



I - 4353

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

BUENOS AIRES, 30 MAR 2017

VISTO el Expediente N° 15487 del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, el Acta Acuerdo aprobada por Decreto N° 246/09, lo dispuesto por la Resolución MINEM N° 31/2016, N° 212/16 y N° 74/17, lo establecido por la Ley N° 24.076 y su Reglamentación, aprobada por Decreto N° 1738/92, y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, aprobada por Decreto N° 2255/92, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 25.561 dispuso en su Artículo 8° que en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedaban sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio.

Que el citado texto legal autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en su Artículo 8°, a la vez que dispuso que en el caso de los contratos que tuvieran por objeto la prestación de servicios públicos, debían tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la



accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.

Que, en cumplimiento del mandato legal, con fecha 6 de mayo de 2008 se suscribió el Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Gas Natural (en adelante, "Acta Acuerdo"), entre GASNOR S.A. y la entonces UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS CONTRATOS (en adelante, "UNIREN"), el que fuera ratificado por el Decreto N° 246/09.

Que el Acta Acuerdo, en su Cláusula Décimo Primera preveía la realización de una Revisión Tarifaria Integral a fin de fijar "un nuevo régimen de tarifas máximas por el término de CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I, Título IX "Tarifas" de la Ley N° 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas".

Que la Cláusula Décimo Segunda del Acta Acuerdo preveía las Pautas de la Revisión Tarifaria Integral, considerando cada uno de los aspectos a ser merituados en dicho procedimiento y a las que se ha dado debido cumplimiento en su desarrollo por parte de esta Autoridad Regulatoria.

Que por Resolución MINEM N° 31/16 se instruyó a este Organismo, a que llevara adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las Licenciatarias en el marco de lo dispuesto en la Ley N° 25.561, sus modificaciones y complementarias; el que debía concluirse en un plazo no mayor a UN (1) año desde la fecha de la citada resolución (29/3/2016).



Que cabe diferenciar las competencias propias de la Autoridad Concedente u Otorgante, en el marco del proceso de renegociación contractual de las correspondientes al Ente Regulador.

Que en tal sentido y en materia tarifaria, la competencia –en los términos del Artículo 3º de la Ley de Procedimientos Administrativos- de esta Autoridad Regulatoria para llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral y aprobar los cuadros tarifarios resultantes de la misma, encuentra fundamento en el Artículo 52 de la Ley 24.076 que dispone inequívocamente que “El Ente tendrá las siguientes funciones y facultades... f) Aprobar las tarifas que aplicarán los prestadores, disponiendo la publicación de aquéllas a cargo de éstos”.

Que, además, las distintas Actas Acuerdo suscriptas por las Licenciatarias y la ex UNIREN ad referéndum del Otorgante, reconociendo este dato orgánico y funcional, definen a la Revisión Tarifaria Integral como el procedimiento que implementará, precisamente, el ENARGAS con el objeto de determinar el nuevo régimen de tarifas máximas de la Licencia, conforme lo estipulado en el Capítulo I Título IX “Tarifas” de la ley N° 24.076 y normas complementarias, así como las pautas del propio acuerdo.

Que las normas aplicables al procedimiento de revisión surgen, en principio, del Acta Acuerdo suscripta, sin perjuicio de la aplicación supletoria o analógica, según los casos, de las disposiciones de la Ley N° 24.076, el Decreto N° 1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, en aquellos supuestos que no se encontraren específicamente reglados por la normativa de emergencia, toda vez que tal regulación –es decir la Ley N° 24.076 y su reglamentación- se



mantiene plenamente vigente en todos aquellos aspectos que no contradijeren el plexo normativo resultante de la Ley N° 25.561.

Que tal interpretación se condice con los preceptos de la Ley N° 25.790.

Que, la Resolución MINEM N° 31/16 previó que, en el proceso de realización de la Revisión Tarifaria Integral debía instrumentarse el mecanismo de audiencia pública a fin de posibilitar la participación ciudadana.

Que, en igual sentido, la Reglamentación de los Artículos 65 a 70 de la Ley N° 24.076 aprobada por Decreto N° 1738/92, en su inciso 8) considera incluida la revisión quinquenal del cuadro tarifario entre los supuestos de audiencia pública obligatoria previstos en el Artículo 68 del citado texto legal.

Que por Resolución ENARGAS N° I-4123/16 se convocó a la Audiencia Pública N° 85 a celebrarse en la Ciudad de Córdoba el día 5 de diciembre de 2016 a fin de considerar la Revisión Tarifaria Integral de Gasnor S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A. y Distribuidora de Gas del Centro S.A., las propuestas de modificación de los Reglamentos de Servicio aprobados por el Decreto N° 2255/92 y la metodología de ajuste semestral.

Que la Audiencia Pública se llevó a cabo dando estricto cumplimiento a las previsiones del Procedimiento de Audiencia Pública aprobado por Resolución ENARGAS I-4089/16, de lo que se da cuenta en el Dictamen GAL N° 416/17.

Que por Resolución ENARGAS N° 4313/17 se declaró la validez, entre otras, de la citada audiencia, a la vez que se consideraron las participaciones de los interesados en lo atinente al procedimiento realizado, a las modificaciones

[Handwritten signatures and marks on the left margin]



del Reglamento de Servicio propuestas y a los cargos por servicios adicionales, por lo que en tales aspectos cabe remitirse al citado acto.

Que, asimismo, se resolvió diferir la aprobación de los cuadros tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria Integral a las resultas del procedimiento de Audiencia Pública convocada por Resolución MINEM 29-E/2017 a fin de tratar los nuevos precios de gas que regirían a partir del 1° de abril de 2017 y los ulteriores actos que ello conlleve, a fin de evitar una multiplicidad normativa en materia tarifaria que generaría falta de certeza en las relaciones jurídicas e iría en detrimento de valores fundamentales como la economía y sencillez de los procedimientos y, podría, eventualmente, generar confusión en usuarios y consumidores respecto de la tarifa aplicable, siendo una misión esencial de este Organismo la protección de sus derechos.

Que con fecha 30 de marzo de 2017 el Ministerio de Energía y Minería de la Nación dictó la Resolución N° 74/2017., fijando los nuevos precios de gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), instruyendo al organismo a dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 9.4.2 de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución.

Que de este modo, los cuadros tarifarios a emitirse contemplan la totalidad de los elementos que componen la tarifa, en los términos del Artículo 37 de la Ley N° 24.076.

Que al efectuar un ajuste transitorio en las tarifas de transporte este debe ser considerado en las tarifas finales, en los términos del Numeral 9.4.3. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.



Que en virtud de lo indicado en la Resolución MINEM N° 31/16 en esta instancia, cabe entonces analizar cada una de las materias propias de la Revisión Tarifaria Integral, a la vez que merituar las intervenciones efectuadas en la Audiencia Pública N° 85, en tanto resultaren atinentes a ese objeto.

