



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

Resolución firma conjunta

Número:

Referencia: EX-2019-09123914- -APN-GDYE#ENARGAS – GAS NEA S.A. – Ajuste Tarifario

VISTO los Expedientes Electrónicos N° EX-2019-09123914- -APN-GDYE#ENARGAS y EX2019-06478281- -APN-GAL#ENARGAS, 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 GAS NEA S.A. (en adelante e indistintamente la “Licenciataria”, la “Distribuidora” o “GASNEA”) presta el servicio público de distribución de gas natural conforme a la licencia otorgada por el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) mediante Decreto N° 558/97.

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 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-2019-2-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 28 de febrero de 2019 en la ciudad de Salta, Provincia de Salta, habiéndose habilitado, además, centros de participación virtual en las ciudades de Rosario, Córdoba y Mendoza.

Que para participar de la Audiencia Pública se inscribieron 115 personas, de las cuales 73 lo hicieron en carácter de oradores, e hicieron uso efectivamente de la palabra 54 participantes. Las exposiciones fueron registradas en la debida versión taquigráfica, la que obra en el Expediente Electrónico N° EX-2019-06478281- -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 (en adelante "CUENARGAS") solicitó 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, hizo una interpretación de dicho articulado e indicó que el plazo para la emisión del Informe de Cierre (conf. Artículo 22 citado) había vencido 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, al respecto, 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 (conf. 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, en efecto, 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 (conf. 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 CUENARGAS cita 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 lugar, 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, por otro lado, 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 en razón de ello 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 las 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 por todo lo expuesto, 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 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 fue que la información había sido puesta a disposición de los interesados con cierta demora o que resultaba ser insuficiente.

Que, al respecto, 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, en otro orden de ideas, 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 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). En ese sentido, algunos oradores hicieron, además, expresa referencia al contexto de crisis social y económica en el que se celebraba la Audiencia.

Que, con relación a dicho punto, cabe señalar, en primer lugar, que se han observado las prescripciones de la Constitución Nacional (Artículo 42), de la Ley N° 24.076, y los lineamientos dictados por la Corte Suprema en el precedente citado.

Que, además, 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 sobre los créditos y débitos en cuenta corriente (conocido como el “Impuesto al Cheque”).

Que atento que ameritan una respuesta por parte de este Organismo, 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 la Provincia de Mendoza como “zona fría”; incorporación como beneficiarios de subsidios a los usuarios P3, etc.); **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)** Declaración del sector de producción como servicio público; **5)** Modificación de las normas vinculadas con procedimiento de Audiencia Pública a fin de que sean vinculantes; **6)** Modificación de la moneda (USD) en que se pacta el precio de gas en boca de pozo; **7)** Permisos de Exportación y supuesto subsidio en beneficio de usuarios extranjeros; **8)** Inclusión de la Provincia de Salta (y de las reservas “Los Monos” o “Madrejonos”) en los programas de incentivo para el gas no convencional; **9)** Análisis del impacto del “Fondo Fiduciario” en los costos industriales; **10)** Eliminación de los cargos tarifarios correspondientes a los Fideicomisos I y II; **11)** Mayor información y transparencia respecto de los costos de exploración, exploración y producción de hidrocarburos; **12)** Normalización de los pagos por parte de la Secretaría de Gobierno de Energía (en adelante “SGE”), según la Resolución MINEN N° 508/2017; **13)** Construcción de un gasoducto que cubra la zona de Cacheuta, Potrerillos, Uspallata (en la provincia de Mendoza), y que llegue hasta el límite con

Chile.

Que se ha remitido la nota NO-2019-19247547-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, a fin de poner en conocimiento de la SGE 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 el 18 de febrero de 2019, mediante su nota identificada como Actuación N° IF-2019-09841982-APN-SD#ENARGAS, la Licenciataria envió los cuadros tarifarios propuestos para el semestre abril-octubre 2019.

Que, por su parte, en el marco de la Audiencia Pública, el representante de GASNEA señaló que: *“Para la determinación de la tarifa que entrará en vigencia a partir del 1° de abril de 2019, se aplica la fórmula que fuera definida por Resolución ENARGAS N° I-4355/2017, contemplando las actualizaciones por IPIM que hubiese correspondido aplicar a la tarifa de octubre del 2018, conforme acta de acuerdo y pautas de la Revisión Tarifaria Integral, y el índice acumulado de septiembre de 2018 a febrero 2019. De esta manera, el ajuste semestral que correspondería aplicar a partir del 1° de abril es de un 33.74% respecto del margen de distribución”*.

