República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2018 - Año del Centenario de la Reforma Universitaria

Resolución firma conjunta

Número: RESFC-2018-280-APN-DIRECTORIO#ENARGAS

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Viernes 5 de Octubre de 2018

Referencia: Expte. ENARGAS N° 34.913 - GAS NATURAL BAN S.A.

VISTO los Expedientes EX-2018-38951129- -APN-GAL#ENARGAS y Nº 34.913 del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, lo dispuesto en la Ley Nº 24.076, el Decreto Nº1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución aprobadas por el Decreto Nº 2255/92, y CONSIDERANDO:

Que GAS NATURAL BAN S.A. (BAN) presta el servicio público de distribución de gas natural conforme a la licencia otorgada por el PODER EJECUTIVO NACIONAL (PEN) mediante Decreto N° 2460/92.

Que, en oportunidad del procedimiento de Revisión Tarifaria Integral (RTI), originado en las disposiciones de la entonces vigente Ley N° 25.561 -y la normativa dictada en consecuencia- que autorizó al PODER EJECUTIVO NACIONAL a renegociar los contratos comprendidos en su Artículo 8°, así como en la Resolución 31/16 del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA DE LA NACIÓN, se dictó la Resolución ENARGAS N° I-4354/17, por la cual este Organismo aprobó, para BAN, la Revisión Tarifaria Integral, con vigencia hasta el año 2022.

Que la Resolución ENARGAS Nº I-4354/17 estableció en su Artículo 4º, la Metodología de Ajuste Semestral obrante como Anexo V del citado acto, emitida en los términos del 12.1 del Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural.

Que tal metodología, que recepta el sistema tarifario adoptado por el marco normativo vigente y las previsiones del Artículo 41 de la Ley Nº 24.076, encuentra su antecedente en las previsiones de la citada Acta Acuerdo, que fuera aprobada por el Decreto N° 385/2006, que en la Cláusula 12.1.1. entre las Pautas del procedimiento de RTI, establece que se deberán introducir "*mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la TARIFA DE DISTRIBUCION de la LICENCIATARIA, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio*".

Que la metodología contemplada en el Anexo V de la Resolución ENARGAS Nº I-4354/17 previó que los Cuadros Tarifarios que surjan de las respectivas adecuaciones semestrales tendrán vigencia a partir del 1º de abril y 1º de octubre de cada año, por lo que corresponde en esta instancia analizar el que regirá, teniendo en cuenta la no automaticidad establecida, tanto en cuanto al procedimiento previo, como a los alcances de la adecuación tarifaria.

Que, tal como oportunamente fuera propuesto y analizado dentro de los objetivos de las Audiencias Públicas celebradas con motivo de la RTI, esta Autoridad Regulatoria dispuso la utilización de un mecanismo no automático consistente en la aplicación de la variación semestral del Índice de Precios

Internos al por Mayor (IPIM) – Nivel de General publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), determinando el algoritmo de cálculo.

Que, respecto a dicho Mecanismo, tal como se indicó en las Resoluciones que instrumentaron la RTI, se estableció que *"en lo que hace a la no automaticidad del procedimiento de ajuste semestral, en el marco de las Actas Acuerdo, se ha previsto un procedimiento por el cual las Licenciatarias no podrán hacer un ajuste automático por aplicación del índice antes mencionado, sino que deberán presentar los cálculos ante este Organismo, con una antelación no menor a quince días hábiles antes de su entrada en vigencia, a fin de que esta Autoridad Regulatoria realice una adecuada evaluación"*, la que debe entenderse en relación con la motivación del acto administrativo dictado como la consideración *"de 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 niveles de actividad, salariales, jubilaciones, entre otras cuestiones"*.

Que, al respecto, con fecha 17 de agosto de 2018 se remitió a la Distribuidora la Nota NO-2018-40235322-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, mediante la cual se requirió la presentación de los nuevos cuadros tarifarios, con el objetivo de disponer de información con la antelación suficiente para implementar los procedimientos de participación ciudadana pertinente. Asimismo, en tal oportunidad se solicitó que los cuadros a presentarse contemplaran la totalidad de los componentes de la tarifa, recordándose, en relación con el precio de adquisición del gas las precisiones que efectuara este Organismo a través de la Nota NO-2018-33729016-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

Que, en la citada comunicación el Organismo había requerido "*que en caso de no haberlo realizado, o no haber tenido dichos contratos en cuenta las actuales condiciones macroeconómicas y/o de mercados señaladas en el párrafo precedente, remita la totalidad de los contratos celebrados y/o nuevos contratos para la compra de gas, así como sus eventuales modificaciones, y la información referente a las adquisiciones que no se encuentren cubiertas por contratos con la antelación suficiente para el tratamiento por parte de esta Autoridad Regulatoria"*.

Que, el 30 de agosto, mediante actuación IF-2018-42561108-APN-SD#ENARGAS, la Licenciataria envió los cuadros tarifarios propuestos estimando el índice del mes de agosto.

Que tanto el requerimiento de este Organismo como la respuesta de la Licenciataria debía contemplar la totalidad de los elementos que componen la tarifa, es decir, el precio de gas, el costo de transporte y el margen de distribución, cada uno de ellos con la actualización propuesta.

Que es menester destacar que, en relación con el precio de gas propuesto, BAN dio cuenta de los intercambios epistolares con los productores tendientes a una renegociación de los contratos vigentes en razón de la significativa variación del tipo de cambio.

Que, con fecha 13 de agosto de 2018, y a través de la Resolución RESFC-2018-184-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, se convocó a Audiencia Pública a fin de considerar, entre otras cuestiones, a) la aplicación de la Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa, en los términos de lo dispuesto por las Resoluciones ENARGAS N° I-4354/17, para GAS NATURAL BAN S.A.; b) 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) correspondientes al período estacional en curso, en los términos del Numeral 9.4.2.5 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución y; c) La presentación del Instituto de Subdistribuidores de Gas de Argentina (ISGA) en relación con las tarifas de subdistribución.

Que la citada audiencia se celebró en la Ciudad de Buenos Aires, el día 4 de setiembre del corriente año, conforme los procedimientos previstos en la Resolución ENARGAS Nº I-4089/2016, contándose con 187 inscriptos, de los cuales 67 de ellos lo hicieron en carácter de oradores, haciendo uso de la palabra, efectivamente, 51 participantes. Las exposiciones han sido registradas con la debida versión taquigráfica, la que obra en el expediente electrónico N° EX-2018-38951129- -APN-GAL#ENARGAS.

Que se habilitaron centros de participación virtual en el Centro Regional Sur del ENARGAS, sito en Mendoza 135, Neuquén, Provincia del Neuquén; en el Centro Regional Río Grande del ENARGAS, sito en Juan B. Thorne 721, Ciudad de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur y Centro Regional Bahía Blanca del ENARGAS, sito en Belgrano 321, Ciudad de Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires. Ello así, con la intención de propender, dentro de las limitaciones presupuestarias y logísticas existentes, a la mayor participación de los interesados en la extensa geografía de nuestro país.

Que se habilitó la consulta de las actuaciones tanto en la sede central del Organismo como a través de los Centros Regionales en el interior, a la vez que se publicó material de consulta en el sitio en Internet del ENARGAS. 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 en el marco de las Audiencias Públicas N° 96 y 97, diversosoradores solicitaron que aquellas fueran declaradas nulas y, en consecuencia, que los ajustes tarifarios fueran suspendidos y/o dejados sin efecto. Incluso, con posterioridad a la celebración de las mencionadas Audiencias, hubo dos presentaciones expresas en ese sentido, realizadas por la Comisión de Usuarios del ENARGAS (C.U. ENARGAS) y la Red Nacional de Multisectoriales.

Que uno de los argumentos para solicitar la nulidad de las Audiencias Públicas fue que la información puesta a disposición era insuficiente, inadecuada, confusa, y supeditada a la celebración de acuerdos por parte de las Licenciatarias.

Que, al respecto, 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.

Que, asimismo, se dio acceso irrestricto a los Expedientes Electrónicos, y se puso a disposición de los interesados toda la documentación pertinente en el sitio web del ENARGAS, de manera tal que aquellos pudieran acceder a la documentación presentada por las Licenciatarias tan pronto como era ingresada a este Organismo.

