



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Resolución firma conjunta

Número:

Referencia: EX-2019-09111394- -APN-GDYE#ENARGAS – METROGAS S.A. – Ajuste Tarifario

VISTO los Expedientes N° EX-2019-06487785- -APN-GAL#ENARGAS y N° EX-2019-09111394- -APN-GDYE#ENARGAS del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, lo dispuesto en la Ley N° 24.076, el Decreto N° 1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución aprobadas por el Decreto N° 2255/92, y

CONSIDERANDO:

Que METROGAS S.A. (en adelante e indistintamente la “Licenciataria”, la “Distribuidora” o “Metrogas”) presta el servicio público de distribución de gas natural conforme a la licencia otorgada por el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) mediante Decreto N° 2459/92.

Que conforme surge de la Ley N° 24.076, su Decreto Reglamentario N° 1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD), al establecer el régimen tarifario aplicable al servicio de distribución de gas, el Estado Nacional optó por el sistema de regulación por Tarifas Máximas (o “Price Cap”); de esta forma, por un lado, se fijaron las tarifas máximas iniciales con las cuales se prestarían los distintos servicios, los mecanismos de actualización y revisión tarifaria, y se estableció un marco regulatorio que en su letra y espíritu garantiza, entre otros conceptos, la igualdad y no discriminación en la prestación de los servicios.

Que, en ese sentido, las tarifas fueron establecidas de forma tal que permitieran recuperar los costos de prestación y obtener una rentabilidad justa y razonable. La estructura tarifaria resultante es un sistema que refleja los costos de cada segmento de la industria.

Que la tarifa que pagan los usuarios finales de servicio completo se encuentra compuesta por los siguientes componentes (conf. Artículo 37 de la Ley N° 24.076): (a) El Precio del Gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) que remunera a los productores de gas y cuyo precio -que no está regulado- surge de los contratos firmados entre las Distribuidoras y Productores; (b) La Tarifa de Transporte, que remunera el transporte a través de los gasoductos troncales, desde las áreas de producción hasta las áreas de consumo (ingreso al sistema de distribución), y sí es regulada por el ENARGAS; y (c) La Tarifa de Distribución, que remunera la prestación del servicio de distribución de gas por redes, desde el punto de recepción en el gasoducto troncal hasta los puntos de consumo, y es también regulada por el ENARGAS.

Que mediante Resolución RESOL-2019-1-APN-DIRECTORIO#ENARGAS de fecha 5 de febrero de 2019, se convocó a una Audiencia Pública para tratar las siguientes cuestiones: 1) La aplicación de la

Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa, en los términos de lo dispuesto por las Resoluciones que oportunamente aprobaron la Revisión Tarifaria Integral (RTI); 2) La aplicación del traslado a tarifas del precio de gas comprado en los términos del Numeral 9.4.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución y la consideración de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA's) correspondientes al período estacional en curso, en los términos del Numeral 9.4.2.5 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución; 3) La consideración de la creación de un Punto de Ingreso al Sistema de Transporte en Escobar y de una ruta de transporte GBA-GBA; y 4) Consideraciones sobre la tarifa de redes abastecidas con Gas Licuado de Petróleo (GLP).

Que previo a su celebración, se puso todo el material de consulta a disposición de los interesados en la sede central del ENARGAS, en sus Centros Regionales, y también en la página web de esta Autoridad Regulatoria. Asimismo, como en oportunidades anteriores, se elaboró una Guía Temática a fin de que los interesados contaran con una herramienta que facilitara el acceso al material específico, sin que el Organismo emitiera a través de ella opinión alguna sobre la resolución final.

Que la Audiencia Pública tuvo lugar el 26 de febrero de 2019 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, habiéndose habilitado, además, centros de participación virtual en las ciudades de Neuquén, Río Grande Bahía Blanca y Rosario.

Que para participar de la Audiencia Pública se registraron 232 inscriptos, de los cuales 91 de ellos lo hicieron con carácter de oradores. Efectivamente hicieron uso de la palabra 62 participantes, uno de ellos no inscripto previamente que solicitó ser orador en el curso de la Audiencia Pública. Las exposiciones fueron registradas en la debida versión taquigráfica, la que obra en el Expediente Electrónico N° EX-2019-06487785- -APN-GAL#ENARGAS.

Que en lo atinente al debido procedimiento previo, si bien no refiere a la Audiencia Pública, sino al procedimiento posterior, cabe mencionar que mediante presentación ingresada a este Organismo el 28 de marzo de 2019 e identificada como IF-2019-19159771-APN-SD#ENARGAS, la Comisión de Usuarios del ENARGAS (CUENARGAS) solicita la “suspensión del aumento tarifario que se pretende aplicar a partir del día 1 de abril de 2019”, fundando dicha pretensión en una aparente desinformación de los usuarios afectados.

Que del análisis de la actuación antes mencionada surge que CUENARGAS hace referencia a los plazos que deben cumplirse entre el cierre de la Audiencia Pública respectiva –en el caso, la N° 98 celebrada el 26 de febrero pasado- y la emisión del correspondiente acto administrativo; citando los artículos 22 y 24 del Anexo I de la Resolución ENARGAS N° I-4089/16. Asimismo, efectúa una interpretación de dicho articulado e indica que el plazo para la emisión del Informe de Cierre (cfr. Artículo 22 citado) venció el 15 de marzo de 2019 “con lo cual el ENARGAS contaba con un plazo muy acotado para analizar toda la información y emitir la Resolución Final”.

Que el Informe de Cierre de la Audiencia Pública N° 98 emitido en el marco del Expediente EX-2019-06487785- -APN-GAL#ENARGAS es, efectivamente, de la fecha antes citada, por lo cual no se advierte incumplimiento alguno por parte del ENARGAS, tanto de la norma antes indicada, como de las disposiciones del Decreto N° 1172/03.

Que en lo que atañe a la supuesta exigüidad del plazo, manifestada por CUENARGAS, cabe resaltar que el Informe de Cierre, conforme estipula la Resolución ENARGAS N° I-4089/16, debe contener una expresión sumaria de las intervenciones e incidencias de la Audiencia, no pudiendo realizar interpretaciones de valor sobre el contenido de las presentaciones (cfr. Artículo 22 citado), el cual recién es valorado en la oportunidad de la emisión del correspondiente acto administrativo, no pudiendo entonces advertirse agravio sobre este punto.

Que desde el cierre de la Audiencia –sea cual fuere y en cuanto aplique el procedimiento allí dispuesto- el ENARGAS dispone de un plazo de treinta (30) días hábiles administrativos para la emisión de la Resolución Final en la que funda la decisión que se adopta y explicando de qué manera ha tomado en

cuenta las opiniones de los participantes y la ciudadanía (cfr. Artículo 24 citado), por lo que no puede confundirse un plazo con el otro, ya que la finalidad de la normativa en uno y otro caso es diferente.

Que cita otra normativa que, según considera, avalan su pretensión, incorporando a estas el Artículo 1094 del Código Civil y Comercial en tanto dispone que, en caso de duda sobre la normativa aplicable, resultará la más favorable para el consumidor, cuestionando, incluso, por qué motivo “para el resto de los servicios los proveedores están obligados a cumplir con el plazo de treinta días de información previa a la vigencia de los aumentos”.

