

Buenos Aires, 7 de febrero de 2018

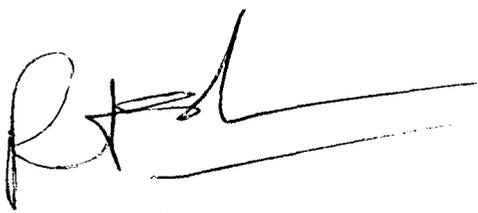
Al Sr. Presidente del  
Ente Nacional Regulador del Gas  
Lic. Mauricio Roitman  
S. \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ D.

Ref.: Audiencia Pública N° 94

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a Usted a fin de adjuntar el Informe de Exposición para la Audiencia Pública convocada mediante la Resolución Enargas N° 249/2018 cumplimentando de esa forma lo requerido por la Resolución Enargas N° 4089/2016.

Sin otro particular, saludo a Ud. muy atentamente.



Ing. Robert Steven  
Gerente de Asuntos Regulatorios  
MetroGAS



18 FEB -8 11:35

# AUDIENCIA PÚBLICA N° 94

22 DE FEBRERO DE 2018

Res. ENRG 249/2018

## INFORME DE EXPOSICIÓN

RES. ENRG 4089/2016, ANEXO I, ARTS. 4 Y 5

COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL

**EL PRESENTE DOCUMENTO HA SIDO ELABORADO POR METROGAS S.A. (“MetroGAS”) EN EL MARCO DE LA AUDIENCIA PÚBLICA CONVOCADA POR EL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (“ENARGAS”) MEDIANTE RESOLUCIÓN ENRG 249/2018 A FIN DE CONSIDERAR –EN LO QUE A ESTA PARTE CONCIERNE– :**

- 1. LA ADECUACIÓN TARIFARIA TRANSITORIA DE MetroGAS.**
- 2. EL TRASLADO A TARIFAS DEL PRECIO DEL GAS COMPRADO EN LOS TERMINOS DEL NUMERAL 9.4.2 DE LAS REGLAS BASICAS DE LA LICENCIA DE DISTRIBUCIÓN.**
- 3. ALTERNATIVAS METODOLÓGICAS PARA UNA FACTURACIÓN MÁS PREVISIBLE DE LOS CONSUMOS DE LOS USUARIOS RESIDENCIALES.**

**CON LA PRESENTACIÓN DE ESTE INFORME Y SUS ANEXOS DAMOS CUMPLIMIENTO A LO REQUERIDO EN LA MATERIA POR LA RESOLUCIÓN ENRG 4089/2016, ANEXO I, ARTÍCULOS 4 Y 5. SIN PERJUICIO DE ELLO Y DE CONFORMIDAD CON EL ARTÍCULO 7 DE LA CITADA NORMA, MetroGAS SE RESERVA EL DERECHO DE AMPLIAR Y/O MODIFICAR EL PRESENTE INFORME DENTRO DEL PLAZO PREVISTO A TAL EFECTO EN CASO DE CONSIDERARLO CONVENIENTE.**

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

## SUMARIO EJECUTIVO

1. **MetroGAS** es la distribuidora de gas natural más grande de Sudamérica, cuenta con aproximadamente 2.400.000 clientes/usuarios y tiene actualmente 1.410 empleados.
2. **MetroGAS** presta un servicio seguro y confiable, para lo cual debe contar con los fondos suficientes para reparar y mantener los activos esenciales en buenas condiciones de operación, incluyendo la reposición de aquellos que hayan llegado al final de su vida útil.
3. **MetroGAS** viene dando cumplimiento al Plan de Inversiones Obligatorias al que se comprometió bajo el Tercer Acuerdo Transitorio (2016) y el Cuarto Acuerdo Transitorio (2017) en el marco de la Revisión Tarifaria Integral.
4. **MetroGAS** suscribió el 30 de marzo de 2017 con los Ministerios de Energía y Minería y de Hacienda el Acta Acuerdo de Renegociación Integral de la Licencia, que a la fecha del presente Informe se encuentra tramitando los pasos administrativos correspondientes previos a su ratificación vía Decreto del Poder Ejecutivo Nacional.
5. **MetroGAS**, desde diciembre 2016, fecha base considerada en la Revisión Tarifaria Integral para la fijación de las tarifas de distribución, hasta diciembre de 2017 ha afrontado incrementos de los costos (ya sean estos correspondientes a gastos o inversiones) que superan el 25%.
6. **MetroGAS** arrastra resultados acumulados negativos al 30 de septiembre de 2017 de \$ 737 millones.
7. **MetroGAS** no ha distribuido dividendos en los últimos 15 años ya que no ha obtenido una rentabilidad positiva por medio de una tarifa razonable.
8. **MetroGAS** solicita un ajuste de sus márgenes de distribución a partir del 1° de abril de 2018, en el marco del Cuarto Acuerdo Transitorio ya que los reconocidos hasta el momento, por ser hasta ahora sólo una parte de los que le corresponde de acuerdo con los resultados de los Estudios Técnicos Económicos sobre la Revisión Tarifaria Integral aún resultan insuficientes para hacer sustentable la prestación del servicio y cumplir con los objetivos establecidos en el mencionado Cuarto Acuerdo Transitorio.

  
COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL

9. **MetroGAS** solicita por otra parte el reconocimiento bajo los procedimientos establecidos en el Marco Regulatorio, de las variaciones en el costo del gas comprado y variaciones en el costo del transporte, que se establecen en los numerales 9.4.2 y 9.4.3 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.
  
10. **MetroGAS** presenta para consideración y análisis “Alternativas metodológicas para una facturación más previsible de los consumos de los usuarios residenciales”.
  
11. **MetroGAS** considera conveniente se unifiquen los períodos establecidos para los ajustes estacionales que están previstos en el numeral 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (mayo y octubre de cada año), con los de los ajustes no automáticos (abril y octubre de cada año).

