



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

Resolución firma conjunta

Número:

Referencia: Expte. ENARGAS N° 34.922 - REDENGAS S.A.

VISTO los Expedientes EX-2018-38951129- -APN-GAL#ENARGAS y N° 34.922 del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, lo dispuesto en la Ley N° 24.076, el Decreto N° 1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución aprobadas por el Decreto N° 2255/92, y CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución ENARGAS N° I-4364/17 y su modificatoria, este Organismo aprobó la Revisión Tarifaria (RT) de REDENGAS S.A. (en adelante e indistintamente la “Prestadora” o “REDENGAS”) en el marco de lo dispuesto por la Resolución N° 130/16 del entonces MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACIÓN (MINEM), el Numeral 9.5.1.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD) aprobadas por Decreto N° 2255/92, y la Resolución ENARGAS N° 8/94.

Que tal como se expresara en aquella oportunidad, si bien la Prestadora no tiene una Licencia otorgada por el Poder Ejecutivo Nacional, *"la fuente legal de una eventual revisión tarifaria no era el proceso de renegociación contractual de una licencia -puesto que no posee- sino el numeral 9.5.1.2 RBLD, aplicable a REDENGAS S.A. en virtud de lo establecido por el Artículo 4° de la Resolución ENARGAS N° 8 de fecha 23 de febrero de 1994"*, siendo dicho análisis específico para su situación y no asemejable al resto de las Subdistribuidoras.

Que los criterios que rigen respecto de la Prestadora en cuestión son los mismos que los establecidos para las Licenciatarias de Distribución para la determinación de los cuadros tarifarios resultantes del procedimiento de Revisión Tarifaria Integral (RTI). En ese sentido, para REDENGAS también se observó la prohibición de aplicar indicadores internacionales de mercado, entre otras cuestiones.

Que la Resolución ENARGAS N° I-4364/17 estableció, en su Artículo 4°, la Metodología de Ajuste Semestral obrante como Anexo V de aquella.

Que tal metodología, que recepta el sistema tarifario antes mencionado y las previsiones del Artículo 41 de la Ley N° 24.076, encuentra su antecedente normativo en las previsiones de las Actas Acuerdos suscriptas entre el Estado Nacional y las Licenciatarias de Distribución, cuyas pautas son de aplicación general para todas las zonas y subzonas tarifarias (incluyendo la de REDENGAS), a fin de impedir las diferencias injustificadas entre los usuarios de aquéllas.

Que la metodología contemplada en el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° I-4364/17 previó que los Cuadros Tarifarios que surgieran de las respectivas adecuaciones semestrales tendrían vigencia a partir del 1° de abril y 1° de octubre de cada año, por lo que corresponde en esta instancia analizar el que registró en

octubre de 2018, tanto en cuanto al procedimiento previo, como a los alcances de la adecuación tarifaria, derivados de la no automaticidad antes mencionada.

Que tal como oportunamente fue 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 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”*.

Que, al respecto, con fecha 17 de agosto de 2018 se remitió a la Prestadora la Nota NO-2018-40236044-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-2018-33728535-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 29 de agosto de 2018, mediante actuación IF-2018-42280138-APN-SD#ENARGAS, la Prestadora envió los cuadros tarifarios propuestos estimando el índice del mes de agosto.

Que tanto el requerimiento de este Organismo como la respuesta de la Prestadora 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, la Prestadora 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 14 de agosto de 2018, y a través de la Resolución RESFC-2018-186-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, se convocó a Audiencia Pública N° 97 a fin de considerar, entre otras cuestiones y en lo atinente al presente informe: **a)** la aplicación de la Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa, en los términos de lo dispuesto por la Resolución ENARGAS N° I-4364/17, para REDENGAS 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 el día 6 de septiembre de 2018, a las 9 hs. en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de Santiago del Estero, sito en calle Buenos Aires 734, de la ciudad de Santiago del Estero, Provincia del mismo nombre.