Que no puede hacerse lugar a dicho agravio toda vez que, en primer término, el procedimiento de Audiencia Pública cuenta con una normativa específica de la cual no existen dudas sobre su aplicación, y en segundo, no es resorte de esta Autoridad Regulatoria -ni su competencia- atender a plazos estipulados por otras reglamentaciones, también específicas en la medida en que exista uno particular aplicable al caso concreto.

Que tampoco puede atenderse el reproche concerniente a la eventual fecha del acto administrativo a emitirse y que se vincula con un alegado incumplimiento al deber de información. La información estuvo [y está] disponible desde antes de la Audiencia Pública en la página web del Organismo y en el Expediente antes citado, conforme los plazos fijados por esta Autoridad Regulatoria. No es correcto asimilar la información previa a la Audiencia con el contenido de la Resolución Final, ya que una tiende a la participación ciudadana en la toma de decisiones y la otra, a la motivación del acto administrativo.

Que la suspensión solicitada, no tiene andamiaje en los términos de la Ley N° 19.549 dado que a la fecha de su presentación no existía acto administrativo al cual suspender en su ejecución y efectos, y -aunque hubiera existido- tampoco resulta probado un derecho o interés legítimo lesionado, de modo de que cause un perjuicio o agravio concreto en contra del mismo, por haberse solicitado antes de su dictado, no encuadrando en los términos del Artículo 12 de la Ley antes mencionada.

Que, en relación con lo antes expuesto, no puede dejar de observarse que el accionar de la Administración, así como sus actos, se presumen conforme el ordenamiento jurídico, presunción que subsiste hasta que no se declare lo contrario por el órgano competente.

Que tampoco habrá de prosperar la pretensión introducida por CUENARGAS para prorrogar el plazo en que debe expedirse el ENARGAS, dado que los plazos son obligatorios para los administrados y para la propia Administración, no advirtiéndose en el caso particular que el procedimiento especial establecido por la Resolución ENARGAS N° I-4089/16 determine posibilidad excepcional alguna en este sentido.

Que la aplicación supletoria de la Ley de Defensa del Consumidor –referida por la Comisión de Usuarios- implica que sus prescripciones afectan a los servicios públicos sólo en aquellos aspectos no regulados por la normativa específica; lo cual, como se ha visto, no acontece en el caso. Es de destacar que la inteligencia de estas normas no debe realizarse de forma aislada, desconectándola de todo lo que la compone.

Que, sin perjuicio de ello, cabe dejar sentado que el ENARGAS no es competente en lo que concierne al análisis solicitado sobre “un nuevo sistema de precios de la producción de gas”.

Que no corresponde hacer lugar al pedido de suspensión solicitado ni a la prórroga respecto de la emisión de la Resolución Final a emitirse por este Organismo.

Que, en el transcurso de la Audiencia Pública, diversos oradores impugnaron la misma o solicitaron que aquella fuera declarada nula y, en consecuencia, que los ajustes tarifarios fueran suspendidos y/o dejados sin efecto.

Que uno de los argumentos para solicitar la nulidad de la Audiencia Pública, durante su transcurso y posteriormente en presentaciones por escrito, fue que la información había sido puesta a disposición de los interesados con cierta demora o que resultaba ser insuficiente.

Que cabe señalar que esta Autoridad Regulatoria puso a disposición de los interesados toda la información disponible en forma previa a la celebración de las Audiencias Públicas, permitió el acceso irrestricto a los Expedientes Electrónicos, y se puso a disposición toda la documentación pertinente en el sitio web del ENARGAS, de manera tal que se pudiese acceder a dicha información tan pronto como era ingresada a este Organismo.

Que se adujo también que no había un ambiente deliberativo; al respecto, cabe señalar que se observaron expresa y puntualmente las prescripciones de la Constitución Nacional (Artículo 42), de la Ley N° 24.076, y los lineamientos dictados por la Corte Suprema en la causa “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo” (Fallos: 339:1077).

Que cabe recordar que el Máximo Tribunal ha dicho que: “...en primer lugar se encuentra un derecho de contenido sustancial que es el derecho de todos los usuarios a recibir de parte del Estado información adecuada, veraz e imparcial. La capacidad de acceder a una información con estas características es un elemento fundamental de los derechos de los usuarios, pues ese conocimiento es un presupuesto insoslayable para poder expresarse fundadamente, oír a todos los sectores interesados, deliberar y formar opinión sobre la razonabilidad de las medidas que se adoptaren por parte de las autoridades públicas, intentando superar las asimetrías naturales que existen entre un individuo y el Estado que habrá de fijar la tarifa de los servicios públicos. La segunda condición está dada por la celebración de este espacio de deliberación entre todos los sectores interesados, con un ordenamiento apropiado que permita el intercambio responsable de ideas en igualdad de condiciones y mantenga en todo momento el imprescindible respeto por el disenso, bajo el connatural presupuesto de que constituye un foro de discusión por un tiempo predeterminado en función de las circunstancias del caso y no de decisión, que se mantiene inalterada en manos de la autoridad pública” (conf. Fallos: 339:1077, consid. 19°, segundo y tercer párrafo).

Que, entonces, esta Autoridad Regulatoria ha dado cumplimiento a las normas referidas, y a los lineamientos fijados por la Corte Suprema, convocando a Audiencias Públicas de modo previo a tomar una decisión en materia tarifaria, y garantizando a los ciudadanos su derecho de participación, en un ámbito apropiado que brindara la oportunidad de un intercambio responsable de ideas y de opiniones, en condiciones de igualdad y respeto.

Que algunos oradores sostuvieron que cualquier aumento tarifario sería irrazonable y/o confiscatorio y que no se observaría lo dicho por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en el precedente ya citado. En ese sentido, algunos oradores hicieron, además, expresa referencia al contexto de crisis social y económica en el que se celebraba la Audiencia.

Que esta Autoridad Regulatoria convocó a la Audiencia Pública porque esa es su obligación por expreso mandato legal y porque, en caso de proceder en contrario, hubiera incumplido un deber. Por otra parte, la celebración de la mencionada Audiencia no significa que el ENARGAS no haga el análisis y estudio correspondientes para fijar el ajuste semestral y estacional de las tarifas de transporte y distribución; la mera convocatoria a audiencia no implica establecer opinión alguna sobre el tema en debate.

Que, por otra parte, no puede dejar de mencionarse que los pedidos de suspensión de la Audiencia Pública obedecían a cuestiones generales y/o macroeconómicas inespecíficas que excedían ampliamente el objeto y el marco de aquéllas.

Que en el transcurso de la Audiencia Pública se hicieron diversas consideraciones que no resultaban atinentes a su objeto. Algunas de ellas tenían relación con la prestación de los servicios públicos de transporte y distribución de gas y, por lo tanto, se hallan bajo la órbita del ENARGAS. Sin embargo, otras cuestiones no sólo eran ajenas al objeto de la Audiencia sino también a la competencia de esta Autoridad Regulatoria.

Que entre las cuestiones ajenas al objeto de la Audiencia Pública, pero que resultan de competencia del

ENARGAS se encuentran las planteadas por algunas Defensorías y Asociaciones de Usuarios y Consumidores, relacionadas con: 1) La ejecución y control de los Planes de Inversiones Obligatorias; y 2) La eliminación de la factura del impuesto a los créditos y débitos (conocido como el “Impuesto al Cheque”); 3) Revisión del sistema de traslado de tributos a través de renglón separado en la factura; 4) Actividades vinculadas a Gasistas Matriculados; y 5) Situación general de las Subdistribuidoras.