Que la fijación de las tarifas máximas a autorizar para la prestación del servicio de transporte y distribución de gas requiere la consideración de una serie de elementos, a saber: la tasa de rentabilidad justa y razonable a reconocer a las prestadoras del servicio -Costo del Capital-; el valor de la Base Tarifaria o Base de Capital necesaria para la prestación del servicio regulado; el Plan de Inversiones a ejecutar durante el quinquenio; el Capital de Trabajo afectado al giro del negocio regulado; la estimación de los Gastos de operación y Mantenimiento, de Comercialización y Administración necesarios para la prestación del servicio regulado; los Impuestos que gravan la actividad regulada; los cambios esperados en la productividad y en la eficiencia y las estimaciones de la demanda esperada durante el quinquenio.

Que la determinación de la Base Tarifaria reviste fundamental importancia en el proceso de revisión tarifaria, ya que la determinación del valor de los activos que la componen resulta esencial para asegurar a las compañías un flujo de ingresos que provea un adecuado retorno sobre el capital necesario invertido en la actividad, que permita no solo la reposición de los bienes al agotar su vida útil, sino además la expansión de sus sistemas.

Que en este punto las Actas Acuerdo prevén para su valorización la contratación de una consultoría específica para la cual este Organismo ha



establecido las bases, objeto y alcances de la contratación y seleccionado al especialista.

Que en el caso de GASNOR S.A., tal selección se instrumentó a través de la Resolución ENARGAS N° I-3884/2016.

Que la valuación de activos comprende el Precio Global pagado al momento de la privatización por la totalidad de los activos adquiridos por cada Licenciataria (incluye el pago en efectivo, los bonos de la deuda y el pasivo asumido), del que se detrajo el precio asignado a aquellos bienes no necesarios para prestar el servicio regulado, además de aquellos bienes que se estén utilizando solo para sustentar actividades no reguladas, y en forma proporcional, si existiese algún grado de afectación a actividades reguladas.

Que al valor de la inversión inicial se le adicionó el importe anual de las inversiones en Activos Esenciales y/o activos necesarios para la prestación del servicio regulado efectuadas por cada Licenciataria con posterioridad a la toma de posesión, atendiendo a un criterio de eficiencia.

Que se ha eliminado del activo el valor de origen correspondiente a las bajas por desafectaciones, retiros o reemplazo de Activos Esenciales y/o Activos No Esenciales necesarios para la prestación del servicio regulado.

Que, contrariamente a lo solicitado por la Licenciataria en la Audiencia Pública, tampoco se ha considerado en la Base Tarifaria los bienes cedidos por terceros, en tanto no implicaron erogación alguna por parte de la Distribuidora.

Que, en tal sentido, se han expresado diversos participantes de las Audiencias Públicas convocadas.



Que, finalmente se ha deducido la sumatoria de las depreciaciones acumuladas utilizando el criterio de la línea recta y aplicando los años de vida útil máximos previstos por la Resolución ENARGAS N° 1.660/00 y modificatorias.

Que, determinado el valor residual contable de los activos existente al 31 de diciembre de 2015, correspondía efectuar su actualización conforme las pautas determinadas en las Actas Acuerdo.

Que, asimismo, las Actas Acuerdo celebradas entre las Licenciatarias y el Poder Ejecutivo Nacional contienen, en relación con la determinación de la Base de Capital de la Licenciatarias, en su Cláusula Décimo Segunda que todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes.

Que las Actas Acuerdo establecieron, además, que debía determinarse el valor actual de los bienes resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de los mismos (valor técnico de reposición).

Que, en el marco de las tareas que las Consultoras contratadas debían realizar para determinar el valor de la Base de Capital de las Licenciatarias a ser remunerada por las nuevas tarifas que surgirán como resultado de la Revisión Tarifaria Integral, se estableció que las Consultoras debían proponer índices de precios que, en función de sus conocimientos y de lo establecido en los Acuerdos, consideraran más adecuados para ajustar los distintos rubros que conforman la Base de Capital.



Que, en dicho contexto, cabe destacar que en los primeros informes recibidos en este Organismo por parte de las Consultoras, al efectuar su propuesta de índices de actualización para ajustar los distintos rubros de activos, recomendaron para ciertos casos la aplicación de un índice internacional relevante emitido por Organismos Oficiales, proponiendo para ello índices de precios elaborados por el Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América, ajustado a valores locales aplicando la variación del tipo de cambio oficial del dólar estadounidense.

Que, al respecto, se le solicitó instrucciones al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, a través de la Nota ENRG/ GDyE/GAL/I N° 8827/16 acerca de cómo este Organismo debía interpretar el concepto de "índices oficiales" incorporado en la redacción de la citada cláusula de las Actas Acuerdo, es decir, si por índices oficiales debía entenderse exclusivamente a aquellos elaborados por el INDEC u otros Organismo Oficiales de la República Argentina o si, alternativamente, se podían incluir dentro de dicho concepto a índices elaborados por organismos oficiales de otros países, ajustados por la variación del tipo de cambio oficial de sus respectivas monedas.

Que, en respuesta a la mencionada solicitud, el citado Ministerio determinó, a través de la Nota NO-2016-03240081-APN-MEN que "la referencia a índices oficiales incluye a aquellos índices emitidos o adoptados por organismos o entidades públicas de la República Argentina que sean considerados por el ENARGAS como idóneos para estimar las variaciones de los costos de los bienes y servicios atinentes a las actividades de transporte y distribución de gas por redes".



Que, en sus informes finales, las Consultoras aplicaron índices de precios para actualizar la Base Tarifaria de las Licenciatarias que, en la totalidad de los casos, arrojaron valores que resultan inferiores a los valores técnicos de reposición.

Que, en efecto, los valores técnicos de reposición determinados por las Consultoras, en todos los casos más que duplican los valores de Base Tarifaria obtenidos a través de la aplicación de los índices de precios que las Consultoras consideraron apropiado aplicar a los valores contables.

Que, a tales efectos, por Nota ENRG/GDyE/GAL/GT/GD/I N° 2477/17, esta Autoridad le solicitó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA su conformidad acerca de la adecuación del índice de precios que este Organismo aplicaría para ajustar la Base Tarifaria de las Licenciatarias con las previsiones de las Actas Acuerdo suscriptas, en el entendimiento de que se debía establecer un único criterio de cálculo aplicable para todas las Licenciatarias.

Que este Organismo seleccionó los índices de precios propuestos por Estudio Villares & Asociados S.R.L. (Consultora contratada por Transportadora de Gas del Sur S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A.) que, además de cumplir con los principios tarifarios que surgen del Marco Regulatorio, en el sentido de asegurar el mínimo precio compatible con la seguridad del abastecimiento, permiten incentivar la inversión en infraestructura necesaria para atender los requerimientos de nuevos usuarios y las necesarias mejoras en confiabilidad y seguridad de los sistemas de transporte y distribución de gas natural.

Que el citado Ministerio dio respuesta a la consulta efectuada, mediante la Nota NO-2017-04871382-APN-MEM, considerando "que el índice de



precios combinado seleccionado por ENARGAS en el marco de sus facultades, se adecúa a las previsiones contenidas en las Actas Acuerdo antes referidas, relativas al ajuste de la Base Tarifaria de las Licenciatarias"; como así también que resulta procedente su aplicación de manera uniforme a la totalidad de las Licenciatarias. Ello por cuanto resulta razonable y necesario contar con criterios uniformes para efectuar la valuación de los bienes necesarios para la prestación de los servicios públicos a su cargo".