Que tal procedimiento participativo se rigió por las previsiones de la Resolución ENARGAS N° I 4089/2016, y contó con 96 inscriptos, de los cuales 56 de ellos lo hicieron con carácter de oradores y, efectivamente, hicieron uso de la palabra 36 participantes. Las exposiciones fueron registradas en la debida versión taquigráfica, la que obra en el expediente electrónico EX-2018-39188925- -APN-GAL#ENARGAS.

Que se habilitaron centros de participación virtual en: **a)** el Centro Regional Cuyo del ENARGAS, sito en 25 de Mayo 1431, ciudad de Mendoza, Provincia de Mendoza; **b)** el Centro Regional Noroeste del ENARGAS, sito en Alvarado 1143, ciudad de Salta, Provincia de Salta; **c)** el Centro Regional Rosario, sito en Corrientes 553, ciudad de Rosario, Provincia de Santa Fe; y **d)** el Centro Regional Centro, sito en La Rioja 481, ciudad de Córdoba, Provincia de Córdoba. 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 la Audiencia Pública N° 97, diversos oradores solicitaron que aquella fuera declarada nula y, en consecuencia, que los ajustes tarifarios fueran suspendidos y/o dejados sin efecto. Incluso, con posterioridad a la celebración de las mencionada Audiencia, 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 la Audiencia Pública 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 la Audiencia Pública no observaba 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 la Audiencia Pública fuera declarada suspendida y/o declarada nula atento el contexto de crisis social, económica y cambiaria en el que se celebraba, y porque cualquier ajuste tarifario en dicho contexto sería irrazonable.

Que, en cuanto a este argumento, cabe señalar que esta Autoridad Regulatoria convocó a la Audiencia Pública 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 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, 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 la Audiencia Pública 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 (éste en el marco de la Audiencia Pública N° 96) y el del Centro de Usuarios del ENARGAS, resultando temporalmente imposible responder los demás y comunicarlo a los peticionantes antes de la Audiencia, dado el escaso margen temporal entre las solicitudes y la fecha de celebración de los procedimientos participativos.

Que, asimismo, se manifestó que la Audiencia era nula 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 MINEM, que preveía un sendero de precios de gas 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, y que se hallaban a disposición de los interesados 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 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 la Audiencia Pública y se encuentra en línea con los criterios a ser tenidos en cuenta por el ENARGAS para realizar el presente ajuste semestral 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 (Decreto

Nº 1411/94); el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad de abastecimiento (Ley N° 24.076, 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 la Audiencia 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 la Audiencia Pública 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 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 Nº 97.

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 relación al ajuste semestral, en oportunidad de la Audiencia Pública Nº 97, el representante de REDENGAS, refiriéndose al índice IPIM dijo que: *“El índice del mes de agosto 2018 tiene fecha de publicación por parte del INDEC para el día 15/9/2017, por lo que será necesario aplicar lo indicado en el Artículo 3 de la Resolución Nº 61/2017, que señala que en el supuesto en que no secontare con información oficial respecto de los índices aplicables al último período mensual a considerar, a los fines de la presentación antes mencionada se deberá hacer al respecto una razonable estimación por parte de la licenciataria, la que deberá corregirse con la publicación de los datos pertinentes por parte del INDEC. Nuestra empresa ha considerado razonable adoptar para el mes de agosto un índice de ajuste similar al de julio 2018, lo que arroja un ajuste del 30,1% para la variación de precios del período bajo análisis”*.

Que el Defensor del Pueblo de la Provincia de Santiago del Estero planteó que: *“...estos aumentos y readecuaciones están siendo proyectadas luego de que se hicieran las paritarias, las negociaciones colectivas de trabajo. Es decir, el obrero sabe, a principio de año, cuánto será su sueldo, sus ingresos fijos. Eso lo sabe con certeza. Pero si cambiamos las reglas de juego cada seis meses, escalonado con los otros servicios públicos, esos ingresos y esa certidumbre se ve desvanecida, porque le estamos cambiando las circunstancias de las erogaciones que tiene esa familia”*.