Que la Defensoría del Pueblo de Santa Fe, respecto a los índices a tener en cuenta en la actualización tarifaria, sostuvo que: *“Con la realidad económica del año pasado, en un contexto inflacionario anual del orden del 50 por ciento, y del 76 por ciento en precios mayoristas, soslayar otros indicadores en la fijación de tarifas, tal como lo propone la concesionaria, sería absolutamente inconstitucional y violatorio de los principios de tarifas justas y razonables”*. Y, posteriormente, agregó: *“Si bien se entiende la preocupación, por parte de la empresa, de mantener la ecuación económica financiera, entendemos que la misma preocupación debe existir del Ente de contralor por mantener tarifas justas y razonables, que no sean obstáculo para la asequibilidad y accesibilidad del servicio”*.

Que, en el mismo sentido, la Defensoría del Pueblo de Salta, refiriéndose al ajuste tarifario solicitado por las Licenciatarias, expresó que: *“...superado el 30%, el 35% de aumento en la tarifa del gas es absolutamente desproporcionado y totalmente inconcebible porque no respeta esos principios (...) previstos por la Constitución Nacional, previstos y reconocidos, en el caso CEPIS, de proporcionalidad de las tarifas que tienen que estar vinculadas en su incremento, no solamente al desfase económico, sino fundamentalmente al incremento salarial”*.

Que, por otro lado, el representante de la Asociación Civil de Consumidores Mendocinos rechazó los aumentos tarifarios ya que, a su entender, serían confiscatorios, injustos e irracionales en tanto no tendrían correlación con el aumento del Salario Mínimo Vital y Móvil y los ingresos familiares.

Que, al respecto, 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 a lo 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, en igual sentido, 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, en ese orden de ideas, la Secretaría de Gobierno de Energía 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, por otro lado, cabe recordar 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's).

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, conforme lo expuesto, el tipo de cambio a tener en consideración en el presente ajuste estacional asciende a Pesos 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, en la Audiencia Pública, el representante de GASNEA dijo que: *“Respecto del gas en boca de pozo, a instancia de la Secretaría del Gobierno de Energía, por Resolución N° 32/19, Gas NEA participó del concurso de precios para la provisión de gas natural en condición firme, para el abastecimiento de la demanda a usuarios del servicio completo”*. Y luego agregó: *“Del resultado de las subastas realizadas el 14 y 15 de febrero, en el Mercado Electrónico de Gas Sociedad Anónima, MEGSA, con la participación de todas las distribuidoras, se asignó a Gas NEA un volumen de 692.620 metros cúbicos día para el invierno y 277.048 metros cúbicos día para el período estival, esto da a razón de un promedio de 4.60 dólares el*

millón de BTU”.

Que luego continuó diciendo: *“De esta manera, se ha dado cumplimiento a la obligación de contratación de más del 50 por ciento de las necesidades de abastecimiento para el presente período estacional, en lo cual para los tarifarios propuestos se contempló un tipo de cambio provisorio de 38,62 en función a la cotización del Dólar venta Banco Nación del día 15 de febrero del 2019, valor que deberá ser reemplazado por el que resulte del promedio del tipo de cambio observado entre el día 1° y 15 de marzo del corriente”*.

Que, asimismo, la Distribuidora señaló que: *“...por encima de los volúmenes asignados en la subasta, se prevé la contratación de volúmenes adicionales para cubrir el abastecimiento de toda la demanda de invierno, para lo cual se solicitó cotización a los distintos productores”*.

Que, en lo que respecta al precio del Gas Licuado de Petróleo (GLP) para las localidades abastecidas con GLP indiluido por redes dentro del área de la Licenciataria, con fecha 28 de febrero de 2018, la entonces Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos del MINEM, mediante Nota NO-2018-08764286-APN-SECRH#MEM, informó al ENARGAS que en el marco de la renegociación del “Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para redes de Distribución de gas Propano Indiluido” que estaba llevando a cabo, las empresas productoras se comprometieron, desde el 1° de abril de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, a abastecer a las Distribuidoras y Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes las cantidades máximas de gas propano establecidas conforme al detalle del Anexo A de dicho acuerdo, a unos precios salida de planta iguales a los que resulten de aplicar, para cada período de adecuación de precios, los porcentajes establecidos en la tabla que en la citada Nota se detalló sobre precio GLP - Paridad de Exportación correspondiente al mes anterior a la fecha de inicio de cada período de adecuación de precios (los “Precios Acordados”), publicado por el referido Ministerio en su página web en el link que se indica a tales efectos: <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2205>, según la metodología aplicada en el Anexo III de la Resolución S.E N° 36/2015.