Que en lo atinente al Costo de Capital a tener cuenta en esta Revisión se dispuso en el Acta Acuerdo que la Tasa de Rentabilidad se determinaría conforme lo establecen los Artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076 y que para tal fin se debía ponderar la remuneración del capital propio y de terceros.

Que, asimismo, se estableció que en la remuneración del capital propio este Organismo tendría en cuenta un nivel justo y razonable para actividades de riesgo equiparable o comparable, que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio y que, para determinar el costo de capital de terceros, se debía reflejar el costo del dinero en los términos y condiciones vigentes para la financiación de empresas de servicios públicos.

Que esta Autoridad Regulatoria contrató a la firma Delta Finanzas S.A. a fin de realizar los estudios pertinentes en esta materia, revisando los ya elaborados en oportunidad de la Revisión Tarifaria de GAS NATURAL BAN S.A. durante el año 2008 a fin de efectuar eventuales modificaciones metodológicas a su propuesta inicial y realizar un cálculo de las tasas WACC con datos actualizados.

Que como resultado de las tareas indicadas, la Consultora obtuvo tasas WACC en términos reales del 8,99 % para las Transportistas y del 9,33%

[Handwritten signatures and initials on the left margin]



para las Distribuidoras, las que fueron utilizadas por este Organismo para el cálculo tarifario.

Que en materia de gastos reconocidos, para la proyección de costos considerada para el periodo 2017-2021 se incluyeron, además de los gastos del año base (2015 actualizado a valores de diciembre de 2016), los gastos no recurrentes, los originados en los cambios previstos en la estructura y en el organigrama de la compañía y se contemplaron los incrementos de costos derivados de las obras a ejecutar previstas en el Plan de Inversiones y de la incorporación de usuarios esperada para el quinquenio.

Que se ha llevado a cabo un análisis sobre la razonabilidad de los proyectos propuestos, verificando que estén en línea con el cumplimiento de la normativa técnica vigente en materia de seguridad, los estándares mínimos de calidad, los procedimientos propios de la licenciataria y la implementación de otras mejoras en materia de confiabilidad y en pos de garantizar un servicio regular y continuo para el sistema.

Que en lo que respecta a gastos no recurrentes y los incrementos previstos por sobre los determinados para el año base, la información fue elaborada en base a la estructura del Plan de Cuentas establecido por la Resolución ENARGAS N° 1660/00, con idéntica apertura y a valores de diciembre de 2016.

Que en cuanto a los Gastos Recurrentes incrementales en referencia al Caso Base se verificó que los mismos guarden relación con el cambio de estructura y organigrama de la compañía presentado para el próximo quinquenio; validando únicamente aquellos gastos que cumplan con los criterios generales de razonabilidad utilizados.



Que , en particular, en lo atinente al Gas no Contabilizado (GNNC), considerado en algunos casos un valor significativo respecto de los costos totales de la prestación del servicio de distribución, esta Autoridad ha llevado adelante estudios de cuyos resultados da cuenta el Informe GD N° 76/17 que obra en el Expediente ENARGAS N° 30573/17, en el cual no sólo se determinó el volumen de GNNC para el año 2015, a fin de fijar el porcentual que representa el volumen de GNNC sobre el volumen total de gas inyectado en city gate sino que también se determinaron los porcentajes de GNNC esperados para el quinquenio 2017-2021, que implican en algunos casos la reducción de dichos porcentuales de modo tal de arribar, al final del quinquenio, a valores de GNNC sobre inyección que resulten acordes con los estándares del mercado.

Que ello da cumplimiento a lo requerido por el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA DE LA NACIÓN mediante su Resolución MINEM N° 28/16 en cuanto a que "deberá preverse, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral, el diseño y aplicación de métodos adecuados para incentivar la eficiencia en lo que respecta al gas no contabilizado, con el objetivo de reducir progresivamente su porcentaje a niveles estándares para la industria".

Que para el cumplimiento del objetivo de reducción del GNNC, las Licenciatarias están comprometidas a ejecutar acciones de carácter obligatorio, cuyo cumplimiento será controlado por este Organismo.

Que en lo atinente al capital de trabajo previsto en el caso base, éste encuentra fundamento principalmente por el diferimiento entre los plazos de cobro a sus clientes y el de pago a sus proveedores.



Que, sin embargo, las características del negocio de las Licenciatarias de Transporte difieren de las de Distribución, ello así atento a que son las Licenciatarias de Distribución las responsables de facturar a usuarios finales todos los componentes de la factura final, con plazos de cobro más extendidos que los de las Licenciatarias de Transporte.

Que, por ello, se ha considerado un capital de trabajo equivalente a un mes de facturación en el caso de las Licenciatarias de Distribución y quince días para las Licenciatarias de Transporte.

Que, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral, la Licenciataria presentó su Plan de Inversiones para el quinquenio 2017-2021, detallando las obras a ejecutar, su fundamentación técnica y sus presupuestos.

Que las Inversiones Obligatorias son aquellas consideradas indispensables para atender la operación y el mantenimiento, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras, con iguales o mayores estándares a los requeridos por la normativa vigente.

Que las Inversiones Obligatorias han sido consideradas en los cuadros tarifarios de la Licenciataria, por lo que esta última estará obligada a llevar a cabo, construir e instalar todas las Inversiones Obligatorias especificadas en el Anexo III (Cuadro I), que forma parte integrante de la presente.

Que si la Licenciataria ejecutara las Inversiones Obligatorias a un costo total menor que la suma especificada a tal efecto en el Anexo III (Cuadro I), entonces deberá invertir la diferencia en otras obras y proyectos que cuenten con la aprobación previa de esta Autoridad Regulatoria, dentro del período quinquenal.



Que la Licenciataria deberá, en todos los casos, erogar la suma especificada en el Cuadro I del Anexo III en Inversiones Obligatorias, o en otras obras y/o proyectos aprobados por esta Autoridad Regulatoria. En caso de no alcanzar tal suma en un determinado año calendario, y no existir excesos de inversión aprobada por la Autoridad Regulatoria efectuados en años anteriores con los que se compense tal deficiencia, el monto neto de la deficiencia será pagadero por la Licenciataria a esta Autoridad Regulatoria en concepto de multa.

Que la Licenciataria deberá presentar anualmente a satisfacción de esta Autoridad Regulatoria un informe detallado de avance del plan de Inversiones Obligatorias.

Que las pautas precedentes surgen de la aplicación a las inversiones previstas para este quinquenio de lo establecido en el Numeral 8.1. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.

Que, durante el quinquenio 2017-2021, la Licenciataria podrá proponer a esta Autoridad Regulatoria la ejecución de obras y trabajos no contemplados en el Anexo III, como obras a realizar por factor K, en los términos del Numeral 9.4.1.3. in fine de las RBL, supuesto en que la Autoridad Regulatoria, de considerar procedente la solicitud, deberá convocar a Audiencia Pública.