Que el Defensor del Pueblo de la Provincia de Santa Fe se refirió al ajuste semestral de las tarifas, y expresó que: *“Se requiere la modificación de la fórmula de actualización aprobada por ENARGAS, debiéndose tener en cuenta, además de la variación de precios mayoristas, los aumentos de salarios y jubilaciones en el tiempo comprendido, y aumentos en los demás servicios públicos, fundando lo dicho en que el usuario es el único sujeto que debe afrontar todos los aumentos con sus ingresos”*.

Que un orador de Salta, el Sr. Farfán, refiriéndose al Mecanismo de actualización prevista en la RTI, señaló que: *“...actualmente resulta que su diseño contiene variables que no son representativas y nada tienen que ver con las actividades desarrolladas por las licenciatarias de transporte y distribución, por lo que, a todas luces, no es adecuado al cumplimiento de las normas legales”*.

Que otro orador, el Sr. Cosimi, se refirió a la aplicación del IPIM, y al respecto señaló que: *“...en este país, contrario a lo que pasa en todos los países del mundo, los precios mayoristas suben un 40 o un 80% más que los precios minoristas, o sea que no nos van a aumentar la inflación sino la inflación mayorista”*.

Que en lo que hace al alcance de la adecuación solicitada, el letrado de “Ciudadanos contra el Tarifazo”

sostuvo que se está *“planteando un aumento en el cargo fijo de 28,82% a futuro, pero esto se suma al 22 y pico por ciento que se le otorgó a principios de año; por lo tanto, el aumento supera el 50%”*.

Que, en general, los distintos participantes requirieron de este Ente Regulador que tenga en cuenta al momento de establecer los cuadros tarifarios los criterios de razonabilidad, 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-4364/17 establece que, en orden a las cláusulas pactadas entre las Licenciatarias de Distribución 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 RTI (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 en los considerandos de la citada Resolución, se estableció que la Prestadora no podría hacer un ajuste automático mediante la aplicación del índice antes mencionado, sino que deberían 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 Prestadora, 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 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 N° I-4364/17, 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 (y la RT de REDENGAS), la que no fuera objeto de impugnación alguna por parte de las Prestadoras 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 N° 96 y 97 respecto del ajuste semestral de la tarifa a aplicarse, que se ha reseñado precedentemente; y 4) Lo establecido 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 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 N° 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 (PIST), 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 N° 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 N° 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 Prestadora 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 ENARGAS N° 34.922.

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 N° 25.561), el 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 Prestadora 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 REDENGAS dijo que: *“...la significativa e imprevista variación de las condiciones macroeconómicas ocurridas a partir del mes de mayo, respecto de aquellas existentes a la fecha de celebración de la ofertas y, en particular, en relación con la sustancial devaluación de nuestra moneda que llevo el tipo de cambio a cerca de \$40 por dólar, han llevado a nuestra empresa a solicitar a los Productores el ajuste de los términos y condiciones de las ofertas vigentes, propuestas que a la fecha se encuentran pendientes de aceptación”*.

Que también agregó que: *“...si bien a la fecha no están cerradas las negociaciones con los Productores, atendiendo al actual clima de inestabilidad cambiaria, es fundamental la señal de precios que puedan dar las empresas productoras cuya política depende del Estado nacional y la convocatoria que hagan tanto el Ministerio de Energía como el ENARGAS a los productores de gas a efectos de encontrar un acuerdo que sea equilibrado para todas las partes involucradas”*.

Que un concejal del departamento de Guaymallén, Provincia de Mendoza, se refirió al precio del gas en PIST, y señaló que dicho costo *“...está librado al libre juego de la oferta y demanda –que de libre tiene poco o nada– y que aumenta exageradamente cada seis meses en dólares, a pesar de que, en su mayoría, el gas que abastece a los hogares es del suelo argentino; es decir, se produce en la Argentina casi el 80%. Sin embargo, señor presidente, el sueldo de los argentinos, el sueldo de mis vecinos de Guaymallén se paga en pesos...”*.