Que, en consecuencia, a fin de determinar el precio de GLP a trasladar a las tarifas de las localidades abastecidas con GLP indiluido por redes para el período que se inicia en el mes de abril de 2019, se consideró el porcentaje indicado en la Nota mencionada y el precio de GLP-Paridad de Exportación publicado por MINEM en su página web para el mes de marzo de 2019, el que asciende a catorce mil quinientos treinta y un pesos por tonelada (14.531 \$/Tn).

Que, por otra parte, 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 Resolución RESOL-2019-146-APN-SGE#MHA.

Que, asimismo, mediante la Resolución RESOL-2019-148-APN-SGE#MHA de la Secretaría de Gobierno de Energía 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's), 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.

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, 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, en tal sentido, para el cálculo de las DDA se han considerado las conclusiones emergentes de los Informes técnicos de las gerencias intervinientes del organismo, a saber: 1) El Informe IF-2019-19260711-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-2019-19236530-APN-GCER#ENARGAS, IF-2019-19235263-APN-GCER#ENARGAS e IF-2019-19227387-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's que debía presentar 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, corresponde 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, con relación a la tarifa de redes abastecidas con GLP, aquella se encuentra compuesta por los siguientes componentes: **(i)** El precio del GLP, que remunera a los productores y que no está regulado por el ENARGAS (conforme se explicó anteriormente); **(ii)** La tarifa de transporte, que remunera el transporte del combustible mediante camiones desde los centros de abastecimiento hasta cada localidad, y sí es regulado por el ENARGAS; y **(iii)** La tarifa de distribución, que remunera la prestación del servicio de distribución de GLP por redes, y que también es regulada por el ENARGAS.

Que la subdistribuidora BUENOS AIRES GAS S.A. (BAGSA), mediante presentación del 18 de febrero de 2019 (ingresada como Actuación IF-2019-09856197-APN-SD#ENARGAS) sostuvo que: *“Las tarifas vigentes no reflejan el costo real del servicio que debe afrontar esta empresa, en ninguno de los componentes regulados por el ENARGAS, léase transporte por camión y valor agregado de distribución”*.

Que, asimismo, BAGSA agregó que: *“...se evidencia una fuerte desviación entre lo normado y la realidad tarifaria de esta empresa, impidiendo la recuperación de nuestros costos de transporte y de operación de las instalaciones abastecidas con propano y la ausencia en la obtención de la rentabilidad fijada legalmente”*.

Que en el marco de las resoluciones que aprobaron las tarifas resultantes del proceso de RTI, y en base a la información relativa a demanda de cada localidad y las distancias promedio entre éstas y los respectivos centros de abastecimiento, se determinó un costo promedio de transporte por kilómetro recorrido de camión para una carga de hasta 23 toneladas de GLP.

Que, en aquella oportunidad, es decir, al fijar las tarifas resultantes del proceso de RTI, se adoptó el criterio y la conveniencia de determinar una tarifa de distribución homogénea a fin de equiparar los valores abonados por los usuarios de GLP en el marco de la gran heterogeneidad existente entre las distintas localidades.

Que, en este sentido, y tomando en consideración los mayores costos por usuario que representa la distribución de GLP por redes, se estimó oportuno considerar que los márgenes de distribución en las tarifas correspondientes a usuarios abastecidos mediante GLP vaporizado se encontraban en línea con las tarifas de distribución de los usuarios R-3.4, que son abastecidos con gas natural, en la misma subzona tarifaria en que se encuentra la localidad abastecida por GLP en cuestión.

Que, al respecto, la Gerencia de Desempeño y Economía elaboró el Informe N° IF-2019-19249533-APN-GDYE#ENARGAS el cual se encuentra agregado al Expediente Electrónico EX-2019-0540844- -APN-GDYE#ENARGAS, en el que determinó los costos de transporte de GLP, GNC o GNP por ruta, que se encuentran agregados a los cuadros tarifarios pertinentes en razón de su traslado a tarifas en las localidades abastecidas con esos combustibles.

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° 99 en mérito a los CONSIDERANDOS

precedentes, no haciendo lugar a las impugnaciones formuladas.

ARTICULO 2º: 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 3º: Aprobar los Cuadros Tarifarios de GAS NEA S.A., con vigencia a partir del 1º de abril de 2019, 1º de mayo de 2019 y 1º de junio de 2019, conforme los Anexos IF-2019-19563544-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2019-19563551-APN-GDYE#ENARGAS e IF-2019-19563560-APN-GDYE#ENARGAS, respectivamente, que forman parte del presente acto.