Que, en lo atinente a la demanda, esta Autoridad solicitó a la Licenciataria que remita el detalle de la demanda correspondiente al año 2013 y la proyección de la demanda del periodo 2017-2021, la que debía elaborarse considerando como año base el 2013 y de acuerdo a los criterios y esquema establecidos en el Anexo de la mencionada nota, información que fuera oportunamente presentada por la Distribuidora.



Que, asimismo, esta Autoridad Regulatoria realizó la contratación de un consultor experto en métodos estadísticos y econométricos para asistir al ENARGAS en: a) el análisis de la metodología utilizada por las Licenciatarias en las presentaciones efectuadas a los fines de la proyección de la demanda, b) la elaboración de un modelo econométrico de demanda de gas natural con fines de pronóstico y, c) la estimación y proyección de demanda propiamente dicha mediante la aplicación del modelo indicado en el inciso b) referido precedentemente.

Que, entre las principales conclusiones que se desprenden de los informes elaborados por el consultor, se destacan las serias deficiencias en la metodología propuesta por las Licenciatarias, y se propone un modelo econométrico para datos de series de tiempo con fines de pronóstico y evaluación de impacto para los determinantes de la demanda de gas natural para Argentina.

Que las estimaciones realizadas por el consultor experto, detalladas en los informes, dan como resultado la evolución de los consumos medios por Licenciataria para el período 2017-2021, información que esta Autoridad Regulatoria ha utilizado para la proyección de la demanda a considerar en el cálculo tarifario.

Que a los efectos de transparentar la carga tributaria que afectan los costos de prestación del servicio de transporte y distribución de gas en las distintas Provincias y/o Municipios del Territorio nacional, y a los efectos de evitar que dicha carga impacte sobre usuarios cuyos domicilios se encuentran ubicados fuera del Municipio/Provincia que dispuso la aplicación del tributo teniendo en cuenta lo establecido en el último párrafo del artículo 41 de La Ley 24.076, para el Cálculo de



las tarifas máximas a aplicar no han sido considerados en el Caso Base ciertos Tributos Provinciales y Municipales (vg. Impuesto a los Ingresos Brutos; Tasa de Seguridad e Higiene; Tasa de ocupación del Espacio Público, etc.) para los cuales se dispondrá su incorporación en factura por línea separada de acuerdo a una metodología a determinar por la Autoridad Regulatoria.

Que, en consecuencia, en el Caso Base sólo se han considerado los Tributos Nacionales, excepto el Impuesto sobre Débitos y Créditos en Cuentas bancarias y otras operatorias (Ley N° 25413 y normas reglamentarias y aquellos que, por la propia normativa que impuso el tributo, deben ser discriminados en la facturación (vg. Impuesto al Valor Agregado; Impuesto a los Combustibles Líquidos y el Gas Natural, etc.).

Que, en tal sentido, respecto del Impuesto sobre Débitos y Créditos en Cuentas bancarias y otras operatorias se mantendrán vigentes las Resoluciones ENARGAS N° 2700/02, N° 2783/03 y N° 2804/03 que regulan la incorporación de dicho tributo en la factura de gas de los usuarios.

Que esta Autoridad Regulatoria ha sostenido tradicionalmente que es menester que los Cuadros Tarifarios se expresen netos de la incidencia del impuesto sobre los ingresos brutos, el que se detallará en las facturas de suministro por línea separada en virtud de lo dispuesto por la Resolución ENARGAS N° 658/98.

Que con relación a dicho tributo, atento la experiencia recogida, algunos Fiscos Provinciales han mutado - más allá de las distintas defensas opuestas en diferentes instancias - en su criterio de interpretación y han incorporado a la base imponible del Impuesto sobre los Ingresos Brutos que deben



tributar las Transportadoras, el llamado " Gas Retenido", razón por la cual debe propiciarse el dictado de un acto administrativo y una metodología que regule la inclusión por línea separada en la factura del usuario la incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos sobre el componente "Gas Retenido".

Que atento a las particulares circunstancias de la presente revisión, que se enmarca en las medidas adoptadas como resultado de la aplicación de la Ley de Emergencia N° 25.561, prorrogada hasta la actualidad por diversas leyes, que ha sido realizada en un marco donde aún no se han estabilizado las variables económicas y se han verificado variaciones en los precios relativos, cabe resaltar la necesidad de prever que, ante situaciones futuras en las que se pudieran ver alteradas sensiblemente las variables consideradas para determinar el comportamiento de los usuarios y/o el normal desarrollo esperado respecto de la operación y mantenimiento de los sistemas licenciados, se deberán poner en práctica los mecanismos legales ya establecidos que permitan, dentro del quinquenio, efectuar las correcciones necesarias que pudieran corresponder para asegurar que las tarifas cumplan con los principios establecidos en el Artículo 38 de la Ley N° 24.076 y su reglamentación.

Que, adicionalmente, también cabe considerar la posibilidad de eventuales modificaciones a la legislación del Impuesto a las Ganancias (vg. Aplicación del Ajuste por Inflación) que podrían ocasionar un importante impacto en el cálculo de dicho impuesto y, por lo tanto, en la tarifa.

Que, en dicho marco, sin perjuicio de la aplicación del ajuste semestral de tarifas conforme la Metodología que se aprueba en este acto, cuyo principal objeto es mantener en moneda constante el nivel tarifario, y en línea con



lo dispuesto por el Artículo 47 de la ley N° 24.076, para el caso en que esta Autoridad Regulatoria considere que se reúnen las condiciones allí establecidas, se notificará tal circunstancia a la Licenciataria y se procederá de acuerdo a lo previsto en dicho artículo a los efectos de adecuar las tarifas que surgieron del proceso de Revisión Tarifaria Integral a las condiciones previstas en el Marco Regulatorio vigente.

Que la Resolución ENARGAS N° I-2407/12, modificada por la Resolución ENARGAS N° I-3249/15, que aprobó la aplicación de un monto fijo por factura destinado a un plan de consolidación y expansión, operatoria que se denominara "Focegas", preveía que los montos recaudados serían tomados a cuenta de los ajustes previstos en la adecuación tarifaria.

Que dada la regularización en materia tarifaria implementada a través de la Revisión Tarifaria Integral, resulta procedente la derogación de la citada metodología, dejando sin efecto la autorización para la aplicación del monto fijo por factura.

Que al momento de resolver el nivel tarifario este Organismo ha tenido especial consideración respecto de la necesidad de que los ajustes dispuestos contemplen los principios de gradualidad, proporcionalidad y razonabilidad a fin de que a la vez que contemplen los costos asociados a la prestación del servicio y las inversiones necesarias, también resulten acordes al poder adquisitivo de los salarios e ingresos de los usuarios del servicio.

Que las tarifas resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral correspondientes a GASNOR S.A. son las que obran como Anexo I de la presente.