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 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 a REDENGAS) y en forma previa a la celebración de la Audiencia Pública, se recibieron de diversos 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 este Organismo puso a disposición de los interesados. En lo atinente a REDENGAS, constan los intercambios epistolares respecto de la renegociación de los precios acordados con Integración Energética Argentina S.A. (IEASA antes ENARSA) e YPF S.A. Asimismo, tal situación surge claramente de las propias afirmaciones del representante de REDENGAS en el curso de la Audiencia Pública.

Que IEASA 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 MINEM mediante Resolución N° 46/18 para volúmenes de gas adquiridos por COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (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 N° 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 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 (y REDENGAS), 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 R-1 a R-2.3 vigentes en el mes de abril de 2018 y sólo por encima de los valores en dólares correspondientes a las categorías SGP-1 y SGP-2 para el período estacional anterior.

Que cabe señalar que la existencia de un único precio de gas morigerar 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 SGP-1 y SGP-2, a fin de morigerar el impacto de la unificación del precio, la Secretaría de Gobierno de Energía, a través de la Resolución RESOL-2018-14-APN-SGE#MHA, en su Artículo 5° establece que, 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, incrementando en un CINCUENTA POR CIENTO (50%)”*.

Que atento a que los precios pactados en los contratos referidos 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 Prestadora 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 Prestadora.

Que, por otra parte, para aquellos usuarios GNC que a la fecha no estén recibiendo gas de la Prestadora 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 aquella (según Resolución del entonces Ministerio de Energía y Minería N° 80-E/2017), esta Autoridad Regulatoria considera que dichos usuarios sólo podrán acceder a servicio completo GNC en la medida que la Prestadora 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 REDENGAS 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 aquella 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 Secretaría 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, cuyas diferencias 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 recalcule 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 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° 97, el representante de REDENGAS dijo: *“En cuanto al tratamiento de las Diferencias Diarias Acumuladas, es necesario recordar que al momento de aprobarse los cuadros tarifarios para los consumos efectuados a partir del 1° de diciembre de 2017 y del 1° de abril de 2018, la Autoridad Regulatoria dispuso que el tipo de cambio a aplicar en cada período fuese de \$18,33 y \$20,345, respectivamente. Ahora bien, como todos conocemos, a partir del mes de mayo se produjo una fuerte e imprevista devaluación de nuestra moneda, situación que alteró de forma sustancial las condiciones existentes al momento de celebración de las ofertas, lo que ha provocado la acumulación de diferencias diarias en montos significativos”*.

Que el Defensor del Pueblo de la Provincia de Santiago del Estero, refiriéndose a los aumentos y alas DDA, se preguntaba *“¿A dónde queda la teoría del esfuerzo compartido? ¿Qué se le está pidiendo al usuario Residencial 1, del cual Santiago del Estero tiene más del 45%? A ellos se les ha incrementado más de 1600% y los planes de inversión apenas llegan a un 500%. No se sabe si están haciendo asumir al usuario no solo la devaluación, como lo decía la representante de la Defensoría del Pueblo de la Nación, sino también el riesgo empresario”*.

Que el representante de la Asociación Consumidores Mendocinos solicitó que a las DDA *“...las absorban las Productoras y las Distribuidoras en función de un principio de equidad y de justicia esencial que debe gobernar la política energética y tarifaria”*.

Que, 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 derivadas de significativos cambios en las condiciones macroeconómicas no han sido contempladas al momento de la redacción del Marco Regulatorio y, por lo tanto, corresponde considerar en oportunidad de este ajuste semestral aquellas diferencias por lo efectivamente abonado, como parte de la ejecución cierta de los contratos, sin considerar el tratamiento de las Diferencias Diarias Acumuladas por diferencias de cambio, requiriéndose medidas específicas para tal fin.

Que, en tal sentido, mediante Nota Número 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 que 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 1° 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 1° de enero de 2019”*.