ARTICULO 4º: Aprobar los Cuadros de Tasas y Cargos por Servicios Adicionales, obrantes como Anexos IF-2019-19563544-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2019-19563551-APN-GDYE#ENARGAS e IF-2019-19563560-APN-GDYE#ENARGAS que forman parte del presente acto, a aplicar por GAS NEA 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 Cuadros de Tasas y Cargos por Servicios Adicionales también aprobado por este acto, deberán ser publicados por GAS NEA 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 GAS NEA 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 GAS NEA 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 00:01:47 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by GUICHÓN Diego Fernando
Date: 2019.03.30 00:04:19 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by Griselda Lambertini
Date: 2019.03.30 00:05:35 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by ROITMAN Mauricio Ezequiel
Date: 2019.03.30 00:09:09 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 00:09:12 -03'00'

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS	
Cargo Fijo por Factura	R1	236.149158	236.149158	
	R2 1*	249.582350	249.582350	
	R2 2*	285.367829	285.367829	
	R2 3*	322.658007	322.658007	
	R3 1*	420.397544	420.397544	
	R3 2*	487.563503	487.563503	
	R3 3*	653.166798	653.166798	
	R3 4*	1056.162542	1056.162542	
	P1-P2	608.281229	608.281229	
	P3	2263.164305	2263.164305	
	GNC INTERRUMPIBLE	10024.058402	10024.058402	
	GNC FIRME	10024.058402	10024.058402	
	SDB	13588.307464	13588.307464	
Cargo por m3 de Consumo	R1	9.131721	9.093767	
	R2 1*	9.131721	9.093767	
	R2 2*	9.776932	9.738978	
	R2 3*	9.795078	9.810588	
	R3 1*	10.388012	10.350058	
	R3 2*	10.388012	10.350058	
	R3 3*	11.410411	11.372455	
	R3 4*	11.410411	11.372455	
	P1-P2	0 a 1000 m3	8.230794	8.192839
		1001 a 9000 m3	8.136036	8.098081
		más de 9000 m3	8.035354	7.997399
	P3	0 a 1000 m3	8.915453	8.877498
		1001 a 9000 m3	8.747731	8.709777
		más de 9000 m3	8.569525	8.531571
	GNC INTERRUMPIBLE	5.729103	5.691149	
	GNC FIRME	6.432097	6.394143	
	SDB ⁽²⁾	2.202592	1.955355	
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	GNC FIRME	8.714475	8.714475	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	5.068950	5.068950
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	5.068950	5.068950
	R3 4*	5.068950	5.068950
	P1-P2	5.068950	5.068950
	P3	5.068950	5.068950
	GNC	5.068950	5.068950
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	-0.154860	-0.154860
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	-0.154860	-0.154860
	R3 4*	-0.154860	-0.154860
	P1-P2	-0.154860	-0.154860
	P3	-0.154860	-0.154860
	GNC	-0.154860	-0.154860
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	4.914090	4.914090
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	4.914090	4.914090
	R3 4*	4.914090	4.914090
	P1-P2	4.914090	4.914090
	P3	4.914090	4.914090
	GNC	4.914090	4.914090
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES	0.259003	0.259003
	P1-P2	0.259003	0.259003
	P3	0.259003	0.259003
	GNC	0.259003	0.259003
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	5.11%	5.11%
Costo de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	2.827153	2.827153
	P1-P2	1.979007	1.979007
	P3	1.979007	1.979007
	GNC FIRME	0.989503	0.989503
	SDB	1.319338	1.319338

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	5.83%	5.83%
	NEUQUINA	94.17%	94.17%
	CHUBUT	0.00%	0.00%
	SANTA CRUZ	0.00%	0.00%
	TIERRA DEL FUEGO	0.00%	0.00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Entre Ríos	1.223732	3.03%
	TGN-Nqn-Entre Ríos	0.982184	96.97%

(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.

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS	
Cargo Fijo por Factura	P3	13588,307464	13588,307464	
	G	13588,307464	13588,307464	
	ID	27021,498939	27021,498939	
	FD	27021,498939	27021,498939	
	IT	27021,498939	27021,498939	
	FT	27021,498939	27021,498939	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	1,763353	1,725398
		1001 a 9000 m3	1,595631	1,557677
		más de 9000 m3	1,417425	1,379471
	G	0 a 5000 m3	0,287192	0,249238
		más de 5000 m3	0,216694	0,178740
	ID	0,471421	0,433467	
	FD	0,194140	0,156186	
	IT	0,367059	0,329105	
FT	0,089765	0,051810		
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	G	10,585248	10,585248	
	FD	9,182298	9,182298	
	FT	8,714648	8,714648	