Que el Artículo 41 de la Ley 24.076 establece que las tarifas deben ajustarse de acuerdo a una metodología elaborada en base a indicadores de mercado internacional que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores. Dichos indicadores serían a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones.

Que, la aplicación del ajuste por variaciones en los indicadores de mercado internacional tenía como objetivo mantener constante el valor de la tarifa durante ese quinquenio.

Que, así el Decreto N° 1738/92 (reglamentario de la Ley N° 24.076) establece en la reglamentación de su artículo 41, que las tarifas se calculan en dólares y que semestralmente se debe aplicar la variación del PPI ("Producer Price Index") de Estados Unidos. Lo mismo establecen todas las Licencias de Transporte y Distribución (puntos 9.2, 10.5 y 11.3.1).

Que por su parte, el artículo 8° de la Ley N° 25.561 establece que en los contratos celebrados entre el Estado Nacional y las Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio, estableciendo que las tarifas quedan establecidas en pesos a la relación de cambio UN PESO (\$ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (US\$ 1).

Que, en tanto la Ley N° 25.790 dispuso que "Las decisiones que adopte el Poder Ejecutivo nacional en el desarrollo del proceso de renegociación



no se hallarán limitadas o condicionadas por las estipulaciones contenidas en los marcos regulatorios que rigen los contratos de concesión o licencia de los respectivos servicios públicos”, las Actas Acuerdo suscriptas entre las Licenciatarias y UNIREN no se encontraban atadas a lo establecido en la Ley N° 24.076 y sus normas complementarias, incluyendo las propias Licencias puesto que las empresas precisamente renegociaron las condiciones estipuladas en estas últimas.

Que teniendo en cuenta la prohibición establecida por la Ley de Emergencia en su artículo 8°, las Actas Acuerdo (punto 12.1) de Gasnor S.A., Litoral Gas S.A., Distribuidora de Gas del Centro S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., Camuzzi Gas del Sur S.A., y GasNea S.A. (que contienen el mismo texto que el punto 12.1.1 del Acta Acuerdo suscripta por Gas Natural Ban S.A.), establecen que durante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral el ENARGAS “Introducirá mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la TARIFA DE DISTRIBUCIÓN de la LICENCIATARIA, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio.”

Que, en orden a las cláusulas pactadas entre las Licenciatarias y el Estado Nacional (Otorgante de las Licencias), se considera adecuado a los efectos de establecer un mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa utilizar 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 se ha optado por la utilización del IPIM por sobre otros índices generales nacionales en tanto, comparativamente a lo que ocurriría con el Índice



de Precios al Consumidor, implicaría un riesgo menor de un alejamiento sustancial de las tarifas respecto de los costos durante el quinquenio, lo que podría redundar en dificultades para la prestación del servicio.

Que, a su vez, el Price Producer Index de los EEUU originalmente considerado en la normativa regulatoria es un índice de precios del productor, lo que implicaría que la reglamentación entendía conveniente ajustar la tarifa de acuerdo a las variaciones de un indicador general de precios de producción en lugar de hacerlo por un índice de precios al consumidor.

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, en otro orden, el MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA en la Resolución MINEM N° 74/17 entendió que corresponde determinar nuevos Precios en PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) para el gas natural y del esquema de bonificaciones previstas para los usuarios residenciales que registren un ahorro en su consumo, así como los nuevos Precios de Gas



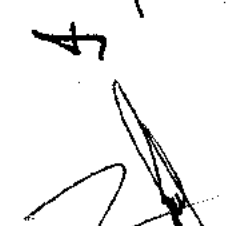
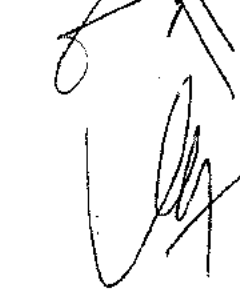
Propano Indiluido destinado a la distribución de Gas Propano Indiluido por redes, y las correspondientes bonificaciones, con vigencia desde el 1º de abril de 2017.

Que a su vez, decidió, que corresponde determinar los precios del gas natural en el PIST para abastecimiento a estaciones de suministro de Gas Natural Comprimido (GNC), por cuenca de origen; y los precios de Gas Propano destinados a la distribución de Gas Propano Indiluido por redes, con vigencia a partir de la fecha indicada en el considerando anterior.

Que así las cosas, dispuso en el Artículo 5º de la referida Resolución MINEM N° 74/17, que debía instruirse al ENARGAS a que, en el marco de su competencia, realice los procedimientos que correspondan a los efectos de dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución; ello sin perjuicio de los valores que corresponda trasladar a los usuarios comprendidos en el régimen de compensación al consumo residencial de gas natural por redes para la Región Patagónica (que incluye a la Provincia de LA PAMPA, conforme a lo dispuesto por la Ley N° 23.272 y su modificatoria Ley N° 25.955), Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza y la región conocida como "Puna", conforme a lo dispuesto en el Artículo 75 de la Ley N° 25.565, sus normas modificatorias, complementarias y reglamentarias, los que deberán ajustarse proporcionalmente al incremento de los nuevos precios de gas determinados por dicha Resolución.

Que, en ese sentido y de acuerdo a lo dispuesto por el numeral 9.4.2 de las Reglas Básicas del Servicio de Distribución corresponde ajustar los cuadros tarifarios a aplicar por la Licenciataria GASNOR S.A. en la exacta incidencia del



4





efecto del cambio de precio del gas natural y del Gas Propano fijado por la Resolución MINEM N° 74/17.

Que al respecto se señala que la Resolución MINEM N° 74/17, en la que se establecen los nuevos precios de gas en punto de ingreso al sistema de transporte, no identifica un precio de gas para los volúmenes entregados a los usuarios Subdistribuidores, por lo que a partir de la entrada en vigencia de dicha resolución, a efectos de la facturación en concepto de gas por los volúmenes entregados por la Distribuidora a dicha categoría de usuario, la misma deberá contemplar el precio promedio ponderado que surja de los volúmenes informados en carácter de Declaración Jurada por cada Subdistribuidor, de acuerdo a la metodología que a tales efectos determine esta Autoridad Regulatoria .

Que en consecuencia, las tarifas de distribución finales a usuarios Subdistribuidores no contienen el precio de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte ni el componente de gas retenido.

Que habiéndose desarrollado el procedimiento de RTI, el MINEM ha considerado necesario instruir al ENARGAS a poner en vigencia los cuadros tarifarios resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) indicado en el Artículo 1° de la Resolución N° 31/2016 de ese Ministerio y llevado adelante según lo establecido en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las Licenciatarias en el marco de lo dispuesto en la Ley N° 25.561, sus modificaciones y complementarias, y que fueron ratificadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Que a los fines de la implementación gradual y progresiva de dicha medida, se consideró oportuno y conveniente instruir al ENARGAS a aplicar en



forma escalonada los incrementos tarifarios resultantes de la RTI, conforme a la siguiente progresión: TREINTA POR CIENTO (30%) del incremento, a partir del 1 de abril de 2017; CUARENTA POR CIENTO (40%) del incremento, a partir del 1 de diciembre de 2017 y el TREINTA POR CIENTO (30%) restante, a partir del 1 de abril de 2018; ello deberá aplicarse de forma tal que no afecte el nivel de ingresos previsto para el quinquenio como resultado de la RTI, considerando el efecto financiero correspondiente, y sin alterar la ejecución del plan de inversiones que se establezca en el marco de dicha RTI.