Que, por otra parte, algunos oradores sostuvieron que las Audiencias Públicas no observaban 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”, en cuanto a que aquellas debían ser “previas” y “deliberativas”.

Que, con relación a dicho punto, cabe señalar que se han observado 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 el precedente citado.

Que 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, en otro orden de ideas, se solicitó que las Audiencias Públicas fueran declaradas suspendidas y/o declaradas nulas atento el contexto de crisis social, económica y cambiaria en el que se celebraban, y porque cualquier ajuste tarifario en dicho contexto sería irrazonable.

Que, en cuanto a este argumento, cabe señalar que esta Autoridad Regulatoria convocó a las Audiencias Públicas porque esa es su obligación por expreso mandato legal y, en caso de proceder en contrario, hubiera incumplido un deber.

Que, por otra parte, la celebración de las mencionadas audiencias no significa que el ENARGAS no haga el análisis y estudio correspondientes respecto del ajuste semestral y estacional de las tarifas de transporte y distribución, toda vez que la mera convocatoria a audiencia no implica establecer opinión alguna sobre el tema en debate.

Que no puede dejar de mencionarse que los pedidos de suspensión de las Audiencias Públicas obedecían a cuestiones generales y/o macroeconómicas inespecíficas que excedían ampliamente el objeto y el marco de aquéllas.

Que, por otra parte, con relación a lo afirmado por algunos oradores en el sentido de que no se habían respondido expresamente sus pedidos de suspensión, cabe señalar que se contestaron oportunamente el del Defensor del Pueblo de la Provincia de Buenos Aires y el del Centro de Usuarios del ENARGAS, resultando temporalmente imposible responder los demás y comunicarlo a los peticionantes antes de las Audiencias, dado el escaso margen temporal entre las solicitudes y la fecha de celebración de los procedimientos participativos.

Que, asimismo, se manifestó que las audiencias eran nulas porque no se había tenido acceso ni conocimiento de los contratos que vincularían a las Licenciatarias de Distribución con los Productores de gas.

Que, respecto a este planteo, cabe señalar en primer lugar, que al momento de celebrarse la Audiencia Pública se hallaba vigente el Acuerdo de Bases y Condiciones, celebrado el 29 de noviembre de 2017 a instancias del entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación, que preveía un sendero de precios de gas máximos a ser abonados por las Distribuidoras hasta el 31 de diciembre de 2019, en el marco del cual se celebraron la mayor parte de los contratos vigentes entre distribuidores y productores, a disposición en los expedientes correspondientes.

Que, en segundo lugar, lo que las Licenciatarias de Distribución informaron a esta Autoridad Regulatoria – previo a la celebración de las Audiencias Públicas – fue que estaban renegociando sus contratos con los Productores. Y, precisamente, fueron las ofertas, propuestas y contrapropuestas las que fueron puestas en conocimiento de los ciudadanos con la mayor amplitud informativa.

Que dichos documentos, propios de una etapa de negociación precontractual, contemplaban precios de gas sensiblemente inferiores a los considerados como precios máximos en el Acuerdo de Bases y Condiciones del 29 de noviembre de 2017 y, por lo tanto y en principio, más beneficiosos para los usuarios y consumidores.

Que, además, cabe señalar que la negociación entre Productores y Distribuidoras tiene relación directa con la fijación de precios a partir de la libre interacción de la oferta y la demanda, a la que hiciera referencia la propia Corte Suprema en la mencionada causa “Cepis” (Fallos: 339:1077, consid. 20°, segundo y tercer párrafo).

Que, en ese sentido, la información presentada por las Distribuidoras resultaba relevante y útil a los fines informativos de las Audiencias Públicas y se encuentra en línea con los criterios a ser tenidos en cuenta por ENARGAS para realizar el presente ajuste estacional por variaciones en el precio de gas comprado informados mediante Nota NO-2018-33729016-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, entre otros: el de haber realizado esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones (Dec. N° 1411/94); el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento (Ley N° 24.076, art. 38, inc. d); y haber tenido en cuenta las nuevas circunstancias macroeconómicas y las nuevas condiciones de oferta y demanda de gas natural.

Que, por otra parte, algunos oradores plantearon la nulidad de las audiencias porque entendían que las Licenciatarias involucradas no habían cumplido sus Planes de Inversión y habían distribuido dividendos, por lo que no les correspondería ningún aumento.

Que, al respecto, cabe señalar que los ajustes semestrales y estacionales objeto de las Audiencias Públicas no están sujetos a la previa verificación del cumplimiento de los Planes de Inversión de las Licenciatarias. Eventualmente, el incumplimiento de estos últimos da lugar al inicio de procedimientos sancionatorios, los cuales podrían implicar la aplicación de las sanciones contempladas en las Resoluciones de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), y las Reglas Básicas de los Servicios de Transporte y Distribución.

Que, por las consideraciones precedentes, corresponde no hacer lugar a los planteos impugnatorios impetrados y, en consecuencia, declarar la validez de la Audiencia Pública 96.

Que en relación con las consideraciones formuladas en la citada Audiencia se hará mérito de ellas en forma general respecto de cada cuestión a resolver, sin perjuicio de las respuestas particularizadas por parte de este Organismo sobre las materias que fueran, o no, objeto de la audiencia que se efectuará a través del sitio en Internet de esta Autoridad.

Que, con fecha 8 de agosto de 2018, el Instituto de Subdistribuidores de Gas de la República Argentina (ISGA) solicitó a esta Autoridad Regulatoria la inclusión de un ítem en el Orden del Día de las Audiencias Públicas a convocarse para septiembre de este año, a fin de que se considerara la adecuación del margen del servicio de subdistribución, y una "recomposición" de su tarifa.

Que según manifestaba el ISGA en su presentación: "*…mientras los Cuadros Tarifarios aprobados en la RTI para el período 2017-2022 permiten a las Licenciatarias de transporte y distribución prestar el servicio conforme lo requiere el Marco Regulatorio, esta situación no se replica para los SDBs -los adherentes a la presente en particular- a quienes, por el contrario, les provocan crecientes perjuicios económicos y financieros"*.

Que, asimismo, señalaba que "*Los márgenes brutos de los SDBs, particularmente los de quienes adhieren a la presente, se encuentra en niveles que no les permiten una* ***adecuada*** *prestación del servicio"* (el destacado es nuestro).

Que. seguidamente, agregó que: "*Los ingresos obtenidos por la facturación de los servicios de distribución (a tarifas que a las DISTCOS les resultan razonables) no les alcanzan a los SDBs para pagar los costos de gas, transporte, peaje por uso de la red de distribución, y los costos propios (operativos, comerciales y administrativos), incluyendo los incurridos por capital de trabajo"*.

Que, por las razones expuestas, el ISGA, solicitó a esta Autoridad Regulatoria: 1) la adecuación del margen bruto de la actividad de Subdistribución para la prestación del servicio, mediante: (a) La reformulación de la metodología de cálculo del precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) para subdistribuidores (SDBs) ; (b) La disminución de la tarifa SDB (proporcionar la relación entre el margen de las Distribuidoras y el de las SDBs, y entre las tarifas SDB de una región a otra); (c) La revisión de las tarifas negativas en el "city gate" (entre la tarifa SDB y las finales por categorías); (d) La redefinición de la Tarifa negativa a Gran Usuario (GU) y GNC cuando para su atención las Distribuidoras utilizan las instalaciones y el servicio de los SDBs; y (e) La inclusión de un cargo compensatorio transitorio (equivalente a la diferencia entre los cargos fijos vigentes y el aplicable a los SGP para recuperar deudas contraídas (por gas, tarifa SDB, impuestos) a partir de vigencia de las tarifas de la RTI; 2) La inclusión de una tarifa y/o cargo estacional en categorías residenciales y SGP (similar distribución eléctrica) o en su caso la factura mínima que resuelve en parte el problema de falta de contribución a los costos fijos en las épocas estivales en zonas de veraneo y 3) La neutralidad de la carga fiscal por variaciones que gravan la actividad o imponen obligaciones recaudatorias que impactan económica y/o financieramente en el margen de SDB.