COSTO DE TRANSPORTE ⁽⁴⁾	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Entre Ríos	1,223732	3,03%
	TGN-Ngr-Entre Ríos	0,982184	96,97%

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

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS	
Cargo Fijo por Factura	EBP1-EBP2	608,281229	608,281229	
	EBP3	2263,164305	2263,164305	
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	5,833215	5,795260
		1001 a 9000 m3	5,738457	5,700502
		más de 9000 m3	5,637775	5,599820
	EBP3	0 a 1000 m3	6,517874	6,479919
		1001 a 9000 m3	6,350152	6,312198
		más de 9000 m3	6,171946	6,133992

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	2,787923	2,787923
	EBP3	2,787923	2,787923
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2	-0,154860	-0,154860
	EBP3	-0,154860	-0,154860
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2	2,633063	2,633063
	EBP3	2,633063	2,633063
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,142452	0,142452
	EBP3	0,142452	0,142452
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	1,979007	1,979007
	EBP3	1,979007	1,979007

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	5,83%	5,83%
	NEUQUINA	94,17%	94,17%
	CHUBUT	0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Entre Rios	1,223732	3,03%
	TGN-Nqn-Entre Rios	0,982184	96,97%

GASNEA S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS PROPANO/BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES

CARGO POR M3 DE CONSUMO - \$ / m3 de 9.300 kcal.

CATEGORÍA / LOCALIDAD	PROVINCIA DE FORMOSA	PROVINCIA DE CHACO	PROVINCIA DE CORRIENTES	PROVINCIA DE MISIONES
R	13,973323	13,148293	12,920050	13,042242
SGP	16,101797	15,276767	15,048524	15,170716

CARGO FIJO POR FACTURA - \$ / Bim.

CATEGORÍA / LOCALIDAD	PROVINCIA DE FORMOSA	PROVINCIA DE CHACO	PROVINCIA DE CORRIENTES	PROVINCIA DE MISIONES
R	1056,162542	1056,162542	1056,162542	1056,162542
SGP	1056,162542	1056,162542	1056,162542	1056,162542

Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)

LOCALIDAD / CONCEPTO	Precio de compra reconocido (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Diferencias diarias acumuladas (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio final incluido en los cargos (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio de compra reconocido (\$/tonelada)	Costo de transporte (\$/tonelada)
PROVINCIA DE FORMOSA	R	5,754762	0,000000	5,754762	7425,5	6253,4
	SGP	7,883236	0,000000	7,883236	4,846352	10171,9
PROVINCIA DE CHACO	R	5,754762	0,000000	5,754762	4,021322	7425,5
	SGP	7,883236	0,000000	7,883236	4,021322	10171,9
PROVINCIA DE CORRIENTES	R	5,754762	0,000000	5,754762	3,793079	7425,5
	SGP	7,883236	0,000000	7,883236	3,793079	10171,9
PROVINCIA DE MISIONES	R	5,754762	0,000000	5,754762	3,915271	7425,5
	SGP	7,883236	0,000000	7,883236	3,915271	10171,9

GASNEA S.A.

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

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS PROPANO/BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES

CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / LOCALIDAD	PROVINCIA DE FORMOSA	PROVINCIA DE CHACO	PROVINCIA DE CORRIENTES	PROVINCIA DE MISIONES
\$ / m3 de 9.300 kcal.	12,554341	11,729311	11,501068	11,623260

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / LOCALIDAD	PROVINCIA DE FORMOSA	PROVINCIA DE CHACO	PROVINCIA DE CORRIENTES	PROVINCIA DE MISIONES
\$ / Bim.	1056,162542	1056,162542	1056,162542	1056,162542

Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)

LOCALIDAD / CONCEPTO	Precio de compra reconocido (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Diferencias diarias acumuladas (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio final incluido en los cargos (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio de compra reconocido (\$/tonelada)	Costo de transporte (\$/tonelada)
PROVINCIA DE FORMOSA	4,335780	0,000000	4,335780	4,846352	5.594,6	6.253,4
PROVINCIA DE CHACO	4,335780	0,000000	4,335780	4,021322	5.594,6	5.188,8
PROVINCIA DE CORRIENTES	4,335780	0,000000	4,335780	3,793079	5.594,6	4.894,3
PROVINCIA DE MISIONES	4,335780	0,000000	4,335780	3,915271	5.594,6	5.052,0



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

Hoja Adicional de Firmas
Anexo firma conjunta

Número:

Referencia: Anexo - Gasnea S.A. - Abril

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 5 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 22:58:31 -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 22:59:04 -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 22:59:05 -03'00'

