 15 m DE LAS BAJADAS A TIERRA RESPECTIVAS
10. LA UBICACION Y CANTIDAD DE CARTELES INDICADORES SEGUN TIPO N°5032 QUEDARA SUJETA AL CRITERIO DE LA INSPECCION
11. EL CONTRATISTA DEBERA VERIFICAR IN SITU LOS VALORES CONSIGNADOS ANTES DE PRESENTAR SU COTIZACION
12. LA CONTRATISTA DEBERA PRESENTAR EL PROYECTO DE PROTECCION CATEDICA PARA SU APROBACION Y EL PROYECTO CONSTRUCTIVO DEL CRUCE AEREO DEL PUENTE RD PERICO, RIO LOS ALISOS Y CRUCE DE ALCAHARILLAS

IMPORTANTE: SI LA CARRERA A INSTALAR OCUPARA TERRENO PRIVADO, DEBERA REGISTRARSE LA SERVIDUMBRE DE PASO CORRESPONDIENTE EN LA C.F.D.U.A. PARCELARIA A FAVOR DE GASNOR S.A. MIENTRAS DURE LA PRESTACION DEL SERVICIO

MATERIALES ALTA PRESION						MODIFICACIONES Y/O ACTUALIZACIONES	
Spec. #	Espece.	Nº/100	Presion de Diseño	Quilómetros	Alm.		
8	6.4mm	AP5L2-52	40bar	14.650mts			
ACCESORIOS							
Valvulas	Tipo	Diámetro	A instalar	Plano Tipo			
3	P.T.S300	8"	En Cámara de Maestranza	502B			



COMPUTO MÉTRICO APROXIMADO

DIAMETRO CAÑERIA	NORMA	ESPESOR	LONGITUD APROX.	PRESION DE TRABAJO
#8"	API 5L X56	8.7 mm	14200 mts.	60 BAR

NOTAS:

LA TAPADA MÍNIMA EN TOHA DESAGUE SERÁ 2MTS.  
 Gasnor s.a. se reservo el derecho de modificar total o parcialmente plano y especificaciones. El contratista deberá verificar in situ los valores consignados antes de presentar su catizoción.  
 IMPORTANTE: SI LA CAÑERIA A INSTALAR OCUPARA TERRENO PRIVADO, DEBERA REGISTRARSE LA SERVIDUMBRE DE PASO CORRESPONDIENTE EN LA CEDULA PARCELARIA A FAVOR DE GASNOR S. A., MIENTRAS DURE LA PRESTACION DEL SERVICIO. LA DISTANCIA MÍNIMA DEL EJE DE LA CAÑERIA A INSTALAR A LA LINEA DE EDIFICACION SERA DE 7.50 METROS, EN AQUELLOS SECTORES DONDE NO SE PUEDA VERIFICAR ESTA DISTANCIA SE DEBERAN CONSIDERAR MEDIDAS ADICIONALES DE SEGURIDAD QUE DEBERAN SER APROBADAS POR EL DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD INDUSTRIAL DE GASNOR S.A. (PROFUNDIZACION, INSTALACION DE LOSETAS DE HORMIGON DE PROTECCION MECANICA, INSTALACION DE MALLA DE ADVERTENCIA, AUMENTAR NUMEROS DE CARTELES, ETC.)  
 PREVIO A LA INICIACION DE LOS TRABAJOS LA FIRMA CONTRATISTA DEBERA OBTENER LOS CORRESPONDIENTES PERMISOS DE INSTALACION ANTE LOS ORGANISMOS JURISDICCIONALES COMPETENTES (VIALIDAD NACIONAL, DIRECCION DE RECURSOS HIDRICOS, ETC.)  
 EL CONTRATISTA DEBERA PRESENTAR PROYECTO DE PROTECCION CATODICA PARA