Que, teniendo presente lo solicitado por el ISGA, esta Autoridad Regulatoria incluyó un punto especial en el Orden del Día de las Audiencias Públicas N° 96 y 97, conforme surge de las resoluciones de convocatoria a las mismas, RESFC-2018-184-APN-DIRECTORIO#ENARGAS y RESFC-2018-186-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

Que, de ese modo, el planteo realizado por el ISGA sería puesto a consideración en el mismo marco – Audiencias Públicas – que el correspondiente a los ajustes semestrales (por aplicación de la metodología de variación semestral) y estacionales (por traslado de precio de gas y diferencias diarias acumuladas).

Que, en cada una de las Audiencias Públicas, el representante del ISGA expuso cuál era la situación de algunos subdistribuidores, y reiteró las consideraciones que ya habían sido planteadas previamente a esta Autoridad Regulatoria en su presentación del 8 de agosto de 2018.

Que, en cuanto al encuadre legal de la presentación del ISGA, la Gerencia de Asuntos Legales de este Organismo emitió el Dictamen IF-2018-48101477-APN-GAL#ENARGAS del 27 de setiembre de 2018, por el cual encuadró tal pretensión en las previsiones del Art. 47 de la Ley Nº 24.076, en el entendimiento de que "*si bien el ISGA no es en rigor de verdad un "particular", y tampoco calificó su petición en los términos del Artículo 47 de la Ley N° 24.076, no corresponde hacer en este caso una interpretación restrictiva de la norma. Efectivamente, teniendo en cuenta el principio del informalismo a favor del administrado, que rige en los procedimientos administrativos (conf. Artículo 1, inc. c) de la Ley N° 19.549), no corresponde exigir a los administrados requisitos formales no esenciales ni la calificación jurídica de sus peticione*s." A lo que añadió "*dicho esto, se observa que se hallan cumplidos los extremos que prevé el Artículo 47 de la Ley N° 24.076 para que esta Autoridad Regulatoria proceda a analizar si los cuadros tarifarios aplicables por los subdistribuidores resultan ser adecuados o no, particularmente atendiendo los casos que encuadren en los puntos (b) y (c) del pedido de ISGA referidos a la disminución de la tarifa SDB y las tarifas negativas en el "city gate" Asimismo, teniendo presente los principios de celeridad, economía y eficacia (conf. Artículo 1, inc. b) de la Ley N° 19.549), se entiende oportuno y conveniente que dicho análisis se haga conjunta y paralelamente con el correspondiente a los ajustes semestrales y estacionales de los cuadros tarifarios de las Licenciatarias de Transporte y Distribución, que también fueron objeto de las Audiencias Públicas N° 96 y 97. "*

Que, en cuanto al alcance de las materias a analizar, el análisis jurídico realizado las limitó a los puntos (b) y (c) del pedido de ISGA referidos a la disminución de la tarifa SDB y las tarifas negativas en el "city gate", por las razones expuestas en el dictamen, a cuyas conclusiones nos remitimos.

Que, en virtud de lo expuesto, se procedió analizar la relación y nivel de las tarifas en City Gate entre la categoría SDB y las categorías residenciales y de Servicio General P.

Que, al respecto, para el caso de los usuarios de la zona de licencia de BAN se ha verificado que no se alcanza tal extremo razón por la cual no corresponde realizar ajustes sobre los cuadros tarifarios de distribución vigentes.

Que, en relación con el ajuste semestral, en oportunidad de la Audiencia Pública N° 96, el representante de BAN sostuvo que *"La Resolución que aprobó la Revisión Tarifaria Integral en abril del 2017 estableció, en su Anexo V, la Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa con el objeto de mantener la sustentabilidad económica financiera de la prestación y la calidad del servicio. La misma contempla la aplicación de la variación semestral del Índice de Precios Internos al por Mayor –IPIM- Nivel General. En este caso la variación a tener en cuenta para el próximo ajuste tarifario es la correspondiente al período transcurrido desde marzo a agosto de 2018, ambos inclusive. Dado que todavía no está publicada hemos hecho una estimación del período agosto 2018, que es el ajustado al momento de la aplicación, y este ajuste nos da 28,82%. Ajuste que deberá ser aplicado también al Cuadro de Tasas y Cargos por servicios adicionales con vigencia a partir del 1º de octubre del corriente."*

Que, el Defensor del Pueblo de la Ciudad de Buenos Aires, efectuó un pedido de suspensión del incremento de las tarifas *"para todos los vecinos de la República Argentina"*, en el entendimiento de que los usuarios ya habían hecho todos los esfuerzos posibles. Asimismo, sostuvo que los ajustes tarifarios debían ser previos a las paritarias, a fin de que los gremios los conozcan al momento de discutir los salarios. Finalmente, reseñando las afirmaciones de la Corte Suprema de Justicia de la Nación sostuvo que los ajustes debían ser proporcionales, razonables y no confiscatorios.

Que, la representante de la Defensoría del Pueblo de la Nación sostuvo que "*En cuanto al mecanismo de actualización semestral, dada la actual situación económica, solicitamos que se posponga su traslado. De insistirse, el ente –conforme a la Resolución 184 del directorio que convoca a esta audiencia– debe realizar una evaluación, considerando otras variantes macroeconómicas que permitan ponderar el impacto de las economías familiares, que no se limite al conjunto de asalariados, tal como se previera en un inicio, sino que se consideren niveles de actividad, salario, jubilaciones, entre otras cuestiones.* Asimismo, afirmó que "*el Estado debe evaluar si la factura final del usuario, incluidas tasas e impuestos, resultará razonable. Esto viene por imperativo constitucional del artículo 42" y* (...) "*debe garantizar la asequibilidad de la tarifa impuesta por el derecho convencional por la Agenda 2030; adoptar otra solución a esto, sería contrario a derecho."*

Que, el Defensor del Pueblo de la Provincia de Santa Fe, sostuvo que *"debe contemplarse en la fórmula de actualización no solo la variación de precios mayoristas sino otros índices que reflejan la realidad socioeconómica de los usuarios, como porcentajes de aumentos salariales y actualizaciones previsionales. Esto deviene indispensable en los tiempos actuales donde los precios aumentaron en un porcentaje considerablemente mayor que los salarios y las jubilaciones, no pudiendo el usuario afrontar por sí solo los desfasajes macroeconómicos, sino que también deben hacerlo las distribuidoras."* A la vez que señaló que "*esta imprevisión también les cabe a los usuarios, quienes no solo sufren la actualización del valor del gas en boca de pozo, sino también la actualización de la tarifa por inflación, debiendo afrontar aumentos semestrales en porcentajes muchos más altos que el incremento de sus ingresos*. "

Que la Defensora del Pueblo de Vicente López solicitó, por su parte, que "*como resultado de esta Audiencia Pública se aplique un cuadro tarifario razonable en el que se tengan en cuenta los ingresos promedio de la ciudadanía"*.

Que, en igual sentido, la representante de la Oficina Municipal de Información al Consumidor del Municipio de Tandil señaló que *"Es de fundamental importancia señalar la necesidad de que el nuevo cuadro tarifario argentino contemple un aumento proporcionado, previsible, coherente y gradual, a los efectos de que se garantice la accesibilidad de todos los usuarios y consumidores de la red de gas natural, que no se excluya a los usuarios con precios exorbitantes, impensados e imprevisibles. Asimismo, debe tener en consideración los diferentes niveles sociales, los ingresos medios y el sueldo básico de los usuarios y consumidores, las jubilaciones y pensiones promedio y las paritarias, a los efectos de este aumento."*

Que, en palabras de un concejal de la ciudad de Bahía Blanca "*Se ha dicho que se pretende producir un ajuste por inflación. Sin embargo, cuando analizamos el aumento que sufrió la tarifa de gas en abril de 2018, que ascendió a un 40%, y le sumamos el aumento ahora pretendido que ronda en un 30%, observamos que se pretenden aumentar las tarifas de gas durante 2018 en un 70%, porcentaje muy por encima de la inflación proyectada para este año. Intentar realizar ajustes de tarifas referenciadas a la inflación, sin tener en cuenta el promedio de los incrementos de los salarios del presente que rondan en un 20% para los empleados privados y en un 15% para los estatales es, además de desconocer la realidad – con todas las letras– una burla a los derechos de los consumidores. Lo único que traerá aparejado es un número de incobrabilidad y corte de suministro."*

Que, en general, los distintos participantes requirieron del Ente Regulador que tenga en cuenta al momento de establecer los cuadros tarifarios los criterios de gradualidad, previsibilidad, proporcionalidad y asequibilidad de fuente jurisprudencial, como aplicación del Art. 42 de la Constitución Nacional, a la vez que contrastaron el requerimiento de ajuste tarifario de las prestadoras de los servicios de transporte y distribución de gas con las variables macroeconómicas que afectan a los usuarios y consumidores.