  
COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL

## 1 OBJETO DEL PRESENTE INFORME

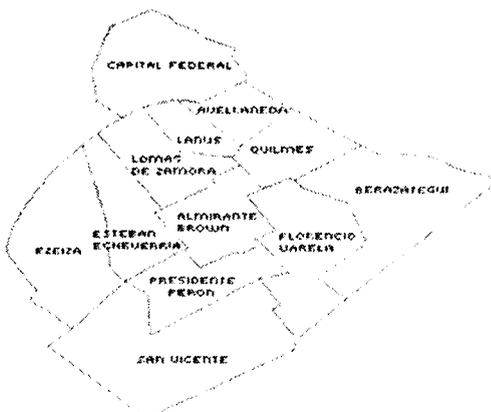
Conforme fuera requerido por Resolución ENRG 249/2018, artículo 1, a través de este informe MetroGAS presenta formalmente su propuesta de: por un lado la adecuación tarifaria transitoria a fin de dar cumplimiento a los objetivos previstos en el Cuarto Acuerdo Transitorio, cuales son *“afrentar sus [los de MetroGAS] gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización, las erogaciones correspondientes a la ejecución del plan de inversiones obligatorias que determine el ENARGAS y dar cumplimiento a las obligaciones de pago respectivas, manteniendo su cadena de pagos a los efectos de asegurar la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo”* (cláusula 2.1, segundo párrafo), y por el otro, la aplicación del traslado a las tarifas del precio del gas comprado y de los costos del transporte, en los términos de los numerales 9.4.2 y 9.4.3 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD).

Adicionalmente, presenta: (i) propuesta de alternativas metodológicas para una facturación más previsible de los consumos de los usuarios residenciales, y (ii) pedido de cambios en el período en que deben ser tratados las variaciones estacionales del precio del gas en el PIST, unificando los mismos en abril de cada año, en lugar de mayo como está actualmente descrito en las RBLD.

## 2 METROGAS

### 2.1 Generalidades

MetroGAS es una de las empresas de servicios públicos más importantes de la Argentina y la mayor en el sector de distribución de gas natural. Por su número de clientes/usuarios –2.400.000, aproximadamente– es la primera de América Latina. Nuestra área de servicio abarca una superficie de 2.150km<sup>2</sup> y cubre una población consumidora de 7.500.000 de habitantes, que representa alrededor del 19% de todo el país.



COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL

La red de distribución de MetroGAS tiene alrededor de 17.000 kms. lineales de cañerías (de los cuales 1.000kms. pertenecen al sistema de alta presión y 16.000kms. corresponden a los sistemas de baja y media presión). Como la distribuidora de gas natural más importante de la Argentina, con una participación estimativa del 21% del total del mercado, tenemos como objetivos ser la empresa líder en la prestación de servicios públicos en el país en términos de eficiencia, confiabilidad y atención al cliente, así como también convertirnos en el proveedor más innovador de servicios de gas natural y productos derivados.

La dotación propia de MetroGAS es al 31 de enero de 2018 de 1.410 empleados.

## 2.2 Estructura Accionaria

El 70% del capital accionario de MetroGAS pertenece a YPF S.A. ("YPF"). A su vez, el capital social de MetroGAS se compone de acciones clases A, B y C. Las acciones clase A representan el 51% de su capital social y están en poder de YPF. Las acciones clase B representan el 48% del capital social (19% de YPF y 29% propiedad de tenedores vía oferta abierta (entre los cuales se destacan Integra Gas Distribution LLC con 16,16%, ANSES con 8,13% y Bank of New York (ADR) con 1,30%). Las acciones clase C representan el 1% del capital social y corresponden al mencionado Programa de Propiedad Participada Residual.

## 2.3 MetroENERGÍA

En el año 2005, con motivo de las nuevas reglamentaciones, el directorio de MetroGAS decidió la constitución de la sociedad MetroENERGÍA S.A. ("MetroENERGIA"). El objeto social de esta sociedad radica en la compra-venta de gas natural y/o transporte por cuenta propia, de terceros o asociada a terceros. Adicionalmente, está inscrita como agente ante Mercado Electrónico del Gas S.A. para operar en el ámbito del Mercado Electrónico del Gas.

MetroGAS es titular del 95% del capital accionario de MetroENERGÍA, siendo el otro accionista YPF Inversora Energética S.A., titular del 5% del capital accionario (el cual renunció al cobro de dividendos desde la constitución de dicha sociedad).

## 2.4 Datos Operativos

MetroGAS es la empresa de distribución de gas natural más grande de la Argentina en términos de cantidad de usuarios y volumen de gas entregado. Al 30 de noviembre de 2017, abastecemos al 27,4% de los usuarios del país conectados a las empresas

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

distribuidoras y las entregas de gas del período enero/noviembre de 2017 representaron el 21,9% del total del volumen entregado por las distribuidoras.

MetroGAS cuenta entre sus clientes a centrales eléctricas que participan del 22% del total térmico generado en el mercado eléctrico mayorista del país. Las ventas del servicio de transporte y distribución a las centrales eléctricas en el período enero/noviembre 2017 representaron el 48,4% del volumen entregado y el 4% del monto de ventas.

Nuestra capacidad de transporte contratada en firme actualmente es de casi 19,5 MMm<sup>3</sup>/día, según el siguiente detalle de cuencas y transportadoras:

TRANSPORTISTA	RUTA	MMm <sup>3</sup> /día
TGS	NQN-GBA	10,55
TGS	TDF-GBA	5,61
TGS	SCR-GBA	0,52
TGS	CHU-GBA	0,04
<b>TOTAL TGS</b>		<b>16,72</b>
TGN	NQN-GBA	2,78
<b>TOTAL TGN</b>		<b>2,78</b>
<b>TOTAL TGN + TGS</b>		<b>19,5</b>

El total contratado por MetroGAS representa el 22% del total de transporte firme contratado por el conjunto de distribuidoras del país.

En el área de nuestra licencia, aproximadamente el 77% de los hogares cuentan con gas natural. Las ventas a usuarios residenciales en el período enero/noviembre 2017 representaron el 25,6% del volumen de gas entregado y aproximadamente el 52% del monto de ventas totales.

Al 30 de noviembre de 2017, MetroGAS cuenta con 2,3 millones de usuarios residenciales, que representan el 27,7% de todo el país que se encuentran abastecidos por las distribuidoras, de acuerdo a la siguiente estratificación correspondiente a nuestra zona licenciada:

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

Residencial	% de usuarios por categoría	Participación en el volumen por categoría
R1	48%	14%
R2-1	11%	9%
R2-2	10%	10%
R2-3	10%	13%
R3-1	8%	13%
R3-2	5%	10%
R3-3	3%	8%
R3-4	5%	23%

Por otra parte, MetroGAS cuenta con aproximadamente 80.000 usuarios pertenecientes al segmento Servicio General "P", que representan el 20,8% del total país.