Que, en otro orden, el ARTÍCULO 9° de la referida Resolución MINEM N° 74/2017 establece que, en todos los casos, la facturación resultante de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios deberá respetar los límites establecidos en el Artículo 10 de la Resolución MINEM N° 212/2016.

Que en el ámbito de ejecución del proceso de renegociación de las Licencias de transporte, y en el marco de la aplicación de las disposiciones contenidas en los Acuerdos Transitorios suscriptos entre TGS y TGN y la ex UNIREN, ratificados posteriormente por los Decretos PEN N° 1918/09 y N° 458/10 respectivamente, y de los Acuerdos Transitorios complementarios suscriptos con fecha 30 de marzo de 2017 entre TGS y TGN y los Señores Ministros de ENERGÍA Y MINERÍA, Ing. Juan José Aranguren y de HACIENDA, Lic. Nicolás Dujovne, se han fijado nuevos cuadros tarifarios para el servicio de transporte de gas natural aplicables por ambas Licenciatarias.

Que, en virtud de ello, de acuerdo a lo establecido en el numeral 9.4.3 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, corresponde el traslado de las nuevas tarifas de transporte a la tarifa final a aplicar por GASNOR S.A.



Que en lo que respecta a la remuneración del servicio de gas licuado de petróleo (GLP) para la distribución de gas licuado de petróleo indiluido por redes brindado por GASNOR S.A., se procedió de acuerdo a los lineamientos ya indicados para el caso del gas natural.

Que en lo que concierne a la componente de transporte de GLP por ruta con relación al servicio de distribución de GLP por redes cabe señalar que se ha actualizado dicho valor de acuerdo a los valores de mercado registrados para dicho servicio.

Que en función de lo expuesto, corresponde emitir nuevos cuadros tarifarios para el área de Licencia de GASNOR S.A. y las subzonas abastecidas con gas natural y gas propano indiluido por redes, de manera que los mismos reflejen los cambios verificados en la totalidad de los componentes tarifarios, los que obran como Anexo II de la presente.

Que la Gerencia de Asuntos Legales, en su carácter de servicio jurídico permanente ha tomado la intervención que le compete.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS resulta competente para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el Acta Acuerdo ratificada por Decreto N° 246/09, en la Resolución MINEM N° 31/2016, en los incisos e) y f) del Artículo 52 de la Ley N° 24.076, el Numeral 9.4.2 de las Reglas B y en los Decretos PEN N° 571/07, 1646/07, 953/08, 2138/08, 616/09, 1874/09, 1038/10, 1688/10, 692/11, 262/12, 946/12, 2686/12, 1524/13, 222/14, 2704/14, 1392/15, 164/16 y 844/16.



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Por ello,

EL INTERVENTOR

DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Aprobar la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL de GASNOR S.A. conforme los términos que surgen del Anexo I que forma parte del presente acto.

ARTÍCULO 2º.- Aprobar el cuadro tarifario de GASNOR S.A. correspondiente al primer escalón de la segmentación del ajuste tarifario resultante de la Revisión Tarifaria Integral, conforme las previsiones de la Resolución MINEM 74/17, aplicable a partir del 1º de abril de 2017, el que obra como Anexo II del presente acto.

ARTÍCULO 3º.- Aprobar el Plan de Inversiones de GASNOR S.A. obrante en el Anexo III de la presente, y la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias, que como Anexo IV forma parte de esta Resolución.

ARTÍCULO 4º.- Aprobar la Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa emitida en los términos del 12.1 del Acta Acuerdo que se agrega como Anexo V de este acto.

ARTÍCULO 5º.- Dejar sin efecto las Resoluciones ENARGAS Nº I - 2407/12 y Nº I - 3249/15, que habilitaban el cobro de un monto fijo por factura bajo la operatoria "FOCEGAS".

ARTÍCULO 6º.- Instruir a GASNOR S.A. a notificar el presente acto a los subdistribuidores ubicados dentro de su área licenciada, remitiendo constancia de



ello a este Organismo en el plazo de diez (10) días hábiles administrativos de notificada la presente.

ARTÍCULO 7º.- Instruir a GASNOR S.A., en los términos del Artículo N° 44 de la Ley N 24.076, a publicar los cuadros tarifarios aprobados en la presente Resolución así como los cuadros de tasas y cargos por servicios adicionales obrantes como Anexo II de la Resolución ENARGAS N° I-4313/17 con las rectificaciones dispuestas en la Resolución ENARGAS N° I-4325/17, en un diario de gran circulación de su zona de actividad, día por medio durante por lo menos tres días dentro de los diez días hábiles contados a partir de la notificación de la presente.

ARTÍCULO 8º.- La facturación resultante de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios del Anexo II de la presente resolución deberá respetar los límites establecidos en el Artículo 10 de la Resolución MINEM N° 212/2016, por lo que se mantienen los criterios de la Resolución ENARGAS N° I-4052/2016.

ARTÍCULO 9º.- Notificar a GASNOR S.A. en los términos establecidos en los Artículos 41 y siguientes del Decreto N° 1759/72 (T.O. 1991).

ARTÍCULO 10.- Comunicar, publicar, dar a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archivar.

RESOLUCIÓN ENARGAS N° **I - 4 3 5 3**


DAVID JOSÉ TEZANOS GONZÁLEZ
INTERVENTOR
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN N° **I - 4353**

GASNOR S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN RESULTANTES DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL
USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC - SIN IMPUESTOS

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

RESIDENCIAL		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo
R1	Salta	114,711716	0,560109
	Tucumán	115,935841	0,639089
R2 1*	Salta	121,167944	0,580109
	Tucumán	122,412699	0,639089
R2 2*	Salta	138,514297	0,838125
	Tucumán	139,844216	0,927376
R2 3*	Salta	156,541428	0,851327
	Tucumán	157,941342	0,935658
R3 1*	Salta	203,711585	1,059825
	Tucumán	205,181495	1,207518
R3 2*	Salta	238,092725	1,059825
	Tucumán	237,562635	1,207518
R3 3*	Salta	318,079028	1,547306
	Tucumán	317,758926	1,763953
R3 4*	Salta	510,365669	1,547306
	Tucumán	512,045786	1,763953

SERVICIO GENERAL		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo		
			0 a 1.000 m³	1001 a 9.000 m³	más de 9.000 m³
P1 y P2	Salta	288,183379	0,404378	0,391224	0,345178
	Tucumán	299,210907	0,412711	0,412144	0,346310

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	Salta	1,087,218871	0,741677	0,716554	0,628606
	Tucumán	1,088,294816	0,785665	0,770295	0,688840