REFERENCIAS

- — — — — GASODUCTO EXISTENTE
- — — — — GASODUCTO #8" A INSTALAR
- ● — — — PUNTO DE EMPALME

MODIFICACIONES Y/O ACTUALIZACIONES		<b>GASNOR</b>		
FECHA	MOTIVO A W	LUGAR: COBOS, SALTA		
		TITULO: ANTEPROYECTO		
		OBRA: RENOVACION G21		
		FECHA	VENCIMIENTO	NUMERO DE PLANO
		27-07-16	27-01-17	SCB002
		ESCALA: GRAF.	REVISION N°	
		DIBUJD: A.E.P.	0	

## **INVERSIONES II**

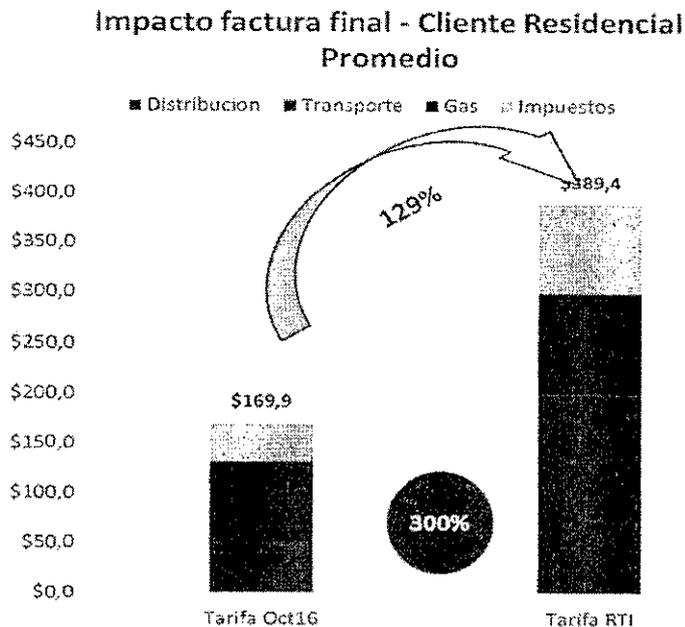
## ANEXO INVERSIONES II

Los montos totales de inversión para el quinquenio considerando un escenario óptimo de inversión, son los siguientes:

Tipo de Inversión	Monto a Invertir
Obras Operativas	\$1.113MM
Expansión de redes	\$1.086MM
Otras inversiones	\$148MM
<b>Total</b>	<b>\$2.347MM</b>

\*Los precios consignados son a Agosto 2016.

El incremento en la factura final del usuario residencial promedio (R2.3) que genera este nivel de inversión para el próximo quinquenio es del 129%.



El listado con las inversiones consideradas, se muestra a continuación:

Denominación del Proyecto	Descripción	Provincia	Inversión en MMS dentro de un escenario óptimo	Inversión en MMS dentro de un escenario de mínima
Interconexiones y reforzos en Media Presión	Interconexiones a realizar sobre las redes de media presión, que logran reforzar el sistema y satisfacer el crecimiento vegetativo de clientes.	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	102,25	112,07
Reemplazos en Baja y Media Presión	Reemplazo de la red de baja Presión de Santiago del Estero y de servicios en Salta	Tucumán, Santiago, Salta	33,92	33,92
Interconexiones y reforzos en Alta Presión	Interconexiones a realizar sobre los sistemas de alta presión, que logran reforzar los mismos y satisfacer el crecimiento vegetativo de clientes.	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	342,57	115,28
Reemplazos en Alta Presión	Reemplazo de tramos de Sistemas de AP, que permiten optimizar la integridad de los mismos y cumplir las partes G y O de la NAG 190.	Tucumán, Santiago, Salta	246,54	175,88
Potenciación Estaciones Reguladoras de Presión	Modificaciones mecánicas y de reemplazo de componentes a objeto aumentar su capacidad y satisfacer el crecimiento de la demanda.	Santiago, Salta	6,38	6,38
Potenciación Planta Compresora Comadrid	Adquisición e instalación de un nuevo compresor de 730 HP con accionamiento eléctrico, instalada en paralelo a la unidad actual.	Santiago	27,64	27,64
Reemplazos Equipos de Olorización	Reemplazo de los actuales sistemas de odorización, de tecnología anterior, por equipos de inyección proporcional.	Salta, Jujuy	5,39	5,39
Reforzamiento Protección Catódica	Reforzamiento de sistema en Long>2 Km continuos, y reemplazo/reinstalación de UPCC y cambio de equipos rectificadores.	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	45,91	45,94
Equipamiento Medición	Reemplazo de Medidores Residenciales con vida útil superada, y adquisición de "Smart Meters" con fines de estudio de demanda.	Gauner, Salta	82,09	82,09
Ampliación y Actualización Sistema Scada	Instalación de nuevos puntos de Scada; reemplazo de Computadores de Flujo Distal obsoletos, y actualización de software iFix.	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	20,27	20,27
Equipos y herramientas	Adquisición de equipos y herramientas	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	28,74	28,74
Expansión	Obras tendientes a dotar del servicio de gas natural a sectores y/o ciudades que actualmente no cuentan con dicho servicio.	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	1085,20	302,10
Fleeta Vehicular	Adquisición de vehículos para incorporación y renovación de flota.	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	41,30	41,30
Hardware y Comunicación	Adquisición de equipamiento informático para sostener la operatividad administrativa, comercial y operativa del negocio.	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	48,07	48,07
Actualización de software	Adquisición e implementación de software de base y de aplicación para optimizar los procesos GASNORS	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	20,03	20,03
Sistema de Información Geográfico	Adquisición de software, carga bases catastrales y de cañerías.	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	27,58	27,58
Atención al Cliente y Facturación	Adquisición e instalación de software y hardware y edificación para mejorar calidad y eficientizar procesos comerciales.	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	11,07	11,07
Adquisición de medidores Residenciales	Adquisición de medidores Residenciales para nuevos clientes.	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	40,69	63,02
Adquisición de medidores Comerciales e Industriales	Adquisición de medidores comerciales e industriales para nuevos clientes.	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	21,12	21,12
Redes por obras de terceros y propias	Corresponde a las contraprestaciones y activaciones que realiza la Distribuidora en el caso de obras realizadas por terceros y propias.	Tucumán, Santiago, Salta, Jujuy	110,33	110,33
<b>Total Quinquenio</b>			<b>2.347,18</b>	<b>1.298,24</b>

Estas inversiones no contemplan alternativas que permitan abastecer de Gas Natural a localidades cuyo desarrollo turístico se vería potenciado con la incorporación del servicio a su infraestructura actual, este es el caso de las localidades que integran los Valles Calchaquies (Cafayate, San Carlos, Tolombón, Tafi del Valle, Amaicha del Valle, y otras). Dado la geografía de la zona, las alternativas de provisión tienen distinto grado de complejidad, y cada una de ellas requiere un análisis detallado.

## **ANEXO TASAS Y CARGOS**

## ANEXO TASAS Y CARGOS

### **Item 1: Examen para instalador**

Corresponde al costo de preparación, administración y gestión de exámenes a fin de calificar a los instaladores en sus correspondientes categorías.

Tasa actual: \$ 17,15

Tasa solicitada: \$ 1.465,45

Observación: El 79% de este costo corresponde a personal que debe verificar idoneidad técnica del candidato.

### **Item 2: Matrícula instalador 1ra. Categoría**

Corresponde al costo de mantener registros y seguimientos adecuados de los instaladores de primera categoría.

Tasa actual: \$ 34,30

Tasa solicitada: \$ 183,95

Observación: El 75% de este costo corresponde a personal que debe verificar la validez de los antecedentes presentados, mantener el registro actualizado y ponerlo a disposición de los interesados.

### **Item 3: Matrícula instalador 2ra. Categoría**

Corresponde al costo de mantener registros y seguimientos adecuados de los instaladores de segunda categoría.

Tasa actual: \$ 17,15

Tasa solicitada: \$ 184,46

Observación: El 75% de este costo corresponde a personal que debe verificar la validez de los antecedentes presentados, mantener el registro actualizado y ponerlo a disposición de los interesados.

**Item 4: Matrícula instalador 3ra. Categoría**

Corresponde al costo de mantener registros y seguimientos adecuados de los instaladores de tercera categoría.