Que, como ya se ha mencionado, la Metodología de Ajuste semestral aprobada por el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° I-4354/17 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

(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, cabe destacar, que tanto en la Cláusula 12.1.1. del Acta Acuerdo como en los considerandos de la citada Resolución, se estableció que las Licenciatarias no podrán hacer un ajuste automático mediante la aplicación del índice antes mencionado, sino que deberán presentar los cálculos ante el ENARGAS, con una antelación no menor a quince días hábiles antes de su entrada en vigencia, todo ello a fin de que se realice una adecuada evaluación considerando otros indicadores de la economía.

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

Que, en consecuencia, a los efectos de definir los ajustes semestrales aplicables a las tarifas de la Licenciataria, considerando que se trata de un procedimiento de ajuste no automático, se ha analizado la evolución de los distintos indicadores de precios de la economía.

Que, para el período a considerar en el presente ajuste, es decir la variación entre febrero y agosto de 2018, existe una notoria disparidad entre la variación del IPIM y la de otros indicadores de la economía.

Que, a partir de lo observado resulta razonable que para el presente ajuste semestral se aplique la metodología del Anexo V, pero considerando una adecuada combinación de índices que reflejen en mejor medida la variación de los indicadores de la economía general a fin de que esta Autoridad Regulatoria implemente los preceptos establecidos en las Resoluciones que aprobaron la RTI.

Que tal aplicación no significa un cambio metodológico, ni del principio general establecido en el Anexo V de la Resolución ENARGAS Nº I-4354/17, sino la adecuada evaluación de tal criterio en el marco del caso concreto de su aplicación al semestre a iniciarse en octubre de 2018 en el que se aprecia una significativa disparidad entre el IPIM y otros indicadores macroeconómicos, que habilitan el ejercicio de potestades técnicas propias de esta Autoridad.

Que para fundamentar la definición de dicha metodología, para este semestre, se tiene en consideración: 1) la metodología de adecuación semestral de la tarifa incluida en el Anexo V de las Resoluciones que aprobaron la RTI, la que no fuera objeto de impugnación alguna por parte de las Licenciatarias y que contempla la adecuada evaluación de esta Autoridad en forma previa a cada ajuste semestral, cuya hermenéutica debe entenderse en forma conjunta con la motivación del acto; 2) lo establecido en las mismas Resoluciones respecto a que *"esta Autoridad Regulatoria 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 niveles de actividad, salariales, jubilaciones entre otras cuestiones"*, todo lo cual tiene, entre otros fundamentos, la consideración de lo establecido por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/Ministerio de Energía y Minería s/amparo colectivo", (Expte. N° FLP 8399/2016/CS1) respecto a la necesidad de asegurar la certeza, previsibilidad, gradualidad y razonabilidad con el objetivo de evitar *"restricciones arbitrarias o desproporcionadas a los derechos de los usuarios, y de resguardar la seguridad jurídica de los ciudadanos"*; 3) lo indicado por distintos expositores en el marco de las Audiencias Públicas Nros. 96 y 97 respecto del ajuste semestral de la tarifa a aplicarse, que se ha reseñado precedentemente; y finalmente y 4) lo establecido en la normativa vigente (Ley 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 función de lo expuesto, resulta procedente emplear como índice de actualización de la tarifa el promedio simple de los siguientes índices: 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), lo cual resulta en una variación total para el período estacional de 19,670174%.

Que la reglamentación del Artículo 37 de la Ley Nº 24.076, aprobada por el Decreto N°1738/92, en su inciso 5) indica que "*Las variaciones del precio de adquisición del Gas serán trasladadas a la tarifa final al usuario de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas al Distribuidor ni al Transportista bajo el mecanismo, en los plazos, y con la periodicidad que se establezca en la correspondiente habilitación.*"

Que, en tal sentido, el punto 9.4.2.4 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD) establece que las Licenciatarias podrán presentar a la Autoridad Regulatoria los cuadros tarifarios con el ajuste del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, solamente cuando acrediten haber contratado por lo menos el 50% de sus necesidades del período estacional respectivo.

Que tal previsión encuentra sustento en el Artículo 38 de la Ley Nº 24.076 (principios tarifarios) que establece en su inciso c) que "*(…) el precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición. Cuando dichos costos de adquisición resulten de contratos celebrados con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, el Ente Nacional Regulador del Gas podrá limitar el traslado de dichos costos a los consumidores si determinase que los precios acordados exceden de los negociados por otros distribuidores en situaciones que el Ente considere equivalentes*" y en su inciso d) que establece que las tarifas "*(..) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento.*"

Que, asimismo, la Reglamentación del citado Artículo, aprobada por el Decreto Nº 1738/92, prevé que "*En ejercicio de las facultades conferidas por el Artículo 38 Inciso c) de la Ley, el Ente no utilizará un criterio automático de menor costo, sino que, con fines informativos, deberá tomar en cuenta todas las circunstancias del caso, incluyendo los niveles de precios vigentes en los mercados en condiciones y volúmenes similares. El Ente podrá publicar, con fines informativos, los niveles de precios observados, en términos generales y sin vulnerar la confidencialidad comercial.*"

Que, en tal sentido, la Licenciataria ha presentado ante este Organismo los respectivos contratos a los efectos de la consideración de su eventual traslado a tarifas, y se verificó que se ha dado cumplimiento al requisito de haber contratado por lo menos el 50% de sus necesidades del actual período estacional, lo que consta en el Expediente N° 33.191.

Que, es menester recordar que, habiendo vencido el 31 de diciembre de 2017 la vigencia de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley Nº 25.561), el entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA (MINEM) entendió que el mercado de gas aún requería de pautas orientadas a objetivos de política pública, como la comunicada a este Organismo por el citado Ministerio mediante la Nota NO-2018-02026046-APN-MEM, lo cual dio un marco de referencia para los contratos celebrados entre las partes.

Que, por otra parte, el punto 9.4.2.6. de las RBLD establece que, el precio de compra estimado para un determinado periodo estacional deberá surgir del promedio ponderado de los precios correspondientes a los contratos vigentes en el período y del precio de compra estimado para las adquisiciones proyectadas para el mismo, que no estén cubiertas por contratos. Al precio así definido se le sumará, con su signo, la diferencia unitaria a que se refiere el punto 9.4.2.5. de la Licencia.

Que, en dicho contexto, a los efectos de la consideración de su eventual traslado a tarifas y ante la necesidad de contar con toda la información para realizar los cálculos del ajuste del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte para el siguiente período estacional, a fin de que este Organismo pudiera hacer una adecuada evaluación del tema, con fecha 16 de julio de 2018 se solicitó a la Licenciataria que remitiera toda la información correspondiente, de modo tal que se contemplaran las nuevas condiciones macroeconómicas y/o de mercado, de la cual se da cuenta en el apartado anterior.

Que durante el procedimiento de audiencia pública se efectuaron diversas consideraciones sobre el precio de gas a ser considerado en la tarifa de los usuarios finales.