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS	
Cargo Fijo por Factura	R1	236.149158	236.149158	
	R2 1*	249.582350	249.582350	
	R2 2*	285.367829	285.367829	
	R2 3*	322.658007	322.658007	
	R3 1*	420.397544	420.397544	
	R3 2*	487.563503	487.563503	
	R3 3*	653.166798	653.166798	
	R3 4*	1056.162542	1056.162542	
	P1-P2	608.281229	608.281229	
	P3	2263.164305	2263.164305	
	GNC INTERRUMPIBLE	10024.058402	10024.058402	
	GNC FIRME	10024.058402	10024.058402	
	SDB	13588.307464	13588.307464	
Cargo por m3 de Consumo	R1	10.226506	10.188552	
	R2 1*	10.226506	10.188552	
	R2 2*	10.871717	10.833763	
	R2 3*	10.889863	10.905373	
	R3 1*	11.482797	11.444843	
	R3 2*	11.482797	11.444843	
	R3 3*	12.505196	12.467240	
	R3 4*	12.505196	12.467240	
	P1-P2	0 a 1000 m3	9.325579	9.287624
		1001 a 9000 m3	9.230821	9.192866
		más de 9000 m3	9.130139	9.092184
	P3	0 a 1000 m3	10.010238	9.972283
		1001 a 9000 m3	9.842516	9.804562
		más de 9000 m3	9.664310	9.626356
	GNC INTERRUMPIBLE	6.623888	6.785934	
	GNC FIRME	7.526882	7.488928	
	SDB ⁽²⁾	2.202592	1.955355	
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	GNC FIRME	8.714475	8.714475	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	6.110515	6.110515
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	6.110515	6.110515
	R3 4*	6.110515	6.110515
	P1-P2	6.110515	6.110515
	P3	6.110515	6.110515
	GNC	6.110515	6.110515
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	-0.154860	-0.154860
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	-0.154860	-0.154860
	R3 4*	-0.154860	-0.154860
	P1-P2	-0.154860	-0.154860
	P3	-0.154860	-0.154860
	GNC	-0.154860	-0.154860
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	5.955655	5.955655
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	5.955655	5.955655
	R3 4*	5.955655	5.955655
	P1-P2	5.955655	5.955655
	P3	5.955655	5.955655
	GNC	5.955655	5.955655
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES	0.312223	0.312223
	P1-P2	0.312223	0.312223
	P3	0.312223	0.312223
	GNC	0.312223	0.312223
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	5.11%	5.11%
Costo de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	2.827153	2.827153
	P1-P2	1.979007	1.979007
	P3	1.979007	1.979007
	GNC FIRME	0.989503	0.989503
	SDB	1.319338	1.319338

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	5.83%	5.83%
	NEUQUINA	94.17%	94.17%
	CHUBUT	0.00%	0.00%
	SANTA CRUZ	0.00%	0.00%
	TIERRA DEL FUEGO	0.00%	0.00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Entre Ríos	1.223732	3.03%
	TGN-Nqn-Entre Ríos	0.982184	96.97%

(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.

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS	
Cargo Fijo por Factura	EBP1-EBP2	608,281229	608,281229	
	EBP3	2263,164305	2263,164305	
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	6,435347	6,397392
		1001 a 9000 m3	6,340589	6,302634
		más de 9000 m3	6,239907	6,201952
	EBP3	0 a 1000 m3	7,120006	7,082051
		1001 a 9000 m3	6,952284	6,914330
		más de 9000 m3	6,774078	6,736124

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	3,360783	3,360783
	EBP3	3,360783	3,360783
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2	-0,154860	-0,154860
	EBP3	-0,154860	-0,154860
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2	3,205923	3,205923
	EBP3	3,205923	3,205923
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,171723	0,171723
	EBP3	0,171723	0,171723
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	1,979007	1,979007
	EBP3	1,979007	1,979007

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS	
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	5,83%	5,83%	
	NEUQUINA	94,17%	94,17%	
	CHUBUT	0,00%	0,00%	
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%	
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Entre Rios	1,223732	3,03%	3,03%
	TGN-Nqn-Entre Rios	0,982184	96,97%	96,97%