Tasa actual: \$ 17,15

Tasa solicitada: \$ 183,57

Observación: El 76% de este costo corresponde a personal que debe verificar la validez de los antecedentes presentados, mantener el registro actualizado y ponerlo a disposición de los interesados.

**Item 5: Reposición Carnet instalador**

Corresponde al costo de búsqueda en registros, comprobación y reimpresión del carnet de instalador, independiente de la categoría del mismo.

Tasa actual: \$ 4,29

Tasa solicitada: \$ 178,21

Observación: El 78% de este costo corresponde a personal que debe verificar idoneidad técnica del matriculado.

**Item 6: Reglamento de instalaciones domiciliarias o industriales**

Corresponde al costo de administración y mantenimiento de un stock de reglamentos de instalaciones domiciliarias o industriales.

Tasa actual: \$ 21,43

Tasa solicitada: \$ 54,36

Observación: El incremento solicitado es menor a la inflación del período 2002-2017.

**Item 7: Matrícula de empresas constructoras de obras por terceros**

Corresponde al costo de mantener registraciones y seguimientos adecuados de las empresas contratistas.

Tasa actual: \$ 171,55

Tasa solicitada: \$ 5.071,10

Observación: El 76% de este costo corresponde a personal calificado que debe revisar los antecedentes presentados y verificar la existencia de la maquinaria y equipamiento declarado.

**Item 8: Renovación de la matrícula de empresas constructoras de obras por terceros, fuera de término**

Corresponde al costo de mantener registraciones y seguimiento adecuado de las empresas contratistas, cuando renuevan la matrícula correspondiente fuera de término.

Tasa actual: \$ 331,88

Tasa solicitada: \$ 10.142,19

Observación: El 76% de este costo corresponde a personal calificado que debe revisar los antecedentes presentados y verificar la existencia de la maquinaria y equipamiento declarado. Se considera que efectuar la renovación fuera de término causa un retrabajo que duplica los costos.

**Item 9: Emisión libre deuda**

Corresponde al costo de búsqueda en registros, verificación de la deuda de un usuario y la emisión del comprobante correspondiente.

Tasa actual: \$ 4,19

Tasa solicitada: \$ 48,92

Observación: El 77% de este costo corresponde a labor de personal calificado.

**Item 10: Copia de plano**

Corresponde al costo de búsqueda de planos de instalaciones internas de usuarios y su copia o fotocopia.

Tasa actual: \$ 5,45  
Tasa solicitada: \$ 133,10  
Observación: El 43% de este costo corresponde a personal de Servicio Técnico, el 36% a un servicio externo, y el 21% restante a costos diversos.

**Item 11: Reparación de veredas del servicio**

Comprende la restauración a su condición original, luego de la compactación correspondiente, de todas las roturas de solados que hayan sido necesarias realizar, para la instalación de una nueva línea de servicio y/o soldadura o perforación de servicio, ya sea perteneciente a un nuevo usuario, como así también a un usuario que haya solicitado el cambio de ubicación de un servicio existente.

Tasa actual: Jujuy, Salta, Tucumán \$ 33,01; Santiago \$32,84

Tasa solicitada: Jujuy: San Salvador de Jujuy

\$ 1.359,21

San Pedro, Liberador G.S.M., Fraile Pintado \$ 2.409,14

En La Puna (Purmamarca, Tilcara, Humahuaca, La Quiaca)\$

4.183,70

Salta \$ 1.285,87; Tucumán \$ 906,99; Santiago \$ 868,28

Observación: Se considera el costo actual de subcontratos vigentes en las distintas Provincias, proyectados a 2017. Además, para el caso de Jujuy, considera costos de viaje si el servicio se ejecuta en zonas a mayor distancia de la capital.

**Item 12: Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama**

Comprende las tareas necesarias para la emisión de la notificación al usuario mediante telegrama o carta documento de su estado de deuda.

Tasa actual: Jujuy, Salta, Tucumán \$ 10,00; Santiago \$ 9,95

Tasa solicitada: \$ 200,17

Observación: El 79% de los costos necesarios para realizar esta tarea corresponden a mano de obra personal propio y del servicio tercerizado (distribución y entrega de Carta Documento).