Que el representante de BAN afirmó que "*Con distintas variantes a fines del mes de junio y de agosto remitimos nuevas ofertas a los productores que contemplaban 1) reducción de precios, 2) previsibilidad en el tipo de cambio asociado al que se apruebe en tarifas, 3) financiación en pesos de las diferencias diarias del período invernal de acuerdo a la metodología que apruebe el Enargas y 4) prolongación de los contratos hasta marzo de 2019. Como resultado de ello, con distintas modalidades, los productores más relevantes solo aceptaron reducir los precios en el PIST a partir de octubre de 2018, sin fijar tipo de cambio para todo el periodo semestral y, en las DDA, calculadas en dólares para cada mes, y establecer un mecanismo para el recupero de las diferencias por tipo de cambio de abril - setiembre de 2018 con variantes en la cantidad de cuotas -entre 7 y 24 meses-, pero con ciertos efectos adversos a la legitima neutralidad de la licenciataria. Cabe destacar que todos los proveedores propusieron un precio único de aprovisionamiento por cuenca y aceptaron extender la vigencia de los acuerdos hasta marzo de 2019.*" Prosiguió afirmado que "*En base a lo señalado precedentemente, y sólo título ilustrativo y referencial los precios PIST incluidos en los ofrecimientos recibidos serían para el mix de Gas Natural BAN S.A. del orden de 4,08 U$S por millón de BTU, lo que significa respecto del sendero de precios establecido en los acuerdos de suministro una reducción de aproximadamente 21% en dólares.*"

Que, en relación con el precio único de gas, el citado representante planteó que, "*dada la coincidencia de todos los productores en fijar un único precio del gas, proponemos retornar al régimen de tarifas original del Marco Regulatorio con una sola categoría de usuario residencial, a fin de esclarecer la comprensión de las facturas.*"

Que la representante de la Defensoría del Pueblo de la Nación planteó la necesidad de que el Ente limite el traslado a tarifa del precio de gas, utilizando como herramienta las previsiones del Art. 38 de la Ley N° 24.076.

Que diversos representantes locales solicitaron la adecuación de los umbrales de consumo previstos por entender que se encontraban en zonas climáticamente desfavorables que ameritaban mayores consumos.

Que, en general, las asociaciones de usuarios y defensorías efectuaron reparos a los precios de gas en dólares, a los que aludieron como "tarifas dolarizadas".

Que se manifestaron diversas inquietudes respecto de la eficacia y eficiencia del mercado como vía para la formación de precios en materia energética y se requirió una intervención estatal más activa.

Que, con posterioridad a las solicitudes de información efectuadas a las Licenciatarias y en forma previa a la celebración de la audiencia pública, se recibieron de los productores y Distribuidoras numerosas ofertas de venta de gas con precios sustancialmente inferiores a los precios que surgen de los contratos oportunamente presentados, tanto por parte de los productores firmantes de los contratos anteriormente referidos, como por nuevos productores; información que el Organismo puso a disposición de los interesados. En lo atinente a BAN, constan los intercambios epistolares respecto de la posibilidad de renegociación de los precios acordados con Tecpetrol S.A., Pan American Sur S.A., ex Energía Argentina S.A. (ex ENARSA, hoy IEASA), Pluspetrol S.A., Pampa Energía S.A., Pan American Energy S.A., Total Austral S.A., YPF S.A. y Compañía General de Combustibles S.A. Asimismo, tal situación surge claramente de las propias afirmaciones del representante de BAN en el curso de la Audiencia Pública.

Que, asimismo, Integración Energética Argentina SA (IEASA, ex ENARSA) suscribió adendas con varias Distribuidoras que incluyen precios que se encuentran en torno a los valores de las ofertas de los restantes productores y a los valores aprobados como precios de referencia por el entonces Ministerio de Energía mediante Resolución N° 46/18 para volúmenes de gas adquiridos por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA) para el servicio eléctrico.

Que, tal estado de cosas hace inviable que se adopten en su totalidad los precios resultantes de los contratos vigentes, basados en el sendero de precios máximos establecidos en las Bases y Condiciones suscritas a fines de 2017, toda vez que tales precios no reflejan, en las actuales condiciones de oferta y demanda del mercado y conforme la información obrante en este Organismo, una gestión de compras que denote esfuerzos razonables de las distribuidoras en pos de garantizar el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento en los términos del Art. 38 inciso d) de la Ley Nº 24.076

Que, en consecuencia, este Organismo entiende que existe suficiente evidencia para sustentar que el precio de gas promedio por cuenca para el próximo período estacional es aquel que surge de los nuevos contratos o adendas a los mismos pactados por IEASA (ex ENARSA) y de las propuestas de los productores, el que resulta notoriamente inferior, en dólares, a aquel que surge de los contratos firmados en el marco de las Bases y Condiciones que sirvieran de sustento para acreditar el 50% contratado en el marco de las RBLD.

Que, consecuentemente, atendiendo al criterio establecido en la normativa respecto de garantizar el abastecimiento al mínimo costo posible, se considerarán como tope los precios que surgen de los nuevos contratos o adendas presentadas, utilizando el precio promedio por cuenca en dólares de las adendas y ofertas remitidas por los productores como los nuevos precios a trasladar al consumidor.

Que, por otra parte, corresponde señalar que, a diferencia de lo establecido en los contratos vigentes, en las adendas y ofertas presentadas tanto por los productores como por las Licenciatarias, se prevé un único precio de gas por cuenca sin distinción por categoría. Dicho valor promedio se encuentra en torno al valor, en dólares, observado para las categorías R1 a R2.3 vigentes en el mes de abril de 2018 y sólo por encima de los valores en dólares correspondientes a las categorías SGP1 y SGP2 para el período estacional anterior.

Que, cabe señalar que la existencia de un único precio de gas morigera el efecto de la existencia de distintos umbrales de consumo, cuya modificación fuera requerida en la audiencia pública, ya que las diferencias tarifarias entre las distintas categorías son menos significativas en el monto de la factura final.

Que, por otra parte, y en relación con los usuarios categorías SGP1 y SGP2, a fin de morigerar el impacto de la unificación del precio, la Secretaria de Gobierno de Energía, a través de la Resolución RESOL-2018-14-APN-SGE#MHA, en su Artículo 5° establece para los usuarios de las citadas categorías que cumplan con los requisitos previamente establecidos, *"regirá un límite de incremento del CINCUENTA POR CIENTO (50%) en el VALOR DEL GAS de las facturas que se emitan con consumos realizados a partir del 1° de octubre de 2018, tomando como base el monto del VALOR DEL GAS que hubiere correspondido de aplicarse para la misma categoría de usuario y para el mismo volumen consumido en el período de facturación corriente, las tarifas correspondientes a los últimos Cuadros Tarifarios aprobados, incrementado en un CINCUENTA POR CIENTO (50%)."*

Que atento a que los precios pactados en los contratos se encuentran en su mayoría denominados en dólares estadounidenses, este Organismo debe definir el tipo de cambio a considerar a efectos de su conversión a pesos. Al respecto, dado que la gran volatilidad del tipo de cambio en las actuales circunstancias torna incierta toda estimación, corresponde adoptar, en tutela de los intereses económicos de los usuarios (Art. 42 de la Constitución Nacional) aquel tipo de cambio que, sin desmedro de la verdad objetiva reflejada en la contemporaneidad de su adopción respecto de la emisión de los cuadros tarifarios o de su inserción en un instrumento contractual, implique un menor sacrificio para quienes son, en última instancia, los destinatarios de ese precio.

Que tal principio ha sido adoptado en la Ley N° 24.076 entre sus principios tarifarios al consignar que se debe asegurar *"el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento"*. En el entendimiento que tal abastecimiento, en las condiciones actuales de mercado se encuentra asegurado, se entiende como justo y razonable, el criterio establecido.

Que, en consecuencia, en virtud de lo previsto en los contratos suscriptos, se observó el tipo de cambio al día 17 de septiembre de 2018, siguiendo el criterio utilizado para el ajuste estacional del período anterior, y el tipo de cambio del cierre de la cotización del día previo a la emisión del informe que resulta antecedente

del presente acto y, por lo tanto y en mérito a las consideraciones precedentes, se entiende que corresponde utilizar el valor del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (Divisas) correspondiente al cierre de la cotización del día 3 de octubre de 2018, que asciende a TREINTA Y SIETE PESOS CON SESENTA Y NUEVE CENTAVOS POR DÓLAR (37,69 $/u$d), en el entendimiento de que se trata de un valor actual y representativo, sin perjuicio de la aplicación de los contenidos en los contratos siempre que contemplen cotizaciones más bajas.