En relación con nuestras compras de gas natural, durante 2017 el 43% del gas comprado por MetroGAS provino de la cuenca de Neuquén mientras que el restante 57% provino de la cuenca Austral y Golfo de San Jorge.

### **3 REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL**

En 2016 comenzó la Revisión Tarifaria Integral en el marco de la cual el Gobierno Nacional y MetroGAS (i) acordaron los términos y condiciones del Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural ("Acta Acuerdo Integral"), cuya formalización se encuentra pendiente de ratificación por el PEN una vez cumplidos los pasos administrativos requeridos por la normativa aplicable, y (ii) suscribieron el Cuarto Acuerdo Transitorio en el marco del cual MetroGAS aporta la presente propuesta de adecuación tarifaria transitoria. Seguidamente abordamos el desarrollo de sendos instrumentos.

#### **3.1 Acta Acuerdo Integral**

El 30 de marzo de 2017 MetroGAS, el MINEM y el Ministerio de Hacienda consensuaron el Acta Acuerdo Integral que contiene los términos de la renegociación integral y las condiciones de adecuación de la Licencia de Distribución de Gas Natural. Las previsiones contenidas en el Acta Acuerdo Integral, una vez puesta en vigencia a partir de su ratificación por el PEN, abarcarán el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 (fecha de entrada en vigencia de la Ley de Emergencia) y la finalización de la Licencia de Distribución de Gas Natural.

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

En los términos allí previstos, se establecen una serie de pautas que deberá contemplar el proceso de Revisión Tarifaria Integral:

- Introducción de mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución, entre revisiones tarifarias quinquenales, contemplando las variaciones observadas en los precios de la economía vinculados a los costos del servicio, a efectos de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y la calidad del servicio prestado;
- Diseño e implementación de métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo, las mejoras en la eficiencia de la prestación del servicio por parte de MetroGAS.
- Determinación de la base de capital y de la tasa de rentabilidad a aplicar en la Revisión Tarifaria Integral por parte del ENARGAS, conforme los siguientes criterios generales:
  - La base de capital se determinará tomando en cuenta los bienes necesarios para la prestación del servicio público. Para la valuación de dichos bienes se considerará: a) el valor inicial de los bienes al iniciar la Licencia de Distribución de Gas Natural, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo siguiente del presente apartado; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes. Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes.
  - La tasa de rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley 24.076 de Gas Natural. A tal fin, ésta deberá ponderar la remuneración del capital propio y de terceros. En la determinación de la remuneración del capital propio, el ENARGAS fijará un nivel justo y razonable para actividades de riesgo equiparable o comparable, que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio. A su vez, para determinar el costo del capital de terceros, el ENARGAS deberá reflejar el costo del dinero

**CORIA FIEL  
DEL ORIGINAL**



en los términos y condiciones vigentes para la financiación de empresas de servicios públicos.

- Presentación por parte de MetroGAS de un plan de inversiones para ser incorporado en el cálculo de la tarifa.
- Análisis de costos por parte del ENARGAS para determinar nuevos valores de tasas y cargos basados en costos razonables y eficientes.

### 3.2 Cuarto Acuerdo Transitorio

Como se señaló anteriormente, el 30 de marzo de 2017 MetroGAS suscribió con el MINEM y con el Ministerio de Hacienda el Cuarto Acuerdo Transitorio que estableció un régimen tarifario de transición a partir del 1° de abril de 2017 consistente en la readecuación de tarifas considerando los lineamientos necesarios para mantener la continuidad del servicio a los efectos de permitir a MetroGAS afrontar sus gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización, las erogaciones correspondientes a la ejecución del plan de inversiones obligatorias que determine el ENARGAS y dar cumplimiento a las obligaciones de pago respectivas, manteniendo su cadena de pagos a los efectos de asegurar la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo hasta la entrada en vigencia del régimen tarifario que resulte del Acta Acuerdo Integral.

Asimismo, el Cuarto Acuerdo Transitorio prevé la incorporación de la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias (excepto en el impuesto a las ganancias) que estuviesen pendientes de resolución, incorpora en cabeza de MetroGAS un Plan de Inversiones Obligatorias y prohíbe la distribución de dividendos sin la previa autorización del ENARGAS.

En los términos del Cuarto Acuerdo Transitorio, la Resolución ENRG 4356/2017 aprobó los cuadros tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria Integral de MetroGAS y los cuadros tarifarios de transición, así como también aprobó la metodología no automática de ajuste semestral que entrará en vigencia conjuntamente con el Acta Acuerdo Integral.

Es precisamente considerando los objetivos previstos en el Cuarto Acuerdo Transitorio que MetroGAS efectúa la presentación de su propuesta de adecuación tarifaria transitoria, describiendo a continuación de manera particular cada uno de los requerimientos de MetroGAS a fin de cumplir con los citados objetivos

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**



### 3.2.1 Gastos de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización

Entre el 31 de diciembre de 2016 (fecha base de los costos considerados durante la Revisión Tarifaria Integral para la fijación de la tarifa de distribución) y 31 de diciembre de 2017, nuestros costos unitarios sufrieron un incremento importante como consecuencia del proceso inflacionario que sigue soportando nuestra economía.

Como dato ilustrativo de esta situación, a continuación reflejamos las variaciones de costos de materiales y servicios que utiliza MetroGAS, así como los costos unitarios laborales directos por su personal:

TIPO DE COSTO	VARIACIÓN DEL COSTO UNITARIO (dic/16 – dic/17)
Incremento de salarios de convenio según Acta Acuerdo firmado con STIGAS el 26/05/2017*	20,96%
Impresión y ensobrado de facturas	Entre 22% y 25%
Distribución de facturas	Entre 21 y 32%
Lectura de medidores	22%
Digitalización de facturas	20%
Operaciones de corte y reapertura de suministro por morosidad	23%
Operaciones de distribución de avisos de deuda	31%
Operaciones en vía pública contratos de obra civil	25%
Operaciones en vía pública de reparación de escapes	22%
Operaciones masivas de inspección, corte y reapertura, retiro y colocación de medidor,	25%
Operaciones en vía pública sobre cañerías y sus materiales	Entre 21 y 24%
Operaciones de relevamiento de fugas en vía publica	Entre 20% a 33%
Servicios de limpieza, seguridad, mantenimiento edilicio, archivo de documentación, moto-mensajería, etc.	27%