**Item 13: Gestión y envío de avisa de deuda (común bajo firma)**

Corresponde la gestión y envío de un “Aviso de Deuda” a los usuarios morosos mediante un procedimiento que garantice su recepción bajo firma.

Tasa actual: Jujuy, Salta, Tucumán \$ 1,78; Santiago \$ 1,77

Tasa solicitada: Jujuy y Salta \$ 150,68; Tucumán y Santiago \$ 126,79

Observación: El 79% de los costos necesarios para realizar esta tarea corresponden a mano de obra personal propio y del servicio tercerizado (distribución y entrega bajo firma de Aviso de Deuda).

**Item 14: Zanjeo y tapada del servicio**

Comprende las tareas tendientes a la ejecución de los trabajos de apertura de zanja y posterior relleno y compactación hasta la condición original, para la instalación de una nueva línea de servicio y/o perforación o soldadura de servicio, ya sea perteneciente a un nuevo usuario, como así también a un usuario que haya solicitado un cambio de ubicación de una línea existente, en la vía pública y hasta el límite municipal.

Tasa actual: Jujuy, Salta, Tucumán \$ 12,00; Santiago \$ 11,94

Tasa solicitada: Jujuy: San Salvador de Jujuy  
\$ 1.198,53

Perico, Monterrico, Yala, Reyes, San Pedro,  
Liberador G.S.M. y Fraile Pintado \$ 2.248,47  
Purmamarca, Tilcara, Humahuaca, Abra  
Pampa, y La Quiaca \$ 4.023,03

Salta \$ 1.272,39; Tucumán y Santiago \$ 677,50

Observación: Se considera el costo actual de subcontratos vigentes en las distintas Provincias, proyectados a 2017. Además, para el caso de Jujuy, considera costos de viaje si el servicio se ejecuta en zonas a mayor distancia de la capital.

**Item 15: Cargo por reconexión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, menor a 10 m<sup>3</sup>/h**

Consiste en el reconocimiento de la totalidad de los gastos operativos, para la restitución del servicio mediante la reapertura de la llave de paso al medidor de un usuario al que previamente se le interrumpió el suministro mediante el cierre de dicha llave, por una causa imputable a éste, cuya instalación sea abastecida por un medidor de una capacidad de hasta 10m<sup>3</sup>/h.

Tasa actual: \$ 21,95

Tasa solicitada: Jujuy \$ 212,30; Salta \$ 273,08; Tucumán \$ 245,42;  
Santiago \$ 207,13

Observación: El 79% del valor corresponde a costos laborales de personal propio y tercerizado para realizar las tareas de cierre y reapertura del suministro.

**Item 16: Cargo por reconexión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, mayor a 10 m<sup>3</sup>/h**

Consiste en el reconocimiento de la totalidad de los gastos operativos, para la restitución del servicio mediante la reapertura de la llave de paso al medidor de un usuario al que previamente se le interrumpió el suministro mediante el cierre de dicha llave, por una causa imputable a éste, cuya instalación sea abastecida por un medidor de una capacidad mayor de 10m<sup>3</sup>/h.

Tasa actual: Jujuy, Salta, Tucumán \$ 38,09; Santiago \$ 37,89

Tasa solicitada: Jujuy \$ 212,30; Salta \$ 273,08; Tucumán \$ 245,42;  
Santiago \$ 207,13

Observación: El 79% del valor corresponde a costos laborales de personal propio y tercerizado para realizar las tareas de cierre y reapertura del suministro.