Que, respecto del precio del gas de los usuarios de los servicios de gas por redes denominados Otros Usuarios Gas Natural Comprimido, que habiendo optado por adquirir el servicio completo de la distribuidora y que a la fecha estén recibiendo el gas bajo esta modalidad de servicio, corresponde trasladar a la tarifa de dichos servicios el mismo precio del gas que aquel que se aplica a los restantes servicios relacionados con la demanda prioritaria abastecida por la distribuidora.

Que, por otra parte, para aquellos usuarios GNC que a la fecha no estén recibiendo gas de la distribuidora como servicio completo, y a los efectos de permitir que cualquier usuario GNC opte por elegir su modalidad de compra retornando al abastecimiento con servicio completo por parte de la distribuidora (según Resolución ex Ministerio de Energía y Minería 80-E/2017), esta Autoridad considera que dichos usuarios sólo podrán acceder a servicio completo GNC en la medida que la distribuidora haya garantizado la contratación del suministro de respaldo correspondiente a dicho abastecimiento por el término de doce (12) meses y con vigencia a partir del próximo período estacional.

Que, a tales efectos, dichos usuarios deberán solicitar a la distribuidora sus necesidades de requerimientos de gas, con una antelación de por lo menos SESENTA (60) días antes del próximo período estacional que se inicia en abril del año próximo, para que la Distribuidora pueda hacer sus mejores gestiones ante sus proveedores para incluirlos dentro de las solicitudes contractuales previstas para garantizar el abastecimiento de sus demandas dentro de dicho período.

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-2018-14-APN-SGE#MHA de la Secretaria de Gobierno de Energía de la Nación.

Que asimismo corresponde la implementación de la citada Resolución en materia de Tarifa Social Federal.

Que el punto 9.4.2.5 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución dispone que las Licenciatarias deberán llevar una contabilidad diaria separada del costo del gas adquirido por las Distribuidoras y el valor de dicho gas contenido en las tarifas a los usuarios, las que se acumularán mensualmente hasta el último día hábil de cada mes del período estacional.

Que el mismo punto establece que, si en el transcurso del período estacional, la suma de los montos mensuales no difiere en más de un 20% de las ventas acumuladas del período estacional, tal suma se incorpora con su signo al ajuste de tarifas del período estacional siguiente.

Que, además, el citado punto 9.4.2.5 establece que en caso de que la referida suma supere en valor absoluto el 20% mencionado precedentemente, la Licenciataria podrá presentar a la Autoridad Regulatoria nuevos cuadros tarifarios para su aprobación y registración con el correspondiente recalculo de la variable G1 establecida en el punto 9.4.2.6 de las mencionadas Reglas.

Que, en tal sentido, las Licenciatarias hicieron presentaciones en las que señalaban que se cumplían los alcances previstos en el punto anterior en virtud de un cambio en las condiciones macroeconómicas que provocó una brusca variación en la paridad entre la moneda nacional y la moneda en la que están establecidos los precios de los contratos, particularmente a partir de mediados de abril de 2018, lo cual tenía un gran impacto en el flujo de fondos de la licenciataria y en su capital de trabajo.

Que las Distribuidoras han señalado, y los productores han manifestado en diversas presentaciones realizadas en este Organismo, que ante este escenario las Licenciatarias han optado por pagar el suministro

al tipo de cambio incluido en el cálculo de la tarifa.

Que, en dicho marco el ENARGAS ha rechazado los argumentos planteados en tanto toda la argumentación de las Licenciatarias resultaba hipotética y meramente conjetural, dado que no acreditaron materialmente el efectivo pago del gas al tipo de cambio actualizado y utilizado como referencia para la determinación de las diferencias entre el precio incluido en tarifa y el precio al tipo de cambio de fecha de pago, no habilitando los aspectos invocados del ajuste de gas comprado previstos en las RBLD.

Que, en tal sentido también se debe precisar que, para el tratamiento de las diferencias diarias, 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, en el marco de la Audiencia Pública N° 96, el representante de BAN señaló que "*dados los términos de los acuerdos de suministro con los proveedores se generó durante el período enero-agosto 2018 una diferencia significativa por tipo de cambio a ser reconocida por el ENARGAS en las próximas tarifas. Ante el impacto de la devaluación y la necesidad de morigerar este efecto en las tarifas finales, Gas Natural planteó en el mes de mayo la situación a sus proveedores y les requirió renegociar los acuerdos para adecuar las condiciones económicas de aprovisionamiento, comenzando con sucesivas y reiteradas reuniones para encontrar una solución en el nuevo contexto macroeconómico. Paralelamente se solicitó intervención a las autoridades competentes a fin de arbitrar y/o promover alguna solución viable para morigerar el impacto en tarifas de las diferencias diarias por variación de tipo de cambio que se venían registrando. Al inicio de la problemática la distribuidora canceló las facturas del gas inyectado en el período enero - marzo en las condiciones previstas en los acuerdos de suministro, afrontando las diferencias de cambio de dicho período. A partir de los pagos de junio -inyección desde abril-, ante el incremento de volúmenes y la ampliación de la brecha generada respecto del tipo de cambio reconocido en tarifas, las facturas debieron comenzar a abonarse al valor reconocido en las mismas, atento la necesidad de la distribuidora de mantener la cobertura de los costos de operación y mantenimiento del servicio, los compromisos de inversión y garantizar la continuidad de la prestación*."

Que, por su parte, los representantes de distintas Defensorías y Asociaciones de Defensa de los consumidores, así como particulares interesados, han sostenido el rechazo al traslado a tarifa de las diferencias diarias originadas en variaciones del tipo de cambio.

Que, ahora bien, analizando el alcance de la normativa antes reseñada, el contexto jurídico en el que fue dictada (plena vigencia de la Ley de Convertibilidad) y los diversos argumentos expuestos, cabe concluir que las diferencias diarias acumuladas por abruptas variaciones en el tipo de cambio o derivadasde significativos cambios en las condiciones macroeconómicas no han sido contempladas al momento de la redacción del marco regulatorio y, por lo tanto, correspondería considerar en oportunidad de este ajuste estacional aquellas diferencias por lo efectivamente abonado, como parte de la ejecución cierta de los contratos, sin considerar el tratamiento de las diferencias diarias acumuladas (en adelante, DDA) por diferencias de cambio, requiriéndose medidas específicas para tal fin.

Que, en tal sentido, mediante NO-2018-49343458-APN-DIRECTORIO#ENARGAS este Organismo solicitó a la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, en el marco del ajuste estacional previsto en el punto 9.4.2 de las RBLD, su competente intervención en esta materia.

Que, al respecto, la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación emitió la Resolución RESOL-2018-20-APN-SGE#MHA por la cual dispuso que, "*en forma transitoria y extraordinaria*", "*para las diferencias entre el precio del gas previsto en los contratos y el precio de gas reconocido en las tarifas finales de las prestadoras del servicio de distribución, valorizadas por el volumen de gas comprado desde el 1º de abril y hasta el 30 de setiembre de 2018, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) instruirá a las prestadoras del servicio de distribución al recupero del crédito a favor de los productores en línea separada en la factura de sus usuarios, en VEINTICUATRO (24) cuotas a partir del 1º de enero de 2019.*", *a la vez que estableció las tasas aplicables y dispuso que este Organismo "deberá definir el mecanismo de*

recupero e instruir a las prestadoras del servicio de distribución para su implementación".

Que, las propias distribuidoras, al momento de exponer sus pretensiones de traslado de diferencias diarias han propuesto para su recupero un plan de 24 cuotas, que no surge de las RBLD vigentes, en relación con las diferencias de cambio que originaron diferencias diarias no abonadas al presente. Por lo tanto, las mismas prestadoras han solicitado para esta cuestión un tratamiento diferente al contemplado en la normativa vigente para otros supuestos.

Que, en consecuencia, atento a lo expuesto, en lo que respecta a las diferencias diarias establecidas en el punto 9.4.2.5 de las RBLD, corresponde determinar las DDA 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 enero a junio del corriente año, en virtud del plazo de pago establecido en los contratos vigentes (75 días desde el último día del mes de inyección).