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

### 3.2.2. Plan de Inversiones Obligatorias

En cuanto a las inversiones, al 31 de diciembre de 2017 MetroGAS se encuentra cumpliendo acabadamente el plan de inversiones obligatorias a los cuales se obligó bajo el Tercer Acuerdo Transitorio (2016) y el Cuarto Acuerdo Transitorio (2017), de acuerdo a los siguientes grados de avance:

a. Plan de Inversiones Obligatorias 2016/2017 (PIO 2016)

PROYECTO	REAL EJECUTADO A DIC. 2017	COMPROMETIDO A DIC. 2017	DIFERENCIA
	millones de \$		
Renovación de redes de baja presión por bloques	185	202	(17)
Obra mecánica y civil reparación y mantenimiento de redes	121	113	8
Implementación Solución de Operaciones y Comercial*	108	100	8
Construcción tramo XV Alta presión	68	66	2
Estaciones Reguladoras de Presión Tramos VII - XII	46	43	3
Proyectos DSI	34	37	(3)
Medidores domiciliarios e industriales	29	28	1
Servicios nuevos, cortes y traslados	27	26	1
Otros	106	100	6
<b>TOTAL</b>	<b>724</b>	<b>715</b>	<b>9</b>

\*Software y hardware.

A la fecha se cumplió con la obligación de inversión de \$715 millones a diciembre de 2017.

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

b. Plan de Inversiones Obligatorias 2017/2018 (PIO 2017)

PROYECTO	REAL EJECUTADO A DIC. 2017	COMPROMETIDO A DIC. 2017	DIFERENCIA
	millones de \$		
Renovación de redes de distribución	137	126	11
Obra mecánica y civil reparación y mantenimiento de redes	99	96	3
Renovación y remediación de Alta Presión	71	41	30
Implementación Solución de Operaciones y Comercial*	23	22	1
Incorporación de clientes sobre redes existentes	26	37	(11)
Renovación de flota de vehículos	38	41	(3)
Proyectos DSI	26	21	5
Medidores dom./ind. por alta de clientes y obsolescencia	24	17	7
Equipos	7	2	5
Otros	35	25	10
<b>TOTAL</b>	<b>486</b>	<b>428</b>	<b>58</b>

\*Software y hardware.

A la fecha se cumplió con la obligación de inversión de \$428 millones a diciembre de 2017.

**3.2.3. Cumplimiento de Obligaciones de Pago con Productores de Gas Natural**

Como expresamos el 7 de diciembre de 2016 en la Audiencia Pública realizada en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral, MetroGAS registraba a esa fecha una importante deuda comercial con los productores de gas natural originada por la insuficiencia de ingresos para mantener la operación en condiciones seguras y confiables y la imposibilidad de obtener financiación acorde a nuestras necesidades. A

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

partir del Cuarto Acuerdo Transitorio se ha logrado la firma de acuerdos de pago con 8 productores de gas y existen negociaciones en curso con un solo productor para terminar de acordar la forma de pago de la deuda anterior a noviembre de 2016.

La composición de la deuda con productores al 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

		Millones de \$
<b>Saldo adeudado al 31/12/2017</b>		
Vencida con anterioridad al 30/11/2016	\$ 561 millones	<b>2.058</b>
Vencida con venc. Post. junio 2017 (1)	\$ 548 millones	
No vencida	\$ 949 millones	

- (1) Se han realizado cancelaciones parciales adecuando los pagos a la disponibilidad de fondos a fin de mantener un capital de trabajo razonable frente al diferimiento de pago de las facturas de nuestros clientes residenciales, según lo establecido en la Nota ENRG 8265/17.

#### **4 CLASES DE AJUSTE DE TARIFAS**

El numeral 9.3. de las RBLD establece las distintas clases de ajustes de las tarifas del servicio.

De acuerdo con los términos de la Ley y su Decreto Reglamentario, se prevén las siguientes clases de ajustes de tarifas:

a) Periódicos y de tratamiento preestablecido

- Ajuste por variaciones en los indicadores de mercado internacional (artículo 41 de la Ley). Modificado por la Ley de Emergencia y suplido a partir de la Revisión Tarifaria Integral por un indicador del mercado local, el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM).
- Ajuste por variaciones en el precio del Gas comprado (art 38 de la Ley).
- Ajuste por variaciones en el costo del Transporte.

b) Periódicos y de tratamiento a preestablecer por la Autoridad Regulatoria.

- Ajuste por la revisión quinquenal de tarifas (artículo 42 de la Ley).

c) No recurrentes.

- Ajuste basado en circunstancias objetivas y justificadas (artículo 46 de la Ley).
- Ajuste por cambios en los impuestos (artículo 41 de la Ley).

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

#### 4.1 Ajuste por variaciones en el precio del gas en boca de pozo

Con fecha 29 de noviembre de 2017, MetroGAS S.A. y las restantes distribuidoras del país, suscribieron con el Ministerio de Energía y Minería (MINEM), un documento denominado "BASES Y CONDICIONES PARA EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL A DISTRIBUIDORAS DE GAS POR REDES".

Los productores de gas y ENARSA suscribieron también un documento de similares características, tendiente a fijar las condiciones básicas que permitan la continuidad del proceso de normalización del mercado de gas natural.

En el marco de ambos documentos, MetroGAS ha suscripto acuerdos de abastecimiento con distintos productores de gas a fin de garantizarse volúmenes mínimos de gas para atender su demanda prioritaria.

Dichos acuerdos de abastecimiento establecen las obligaciones de cada parte (productor/distribuidora) en cuanto a suministro, precios y plazos de pago.

Los precios del acuerdo de suministro, por cuenca y por segmento de demanda, toman como referencia las pautas establecidas en el Anexo III de las Bases y Condiciones señaladas anteriormente, que comprenden el Período de Transición establecido por el MINEM para continuar el proceso de normalización del sector gas y la recomposición del sistema de precios y tarifas, y considerando el sendero de reducción gradual de subsidios establecidos en la Resolución N° 212 del 6/10/2016.