**Item 17: Servicio completo menor o igual a 1", sin zanjeo, tapada; y sin reparación de vereda.**

Comprende la mano de obra y la provisión de los materiales para la instalación y la habilitación de todos los elementos necesarios para el abastecimiento de gas al usuario desde la red de distribución de baja o media presión hasta la válvula del gabinete de regulación y medición inclusive, excluida la apertura y la tapada de la zanja, en diámetros hasta 1"

Tasa actual: \$ 80,08

Tasa solicitada para Polietileno: Jujuy \$ 1.556,54, Jujuy Puna (Abra Pampa / La Quiaca/ Purmamarca / Tilcara / Humahuaca) \$ 4.294,60; Salta \$ 1.556,54; Tucumán y Santiago \$ 1.572,76

Tasa solicitada para Acero: Jujuy \$ 1.951,22, Jujuy Puna (Abra Pampa / La Quiaca/ Purmamarca / Tilcara / Humahuaca) \$ 4.689,28; Salta \$ 1.951,22; Tucumán y Santiago \$ 1.967,43

Observación: Se solicita Tasa diferenciada para servicios en Polietileno y Acero pues el costo del material difiere. Para el caso de servicios sobre polietileno, el 52% corresponde a mano de obra especializada, el 22% a materiales y el 26% a otros costos. Para acero, el 41% corresponde a mano de obra especializada, el 33% a materiales y el 26% a otros costos.

**Item 18: Servicio completo sin zanjeo y tapada mayor a 1" y sin reparación de vereda.**

Comprende la mano de obra y la provisión de los materiales para la instalación y la habilitación de todos los elementos necesarios para el abastecimiento de gas al usuario desde la red de distribución de baja o media presión, cualquiera sea el material a utilizar, hasta la válvula del gabinete de regulación y medición inclusive,

excluida la apertura y la tapada de la zanja, en diámetros mayores a 1". Para el caso de viviendas unifamiliares, la tarea comprenderá la misma actividad, pero el monto a cobrar será el de Servicio completo menor o igual a 1"

Tasa actual: Jujuy, Salta, Tucumán \$ 241,25; Santiago \$ 240,01

Tasa solicitada: Jujuy \$ 8.506,48, Jujuy Puna (Abra Pampa / La Quiaca/ Purmamarca / Tilcara / Humahuaca) \$ 11.244,54; Salta, Tucumán y Santiago \$ 8.522,69

Observación: El 65% del costo corresponde a materiales.

**Item 19: Soldadura y/o perforación de servicio sin zanjeo y tapada y sin reparación de veredas.**

Comprende la mano de obra y la provisión de los materiales para la instalación y la habilitación de todos los elementos necesarios para el abastecimiento de gas al usuario desde la red de baja a media presión (posea ésta o no el "te" de derivación, cualquiera sea el material a utilizar), con el objeto de realizar la conexión entre la red de distribución y la tubería de prolongación del servicio previamente instalada, y para cualquier diámetro.

Tasa actual: \$ 35,35

Tasa solicitada: Jujuy \$ 1.543,61, Jujuy Puna (Abra Pampa / La Quiaca/ Purmamarca / Tilcara / Humahuaca) \$ 4.281,66; Salta \$ 1.543,61, Tucumán y Santiago \$ 1.559,82

Observación: El 74% del costo de este servicio corresponde a Mano de Obra especializada. Para el caso de servicios en la zona de Puna se agrega un costo de viaje que llega al 52% de la tasa solicitada para esta zona, siendo en ese caso, la componente de mano de obra, de 27%

**Item 20: Colocación de medidor menor o igual a 10 m<sup>3</sup>/h por 1ra. vez en el servicio.**

Consiste en la tarea necesaria para instalar a requerimiento del nuevo usuario, por primera vez en el servicio, el sistema de medición de capacidad hasta 10m<sup>3</sup>/h, mediante los pilares o conexiones aprobadas provistas por el matriculado.

Tasa actual: Jujuy, Salta, Tucumán \$ 18,00; Santiago \$ 17,91

Tasa solicitada: \$ 215,71

Observación: El 71% del valor corresponde a costos laborales de personal propio y tercerizado para realizar la tarea de colocación y verificación de funcionamiento del medidor y su posterior inspección.

**Item 21: Colocación de medidor mayor a 10 m<sup>3</sup>/h por 1ra. Vez en el servicio.**

Consiste en la tarea necesaria para instalar a requerimiento del nuevo usuario, por primera vez en el servicio, el sistema de medición de capacidad mayor a 10m<sup>3</sup>/h, mediante los pilares o conexiones aprobadas provistas por el matriculado.