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) IF-2018-49093887-APN-GDyE#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; 2) Informes GCER, enero a mayo, IF-2018-49435317-APN-GA#ENARGAS, junio: IF-2018-49435427-APN-GA#ENARGAS y spot: IF-2018-46445725-APN-GCER#ENARGAS.

Que, 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 lo atinente a la información correspondiente al mes de junio, y dado que se requiere de controles adicionales sobre la información y/o declaraciones presentadas respecto de este período, corresponde su consideración en forma provisoria.

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, en lo atinente al segmento GNC y toda vez que tales clientes cuentan con la posibilidad de adquirir gas a través de un servicio completo de las distribuidoras o a través de un contrato con otro proveedor, se debe entender que las diferencias diarias acumuladas determinadas conforme los parámetros antes indicados deberían ser abonadas por el cliente, aun cuando opte por un cambio de proveedor para el período estacional siguiente ya que corresponden al valor de gas ajustado del período estacional anterior, conforme las pautas que establecen las RBLD y que integran el plexo normativo en el cual se suscribe el contrato entre el cliente GNC y la prestadora zonal. Una solución distinta implicaría atribuir a los nuevos usuarios los costos del cliente que cambia de proveedor en clara violación de las disposiciones del Art. 41 in fine de la Ley 24.076.

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 ENARGAS Nº 265/18 y Nº 266/18 que establecen los nuevos cuadros tarifarios de transporte, corresponde la inclusión del nuevo costo de transporte aprobado en los cuadros tarifarios que aprueban con el presente acto.

Que toda vez que los cuadros tarifarios se emiten con posterioridad al día 1º de octubre de 2018, en razón de no contarse con la debida antelación con información suficiente respecto de las diferencias diarias acumuladas, resultan aplicables las disposiciones del Numeral 9.9 de las RBLD que establece que *"No habrá derecho al aumento de la tarifa ni a indemnización alguna para compensar los efectos de la demora*

en que se incurra por causas atribuibles a la Licenciataria en poner en aplicación las tarifas iniciales o toda nueva tarifa que posteriormente corresponda".

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 en el Capítulo IX de las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte y el mismo Capítulo 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° 96 en mérito a los CONSIDERANDOS precedentes, no haciendo lugar a las impugnaciones formuladas.

ARTICULO 2°: Aprobar los Cuadros Tarifarios de GAS NATURAL BAN S.A, con vigencia a partir del día de su publicación, que como IF-2018-49736200-APN-GAL#ENARGAS forman parte del presente acto.

ARTICULO 3°: Aprobar el Cuadro de Tasas y Cargos por Servicios Adicionales, obrante como IF-2018-49736200-APN-GAL#ENARGAS forma parte del presente acto, a aplicar por GAS NATURAL BAN 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 4º: Disponer que los Cuadros Tarifarios que forman parte de la presente Resolución, así como el Cuadro de Tasas y Cargos por Servicios Adicionales también aprobado por este acto, deberán ser publicados por GAS NATURAL BAN 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 5°: 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 (T.O. por Resolución ENARGAS N° I-4313/17 modificada por Resolución ENARGAS N° I-4325/17).

ARTICULO 6°: Instruir a las prestadoras del servicio de distribución a implementar la bonificación correspondiente a los beneficiarios de la TARIFA SOCIAL, la que será equivalente a un CIEN POR CIENTO (100%) del precio del Gas Natural o del Gas Propano Indiluido por redes sobre un bloque de consumo máximo -bloque de consumo base- determinado en el ANEXO II (IF 2017-30706088-APN-SECRH#MEM) de la Resolución N° 474/2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA DE LA NACIÓN.

Los consumos por encima de dicho bloque de consumo base se abonarán al CIEN POR CIENTO (100%) del precio del Gas Natural o del Gas Propano Indiluido.

ARTICULO 7°: Instruir a las prestadoras del servicio de distribución a implementar que para los usuarios SGP 1 y SGP 2 de Servicio Completo que cumplan con los requisitos establecidos en el artículo 6° de la Resolución RESOL-2018-14-APN-SGE#MHA de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del

MINISTERIO DE HACIENDA DE LA NACIÓN, regirá un límite de incremento del CINCUENTA POR CIENTO (50%) en el VALOR DEL GAS de las facturas que se emitan con consumos realizados a partir del 1° de octubre de 2018, tomando como base el monto del VALOR DEL GAS que hubiere correspondido de aplicarse para la misma categoría de usuario y para el mismo volumen consumido en el período de facturación corriente, las tarifas correspondientes a los últimos Cuadros Tarifarios aprobados, incrementado en un CINCUENTA POR CIENTO (50%).

ARTICULO 8°: Establecer que, conforme a lo dispuesto en el artículo 6° de la Resolución RESOL-2018-14-APN-SGE#MHA de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA, y a los fines de la aplicación del beneficio mencionado en el artículo precedente, los usuarios de las categorías SGP1 y SGP2 de Servicio Completo que soliciten el acceso a este beneficio deberán previamente estar inscriptos en el Registro de Empresas MiPyMES previsto en la Ley N° 24.467, o ser beneficiarios del régimen de la Ley N° 27.218 para Entidades de Bien Público de acuerdo con lo previsto en la Resolución N° 218 del 11 de octubre de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA DE LA NACIÓN.

ARTICULO 9°: Disponer que la bonificación que eventualmente corresponda facturar a los usuarios del Servicio General P-1 y P-2 de Servicio Completo, en virtud de lo establecido en los artículos 5° y 6° de la Resolución RESOL-2018-14-APN-SGE#MHA, se incorporará en la factura que se emita al usuario en línea separada, a continuación de los conceptos tarifarios relativos al Cargo Fijo y al Cargo por m3 de consumo –y en su caso, al subsidio del Art. 75 de la Ley Nº 25.565 y modificatorias–, bajo la denominación “Bonificación Resolución SGE Nº 14/18”.

ARTICULO 10: Los usuarios que adquieran gas natural con destino a expendio de GNC, que a la fecha no estén recibiendo gas de la distribuidora como servicio completo, sólo podrán acceder a tal modalidad en la medida en que la distribuidora haya garantizado la contratación del suministro de respaldo correspondiente a dicho abastecimiento por el término de doce (12) meses y con vigencia a partir del próximo período estacional.

A tales efectos, dichos usuarios deberán solicitar a la distribuidora sus necesidades abastecimiento de gas, con una antelación de, por lo menos, SESENTA (60) días antes del inicio del período estacional que se inicia en abril del año próximo, para que la Distribuidora incluya sus demandas dentro de tal período.

ARTICULO 11: Disponer que GAS NATURAL BAN SA. 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 12: Registrar; comunicar; notificar a GAS NATURAL BAN 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: 2018.10.05 03:18:34 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Daniel Alberto Perrone
Vicepresidente
Directorio
Ente Nacional Regulador del Gas

Digitally signed by CASARES Carlos Alberto María
Date: 2018.10.05 03:22:47 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Carlos Alberto María Casares
Vocal Primero
Directorio
Ente Nacional Regulador del Gas

Digitally signed by GUICHÓN Diego Fernando
Date: 2018.10.05 03:27:48 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Diego Guichon
Vocal Segundo
Directorio
Ente Nacional Regulador del Gas

Digitally signed by ROITMAN Mauricio Ezequiel
Date: 2018.10.05 03:33:49 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Mauricio Ezequiel Roitman
Presidente
Directorio
Ente Nacional Regulador del Gas

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=MINISTERIO DE MODERNIZACION, ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2018.10.05 03:34:29 -03'00'