Que atento que ameritan una respuesta por parte de este Organismo, se entiende que la herramienta idónea para tal fin es el sitio web del Organismo, a través de consideraciones particularizadas.

Que entre las consideraciones ajenas al objeto de la Audiencia Pública y extrañas, además, a la competencia de esta Autoridad Regulatoria, se hallan las siguientes: 1) Subsidios a usuarios de gas natural (Ampliación de la Tarifa Social; Bonificaciones a Clubes de Barrios; consideración de diversas zonas (v. gr. Bahía Blanca) como “zona fría”); 2) Otorgamiento de subsidios a usuarios de GLP envasado y actualización del Programa Hogar; 3) Declaración de emergencia energética y tarifaria, y “congelamiento” de tarifas; 4) Modificación de las normas vinculadas con procedimiento de Audiencia Pública a fin de que sean vinculantes; 5) Modificación de la moneda (USD) en que se pacta el precio de gas en boca de pozo; y 6) Permisos de Exportación y supuesto subsidio en beneficio de usuarios extranjeros.

Que es de destacar que se ha remitido la NO-2019-19247547-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, a fin de poner en conocimiento de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA las presentaciones recibidas en la instancia participativa.

Que, durante todo el quinquenio, y en forma semestral, se evalúan ajustes que, en el marco de un sistema tarifario por Tarifas Máximas (o “Price Cap”), tiene por objeto mantener en términos constantes la tarifa establecida al inicio de aquel.

Que, con fecha 19 de febrero de 2019, mediante su nota identificadas como Actuación N° IF-2019-10051392-APN-SD#ENARGAS, la Licenciataria envió los cuadros tarifarios propuestos para el semestre abril-octubre de 2019.

Que, en la presentación en la Audiencia Pública, el representante de la distribuidora, señaló que “Hemos efectuado la presentación tomando en cuenta lo que dispone la resolución 4.356/17, tomando para ello el índice de febrero del 18 contra un índice estimado a febrero del 19, y descontando un ajuste parcial que otorgó el ENARGAS en octubre del 18. Ello en nuestro caso da 35,63. Estaba mirando las anteriores presentaciones; daban un poco menos. ¿Por qué? Porque acá tenemos enero y febrero estimados; enero salió después de que hicimos la presentación. Estos números van a ser todos ajustados en función de cómo resulta el índice de precios real”.

Que, por su parte, el representante de la Defensoría del Pueblo de la Nación, manifestó que: “...en cuanto al mecanismo de actualización semestral, los cuadros tarifarios que se presentaron incluyen diferencias del IPIM que no fueron reconocidas en las resoluciones que aprobaron los cuadros tarifarios de octubre de 2018. Algunas de las distribuidoras estimaron el IPIM porque no estaba publicado, y al publicarse el mes de enero, algunas han presentado sus rectificatorias. Pero es algo que no han dicho las distribuidoras en esta audiencia y sí lo han efectuado en sus presentaciones, que existen recursos contra las resoluciones que aprobaron los cuadros tarifarios de octubre de 2018. Porque se aprobó con un porcentaje menor a lo que habían solicitado”.

Que el representante de la Municipalidad de La Matanza cuestionó que los cuadros presentados por las Licenciatarias en el marco de la Audiencia Pública no fueran definitivos sino provisorios. Al respecto sostuvo que: “...estamos hoy, 26 de febrero, con un pedido de aumento, sobre todo de las Distribuidoras y Transportadoras, pero principalmente de las distribuidoras, cuyo porcentaje final no lo conocemos al final de esta Audiencia Pública. Es decir, recién el 15 de marzo, con la incorporación de la inflación mayorista y del valor del tipo de cambio al 15 de marzo, vamos a saber cuánto, si bien el promedio está entre 34 y 36, probablemente sea superior, lo cual es de por sí preocupante”.

Que la metodología de ajuste semestral aprobada por el Anexo V de las Resoluciones que aprobaron la RTI establece que, en orden a las cláusulas pactadas entre las Licenciatarias y el Estado Nacional (Otorgante de las Licencias), y tal como fuera propuesto y analizado dentro de los objetivos de las Audiencias Públicas celebradas con motivo de la Revisión Integral de Tarifas (en diciembre de 2016), se utilizará como mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa la aplicación de la variación semestral del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) - Nivel General publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

Que dentro del esquema previsto en las Resoluciones que implementaron la RTI, no está establecida la automaticidad del procedimiento. Efectivamente, las Licenciatarias deben presentar los cálculos correspondientes al ajuste semestral al ENARGAS, a fin de que este último realice una adecuada evaluación, considerando otras variables macroeconómicas que permitan ponderar el impacto en las economías familiares, que no se limite al conjunto de asalariados, tal como se previera en un inicio, sino que considere, por ejemplo, niveles de actividad, salariales, jubilaciones, entre otras cuestiones.

Que la no automaticidad del ajuste comprende no sólo una cuestión procedimental, sino que reviste también contenido sustancial.

Que en oportunidad de hacer el análisis correspondiente para el ajuste de Octubre 2018, esta Autoridad Regulatoria, en ejercicio de sus potestades técnicas y regulatorias, aplicó como índice de actualización de la tarifa el promedio simple de: a) “Índice de Precios Internos al por Mayor” entre los meses de febrero de 2018 y agosto de 2018 (IPIM); b) “Índice del Costo de la Construcción” entre los meses de febrero de 2018 y agosto de 2018 (ICC); y c) “Índice de variación salarial” entre los meses de diciembre de 2017 y junio de 2018 (IVS).

Que dicho proceder obedeció a las particulares circunstancias macroeconómicas y coyunturales, y al dispuesto en la normativa vigente (Ley N° 24.076, Artículo 41), en cuanto que las tarifas de las Licenciatarias se deben ajustar con indicadores que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores.

Que, en ese orden de ideas, a los efectos de definir los ajustes semestrales aplicables a las tarifas de la Licenciataria, y considerando que se trata de un procedimiento de ajuste no automático, se analizó la evolución de los indicadores de precios de la economía.

Que, en lo que respecta a la evaluación del período a considerar para la presente adecuación semestral, se entiende razonable que la fórmula en la metodología de actualización se analice utilizando la variación observada de los índices para el período entre agosto de 2018 y febrero de 2019, y no utilizar la variación acumulada desde 2018.

Que ello así en tanto evaluar todo el período implicaría considerar nuevamente la evolución dispar entre el IPIM y los otros índices, que fue precisamente lo que llevó al uso de un índice polinómico para su aplicación en el período anterior.

Que, contrariamente a lo expresado por la Licenciataria, no resulta razonable incluir en el análisis la disparidad pasada entre los índices, ya que de otra manera se estaría reconociendo en el presente ajuste semestral la evolución pasada de un índice (el IPIM), el cual reflejaba una notoria disparidad con los demás índices observados en aquel período.

Que, si se hiciera lugar a lo peticionado por la Licenciataria, el índice a aplicar reconocería y comprendería el índice que precisamente no se tuvo en consideración en el período anterior. De esa manera, la Distribuidora terminaría obteniendo un nivel de ajuste que esta Autoridad Regulatoria evaluó oportunamente y consideró inapropiado.

Que, en la evaluación del índice a considerar para el presente ajuste semestral resulta concluyente constatar, de acuerdo a la evolución observada de los diferentes índices de la economía, cómo se ha revertido en el

período agosto 2018-febrero 2019 el proceso de notoria disparidad que mostraba la variación del IPIM respecto de otros indicadores de la economía al mismo tiempo que se estabilizó relativamente el contexto macroeconómico.