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS	
Cargo Fijo por Factura	P3	13588,307464	13588,307464	
	G	13588,307464	13588,307464	
	ID	27021,498939	27021,498939	
	FD	27021,498939	27021,498939	
	IT	27021,498939	27021,498939	
	FT	27021,498939	27021,498939	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	1,763353	1,725398
		1001 a 9000 m3	1,595631	1,557677
		más de 9000 m3	1,417425	1,379471
	G	0 a 5000 m3	0,287192	0,249238
		más de 5000 m3	0,216694	0,178740
	ID	0,471421	0,433467	
	FD	0,194140	0,156186	
	IT	0,367059	0,329105	
FT	0,089765	0,051810		
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	G	10,585248	10,585248	
	FD	9,182298	9,182298	
	FT	8,714648	8,714648	

COSTO DE TRANSPORTE ⁽⁴⁾	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Entre Ríos	1,223732	3,03%
	TGN-Ngr-Entre Ríos	0,982184	96,97%

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

GASNEA S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS PROPANO/BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES

CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / LOCALIDAD	PROVINCIA DE FORMOSA	PROVINCIA DE CHACO	PROVINCIA DE CORRIENTES	PROVINCIA DE MISIONES
R	15,155808	14,330778	14,102536	14,224727
SGP	16,101797	15,276767	15,048524	15,170716

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / LOCALIDAD	PROVINCIA DE FORMOSA	PROVINCIA DE CHACO	PROVINCIA DE CORRIENTES	PROVINCIA DE MISIONES
R	1056,162542	1056,162542	1056,162542	1056,162542
SGP	1056,162542	1056,162542	1056,162542	1056,162542

Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)

LOCALIDAD / CONCEPTO	Precio de compra reconocido (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Diferencias diarias acumuladas (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio final incluido en los cargos (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio de compra reconocido (\$/tonelada)	Costo de transporte (\$/tonelada)
PROVINCIA DE FORMOSA						
R	6,937247	0,000000	6,937247	4,846352	8951,3	6253,4
SGP	7,883236	0,000000	7,883236	4,846352	10171,9	6253,4
PROVINCIA DE CHACO						
R	6,937247	0,000000	6,937247	4,021322	8951,3	5188,8
SGP	7,883236	0,000000	7,883236	4,021322	10171,9	5188,8
PROVINCIA DE CORRIENTES						
R	6,937247	0,000000	6,937247	3,793079	8951,3	4894,3
SGP	7,883236	0,000000	7,883236	3,793079	10171,9	4894,3
PROVINCIA DE MISIONES						
R	6,937247	0,000000	6,937247	3,915271	8951,3	5052,0
SGP	7,883236	0,000000	7,883236	3,915271	10171,9	5052,0



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

Hoja Adicional de Firmas
Anexo firma conjunta

Número:

Referencia: Anexo - Gasnea S.A. - Mayo

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 4 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 22:58:54 -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 22:59:19 -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 22:59:19 -03'00'

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS	
Cargo Fijo por Factura	R1	236.149158	236.149158	
	R2 1*	249.582350	249.582350	
	R2 2*	285.367829	285.367829	
	R2 3*	322.658007	322.658007	
	R3 1*	420.397544	420.397544	
	R3 2*	487.563503	487.563503	
	R3 3*	653.166798	653.166798	
	R3 4*	1056.162542	1056.162542	
	P1-P2	608.281229	608.281229	
	P3	2263.164305	2263.164305	
	GNC INTERRUMPIBLE	10024.058402	10024.058402	
	GNC FIRME	10024.058402	10024.058402	
	SDB	13588.307464	13588.307464	
Cargo por m3 de Consumo	R1	11.102334	11.064380	
	R2 1*	11.102334	11.064380	
	R2 2*	11.747545	11.709591	
	R2 3*	11.765691	11.781201	
	R3 1*	12.358625	12.320671	
	R3 2*	12.358625	12.320671	
	R3 3*	13.381024	13.343068	
	R3 4*	13.381024	13.343068	
	P1-P2	0 a 1000 m3	10.201407	10.163452
		1001 a 9000 m3	10.106649	10.068694
		más de 9000 m3	10.005967	9.968012
	P3	0 a 1000 m3	10.886066	10.848111
		1001 a 9000 m3	10.718344	10.680390
		más de 9000 m3	10.540138	10.502184
	GNC INTERRUMPIBLE	7.699716	7.661762	
	GNC FIRME	8.402710	8.364756	
	SDB ⁽²⁾	2.202592	1.955355	
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	GNC FIRME	8,714475	8,714475	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	6,943767	6,943767
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	6,943767	6,943767
	R3 4*	6,943767	6,943767
	P1-P2	6,943767	6,943767
	P3	6,943767	6,943767
	GNC	6,943767	6,943767
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	-0,154860	-0,154860
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	-0,154860	-0,154860
	R3 4*	-0,154860	-0,154860
	P1-P2	-0,154860	-0,154860
	P3	-0,154860	-0,154860
	GNC	-0,154860	-0,154860
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	6,788907	6,788907
	R3 1*-R3 2*-R3 3*	6,788907	6,788907
	R3 4*	6,788907	6,788907
	P1-P2	6,788907	6,788907
	P3	6,788907	6,788907
	GNC	6,788907	6,788907
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES	0,354799	0,354799
	P1-P2	0,354799	0,354799
	P3	0,354799	0,354799
	GNC	0,354799	0,354799
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	5,11%	5,11%
Costo de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	2,827153	2,827153
	P1-P2	1,979007	1,979007
	P3	1,979007	1,979007
	GNC FIRME	0,989503	0,989503
	SDB	1,319338	1,319338