Asimismo, 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-2018-49096072-APN-GDYE#ENARGAS (luego rectificado por el Informe IF-2018-49643498-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 GA, enero a mayo, IF-2018-48972966-APN-GA#ENARGAS e IF-2018-49435653-APN-GA#ENARGAS; junio: IF-2018-49435556-APN-GA#ENARGAS.

Que para la determinación de los montos facturados por la Prestadora 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 aquella, 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 Prestadora 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 Prestadoras o a través de un contrato con otro proveedor, se debe entender que las Diferencias Diarias Acumuladas determinadas conforme los parámetros antes indicados deberán 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 RESFC-2018-265-APN-DIRECTORIO#ENARGAS y RESFG-2018-266-APN-DIRECTORIO#ENARGAS que establecen los nuevos cuadros tarifarios de transporte, corresponde la inclusión del nuevo costo de transporte aprobado en los cuadros tarifarios que se aprueban con el presente acto.

Que tal como se expresara en el Informe Técnico IF-2018-48477334-APN-GD#ENARGAS, elaborado por

la Gerencia de Distribución del ENARGAS, la cantidad de usuarios originalmente proyectada por la Prestadora en el marco de la Revisión Tarifaria difiere de la que posteriormente fue reconocida mediante Resolución ENARGAS N° 4364/17.

Que dicha diferencia se debía a la disminución significativa del proyecto de expansión de redes de la ciudad de Paraná presentado en un primer momento por REDENGAS, atento que aquél experimentó una reducción en su magnitud motivado por la necesidad de efectuar un menor reconocimiento de los montos a invertir por parte de la Prestadora.

Que, por esa razón, corresponde tener en consideración la disminución de la cantidad de usuarios mencionada, su efecto sobre la demanda considerada en la Revisión Tarifaria, y determinar el impacto sobre los cuadros tarifarios de la Prestadora.

Que toda vez que los cuadros tarifarios se emiten con posterioridad al día 1° 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° 97 en mérito a los CONSIDERANDOS precedentes, no haciendo lugar a las impugnaciones formuladas.

ARTICULO 2°: Rectificar el Anexo I de la Resolución ENARGAS N° I-4364/17 en los términos del Cuadro Tarifario obrante como IF-2018-49736342-APN-GAL#ENARGAS, el cual forma parte integrante de la presente.

ARTICULO 3°: Aprobar los Cuadros Tarifarios de REDENGAS S.A., con vigencia a partir del día de su publicación, que como IF-2018-49736342-APN-GAL#ENARGAS forman parte del presente acto.

ARTICULO 4°: Aprobar el Cuadro de Tasas y Cargos por Servicios Adicionales, obrante como IF-2018-49736342-APN-GAL#ENARGAS forma parte del presente acto, a aplicar por REDENGAS S.A., a partir del día de su publicación, el que deberá ser exhibido en cada punto de atención de la Prestadora.

ARTICULO 5°: 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 REDENGAS S.A. en un diario de gran circulación en su zona de prestación, 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 6°: 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 7°: 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 8°: 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 9°: 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 SGP-1 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 10°: 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 N° 25.565 y modificatorias–, bajo la denominación “Bonificación Resolución SGE N° 14/18”.

ARTICULO 11: Los usuarios que adquieran gas natural con destino a expendio de GNC, que a la fecha no estén recibiendo gas de la prestadora de distribución como servicio completo, sólo podrán acceder a tal modalidad en la medida en que la prestadora 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 Prestadora 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 aquella incluya sus demandas dentro de tal período.