Que en el período a considerar para la adecuación semestral se observó que -por ejemplo- disminuyó la disparidad entre la evolución del IPIM respecto al IVS. En ese sentido, la disparidad del período actual es casi la mitad de lo que mostraban como diferencia dichos índices en el período anterior (4,55% versus 10,27%).

Que, en función de lo expuesto y del análisis efectuado que incorpora lo previsto en la normativa vigente, junto con el procedimiento llevado a cabo en los ajustes previos, y las presentaciones de las partes intervinientes e interesadas en el proceso de la adecuación semestral de la tarifa, resulta procedente emplear como índice de actualización de la tarifa el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) entre los meses de agosto de 2018 y febrero de 2019, el cual resulta en una variación total para el período estacional de 26,0%.

Que, respecto al traslado a tarifa del precio de gas comprado, la Licenciataria puede solicitar al ENARGAS dicho traslado, pero para ello debe presentar los contratos de compra, así como acreditar que ha contratado por lo menos el 50% de sus necesidades del período estacional respectivo (conf. Artículo 38 de la Ley N° 24.076, su Decreto reglamentario, y el Punto 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución).

Que el Artículo 38 del Decreto 1.738/92 prevé que, en ejercicio de las facultades conferidas por el artículo 38 inciso c) de la Ley, el ENARGAS no utilizará un criterio automático de menor costo, sino que, con fines informativos, deberá tener en cuenta todas las circunstancias del caso, incluyendo los niveles de precios vigentes en el mercado en condiciones y volúmenes similares.

Que el Decreto N° 1411/94 establece que el ENARGAS deberá certificar si las operaciones de compra de gas natural realizadas por las Prestadoras se han concretado a través de procesos transparentes, abiertos y competitivos, realizando esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones.

Que la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda de la Nación (en adelante “SGE”) aprobó, mediante la Resolución SGE N° 32 del 8 de febrero de 2019 (RESOL-2019-32-APN-SGE#MHA), un mecanismo para el concurso de precios para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras del servicio público de distribución de gas por redes.

Que el Anexo I del Decreto N° 2731/93, en su artículo 4 estableció que: “Las empresas licenciatarias de distribución de gas natural que deseen efectuar transacciones de compra en el MCPGN (Mercado de Corto Plazo de Gas Natural), sólo podrán hacerlo en un porcentaje equivalente al VEINTE POR CIENTO (20%) de sus volúmenes operados, durante el mismo mes del año inmediato anterior. La SECRETARIA DE ENERGIA podrá liberar de esta restricción a las mencionadas, sólo en caso de fuerza mayor que imposibilite el cumplimiento de las entregas pactadas en el marco del MMLPGN (Mercado de Mediano y Largo Plazo de Gas Natural) o de operaciones concertadas con anterioridad a la fecha del presente, por un plazo equivalente a la duración del impedimento que deberá ser debidamente justificado”.

Que, vale remarcar que el 11 de febrero del corriente el ENARGAS dictó la Resolución RESFC-2019-72-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, por medio de la cual aprobó la metodología detallada para los traslados de tarifa de los precios del gas natural y un procedimiento general para el cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA).

Que atento a que los precios pactados en los contratos de compra venta de gas natural podrían encontrarse denominados en dólares estadounidenses, en la mencionada Resolución RESFC-2019-72-APN-DIRECTORIO#ENARGAS se estableció que el tipo de cambio a utilizar para el traslado de los precios de gas a tarifas sería el valor promedio del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina

(Divisas) observado entre el día 1 y el día 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional o bien los tipos de cambio contenidos en los contratos cuando estos contemplen cotizaciones más bajas.

Que el tipo de cambio a tener en consideración en el presente ajuste estacional asciende a Cuarenta y Uno con Tres milésimos (41,003 \$/USD), sin perjuicio de la aplicación de los contenidos de los contratos siempre que contemplen cotizaciones más bajas.

Que, ahora bien, conforme surge de las presentaciones realizadas ante esta Autoridad Regulatoria, la Licenciataria expresó que: “Por otra parte, como tanto lo de la subasta como los contratos directos que tenemos hoy firmados no aseguran, si bien cumplimos en exceso lo que dice el marco regulatorio, de tener cubierto más del 50% de nuestras necesidades -ahora vamos a ver en los gráficos que tenemos el 83%-, la realidad es que el bloque de invierno, junio, julio y agosto, para una caracterización de invierno similar al año pasado, no llegamos a cubrirlo, si es que los productores no cumplen con el compromiso de la cantidad máxima diaria. Bajo esa condición vemos aquí que hemos considerado, en la presentación realizada al ENARGAS, la necesidad de cubrir un 17% del volumen con contratos que todavía no tenemos firmados; estamos negociando, hemos abierto un nuevo concurso de precios para obtener valores. Los primeros resultados de esos valores están dando por arriba de los 5 dólares por millón de BTU, pero continuamos negociando, y como resultado de esto, del promedio ponderado de las dos fuentes de abastecimiento por contrato más lo que tenemos en curso, hemos estimado en la presentación un precio promedio de 4,79 dólares el millón de BTU, que representan 7,04 pesos por metro cúbico, considerando un tipo de cambio de 39,81. En este caso, el tipo de cambio que hemos tomado es el del promedio del ROFEX del día 18 de febrero para posiciones promedio entre febrero y marzo. La realidad es que el Ente después determinará, en función de lo establecido en la resolución 72, cuál es el valor del dólar que se tomará”.

Que el representante de la Defensoría del Pueblo de la Nación, sostuvo sobre el particular que: “Si bien en la subasta del gas el precio del gas fue mayor al que se esperaba, lo cierto es que se estableció un precio promedio de 4,62 dólares el millón de BTU. Los precios informados por las distribuidoras oscilan entre 5,41 dólares o 4,59 dólares el millón de BTU. El precio de gas incluido en los cuadros que presentaron oscila entre 7,86 y 6,54 pesos el metro cúbico. Así es que, existiendo diferencias, no sabemos cuál es el precio que en definitiva se va a trasladar. Entendemos que debería ser el que fue producto de un escenario de mayor transparencia, como es la subasta, y no deberían considerarse o reconocerse los precios de los volúmenes adquiridos por fuera de la misma”.

Que corresponde señalar que a los fines de la determinación de los cuadros tarifarios correspondientes a las Entidades de Bien Público fueron contempladas las disposiciones de la RESOL-2019-146-APN-SGE#MHA..

Que, asimismo, mediante la RESOL-2019-148-APN-SGE#MHA se estableció una bonificación en el precio de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte para los meses de abril y mayo del corriente año, indicando que este Organismo debe considerarlo al momento de emitir los cuadros tarifarios pertinentes, por lo que los cuadros adjuntos a la presente resolución contemplan la reducción prevista en el citado acto.

Que, habiéndose verificado que las presentaciones efectuadas por la Licenciataria encuadran, con las precisiones y limitaciones antes indicadas, en los supuestos previstos por la normativa, corresponde trasladar a tarifa el precio correspondiente del gas en los términos del citado Numeral 9.4.2. de las RBLD, en los términos de los cuadros tarifarios adjuntos.

Que con relación a las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA), el Punto 9.4.2.5 de las RBLD establece que las licenciatarias deberán llevar contabilidad diaria separada, del precio y del valor del gas comprado e incluido en sus ventas reales, y de la diferencia entre este último valor y el del gas incluido en la facturación de tales ventas reales. Al precio estimado, determinado en 9.4.2.4 de las Reglas Básicas, las diferencias diarias se acumulan mensualmente y hasta el último día hábil de cada mes del período estacional.