GAS NATURAL BAN

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3[1], SDB Y GNC ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA		BUENOS AIRES NORTE
Cargo Fijo por Factura	R1		181,576730
	R2 1°		192,189160
	R2 2°		224,160921
	R2 3°		250,736818
	R3 1°		330,419687
	R3 2°		383,481835
	R3 3°		511,010284
	R3 4°		829,383165
	P1-P2		467,508647
	P3		1775,012202
	GNC INTERRUMPIBLE		7013,820390
	GNC FIRME		7013,820390
	SDB		10763,956554
Cargo por m3 de Consumo	R1		8,325247
	R2 1°		8,325247
	R2 2°		8,413730
	R2 3°		8,457527
	R3 1°		9,106888
	R3 2°		9,351349
	R3 3°		9,361280
	R3 4°		9,408437
	P1-P2	*0 a 1000 m3*	7,997452
		1001 a 9000 m3	7,729380
		más de 9000 m3	7,600043
	P3	*0 a 1000 m3*	8,047582
		1001 a 9000 m3	7,861773
		más de 9000 m3	7,675944
	GNC INTERRUMPIBLE		6,255599
	GNC FIRME		6,618074
	SDB[2]		0,966524
Cargo por Reserva (m3/día)[3]	GNC FIRME		6,631154

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte ($/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	5,503623
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	5,503623
	R3 4°	5,503623
	P1-P2	5,503623
	P3	5,503623
	GNC	5,503623
Diferencias Diarias Acumuladas ($/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0,101270
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	0,101270
	R3 4°	0,101270
	P1-P2	0,101270
	P3	0,101270
	GNC	0,101270
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo ($/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	5,604893
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	5,604893
	R3 4°	5,604893
	P1-P2	5,604893
	P3	5,604893
	GNC	5,604893
Costo de Gas Retenido ($/m3)	RESIDENCIALES	0,309621
	P1-P2	0,309621
	P3	0,309621
	GNC	0,309621
	SDB *(como % del precio a sus usuarios)*	5,63%
Costo de Transporte ($/m3)	RESIDENCIALES	1,646675
	P1-P2	1,152672
	P3	1,152672
	GNC FIRME	0,576336
	SDB	0,768448

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA ($/m3) / SUBZONA		BUENOS AIRES NORTE
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE		12,84%
	NEUQUINA		64,50%
	CHUBUT		4,43%
	SANTA CRUZ		3,87%
	TIERRA DEL FUEGO		14,36%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	0,869812	3,96%
	TGS-Nqn-GBA	0,500420	62,02%
	TGN-Nqn-GBA	0,656568	25,97%
	TGS-Chubut-GBA	0,541711	1,67%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,779296	3,02%
	TGS-TdF-GBA	0,847421	3,35%

(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.

GAS NATURAL BAN

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS (1) P3(2), G, FD, FT, ID e IT ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA		BUENOS AIRES NORTE
Cargo Fijo por Factura	P3		10765,052553
	G		10763,956554
	ID		21383,950822
	FD		21383,950822
	IT		21383,950822
	FT		21383,950822
Cargo por m3 de Consumo	P3	*0 a 1000 m3*	0,980396
		1001 a 9000 m3	0,794587
		más de 9000 m3	0,608757
	G	*0 a 5000 m3*	0,411938
		más de 5000 m3	0,302453
	ID		0,787353
	FD		0,390544
	IT		0,632940
	FT		0,236131
Cargo por Reserva (m3/día)(3)	G		17,701484
	FD		13,227171
	FT		12,184767

COSTO DE TRANSPORTE(4)	EMPRESA-RUTA ($/m3) / SUBZONA		BUENOS AIRES NORTE
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	0,869812	3,96%
	TGS-Nqn-GBA	0,500420	62,02%
	TGN-Nqn-GBA	0,656568	25,97%
	TGS-Chubut-GBA	0,541711	1,67%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,779296	3,02%
	TGS-TdF-GBA	0,847421	3,35%

(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.

GAS NATURAL BAN

TARIFAS FINALES SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY Nº 27.218 - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Cargo Fijo por Factura	EBP1	181,576730
	EBP2 1°	192,189160
	EBP2 2°	224,160921
	EBP2 3°	250,736818
	EBP3 1°	330,419687
	EBP3 2°	383,481835
	EBP3 3°	511,010284
	EBP3 4°	829,383165
Cargo por m3 de Consumo	EBP1	7,733796
	EBP2 1°	7,733796
	EBP2 2°	7,822279
	EBP2 3°	7,866076
	EBP3 1°	8,515437
	EBP3 2°	8,759898
	EBP3 3°	8,769830
	EBP3 4°	8,816986

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES NORTE
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte ($/m3)	ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO	4,953261
Diferencias Diarias Acumuladas ($/m3)	ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO	0,091143
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo ($/m3)	ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO	5,044404
Costo de Gas Retenido ($/m3)	ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO	0,278659
Costo de Transporte ($/m3)	Factor de Carga al 100%	0,576336

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA ($/m3) / SUBZONA		BUENOS AIRES NORTE
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE		12,84%
	NEUQUINA		64,50%
	CHUBUT		4,43%
	SANTA CRUZ		3,87%
	TIERRA DEL FUEGO		14,36%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-GBA	0,869812	3,96%
	TGS-Nqn-GBA	0,500420	62,02%
	TGN-Nqn-GBA	0,656568	25,97%
	TGS-Chubut-GBA	0,541711	1,67%
	TGS-Sta. Cruz-GBA	0,779296	3,02%
	TGS-TdF-GBA	0,847421	3,35%

Importes Máximos de Tasas y Cargos Autorizados a Cobrar

ITEM	CONCEPTO	IMPORTE
1	Examen para instalador	$ 311
2	Matrícula instalador 1ra. categoría	$ 176
3	Matrícula instalador 2da. categoría	$ 176
4	Matrícula instalador 3ra. categoría	$ 176
5	Reposición carnet instalador	$ 176
6	Matrícula de empresas constructoras de obras por terceros	$ 3.976
7	Renovación de la matrícula de empresas constructoras de obras por terceros, fuera de término	$ 4.911
8	Copia de plano	$ 77
9	Rotura y reparación de veredas del servicio (Baja Presión / Media Presión)	$ 2.996
10	Gestión y envío de aviso de deuda común bajo firma	$ 77
11	Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama	$ 265
12	Zanjeo y tapada del servicio (Baja Presión / Media Presión)	$ 1.422
13	Cargo por reconexión domiciliaria - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, menor o igual a 10 m3/h (Baja Presión / Media Presión)	$ 545
14	Cargo por reconexión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, mayor 10 m3/h	$ 1.013
15	Servicio completo sin zanjeo y tapada (menor o igual a 1") y sin reparación de vereda (Baja y Media Presión)	$ 1.995
16	Servicio completo sin zanjeo y tapada (mayor a 1") y sin reparación de vereda (Baja y Media Presión), no unifamiliar	$ 6.338
17	Soldadura y/o perforación de tubería de servicio externa, sin zanjeo y tapada; y sin reparación de vereda (Baja y Media Presión)	$ 1.543
18	Colocación de medidor menor o igual a 10 m3/h	$ 545
19	Colocación de medidor mayor a 10 m3/h	$ 2.027
20	Reposición de medidor extraviado, sin colocación (Baja y Media Presión)	$ 1.169
21	Cargo por reconexión en Alta Presión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario	$ 10.446
22	Conexión y habilitación del servicio con zanjeo y tapada - en Alta Presión.	$ 8.575

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2018 - Año del Centenario de la Reforma Universitaria

Hoja Adicional de Firmas
Anexo firma conjunta

Número: IF-2018-49736200-APN-GAL#ENARGAS

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Viernes 5 de Octubre de 2018

Referencia: Cuadro tarifario GAS NATURAL BAN S.A.

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=MINISTERIO DE MODERNIZACION, ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2018.10.05 02:29:41 -03'00'

Néstor Daniel Touzet
Gerente
Gerencia de Regulación de Gestión Comercial
Ente Nacional Regulador del Gas

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=MINISTERIO DE MODERNIZACION, ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2018.10.05 02:33:49 -03'00'

Pablo Alberto Givogri
Gerente
Gerencia de Desempeño y Economía
Ente Nacional Regulador del Gas

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=MINISTERIO DE MODERNIZACION, ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2018.10.05 02:40:48 -03'00'

Marcela Paula Valdez
Gerente
Gerencia de Asuntos Legales
Ente Nacional Regulador del Gas

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=MINISTERIO DE MODERNIZACION, ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564
Date: 2018.10.05 02:40:49 -03'00'