ARTICULO 12: Registrar; comunicar; notificar a REDENGAS 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 03:38:50 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by CASARES Carlos Alberto María
Date: 2018.10.05 03:45:05 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by GUICHÓN Diego Fernando
Date: 2018.10.05 03:46:46 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by ROITMAN Mauricio Ezequiel
Date: 2018.10.05 03:50:22 ART
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

REDENGAS S.A.
TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3 ⁽¹⁾ , SDB Y GNC ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	PARANÁ	
Cargo Fijo por Factura	R1	122,524104	
	R2 1°	129,493810	
	R2 2°	148,060819	
	R2 3°	167,408528	
	R3 1°	218,119908	
	R3 2°	252,968428	
	R3 3°	338,890375	
	R3 4°	547,981499	
	P1-P2	315,601857	
	P3	1172,164411	
	GNC INTERRUMPIBLE	5199,614939	
GNC FIRME	5199,614939		
Cargo por m3 de Consumo	R1	7,445467	
	R2 1°	7,445467	
	R2 2°	7,755097	
	R2 3°	7,765192	
	R3 1°	8,048346	
	R3 2°	8,048346	
	R3 3°	8,538983	
	R3 4°	8,538983	
	P1-P2	0 a 1000 m3	6,815472
		1001 a 9000 m3	6,747210
		más de 9000 m3	6,676328
	P3	0 a 1000 m3	7,093700
		1001 a 9000 m3	6,978546
		más de 9000 m3	6,855661
	GNC INTERRUMPIBLE		5,355138
	GNC FIRME		5,845220
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	GNC FIRME	3,835415	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	PARANÁ
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	5,329234
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	5,329234
	R3 4°	5,329234
	P1-P2	5,329234
	P3	5,329234
	GNC	5,329234
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	-0,407150
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	-0,407150
	R3 4°	-0,407150
	P1-P2	-0,407150
	P3	-0,407150
	GNC	-0,407150
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	4,922084
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	4,922084
	R3 4°	4,922084
	P1-P2	4,922084
	P3	4,922084
	GNC	4,922084
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES	0,238111
	P1-P2	0,238111
	P3	0,238111
	GNC	0,238111
Costo de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	1,760504
	P1-P2	1,232353
	P3	1,232353
	GNC FIRME	0,616176

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA		PARANÁ
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE		21,53%
	NEUQUINA		78,47%
	CHUBUT		0,00%
	SANTA CRUZ		0,00%
	TIERRA DEL FUEGO		0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Aldea Brasilera	0,786814	10,99%
	TGN-Ngn-Aldea Brasilera	0,595110	89,01%

(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.

REDENGAS S.A.
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		PARANÁ
Cargo Fijo por Factura	P3		7048,897094
	G		7048,897094
	ID		14018,601192
	FD		14018,601192
	IT		14018,601192
	FT		14018,601192
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	0,701152
		1001 a 9000 m3	0,583998
		más de 9000 m3	0,463113
	G	0 a 5000 m3	0,122968
		más de 5000 m3	0,083116
	ID		0,198364
	FD		0,075212
	IT		0,146127
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	FT		0,022967
	G		5,191391
	FD		3,441793
	FT		3,009825

COSTO DE TRANSPORTE ⁽⁴⁾	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA		PARANÁ
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Aldea Brasileira	0,786814	10,99%
	TGN-Ngn-Aldea Brasileira	0,595110	89,01%

(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.

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

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	PARANÁ
Carga Fijo por Factura	EBP1	122,524104
	EBP2 1°	129,493810
	EBP2 2°	148,060819
	EBP2 3°	167,408528
	EBP3 1°	218,119908
	EBP3 2°	252,968428
	EBP3 3°	338,890375
	EBP3 4°	547,981499
Carga por m3 de Consumo	EBP1	6,929448
	EBP2 1°	6,929448
	EBP2 2°	7,239078
	EBP2 3°	7,249173
	EBP3 1°	7,532327
	EBP3 2°	7,532327
	EBP3 3°	8,022964
	EBP3 4°	8,022964

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	PARANÁ
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO	4,796311
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO	-0,366435
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO	4,429876
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO	0,214300
Costo de Transporte (\$/m3)	Factor de Carga al 100%	0,616176