Que conforme lo expuesto, las DDA se incorporan con su signo al ajuste de tarifas determinado en el punto

9.4.2 del período estacional siguiente y se dividen por el total de metros cúbicos vendidos por la distribuidora en el período estacional siguiente, pero del año anterior. El resultado de este cociente se adiciona a la expresión G1, definida en el numeral 9.4.2.2 o 9.4.2.6 de las RBLD, según corresponda.

Que es preciso aclarar que, para el tratamiento de las DDA, es una condición absolutamente necesaria la presentación de la información respecto de los montos efectivamente pagados por las Distribuidoras a los Productores por la provisión del gas en cuestión.

Que, de acuerdo al artículo 7° del Decreto N° 1053/18, sobre modificación del presupuesto general de la administración pública nacional para el ejercicio 2018, el pago de las Diferencias Diarias Acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período, fue asumido con carácter excepcional por el Estado nacional, conforme lo allí establecido. Que a esos fines, el ENARGAS determinará – conforme a lo previsto en el punto 9.4.2.5 de las RBLD – para cada prestadora y considerando los proveedores adheridos a este régimen, el monto neto correspondiente a las Diferencias Diarias Acumuladas correspondientes al período Abr '18 – Mar '19.

Que, asimismo, sin perjuicio de lo establecido por el Decreto N° 1053/18, corresponde determinar las DDA (conf. el Punto 9.4.2.5 de las RBLD) por el período para el cual se puede disponer tanto de la información completa de facturación como de inyección diaria y precios pagados, esto es 1 de julio a 31 de diciembre de 2018, en virtud del plazo de pago establecido en los contratos vigentes.

Que METROGAS, plantea que “...solicita que cualquiera fuese la decisión que regulatoriamente se adopte para el tratamiento del precio de gas en el punto del ingreso al sistema de transporte y de las diferencias diarias acumuladas, la misma asegure la neutralidad económica para la distribuidora que se encuentra consagrado en las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución”

Que el representante de la Defensoría del Pueblo de la Nación, sostuvo que: “En cuanto a los traslados de las diferencias diarias acumuladas, entendemos que hay una mayor previsión para los usuarios en cuanto al tipo de cambio que se define en forma previa a cada período semestral. Pero sí solicitamos que se realice un exhaustivo control en los montos de las diferencias diarias acumuladas que se pretenden trasladar, pues existen diferencias sustanciales entre las distintas distribuidoras”.

Que la Asociación Civil Centro de Educación, Servicios y Asesoramiento al Consumidor, cuestionó el Decreto N° 1053/18 porque entendía que: “Le están dando un seguro de cambio, de tipo de cambio, y un plazo fijo, con las diferencias diarias acumuladas, a las empresas del sector, y todo, absolutamente todo, a costillas del usuario, del bolsillo de la gente”.

Que el representante de Consumidores Argentinos, Asociación para la Defensa, Educación e Información del Consumidor, sostuvo que: “A todo esto, está este negocio de las DDA, donde cambiamos un riesgo eventual, que puede ser una diferencia cambiaria, por un riesgo seguro, que es pagar el seguro. El seguro está cargado en la tarifa. O sea, el seguro que ponen para evitar las diferencias diarias acumuladas, ahora dicen que va dentro del precio, y por eso sería una de las excusas que estamos pagando más caro”.

Que el Sr. Ricardo Vago sostuvo que: “Y esto parte de un razonamiento que es correcto: no hay más diferencias acumuladas en el tipo de cambio, como ahora está saldando el Estado, pero lo que hay es simplemente una posición que muy bien podría allanar en colusión de las cuatro, cinco grandes empresas decir: yo subo el valor del dólar por metro cúbico y después hago competencia, pero defino que subo el valor de poner un seguro o un valor más elevado. Porque estamos haciendo una definición de seis meses o un año, según cómo se lo mire, en el peor momento de la situación de previsibilidad económica de un producto que el mercado define en dólares, y los usuarios ganamos en pesos”.

Que en tal sentido, para el cálculo de las DDA se consideran las conclusiones emergentes de los Informes

técnicos de las gerencias intervinientes del organismo, a saber: 1) El Informe IF-2019-19260733-APN-GAYA#ENARGAS que define los volúmenes que deben considerarse a efectos del cálculo de las DDA a través un procedimiento de optimización de los contratos de compra de gas y las transacciones spot del período; y 2) Los Informes IF-2019-19227244-APN-GCER#ENARGAS e IF-2019-19223243-APN-GCER#ENARGAS que definen los precios del gas comprado por la Distribuidora.

Que, por otra parte, para la determinación de los montos facturados por la Licenciataria en concepto de gas se utilizaron los volúmenes entregados que surgen de la información de Datos Operativos elaborados por el ENARGAS sobre la base de la información oportunamente remitida por la Distribuidora, y los precios de gas incluidos en las tarifas vigentes durante el período estacional correspondiente.

Que en todos los casos se actualizan sólo los montos de las Diferencias Diarias entre lo efectivamente pagado por las compras de gas y lo facturado por la Distribuidora a los consumidores, por la tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo, por pizarra, desde el momento del efectivo pago y hasta el último día hábil del mes anterior a la entrada en vigencia del siguiente período estacional, de acuerdo a lo previsto en las RBLD.

Que la Distribuidora, en lo que respecta a la información sobre DDA que debía presentar oportunamente ante esta Autoridad Regulatoria, incumplió el plazo establecido en la Resolución RESFC-2019-72-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, como así también la prórroga excepcional concedida posteriormente.

Que, por esa razón, atento la relevancia que reviste dicha información, y teniendo en cuenta los plazos que esta Autoridad Regulatoria requiere para hacer el análisis pertinente, correspondería advertir a la Licenciataria que, en caso de reincidir, no tendrá derecho a que se le reconozcan en tiempo oportuno las DDA, ni a indemnización alguna para compensar los efectos de su demora (conf. Punto 9.9. de las RBLD).

Que atento lo dispuesto en el Numeral 9.4.3. de las RBLD en materia de traslado del costo de transporte, y habiéndose dictado las Resoluciones que establecen los nuevos cuadros tarifarios de transporte, corresponde la inclusión del nuevo costo de transporte aprobado en los cuadros tarifarios que se adjuntan.

Que el Servicio Jurídico Permanente de este Organismo ha tomado la intervención que por derecho corresponde.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por los Artículos 38 y 52 inciso f) de la Ley N° 24.076 y el Capítulo IX de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, aprobadas por Decreto N° 2255/92.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

RESUELVE:

ARTICULO 1°: Declarar la validez de la Audiencia Pública N° 98 en mérito a los CONSIDERANDOS precedentes, no haciendo lugar a las impugnaciones formuladas.

ARTICULO 2°: No hacer lugar al pedido de suspensión solicitado por la Comisión de Usuarios del ENARGAS (CUENARGAS) ni a la prórroga respecto del dictado de la presente Resolución Final.

ARTÍCULO 3°: Aprobar los Cuadros Tarifarios de METROGAS S.A., con vigencia a partir del 1° de abril de 2019, 1° de mayo de 2019 y 1° de junio de 2019, conforme los Anexos IF-2019-19564060-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2019-19564066-APN-GDYE#ENARGAS e IF-2019-19564068-APN-GDYE#ENARGAS, respectivamente, que forman parte del presente acto.