Tasa actual: Jujuy, Salta, Tucumán \$ 30,01; Santiago \$ 29,85

Tasa solicitada: \$ 223,66

Observación: El 69% del valor corresponde a costos laborales de personal propio y tercerizado para realizar las tareas de colocación y verificación de funcionamiento del medidor y su posterior inspección.

**Item 22: Reposición de medidor extraviado, sin colocación.**

Comprende la provisión de un medidor en reemplazo de otro instalado con anterioridad de la misma capacidad, ante la eventualidad del extravío del mismo, por una causa imputable al usuario exclusivamente.

Tasa actual: Jujuy, Salta, Tucumán \$ 50,01; Santiago \$ 49,75

Tasa solicitada: Jujuy \$ 957,71; Salta \$ 966,41; Tucumán \$ 957,71; Santiago \$958,09

Observación: El 75% del valor corresponde al costo de reposición de la unidad de medición a valores actuales de mercado.

**Item 23:                   Habilitación de equipos especiales por cada artefacto industrial de características distintas.**

Comprende las tareas necesarias para que una vez verificado el cumplimiento de la normativa vigente, se proceda a la habilitación de algún equipo que por sus particulares características, no cuenta con la aprobación de un Organismo de Certificación, o por tratarse de un artefacto usado, el cual requiere del análisis especial de la Distribuidora (habilitación in-situ). Cuando se trate de varios equipos idénticos en la misma instalación, corresponderá abonar el cargo por sólo uno de ellos..

Tasa actual:               Jujuy, Salta, Tucumán \$ 80,02; Santiago \$ 79,61

Tasa solicitada:        Jujuy \$ 2.128,16; Salta \$ 3.016,77; Tucumán y Santiago \$ 2.692,50

Observación:           El 61% corresponde a mano de obra especializada de inspección industrial, y el 30% restante se compone de vehículo, viático, papelería, imprevistos y otros gastos menores.

**Item 24:                   Cargo por reconexión en alta presión (AP) Reapertura de llave por causa imputable al usuario.**

Consiste en el reconocimiento de la totalidad de los gastos operativos, para la restitución del servicio a un usuario que se abastece de una línea de alta presión al que previamente se le interrumpió el suministro, por una causa imputable a éste.

Tasa actual:               Jujuy, Salta, Tucumán \$ 106,17; Santiago \$ 105,63

Tasa solicitada:        Jujuy y Salta \$ 12.481,02; Tucumán y Santiago \$ 11.313,67

Observación:           El 57% corresponde mano de obra especializada (Inspector Industrial, Especialista de Medición y Operarios de Gasoducto).

**Item 25: Conexión y habilitación del servicio con zanjeo y tapado - en alta presión.**

Comprende la provisión de los materiales, la instalación y la habilitación de todos los elementos necesarios para el abastecimiento de gas al usuario desde la red de distribución de alta presión, hasta la válvula de servicio a ubicar en vereda inclusive, más la obra civil de la cámara que la aloja, el zanjeo, posterior tapada y el compactado hasta restablecer el terreno a su condición original.

Tasa actual: Jujuy, Salta, Tucumán \$ 1.398,67; Santiago \$ 1.391,50

Tasa solicitada: Jujuy y Salta \$ 190.398,12; Tucumán y Santiago \$ 184.950,47

Observación: El 35% del costos corresponde a mano de obra especializada, el 33% a materiales y el 42% restante a uso de vehículos y equipos, viáticos, imprevistos, etc.

**Item 26: Derecho de aprobación de proyecto para nuevos usuarios por única vez en alta presión (AP).**

Comprende la tarea de verificación del proyecto de una nueva planta de consumo –a abonar por única vez para esa planta-, que se rija por las “Disposiciones, Normas y Recomendaciones para uso de Gas Natural en Instalaciones Industriales”.

Tasa actual: Jujuy, Salta, Tucumán \$ 180,50; Santiago \$ 179,57

Tasa solicitada: \$ 36.258,15

Observación: El 79% de este costo corresponde mano de obra especializada (Ingeniero Jefe de Estudios y Proyectos, Proyectistas, Inspector Industrial)