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA		PARANÁ
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE		21,53%
	NEUQUINA		78,47%
	CHUBUT		0,00%
	SANTA CRUZ		0,00%
	TIERRA DEL FUEGO		0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Aldea Brasílera	0,786814	10,99%
	TGN-Ngr-Aldea Brasílera	0,595110	89,01%

Resultados rectificatorios de los aprobados en Anexo I de la Resolución ENARGAS N° I-4364/17

Base Tarifaria Inicial	\$	208.766
------------------------	----	---------

Costo del Capital		9,33%
-------------------	--	-------

		2017/2018		2018/2019		2019/2020		2020/2021		2021/2022
Rentabilidad	\$	21.197	\$	22.445	\$	21.917	\$	20.947	\$	19.972
Depreciación Regulatoria	\$	13.643	\$	13.995	\$	13.731	\$	13.322	\$	13.010
Gastos Propios	\$	47.665	\$	47.287	\$	48.117	\$	49.545	\$	49.846
Impuesto a las Ganancias	\$	16.623	\$	17.073	\$	16.556	\$	15.859	\$	15.219
Requerimiento de Ingresos	\$	99.128	\$	100.800	\$	100.321	\$	99.673	\$	98.048
Ingresos por Tasas y Cargos	\$	2.317	\$	2.313	\$	2.244	\$	2.259	\$	2.308
Monto a Remunerar via Tarifas	\$	96.811	\$	98.487	\$	98.077	\$	97.414	\$	95.739

Valores expresados en miles de pesos.

REDENGAS S.A.

CUADRO TARIFARIO DE DISTRIBUCION RECTIFICATORIO DEL APROBADO EN EL ANEXO I DE LA RESOLUCION ENARGAS N° I-4364/17 USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS
--

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
----------------------------	----------------------

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	76,206640	0,326391
R2 1°	80,541605	0,326391
R2 2°	92,089776	0,518972
R2 3°	104,123523	0,525252
R3 1°	135,664612	0,701366
R3 2°	157,339438	0,701366
R3 3°	210,780538	1,006529
R3 4°	340,829493	1,006529

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P1 y P2	196,295717	0,263048	0,220590	0,176503

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P3	729,054180	0,436098	0,363231	0,288044

OTROS USUARIOS	Cargo fijo	Cargo por m ³ /día (2)	Cargo por m3 de consumo
SDB	4.384,221058		0,332403
GNC INTERRUMPIBLE	3.234,018173		0,121249
GNC FIRME	3.234,018173	2,385523	0,042822

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).
(2) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

REDENGAS S.A.

CUADRO TARIFARIO DE DISTRIBUCION RECTIFICATORIO DEL APROBADO EN EL ANEXO I DE LA RESOLUCION ENARGAS N° I-4364/17 USUARIOS P3, G, FD, FT, ID, IT - SIN IMPUESTOS
--

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
---------------------	---------------

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo		
		0 a 1.000 m³	1001 a 9.000 m³	más de 9.000 m³
P3 (5)	4.384,221058	0,436098	0,363231	0,288044

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³/día (2)	Cargo por m² de consumo	
			0 a 5.000 m²	más de 5.000 m²
G	4.384,221058	3,228903	0,076483	0,051695

GRANDES USUARIOS (1)	Cargo fijo por Factura	ID - FD (3)		IT - FT (4)	
		Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de Consumo	Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de Consumo
ID - IT	8.719,186238		0,123377		0,090887
FD - FT	8.719,186238	2,140701	0,046779	1,872029	0,014285

(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se contraten los siguientes mínimos:

G : 1.000 m³/día FD-FT: 10.000 m³/día ID-IT: 3.000.000 m³/año

y sujeto a disponibilidad del servicio.

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) Cargo mensual por cada m³ diario de capacidad de transporte reservada.

(3) Los usuarios conectados a las redes de distribución.

(4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.

(5) Corresponde a los usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

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:

Referencia: CUADROS TARIFARIOS REDENGAS

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 7 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 02:40:15 -03'00'

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 02:41:45 -03'00'

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 02:50:15 -03'00'

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 02:50:17 -03'00'