ARTICULO 4°: Aprobar los Cuadros de Tasas y Cargos por Servicios Adicionales, obrantes como Anexos

IF-2019-19564060-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2019-19564066-APN-GDYE#ENARGAS e IF-2019-19564068-APN-GDYE#ENARGAS que forman parte del presente acto, a aplicar por METROGAS S.A., a partir del día de su publicación, el que deberá ser exhibido en cada punto de atención de la Prestadora y de las Subdistribuidoras de su área licenciada.

ARTICULO 5º: Disponer que los Cuadros Tarifarios que forman parte de la presente Resolución, así como los Cuadro de Tasas y Cargos por Servicios Adicionales también aprobados por este acto, deberán ser publicados por METROGAS S.A. en un diario de gran circulación de su área licenciada, día por medio durante por lo menos tres (3) días dentro de los diez (10) días hábiles contados a partir de la notificación de la presente; conforme lo dispuesto por el Artículo 44 in fine de la Ley N° 24.076. ARTICULO 6º: Ordenar que para el caso de que la entrada en vigencia de la presente Resolución se produzca durante el transcurso de un período de facturación, será de aplicación lo dispuesto en el Punto 14 (k) del Reglamento de Servicio de Distribución.

ARTICULO 7º: Disponer que METROGAS S.A. deberá comunicar la presente Resolución a todos los Subdistribuidores autorizados a operar dentro de su área de Licencia, debiendo remitir constancia de ello a este Organismo dentro de los diez (10) días de notificada la presente.

ARTICULO 8º: Registrar; comunicar; notificar a METROGAS S.A. en los términos del Artículo 41 de Decreto N° 1759/72 (T.O. 2017); publicar, dar a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archivar.

Digitally signed by DANIEL ALBERTO Perrone
Date: 2019.03.30 00:23:55 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by GUICHÓN Diego Fernando
Date: 2019.03.30 00:26:38 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by Griselda Lambertini
Date: 2019.03.30 00:31:26 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by ROITMAN Mauricio Ezequiel
Date: 2019.03.30 00:33:49 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, cn=AR, ou=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION, ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.03.30 00:33:51 -03'00'

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Cargo Fijo por Factura	R1	207,452165	208,277863	
	R2 1*	219,270568	220,096266	
	R2 2*	250,727763	251,624234	
	R2 3*	283,517629	284,461283	
	R3 1*	369,490311	370,481145	
	R3 2*	428,582326	429,573161	
	R3 3*	574,225539	575,357922	
	R3 4*	928,777635	929,910018	
	P1-P2	523,814181	524,834251	
	P3	1979,973315	1981,041453	
	GNC INTERRUMPIBLE	7032,607260	7033,274846	
	GNC FIRME	7032,607260	7033,274846	
	SDB	11944,615395	11945,265975	
Cargo por m3 de Consumo	R1	9,092455	9,197095	
	R2 1*	9,092455	9,197095	
	R2 2*	9,769847	9,892406	
	R2 3*	10,049995	10,190473	
	R3 1*	10,937480	11,113797	
	R3 2*	10,937480	11,113797	
	R3 3*	12,351412	12,575513	
	R3 4*	12,351412	12,575513	
	P1-P2	0 a 1000 m3	7,841957	7,879410
		1001 a 9000 m3	7,735982	7,783963
		más de 9000 m3	7,630018	7,666383
	P3	0 a 1000 m3	8,420277	8,759426
		1001 a 9000 m3	8,240119	8,553737
		más de 9000 m3	8,059981	8,348071
	GNC INTERRUMPIBLE	5,626354	5,653702	
	GNC FIRME	6,302377	6,329725	
	SDB ⁽²⁾	1,537451	1,708985	
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	GNC FIRME	7,339550	7,339550	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	4,985210	4,985210
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	4,985210	4,985210
	R3 4*	4,985210	4,985210
	P1-P2	4,985210	4,985210
	P3	4,985210	4,985210
	GNC	4,985210	4,985210
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	0,010228	0,010228
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	0,010228	0,010228
	R3 4*	0,010228	0,010228
	P1-P2	0,010228	0,010228
	P3	0,010228	0,010228
	GNC	0,010228	0,010228
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	4,995438	4,995438
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	4,995438	4,995438
	R3 4*	4,995438	4,995438
	P1-P2	4,995438	4,995438
	P3	4,995438	4,995438
	GNC	4,995438	4,995438
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES	0,367708	0,367708
	P1-P2	0,367708	0,367708
	P3	0,367708	0,367708
	GNC	0,367708	0,367708
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	7,38%	7,38%
Costo de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	2,546795	2,546795
	P1-P2	1,782756	1,782756
	P3	1,782756	1,782756
	GNC FIRME	0,891378	0,891378
	SDB	1,188504	1,188504

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0,00%	0,00%
	NEUQUINA	67,43%	67,43%
	CHUBUT	0,18%	0,18%
	SANTA CRUZ	2,76%	2,76%
	TIERRA DEL FUEGO	29,62%	29,62%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGS-Nqn-GBA	0,630531	54,14%
	TGN-Nqn-GBA	0,827278	14,23%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	0,18%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	2,68%
	TGS-TdF-GBA	1,067754	28,77%

(1) Usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

(2) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido. El precio de gas natural a facturar a los usuarios SDB será el precio promedio ponderado que surja de las entregas de éstos a sus usuarios.

(3) Cargo mensual por m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(4) Al valor del componente de transporte debe sumarse la actualización del adicional aprobado por Resolución ENRG N° 551/97 por un valor de \$/m3 0,097539

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Cargo Fijo por Factura	P3	11947,911206	11948,578791	
	G	11944,615395	11945,265975	
	ID	23769,181945	23769,864294	
	FD	23769,181945	23769,864294	
	IT	23769,181945	23769,864294	
	FT	23769,181945	23769,864294	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	1,274375	1,613524
		1001 a 9000 m3	1,094217	1,407835
		más de 9000 m3	0,914079	1,202169
	G	0 a 5000 m3	0,180680	0,199353
		más de 5000 m3	0,111825	0,130144
		ID	0,390280	0,415783
	FD	0,131243	0,149680	
	IT	0,306038	0,331116	
	FT	0,047013	0,065012	
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	G	11,897481	12,161042	
	FD	7,303785	7,543663	
	FT	6,702098	6,938868	

COSTO DE TRANSPORTE ⁽⁴⁾	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGS-Nqn-GBA	0,630531	54,14%	54,14%
	TGN-Nqn-GBA	0,827278	14,23%	14,23%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	0,18%	0,18%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	2,88%	2,88%
	TGS-Tdf-GBA	1,067754	28,77%	28,77%

(1) Los usuarios pueden elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que contraten los siguientes mínimos, sujeto a la disponibilidad del servicio: G, 1.000 m3/día; FD-FT (conectados a redes de distribución), 10.000m3/día e ID-IT (conectados a gasoductos troncales), 3.000.000 m3/año.

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.

(2) Usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

(3) Cargo mensual por m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(4) Al valor del componente de transporte debe sumarse la actualización del adicional aprobado por Resolución ENRG N° 551/97 por un valor de \$/m3 0,097539

Para los usuarios P3 se debe considerar un Factor de Carga de 0,5.