El 31 de diciembre de 2017 ha finalizado el período de prórroga fijado en la Ley N° 27200 con respecto a la Emergencia Pública declarada por la Ley N° 25.561, y por lo tanto a partir del 1° de enero de 2018, los precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) serán los que surjan de los acuerdos firmados entre productores y distribuidoras, conforme a lo establecido por el art. 38 de la Ley N° 24.076, dichos precios deben ser trasladados a las tarifas a ser pagadas por los usuarios, asegurando el mínimo costo para los usuarios compatible con la seguridad de abastecimiento.

En razón de lo expuesto, MetroGAS ha procedido a determinar los precios de gas en el PIST que surgen de los acuerdos de abastecimiento firmados, considerando el precio ponderado por cada cuenca en función del mix de los contratos de transporte firme con que cuenta para trasladar el gas desde los centros de producción hasta la entrada en su zona de distribución.

Se han suscripto 14 acuerdos de abastecimiento, 8 desde cuenca Neuquén, 4 desde Tierra del Fuego, 1 desde Santa Cruz y 1 desde Chubut. Esos acuerdos, que ya han sido registrados en el ENARGAS, permiten cubrir más del 50% de sus necesidades de abastecimiento del período estacional, tal como lo requiere el numeral 9.4.2.4 de las RBLD.

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

Para la valorización de esos acuerdos, que siguiendo las pautas del MINEM se han establecido en Dólares Estadounidenses por millón de BTU (unidad de energía), se ha utilizado el tipo de cambio para las fechas de pago de las respectivas facturas de acuerdo con la información de operaciones del ROFEX del día 26/01/2018.

No se han calculado en esta oportunidad los costos adicionales a ser reconocidos por el régimen de Diferencia Diaria Acumuladas (DDA) establecido en el numeral 9.4.2.5 de las RBLD, dado que a la fecha de esta presentación sólo han transcurrido poco menos de un mes desde que se reimplantó el esquema contractual con productores.

En razón de lo expuesto, MetroGAS solicita se reconozcan los siguientes valores para los precios del gas en el PIST, según los distintos tipos de usuarios:

Precio en el Punto de ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	3,107055	3,107055
R3 1°-R3 2°-R3 3°	4,120574	4,120574
R3 4°	4,870388	4,870388
P1 - P2	2,001227	2,001227
P3	3,323794	3,323794
GNC	4,273182	4,273182

#### 4.2 Ajuste por variaciones en el costo del transporte

El numeral 9.4.3 de las RBLD establece el mecanismo de traslado de los costos de transporte a las tarifas de los distintos tipos de usuarios.

Tomando en consideración que las empresas transportistas han presentado los nuevos cuadros tarifarios que proponen para entrar en vigencia a partir del 1 de abril de 2018, MetroGAS ha procedido a determinar en función de esos pedidos y de la composición de sus contratos de transporte firme desde las diferentes cuencas, los nuevos valores de costo de transporte que se deben incluir en las tarifas.

Los resultados de ello son los siguientes:

Para usuarios de servicio completo (aquellos donde se brinda el servicio de gas, transporte y distribución desde la propia distribuidora), el componente transporte de la tarifa al factor de carga del 100% su valor es de \$ 0,560390 por m3.

Dicho valor para los distintos tipos de usuarios debe ser corregido por el Factor de Carga establecido en el numeral 9.4.3.2 de las RBLD, arrojando en consecuencia los siguientes valores para cada una de los distintos tipos de servicio: Servicio de transporte para usuario residencial \$ 1.601113 por m3 de consumo, para servicio SGP \$ 1,120779 por m3 y servicio SDB 0,747186.

  
COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL

En tanto, para los servicios que adquieren el gas en forma directa a un productor o comercializador, su componente transporte tomará en cuenta lo siguiente:

SUBZONA	EMPRESA	RECEPCIÓN	DESPACHO	Tarifa TF (\$/m3) **
CAPITAL FEDERAL Y BUENOS AIRES	TGS	Neuquén	GBA	0,396721
	TGS	Chubut	GBA	0,429456
	TGS	Santa Cruz	GBA	0,617808
	TGS	T.del Fuego	GBA	0,671816
	TGN	Neuquén	GBA	0,520443

(\*\*) En el caso de los usuarios SGP3, al valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le adicionará el factor reconocido por la Resolución 551/97 de \$ 0.060927afectado por el correspondiente factor de carga (50%).

#### **4.3 Solicitud de Recomposición del componente del servicio de distribución de la Tarifa**

A los efectos de considerar el mantenimiento en valores constantes de las tarifas de distribución, si bien la variación de los costos unitarios son superiores al 25% respecto de diciembre de 2016, para su corrección se ha utilizado la variación del Índice de Precios Internos Mayoristas – IPIM que resulta ser el menor de los índices de inflación y resulta, a su vez, análogo en cuanto a tratamiento del que se utilizará para la recomposición de las tarifas de las distribuidoras de gas natural que cuentan con Acuerdos de Renegociación Contractual Integral en vigencia, aprobados todos ellos por Decretos del Poder Ejecutivo Nacional.

Tomando en consideración todo lo expuesto y a los efectos de posibilitar el cumplimiento de los objetivos enumerados en la cláusula 2.1 del Cuarto Acuerdo Transitorio, por medio de la presente MetroGAS solicita formalmente con vigencia a partir del 1 de abril de 2018 la adecuación tarifaria de su componente de distribución según los valores que se exponen seguidamente:

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**



Usuarios abastecidos con gas natural	CARGO DE DISTRIBUCIÓN POR M3 DE CONSUMO (\$/m3)		CARGO FIJO POR FACTURA (\$)		CARGO POR RESERVA DE CAPACIDAD (\$/m3/día)	
	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
CATEGORÍA / SUBZONA						
R1	0,744980	0,810902	130,694077	131,214262		
R2 1°	0,744980	0,810902	138,139625	138,659810		
R2 2°	1,171734	1,248946	157,957539	158,522311		
R2 3°	1,348226	1,436726	178,615029	179,209526		
R3 1°	1,907339	2,018418	232,777492	233,401714		
R3 2°	1,907339	2,018418	270,005238	270,629460		
R3 3°	2,798111	2,939294	361,759907	362,473304		
R3 4°	2,798111	2,939294	585,126381	585,839778		
P1 y P2	0 a 1.000 m3	0,438512	0,462107			
	1001 a 9.000 m3	0,371748	0,401976			
	más de 9.000 m3	0,304991	0,327901			
P3	0 a 1.000 m3	0,802852	1,016513			
	1001 a 9.000 m3	0,689353	0,886930			
	más de 9.000 m3	0,575867	0,757361			
GNC INTERRUMPIBLE	0,165820	0,183045	4.430,515854	4.430,936432		
GNC FIRME	0,030146	0,047375	4.430,515854	4.430,936432	4,623889	4,623889
SDB (3)	0,219833	0,447097	7.525,062311	7.525,472174		
EPB 1	0,744980	0,810902	130,694077	131,214262		
EPB 2 1°	0,744980	0,810902	138,139625	138,659810		
EPB 2 2°	1,171734	1,248946	157,957539	158,522311		
EPB 2 3°	1,348226	1,436726	178,615029	179,209526		
EPB 3 1°	1,907339	2,018418	232,777492	233,401714		
EPB 3 2°	1,907339	2,018418	270,005238	270,629460		
EPB 3 3°	2,798111	2,939294	361,759907	362,473304		
EPB 3 4°	2,798111	2,939294	585,126381	585,839778		

**Usuarios que compran gas por su cuenta**

P3	0 a 1.000 m3	0,802852	1,016514	7527,138665	7527,559243		
	1001 a 9.000 m3	0,689352	0,886930				
	más de 9.000 m3	0,575867	0,757363				
G	0 a 5.000 m3	0,113827	0,125590	7525,062317	7525,472180	7,495367	7,661410
	más de 5.000 m3	0,070449	0,081989				
ID		0,245875	0,261942	14974,494318	14974,924194		
FD		0,082682	0,094298	14974,494318	14974,924194	4,601356	4,752478
IT		0,192802	0,208602	14974,494318	14974,924194	4,222305	4,371470
FT		0,029619	0,040959	14974,494318	14974,924194		

**5 NUEVOS CUADROS TARIFARIOS PROPUESTOS PARA SER APLICADOS A PARTIR DEL 1° DE ABRIL DE 2018**

Como consecuencia de lo señalado en los puntos 4.1, 4.2 y 4.3, precedentes, MetroGAS ha presentado para consideración del ENARGAS los Cuadros Tarifarios que se exponen en el Anexo I, los que incluyen los tres componentes de la tarifa (Gas en el Pist, Transporte y Distribución).

Asimismo, utilizando el mismo indicador de inflación que se menciona en 4.3. se presenta en Anexo II los nuevos valores que proponemos aplicar a partir del 1 de abril de 2018 en concepto de Tasas y Cargos por Servicios.

Esta información ya está contenida, con sus correspondientes memorias de cálculo, en la presentación de MetroGAS, ingresada al ENARGAS bajo actuación N° 2110/18.

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

**6 PROPUESTA DE ALTERNATIVA METODOLOGICA PARA UNA FACTURACIÓN MÁS PREVISIBLE DE LOS CONSUMOS DE LOS USUARIOS RESIDENCIALES**

Con motivo del próximo ajuste tarifario que tendrá vigencia a partir del 1° de abril de 2018, atento al Orden del Día elaborado por el ENARGAS, donde se solicita la presentación de Alternativas Metodológicas para una facturación más previsible de los consumos de los usuarios residenciales, MetroGAS considera que resulta beneficioso consensuar entre todos los actores alternativas que permitan atenuar los impactos de las facturas a fin de facilitar el pago de las mismas.

En tal sentido y sin dejar de brindar las señales adecuadas de precios, se entiende que dependiendo de las restricciones que cada mecanismo pueda tener en cuanto a complejidad y afectación de capital de trabajo de la empresa, se podrían diseñar distintas alternativas, entre ellas:

- a) ampliación de la metodología de diferimiento que se utilizó el año anterior para un bimestre, a los tres bimestres que contienen los consumos típicos de invierno (bimestres 3, 4 y 5), y
- b) esquema con un valor de factura que surge del historial, donde se aplica un factor de estabilización a fin de que cada factura del período estacional presente un importe muy similar.

En este último caso, se atenúa el pico de las facturas más altas del período invernal para clientes residenciales, favoreciendo de esa forma el pago de las mismas ya que cada factura del período presentaría un valor que no diferiría de manera significativa una de otra.

Para determinar los montos mensuales a pagar, se podría tomar el consumo registrado por cada cliente en el mismo período estacional previo (o alternativamente el promedio de varios), llevando una cuenta corriente entre lo facturado y realmente consumido, que se ajustaría con la primer factura emitida con posterioridad a la finalización del período estacional. Ese volumen se valorizaría en función de la categoría que tiene cada usuario en la factura previa a la aplicación del mecanismo.

Para la aplicación de este mecanismo, se entiende que no debería continuar el mecanismo de topes y ahorros establecidos por el MINEM.

Bajo esta metodología, cada suministro continuaría leyéndose en las fechas que corresponde por cronograma, se valorizarían los m<sup>3</sup> realmente consumidos con la tarifa que corresponda, respetando la segmentación y categorización anual móvil, pero posterior a ese cálculo, en la factura se incorporaría un Factor de Estabilización, que puede presentar signo positivo o negativo, de forma tal de que el monto a facturar en cada período de invierno (bimestres 3, 4 y 5) presente un valor similar.

Finalizado el período estacional, se tomarían las diferencias negativas y/o positivas del Factor de estabilización y se practicaría el ajuste (a favor del usuario o a favor de la

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

distribuidora según corresponda) de forma tal que se pague por el servicio lo correspondió en cuanto a tarifa, categoría y consumo en el actual periodo estacional.

Cualquiera de los dos mecanismos descritos anteriormente altera los flujos de fondos de las compañías y, de las simulaciones que hemos realizado, el primero de los casos requiere ineludiblemente establecer mecanismos de preservación del capital de trabajo, ya que no puede ser solventado por sí mismo por la distribuidora dada la magnitud económica de los fondos que no se perciben en los períodos críticos de invierno. La segunda alternativa, si bien puede tener alguna afectación en el capital de trabajo, el mismo es de menor magnitud y con ello se favorece la posibilidad de financiarlo con todos los actores de la industria o eventualmente por el Estado Nacional.