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	5,83%	5,83%
	NEUQUINA	94,17%	94,17%
	CHUBUT	0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Entre Ríos	1,223732	3,03%
	TGN-Nqn-Entre Ríos	0,982184	96,97%

(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.

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS	
Cargo Fijo por Factura	P3	13588,307464	13588,307464	
	G	13588,307464	13588,307464	
	ID	27021,498939	27021,498939	
	FD	27021,498939	27021,498939	
	IT	27021,498939	27021,498939	
	FT	27021,498939	27021,498939	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	1,763353	1,725398
		1001 a 9000 m3	1,595631	1,557677
		más de 9000 m3	1,417425	1,379471
	G	0 a 5000 m3	0,287192	0,249238
		más de 5000 m3	0,216694	0,178740
	ID	0,471421	0,433467	
	FD	0,194140	0,156186	
	IT	0,367059	0,329105	
FT	0,089765	0,051810		
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	G	10,585248	10,585248	
	FD	9,182298	9,182298	
	FT	8,714648	8,714648	

COSTO DE TRANSPORTE ⁽⁴⁾	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Entre Ríos	1,223732	3,03%
	TGN-Ngr-Entre Ríos	0,982184	96,97%

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

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS	
Cargo Fijo por Factura	EBP1-EBP2	608,281229	608,281229	
	EBP3	2263,164305	2263,164305	
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	6,917052	6,879097
		1001 a 9000 m3	6,822294	6,784339
		más de 9000 m3	6,721612	6,683657
	EBP3	0 a 1000 m3	7,601711	7,563756
		1001 a 9000 m3	7,433989	7,396035
		más de 9000 m3	7,255783	7,217829

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	3,819072	3,819072
	EBP3	3,819072	3,819072
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2	-0,154860	-0,154860
	EBP3	-0,154860	-0,154860
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2	3,664212	3,664212
	EBP3	3,664212	3,664212
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2	0,195139	0,195139
	EBP3	0,195139	0,195139
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2	1,979007	1,979007
	EBP3	1,979007	1,979007

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CORRIENTES	ENTRE RÍOS	
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	5,83%	5,83%	
	NEUQUINA	94,17%	94,17%	
	CHUBUT	0,00%	0,00%	
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%	
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Entre Rios	1,223732	3,03%	3,03%
	TGN-Nqn-Entre Rios	0,982184	96,97%	96,97%

GASNEA S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS PROPANO/BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES

CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / LOCALIDAD	PROVINCIA DE FORMOSA	PROVINCIA DE CHACO	PROVINCIA DE CORRIENTES	PROVINCIA DE MISIONES
\$ / m3 de 9.300 kcal.	16,101797	15,276767	15,048524	15,170716

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / LOCALIDAD	PROVINCIA DE FORMOSA	PROVINCIA DE CHACO	PROVINCIA DE CORRIENTES	PROVINCIA DE MISIONES
\$ / Bim.	1056,162542	1056,162542	1056,162542	1056,162542

Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)

LOCALIDAD / CONCEPTO	Precio de compra reconocido (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Diferencias diarias acumuladas (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio final incluido en los cargos (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio de compra reconocido (\$/tonelada)	Costo de transporte (\$/tonelada)
PROVINCIA DE FORMOSA	7,883236	0,000000	7,883236	4,846352	10171,9	6253,4
PROVINCIA DE CHACO	7,883236	0,000000	7,883236	4,021322	10171,9	5188,8
PROVINCIA DE CORRIENTES	7,883236	0,000000	7,883236	3,793079	10171,9	4894,3
PROVINCIA DE MISIONES	7,883236	0,000000	7,883236	3,915271	10171,9	5052,0



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

Hoja Adicional de Firmas
Anexo firma conjunta

Número:

Referencia: Anexo - Gasnea S.A. - Junio

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 4 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 22:59:16 -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 22:59:29 -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 22:59:30 -03'00'