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Cargo Fijo por Factura	EBP1-EBP2	523.814181	524.834251	
	EBP3	1979.973315	1981.041453	
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	5,433144	5,470597
		1001 a 9000 m3	5,327169	5,375150
		más de 9000 m3	5,221205	5,257570
	EBP3	0 a 1000 m3	6,011464	6,350613
		1001 a 9000 m3	5,831306	6,144924
		más de 9000 m3	5,651168	5,939258

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	2,741866	2,741866
	EBP3	2,741866	2,741866
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,010228	0,010228
	EBP3	0,010228	0,010228
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2	2,752094	2,752094
	EBP3	2,752094	2,752094
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,202239	0,202239
	EBP3	0,202239	0,202239
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	1,782756	1,782756
	EBP3	1,782756	1,782756

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0,00%	0,00%	
	NEUQUINA	67,43%	67,43%	
	CHUBUT	0,18%	0,18%	
	SANTA CRUZ	2,76%	2,76%	
	TIERRA DEL FUEGO	29,62%	29,62%	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGS-Nan-GBA	0,630531	54,14%	54,14%
	TGN-Nan-GBA	0,827278	14,23%	14,23%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	0,18%	0,18%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	2,68%	2,68%
	TGS-Tdf-GBA	1,067754	28,77%	28,77%



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Hoja Adicional de Firmas
Anexo firma conjunta

Número:

Referencia: ANEXO - Metrogas S.A. - Abril

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 3 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.03.29 23:06:57 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.03.29 23:44:43 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR,
o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA,
serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.03.29 23:44:45 -03'00'

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Cargo Fijo por Factura	R1	207.452165	208.277863	
	R2 1*	219.270568	220.096266	
	R2 2*	250.727763	251.624234	
	R2 3*	283.517629	284.461283	
	R3 1*	369.490311	370.481145	
	R3 2*	428.582326	429.573161	
	R3 3*	574.225539	575.357922	
	R3 4*	928.777635	929.910018	
	P1-P2	523.814181	524.834251	
	P3	1979.973315	1981.041453	
	GNC INTERRUMPIBLE	7032.607260	7033.274846	
	GNC FIRME	7032.607260	7033.274846	
	SDB	11944.615395	11945.265975	
Cargo por m3 de Consumo	R1	10.192369	10.297009	
	R2 1*	10.192369	10.297009	
	R2 2*	10.869761	10.992321	
	R2 3*	11.149909	11.290388	
	R3 1*	12.037394	12.213712	
	R3 2*	12.037394	12.213712	
	R3 3*	13.451327	13.675428	
	R3 4*	13.451327	13.675428	
	P1-P2	0 a 1000 m3	8.941872	8.979325
		1001 a 9000 m3	8.835897	8.883878
		más de 9000 m3	8.729933	8.766298
	P3	0 a 1000 m3	9.520192	9.859340
		1001 a 9000 m3	9.340034	9.653652
		más de 9000 m3	9.159896	9.447986
	GNC INTERRUMPIBLE	6.726269	6.753617	
	GNC FIRME	7.402292	7.429639	
	SDB ⁽²⁾	1.537451	1.708985	
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	GNC FIRME	7.339550	7.339550	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	6.009568	6.009568
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	6.009568	6.009568
	R3 4*	6.009568	6.009568
	P1-P2	6.009568	6.009568
	P3	6.009568	6.009568
	GNC	6.009568	6.009568
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	0.010228	0.010228
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	0.010228	0.010228
	R3 4*	0.010228	0.010228
	P1-P2	0.010228	0.010228
	P3	0.010228	0.010228
	GNC	0.010228	0.010228
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	6.019796	6.019796
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	6.019796	6.019796
	R3 4*	6.019796	6.019796
	P1-P2	6.019796	6.019796
	P3	6.019796	6.019796
	GNC	6.019796	6.019796
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES	0.443264	0.443264
	P1-P2	0.443264	0.443264
	P3	0.443264	0.443264
	GNC	0.443264	0.443264
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	7.38%	7.38%
Costo de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	2.546795	2.546795
	P1-P2	1.782756	1.782756
	P3	1.782756	1.782756
	GNC FIRME	0.891378	0.891378
	SDB	1.188504	1.188504

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0.00%	0.00%
	NEUQUINA	67.43%	67.43%
	CHUBUT	0.18%	0.18%
	SANTA CRUZ	2.76%	2.76%
	TIERRA DEL FUEGO	29.62%	29.62%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGS-Nqn-GBA	0.630531	54.14%
	TGN-Nqn-GBA	0.827278	14.23%
	TGS-Chubut-GBA	0.682558	0.18%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0.981916	2.68%
	TGS-Tdf-GBA	1.067754	28.77%

(1) Usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

(2) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido. El precio de gas natural a facturar a los usuarios SDB será el precio promedio ponderado que surja de las entregas de éstos a sus usuarios.

(3) Cargo mensual por m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(4) Al valor del componente de transporte debe sumarse la actualización del adicional aprobado por Resolución ENRG N° 551/97 por un valor de \$/m3 0,097539

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Cargo Fijo por Factura	P3	11947,911206	11948,578791	
	G	11944,615395	11945,265975	
	ID	23769,181945	23769,864294	
	FD	23769,181945	23769,864294	
	IT	23769,181945	23769,864294	
	FT	23769,181945	23769,864294	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	1,274375	1,613524
		1001 a 9000 m3	1,094217	1,407835
		más de 9000 m3	0,914079	1,202169
	G	0 a 5000 m3	0,180680	0,199353
		más de 5000 m3	0,111825	0,130144
		ID	0,390280	0,415783
	FD	0,131243	0,149680	
	IT	0,306038	0,331116	
	FT	0,047013	0,065012	
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	G	11,897481	12,161042	
	FD	7,303785	7,543663	
	FT	6,702098	6,938868	

COSTO DE TRANSPORTE ⁽⁴⁾	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGS-Nqn-GBA	0,630531	54,14%	54,14%
	TGN-Nqn-GBA	0,827278	14,23%	14,23%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	0,18%	0,18%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	2,88%	2,88%
	TGS-Tdf-GBA	1,067754	28,77%	28,77%

(1) Los usuarios pueden elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que contraten los siguientes mínimos, sujeto a la disponibilidad del servicio: G, 1.000 m3/día; FD-FT (conectados a redes de distribución), 10.000m3/día e ID-IT (conectados a gasoductos troncales), 3.000.000 m3/año.

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.

(2) Usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

(3) Cargo mensual por m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(4) Al valor del componente de transporte debe sumarse la actualización del adicional aprobado por Resolución ENRG N° 551/97 por un valor de \$/m3 0,097539

Para los usuarios P3 se debe considerar un Factor de Carga de 0,5.