Lo expuesto es una idea en estado embrionario, que requerirá más desarrollo y un análisis pormenorizado para cada Distribuidora ya que el impacto y las necesidades de capital de trabajo serán disímiles en cada una, así como los tiempos que puede llevar su implementación.

Cualquier alternativa conlleva una modificación importante en los sistemas de facturación. En principio, de acuerdo a nuestros muy preliminares análisis, el cambio para aplicar el mecanismo identificado como b), que es el que más tiempo requeriría, podría llevar casi 90 días, por lo cual comenzando inmediatamente se podría llegar a implementar en facturas que se emitan a partir de mayo de 2018, momento en que comienza a facturarse el 3er bimestre de los usuarios.

En aras de poder llegar a tiempo en la modificación de los sistemas de facturación, resulta necesaria que la metodología que se decida instrumentar nos sea comunicada a los pocos días de celebrada la audiencia, ya que ello permitirá comenzar rápidamente con los trabajos de modificación de los sistemas.

## **7 SOLICITUD DE CAMBIOS EN LOS PERIODOS DE ESTACIONALIDAD DE LAS RBLD**

El numeral 9.4.2.3 de las RBLD que están vigentes actualmente, establecen que para los ajustes del precio de gas comprado, los ajustes estacionales abarcarán los períodos 1° de mayo al 30 de setiembre de cada año y del 1° de octubre al 30 de abril del año siguiente.

En razón de que siguiendo los lineamientos de las Bases y Condiciones y la política de normalización impulsada desde el MINEM, los senderos de precios de gas en el PIST presentan ajustes a partir del 1° de abril y 1° de octubre de cada año, y que los ajustes no automáticos por el índice de Precios Mayoristas (IPIM), se aplicarán en abril y octubre de cada año, se solicita al ENARGAS, al Ministerio de Energía y Minería y al Poder Ejecutivo, se realice una adecuación de las Reglas Básicas de la Licencia, para alinear los ajustes estacionales del gas a las fechas de los acuerdos de abastecimiento, unificándola con los ajustes no automáticos.

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

# MetroGAS S.A.

## Anexo I

**Propuesta de Cuadros Tarifarios con vigencia  
a partir del 1° de abril de 2018**

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

METROGAS S.A.		
TARIFAS PROPUESTAS A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS VIGENCIA A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2018		
USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL		
CARGO POR M3 DE CONSUMO		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1	5,682325	5,748247
R2 1°	5,682325	5,748247
R2 2°	6,109079	6,186291
R2 3°	6,285571	6,374071
R3 1°	7,932959	8,044038
R3 2°	7,932959	8,044038
R3 3°	8,823731	8,964914
R3 4°	9,628851	9,770034
P1 y P2	0 a 1.000 m3	3,708128
	1001 a 9.000 m3	3,641364
	más de 9.000 m3	3,574607
P3	0 a 1.000 m3	5,492589
	1001 a 9.000 m3	5,379090
	más de 9.000 m3	5,265604
GNC INTERRUMPIBLE	4,754191	4,771416
GNC FIRME	5,178908	5,196136
SDB (3)	0,967020	1,194284
CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día)		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
GNC FIRME	4,623889	4,623889
CARGO FIJO POR FACTURA		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1	130,694077	131,214262
R2 1°	138,139625	138,659810
R2 2°	157,957539	158,522311
R2 3°	178,615029	179,209526
R3 1°	232,777492	233,401714
R3 2°	270,005238	270,629460
R3 3°	361,759907	362,473304
R3 4°	585,126381	585,839778
P1 y P2	330,000943	330,643583
P3	1247,375665	1248,048587
GNC INTERRUMPIBLE	4430,515854	4430,936432
GNC FIRME	4430,515854	4430,936432
SDB (3)	7525,062311	7525,472174

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

METROGAS S.A.		
TARIFAS PROPUESTAS A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS VIGENCIA A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2018		
USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL		
Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)		
<b>Precio en el Punto de ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	3,107055	3,107055
R3 1°-R3 2°-R3 3°	4,120574	4,120574
R3 4°	4,870388	4,870388
P1 - P2	2,001227	2,001227
P3	3,323794	3,323794
GNC	4,273182	4,273182
<b>Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0,000000	0,000000
R3 1°-R3 2°-R3 3°	0,000000	0,000000
R3 4°	0,000000	0,000000
P1 - P2	0,000000	0,000000
P3	0,000000	0,000000
GNC	0,000000	0,000000
<b>Precio incluido en los cargos por m3 consumido (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	3,107055	3,107055
R3 1°-R3 2°-R3 3°	4,120574	4,120574
R3 4°	4,870388	4,870388
P1 - P2	2,001227	2,001227
P3	3,323794	3,323794
GNC	4,273182	4,273182
<b>Costo de Gas retenido (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0,229176	0,229176
R3 1°-R3 2°-R3 3°	0,303932	0,303932
R3 4°	0,359239	0,359239
P1 - P2	0,147609	0,147609
P3	0,245163	0,245163
GNC	0,315189	0,315189
SDB (como % del precio a facturar a sus usuarios)	7,38%	7,38%
<b>Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):</b>		
Todas las categorías	0,560390	0,560390