OTROS USUARIOS		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de Consumo
SDB	Salta	6,545,962772		0,893173
	Tucumán	6,549,432774		0,388472
GNC INTERRUPTIBLE	Salta	4,033,182138		0,183935
	Tucumán	4,033,854604		0,154260
GNC FIRME	Salta	4,033,182138	0,771792	0,158558
	Tucumán	4,033,854604	1,631433	0,100622

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 150.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

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



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN N° I - 4353

GASNOR S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN RESULTANTES DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL USUARIOS P3, G, FD, FT, ID, IT - SIN IMPUESTOS

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

SERVICIO GENERAL (1)	Carga fija por Factura	Carga por m³ de Consumo		
		0 a 1.000 m³	1001 a 9.000 m³	más de 9.000 m³
P3 (5)	Salta	6.548,593441	0,741677	0,716564
	Tucumán	6.549,285907	0,795885	0,770295

SERVICIO GENERAL (1)	Carga fija por Factura	Carga por m³/día (2)	Carga por m³ de consumo	
			0 a 5.000 m³	más de 5.000 m³
G	Salta	6.546,962772	3,034586	0,150393
	Tucumán	6.549,432774	3,985341	0,148319

GRANDES USUARIOS (1)	Carga fija por Factura	ID - FD (3)		IT - FT (4)	
		Carga por m³/día (2)	Carga por m³ de Consumo	Carga por m³/día (2)	Carga por m³ de Consumo
ID - IT	Salta	13,025,368901	0,110508		0,064112
	Tucumán	13,025,368901	0,153503		0,107100
FD - FT	Salta	13,025,368901	1,348927	0,085812	1,216359
	Tucumán	13,025,368901	2,054544	0,101269	1,921983

(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).



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN N° **I - 4353**

GASNOR S.A.

SUBZONA SALTA - PUNA

Provincia de Jujuy: Localidades de los Departamentos de COCHINOCA, HUMAHUACA, RINCONADA, SANTA CATALINA, SUSQUES, TILCARA, TUMBAYA y YAVI

Provincia de Salta: Localidades de los Departamentos de LOS ANDES y LA POMA

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN RESULTANTES DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2 y P3 - SIN IMPUESTOS

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

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo
R1	114,711716	0,580109
R2 1°	121,187944	0,580109
R2 2°	138,514287	0,838125
R2 3°	156,541428	0,851327
R3 1°	203,711585	1,059825
R3 2°	236,082725	1,059825
R3 3°	316,079028	1,547306
R3 4°	510,365969	1,547306

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo		
		0 a 1.000 m³	1001 a 9.000 m³	más de 9.000 m³
P1 y P2	298,183379	0,404376	0,391224	0,345178

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	1.087,218871	0,741677	0,716554	0,828808

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

[Handwritten signatures and marks]



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO II.1 DE LA RESOLUCION N°

I - 4353

GASNOR S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS

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

RESIDENCIAL		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo
R1	Salta	66,270498	2,171114
	Tucumán	66,978154	2,373331
R2 1*	Salta	70,011902	2,171114
	Tucumán	70,718558	2,373331
R2 2*	Salta	80,021570	2,320174
	Tucumán	80,789881	2,539878
R2 3*	Salta	90,436065	2,327801
	Tucumán	91,244834	2,544892
R3 1*	Salta	117,886918	3,441687
	Tucumán	118,536105	3,705878
R3 2*	Salta	136,383937	3,441687
	Tucumán	137,243124	3,705878
R3 3*	Salta	182,603099	3,723292
	Tucumán	183,573598	4,027338
R3 4*	Salta	294,845216	4,560345
	Tucumán	295,815715	4,873440

SERVICIO GENERAL		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo		
			0 a 1.000 m³	1001 a 9.000 m³	más de 9.000 m³
P1 y P2	Salta	172,284542	1,142821	1,135223	1,108821
	Tucumán	172,858158	1,281270	1,260843	1,222910

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	Salta	628,100941	2,408675	2,394181	2,343353
	Tucumán	628,722528	2,585080	2,550424	2,491811

OTROS USUARIOS		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de Consumo
SDB	Salta	3,781,890569		0,469199
	Tucumán	3,783,685258		0,357827
GNC INTERRUPTIBLE	Salta	2,330,023477		2,880405
	Tucumán	2,330,411969		2,893258
GNC FIRME	Salta	2,330,023477	0,445874	2,912802
	Tucumán	2,330,411969	0,642501	2,981738

(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.

(3) 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 estos a sus usuarios.



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO DE LA RESOLUCION N°

I - 4353

GASNOR S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS

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

Sub-zona	Salta					
Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°	P1 - P2	P3	GNC
Punto ingreso al sist. de transp.	1,888043	2,870418	3,499854	0,807674	1,868820	2,748888
Diferencias diarias acumuladas	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	1,888043	2,870418	3,499854	0,807674	1,868820	2,748888

Sub-zona	Tucumán					
Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°	P1 - P2	P3	GNC
Punto ingreso al sist. de transp.	1,888043	2,870418	3,499854	0,807674	1,868820	2,748888
Diferencias diarias acumuladas	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	1,888043	2,870418	3,499854	0,807674	1,868820	2,748888

Salta

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):	0,047058	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	0,015484	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	0,024524	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de R3 4°):	0,032141	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de P1 - P2):	0,007417	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de P3):	0,017163	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de GNC):	0,025245	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (como % del precio a facturar a los usuarios SDB):	0,918357%	

Tucumán

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):	0,099468	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	0,033883	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	0,053664	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de R3 4°):	0,070333	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de P1 - P2):	0,016231	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de P3):	0,037558	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de GNC):	0,058242	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (como % del precio a facturar a los usuarios SDB):	2,008589%	



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO DE LA RESOLUCIÓN N°

I - 4353

GASNOR S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A 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)	Salla	3.783,210363	0,428477	0,413963	0,363154
	Tucumán	3.783,588955	0,459667	0,445010	0,388398

SERVICIO GENERAL (1)		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de consumo	
				0 a 5.000 m³	más de 5.000 m³
G	Salla	3.781,690589	1,753121	0,088884	0,068566
	Tucumán	3.783,695256	2,302385	0,085886	0,066459

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	Salla	7.524,930513		0,063842		0,037036
	Tucumán	7.524,930513		0,066880		0,051673
FD - FT	Salla	7.524,930513	0,779293	0,049574	0,702707	0,022787
	Tucumán	7.524,930513	1,186938	0,056505	1,110355	0,031697

(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° 2026/05 (SGP3 Grupos I y II).

TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA

Recepción		Despacho	Tarifa TF (\$/M3/1)
TGN	Salla	Salla	0,047057
TGN	Salla	Tucumán	0,099467

(*) En el caso de los usuarios SGP3, el valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le aplicará el Factor de Carga dividiendo por 0,5.



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO II.1 DE LA RESOLUCION N°

I - 4353

GASNOR S.A.