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Cargo Fijo por Factura	EBP1-EBP2	523.814181	524.834251	
	EBP3	1979.973315	1981.041453	
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	6,039097	6,075550
		1001 a 9000 m3	5,932122	5,980103
		más de 9000 m3	5,826158	5,862523
	EBP3	0 a 1000 m3	6,616417	6,955566
		1001 a 9000 m3	6,436259	6,749877
		más de 9000 m3	6,256121	6,544211

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	3,305262	3,305262
	EBP3	3,305262	3,305262
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,010228	0,010228
	EBP3	0,010228	0,010228
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2	3,315490	3,315490
	EBP3	3,315490	3,315490
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,243795	0,243795
	EBP3	0,243795	0,243795
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	1,782756	1,782756
	EBP3	1,782756	1,782756

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0,00%	0,00%	
	NEUQUINA	67,43%	67,43%	
	CHUBUT	0,18%	0,18%	
	SANTA CRUZ	2,76%	2,76%	
	TIERRA DEL FUEGO	29,62%	29,62%	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGS-Ngn-GBA	0,630531	54,14%	54,14%
	TGN-Ngn-GBA	0,827278	14,23%	14,23%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	0,18%	0,18%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	2,68%	2,68%
	TGS-Tdf-GBA	1,067754	28,77%	28,77%



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Hoja Adicional de Firmas
Anexo firma conjunta

Número:

Referencia: ANEXO METROGAS S.A. - MAYO

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 3 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.03.29 23:07:07 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.03.29 23:44:56 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR,
o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA,
serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.03.29 23:44:56 -03'00'

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Cargo Fijo por Factura	R1	207,452165	208,277863	
	R2 1*	219,270568	220,096266	
	R2 2*	250,727763	251,624234	
	R2 3*	283,517629	284,461283	
	R3 1*	369,490311	370,481145	
	R3 2*	428,582326	429,573161	
	R3 3*	574,225539	575,357922	
	R3 4*	928,777635	929,910018	
	P1-P2	523,814181	524,834251	
	P3	1979,973315	1981,041453	
	GNC INTERRUMPIBLE	7032,607260	7033,274846	
	GNC FIRME	7032,607260	7033,274846	
	SDB	11944,615395	11945,265975	
Cargo por m3 de Consumo	R1	11,072301	11,176941	
	R2 1*	11,072301	11,176941	
	R2 2*	11,749693	11,872253	
	R2 3*	12,029841	12,170320	
	R3 1*	12,917326	13,093643	
	R3 2*	12,917326	13,093643	
	R3 3*	14,331259	14,555360	
	R3 4*	14,331259	14,555360	
	P1-P2	0 a 1000 m3	9,821803	9,859257
		1001 a 9000 m3	9,715829	9,763810
		más de 9000 m3	9,609864	9,646229
	P3	0 a 1000 m3	10,400124	10,739272
		1001 a 9000 m3	10,219966	10,533583
		más de 9000 m3	10,039828	10,327917
	GNC INTERRUMPIBLE	7,606201	7,633548	
GNC FIRME	8,282223	8,309571		
SDB ⁽²⁾	1,537451	1,708985		
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	GNC FIRME	7,339550	7,339550	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	6,829055	6,829055
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	6,829055	6,829055
	R3 4*	6,829055	6,829055
	P1-P2	6,829055	6,829055
	P3	6,829055	6,829055
	GNC	6,829055	6,829055
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	0,010228	0,010228
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	0,010228	0,010228
	R3 4*	0,010228	0,010228
	P1-P2	0,010228	0,010228
	P3	0,010228	0,010228
	GNC	0,010228	0,010228
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	6,839283	6,839283
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	6,839283	6,839283
	R3 4*	6,839283	6,839283
	P1-P2	6,839283	6,839283
	P3	6,839283	6,839283
	GNC	6,839283	6,839283
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES	0,503709	0,503709
	P1-P2	0,503709	0,503709
	P3	0,503709	0,503709
	GNC	0,503709	0,503709
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	7,38%	7,38%
Costo de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	2,546795	2,546795
	P1-P2	1,782756	1,782756
	P3	1,782756	1,782756
	GNC FIRME	0,891378	0,891378
	SDB	1,188504	1,188504

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0,00%	0,00%
	NEUQUINA	67,43%	67,43%
	CHUBUT	0,18%	0,18%
	SANTA CRUZ	2,76%	2,76%
	TIERRA DEL FUEGO	29,62%	29,62%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGS-Nqn-GBA	0,630531	54,14%
	TGN-Nqn-GBA	0,827278	14,23%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	0,18%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	2,68%
	TGS-Tdf-GBA	1,067754	28,77%

(1) Usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

(2) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido. El precio de gas natural a facturar a los usuarios SDB será el precio promedio ponderado que surja de las entregas de éstos a sus usuarios.

(3) Cargo mensual por m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(4) Al valor del componente de transporte debe sumarse la actualización del adicional aprobado por Resolución ENRG N° 551/97 por un valor de \$/m3 0,097539

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Cargo Fijo por Factura	P3	11947,911206	11948,578791	
	G	11944,615395	11945,265975	
	ID	23769,181945	23769,864294	
	FD	23769,181945	23769,864294	
	IT	23769,181945	23769,864294	
	FT	23769,181945	23769,864294	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	1,274375	1,613524
		1001 a 9000 m3	1,094217	1,407835
		más de 9000 m3	0,914079	1,202169
	G	0 a 5000 m3	0,180680	0,199353
		más de 5000 m3	0,111825	0,130144
		ID	0,390280	0,415783
	FD	0,131243	0,149680	
	IT	0,306038	0,331116	
	FT	0,047013	0,065012	
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	G	11,897481	12,161042	
	FD	7,303785	7,543663	
	FT	6,702098	6,938868	

COSTO DE TRANSPORTE ⁽⁴⁾	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGS-Nqn-GBA	0,630531	54,14%	54,14%
	TGN-Nqn-GBA	0,827278	14,23%	14,23%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	0,18%	0,18%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	2,88%	2,88%
	TGS-Tdf-GBA	1,067754	28,77%	28,77%

(1) Los usuarios pueden elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que contraten los siguientes mínimos, sujeto a la disponibilidad del servicio: G, 1.000 m3/día; FD-FT (conectados a redes de distribución), 10.000m3/día e ID-IT (conectados a gasoductos troncales), 3.000.000 m3/año.

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.

(2) Usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

(3) Cargo mensual por m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(4) Al valor del componente de transporte debe sumarse la actualización del adicional aprobado por Resolución ENRG N° 551/97 por un valor de \$/m3 0,097539

Para los usuarios P3 se debe considerar un Factor de Carga de 0,5.

METROGAS S.A.

TARIFAS FINALES SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
Cargo Fijo por Factura	EBP1-EBP2	523.814181	524.834251
	EBP3	1979.973315	1981.041453
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	6.522059
		1001 a 9000 m3	6.416084
		más de 9000 m3	6.310120
	EBP3	0 a 1000 m3	7.100379
		1001 a 9000 m3	6.920221
		más de 9000 m3	6.740083

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	3,755980	3,755980
	EBP3	3,755980	3,755980
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,010228	0,010228
	EBP3	0,010228	0,010228
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2	3,766208	3,766208
	EBP3	3,766208	3,766208
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,277040	0,277040
	EBP3	0,277040	0,277040
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	1,782756	1,782756
	EBP3	1,782756	1,782756

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0,00%	0,00%
	NEUQUINA	67,43%	67,43%
	CHUBUT	0,18%	0,18%
	SANTA CRUZ	2,76%	2,76%
	TIERRA DEL FUEGO	29,62%	29,62%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGS-Nqn-GBA	0,630531	54,14%
	TGN-Nqn-GBA	0,827278	14,23%
	TGS-Chubut-GBA	0,682558	0,18%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,981916	2,68%
	TGS-Tdf-GBA	1,067754	28,77%



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Hoja Adicional de Firmas
Anexo firma conjunta

Número:

Referencia: Anexo METROGAS S.A. - Junio.

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 3 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.03.29 23:07:20 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.03.29 23:45:11 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR,
o=SECRETARIA DE GOBIERNO DE MODERNIZACION,
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA,
serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2019.03.29 23:45:12 -03'00'