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

METROGAS S.A.				
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN PROPUESTAS A USUARIOS P3, G, FD, FT, ID, IT - SIN IMPUESTOS VIGENCIA A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2018				
<b>USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL (1)</b>				
<b>CARGO POR M3 DE CONSUMO (6)</b>				
CATEGORÍA / SUBZONA		CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
P3 (5)	0 a 1.000 m3	0,802852	1,016514	
	1001 a 9.000 m3	0,689352	0,886930	
	más de 9.000 m3	0,575867	0,757363	
G	0 a 5.000 m3	0,113827	0,125590	
	más de 5.000 m3	0,070449	0,081989	
ID (3)		0,245875	0,261942	
FD (3)		0,082682	0,094298	
IT (4)		0,192802	0,208602	
FT (4)		0,029619	0,040959	
<b>CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día) (2)</b>				
CATEGORÍA / SUBZONA		CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
G		7,495367	7,661410	
FD (3)		4,601356	4,752478	
FT (4)		4,222305	4,371470	
<b>CARGO FIJO POR FACTURA</b>				
CATEGORÍA / SUBZONA		CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
P3		7.527,138665	7.527,559243	
G		7.525,062317	7.525,472180	
ID		14.974,494318	14.974,924194	
FD		14.974,494318	14.974,924194	
IT		14.974,494318	14.974,924194	
FT		14.974,494318	14.974,924194	
<p>(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se contraten los siguientes mínimos: G : 1.000 m3/día; FD-FT: 10.000 m3/día; ID-IT: 3.000.000 m3/año y sujeto a disponibilidad del servicio.</p> <p>Las tarifas ID e IT no requieren cargo por reserva de capacidad. Las tarifas FD y FT requieren cargo por reserva de capacidad más cargo por m3 consumido.</p> <p>(2) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.</p> <p>(3) Los usuarios conectados a las redes de distribución.</p> <p>(4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.</p> <p>(5) Corresponde a los usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).</p> <p>(6) A los valores expresados se les deberá añadir el adicional dispuesto en la Resolución ENRG N°551/97 (\$0,060927)</p>				
<b>TARIFA DE TRANSPORTE POR RUTA</b>				
SUBZONA	EMPRESA	RECEPCIÓN	DESPACHO	Tarifa TF (\$/m3) **
CAPITAL FEDERAL Y BUENOS AIRES	TGS	Neuquén	GBA	0,396721
	TGS	Chubut	GBA	0,429456
	TGS	Santa Cruz	GBA	0,617808
	TGS	T.del Fuego	GBA	0,671816
	TGN	Neuquén	GBA	0,520443
(**) En el caso de los usuarios SGP3, al valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le aplicará el Factor de Carga dividido por 0,5.				

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

METROGAS S.A.		
TARIFAS PROPUESTAS		
SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N°27.218 - SIN IMPUESTOS		
VIGENCIA A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2018		
<b>USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL</b>		
<b>CARGO POR M3 DE CONSUMO</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP 1	5,348700	5,414622
EBP 2 1°	5,348700	5,414622
EBP 2 2°	5,775454	5,852666
EBP 2 3°	5,951946	6,040446
EBP 3 1°	7,490509	7,601588
EBP 3 2°	7,490509	7,601588
EBP 3 3°	8,381281	8,522464
EBP 3 4°	9,105888	9,247071
<b>CARGO FIJO POR FACTURA</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP 1	130,694077	131,214262
EBP 2 1°	138,139625	138,659810
EBP 2 2°	157,957539	158,522311
EBP 2 3°	178,615029	179,209526
EBP 3 1°	232,777492	233,401714
EBP 3 2°	270,005238	270,629460
EBP 3 3°	361,759907	362,473304
EBP 3 4°	585,126381	585,839778
<b>Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)</b>		
<b>Precio en el Punto de ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP 1-EBP 2 1°-EBP 2 2°-EBP 2 3°	2,796350	2,796350
EBP 3 1°-EBP 3 2°-EBP 3 3°	3,708517	3,708517
EBP 3 4°	4,383349	4,383349
<b>Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP 1-EBP 2 1°-EBP 2 2°-EBP 2 3°	0,000000	0,000000
EBP 3 1°-EBP 3 2°-EBP 3 3°	0,000000	0,000000
EBP 3 4°	0,000000	0,000000
<b>Precio incluido en los cargos por m3 consumido (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP 1-EBP 2 1°-EBP 2 2°-EBP 2 3°	2,796350	2,796350
EBP 3 1°-EBP 3 2°-EBP 3 3°	3,708517	3,708517
EBP 3 4°	4,383349	4,383349
<b>Costo de Gas retenido (\$/m3)</b>		
CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
EBP 1-EBP 2 1°-EBP 2 2°-EBP 2 3°	0,206258	0,206258
EBP 3 1°-EBP 3 2°-EBP 3 3°	0,273539	0,273539
EBP 3 4°	0,323315	0,323315
<b>Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):</b>		
Todas las categorías	0,560390	0,560390

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

# MetroGAS S.A.

## Anexo II

**Propuesta de Cuadro de Tasas y Cargos por  
servicio con vigencia a partir del  
1° de abril de 2018**

  
**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**

METROGAS S.A.		
TASAS Y CARGOS PROPUESTAS - SIN IMPUESTOS		
VIGENTES A PARTIR DEL: 1° DE ABRIL DE 2018		
TASAS A PAGAR POR SUJETOS DE LA INDUSTRIA		IMPORTE MÁXIMO AUTORIZADO A COBRAR (\$)
ITEM	CONCEPTO	
1	Examen para instalador	245,22
2	Matrícula instalador 1ra. Categoría	138,60
3	Matrícula instalador 2ra. Categoría	138,60
4	Matrícula instalador 3ra. Categoría	138,60
5	Reposición carnet instalador	138,60
6	Matrícula de empresa constructora de obras por terceros	3.130,31
7	Renovación de la matrícula de empresas constructoras de obras por terceros, fuera de término	3.867,04
8	Copia de plano	60,77
9	Rotura y reparación de veredas del servicio (Baja Presión / Media Presión)	2.359,46
10	Gestión y envío de aviso de deuda común bajo firma	60,77
11	Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta a documento o telegrama	207,91
12	Zanjeo y Tapada (Baja Presión / Media Presión)	1.119,49
13	Cargo por reconexión domiciliaria - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, menor o igual a 10 m <sup>3</sup> /h - (Baja Presión / Media Presión)	429,67
14	Cargo por reconexión domiciliaria - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, mayor a 10 m <sup>3</sup> /h	797,50
15	Servicio completo sin zanjeo y tapada (menor o igual a 1") y sin reparación de vereda (Baja Presión / Media Presión)	1.570,49
16	Servicio completo sin zanjeo y tapada (mayor a 1") y sin reparación de vereda (Baja Presión / Media Presión), no unifamiliar	4.989,73
17	Soldadura y/o perforación de la tubería de servicio externa, sin zanjeo y tapada y sin reparación de vereda (Baja Presión / Media Presión)	1.214,38
18	Colocación de medidor menor o igual a 10 m <sup>3</sup> /h	429,67
19	Colocación de medidor mayor a 10 m <sup>3</sup> /h	1.595,01
20	Reposición de medidor extraviado, sin colocación (Baja Presión / Media Presión)	920,11
21	Cargo por reconexión en Alta Presión - reapertura de llave por causa imputable al usuario	8.224,52
22	Conexión y habilitación de la tubería de servicio externa, en Alta Presión.	6.752,13

**COPIA FIEL  
DEL ORIGINAL**