SUBZONA SALTA - PUNA

Provincia de Jujuy: Localidades de los Departamentos de COCHINCOCA, HUMAHUACA, RINCONADA, SANTA CATALINA, SUSQUES, TILCARA, TUMBAYA y YAVI

Provincia de Salta: Localidades de los Departamentos de LOS ANDES y LA POMA

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2 y P3 - SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)		
RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo	
R1	66,270498	1,182111	
R2 1*	70,011902	1,182111	
R2 2*	80,021570	1,331170	
R2 3*	90,436085	1,338797	
R3 1*	117,688916	1,828354	
R3 2*	136,393937	1,828354	
R3 3*	182,603089	2,209978	
R3 4*	294,845215	2,619484	

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo		
		0 a 1.000 m³	1001 a 9.000 m³	más de 9.000 m³
P1 y P2	172,264542	0,947787	0,940198	0,913597

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	628,100841	1,319981	1,305468	1,254658

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 202005 (SGP3 Grupo III).

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

Sub-zona	Salta - Puna				
Tipo de Usuario	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	R3 1*-R3 2*-R3 3*	R3 4*	P1 - P2	P3
Punto ingreso al sist. de transp.	0,706040	1,170675	1,576825	0,614424	0,790133
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m³ consumido	0,706040	1,170675	1,576825	0,614424	0,790133

Salta - Puna

Costo de transporte-factor de carga 100%- (en \$/m³):	0,047055	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m³ consumido de R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*):	0,005484	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m³ consumido de R3 1*-R3 2*-R3 3*):	0,010753	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m³ consumido de R3 4*):	0,014479	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m³ consumido de P1 - P2):	0,005843	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m³ consumido de P3):	0,007256	(100% Cuenca Noroeste)



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO ^{I.1} DE LA RESOLUCION Nº **I - 4353**

GASNOR S.A.

REGION PUNA

Provincia de Jujuy: Localidades de los Departamentos de COCHINOCA, HUMAHUACA, RINCONADA, SANTA CATALINA, SUSQUES, TILCARA, TUMBAYA y YAVI

Provincia de Salta: Localidades de los Departamentos de LOS ANDES y LA POMA

TARIFAS DIFERENCIALES FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

CATEGORÍA RESIDENCIAL	en \$ (Pesos)	
	Cargo Fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	39,182004	0,728737
R2 1°	41,862163	0,728737
R2 2°	45,231005	0,728737
R2 3°	49,893995	0,813141
R3 1°	65,490283	1,101743
R3 2°	77,833254	1,101743
R3 3°	98,552361	1,456767
R3 4°	168,643353	1,456767

[Handwritten signatures and marks]



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

II.2
ANEXO DE LA RESOLUCION N°

I - 4353

GASNOR S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES CON AHORRO EN SU CONSUMO IGUAL O MAYOR AL 15% RESPECTO AL MISMO PERÍODO DEL AÑO 2015 - SIN IMPUESTOS

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

RESIDENCIAL		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo
R1	Salta	68,270498	1,320351
	Tucumán	66,878154	1,513388
R2 1°	Salta	70,011902	1,320351
	Tucumán	70,719558	1,513388
R2 2°	Salta	80,021570	1,469410
	Tucumán	80,768861	1,679915
R2 3°	Salta	90,436085	1,477037
	Tucumán	91,244834	1,684899
R3 1°	Salta	117,886918	2,833185
	Tucumán	118,536105	2,888651
R3 2°	Salta	136,393937	2,833185
	Tucumán	137,243124	2,888651
R3 3°	Salta	182,603099	2,914809
	Tucumán	183,573588	3,210111
R3 4°	Salta	294,845216	3,853946
	Tucumán	295,815715	4,159403

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

Sub-zona	Salta		
Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°
Punto Ingreso al sist. de transp.	0,843022	1,869283	2,799883
Diferencias diarias acumuladas	0,000000	0,000000	0,000000
Precio Incluido en los cargos por m³ consumido	0,843022	1,869283	2,799883
Sub-zona	Tucumán		
Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°
Punto Ingreso al sist. de transp.	0,843022	1,888283	2,799883
Diferencias diarias acumuladas	0,000000	0,000000	0,000000
Precio Incluido en los cargos por m³ consumido	0,843022	1,888283	2,799883

Salta

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m³)	0,047058	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m³ consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°)	0,007742	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m³ consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°)	0,017157	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m³ consumido de R3 4°)	0,025713	(100% Cuenca Noroeste)

Tucumán

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m³)	0,088468	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m³ consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°)	0,016941	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m³ consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°)	0,037585	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m³ consumido de R3 4°)	0,050266	(100% Cuenca Noroeste)



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO DE LA RESOLUCION N°

I - 4353

GASNOR S.A.

SUBZONA SALTA - PUNA

Provincia de Jujuy: Localidades de los Departamentos de COCHINOCA, HUMAHUACA, RINCONADA, SANTA CATALINA, SUSQUES, TILCARA, TUMBAYA y YAVI

Provincia de Salta: Localidades de los Departamentos de LOS ANDES y LA POMA

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES CON AHORRO EN SU CONSUMO IGUAL O MAYOR AL 15% RESPECTO AL MISMO PERÍODO DEL AÑO 2015 - SIN IMPUESTOS

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

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	68,270498	0,825849
R2 1*	70,811902	0,825849
R2 2*	80,021570	0,974908
R2 3*	90,436085	0,982535
R3 1*	117,686918	1,573865
R3 2*	138,393937	1,573865
R3 3*	182,603099	1,855490
R3 4*	294,845216	2,301233

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

Sub-zona	Salta - Puna		
Tipo de Usuario	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	R3 1*-R3 2*-R3 3*	R3 4*
Punto Ingreso al sist. de transp.	0,353020	0,819813	1,261300
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m ³ consumido	0,353020	0,819813	1,261300

Salta - Puna

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m ³):	0,047058	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m ³ consumido de R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*):	0,003242	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m ³ consumido de R3 1*-R3 2*-R3 3*):	0,007527	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m ³ consumido de R3 4*):	0,011593	(100% Cuenca Noroeste)



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO ^{II.2} DE LA RESOLUCION Nº **I - 4353**

GASNOR S.A.

REGION PUNA

Provincia de Jujuy: Localidades de los Departamentos de COCHINOCA, HUMAHUACA, RINCONADA, SANTA CATALINA, SUSQUES, TILCARA, TUMBAYA y YAVI

Provincia de Salta: Localidades de los Departamentos de LOS ANDES y LA POMA

TARIFAS DIFERENCIALES FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES CON AHORRO EN SU CONSUMO IGUAL O MAYOR AL 15% RESPECTO AL MISMO PERÍODO DEL AÑO 2015 - SIN IMPUESTOS

CATEGORÍA RESIDENCIAL	en \$ (Pesos)	
	Cargo Fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	39,182004	0,509112
R2 1°	41,862163	0,509112
R2 2°	45,231005	0,533705
R2 3°	49,893995	0,596760
R3 1°	65,490283	0,899210
R3 2°	77,833254	0,899210
R3 3°	98,552361	1,223096
R3 4°	168,643353	1,279793

[Handwritten signatures and marks]



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO ^{1.3} DE LA RESOLUCION N°

I - 4353

GASNOR S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2 Y P3 BENEFICIARIOS DE LA "TARIFA SOCIAL" - SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE		en \$ (Pesos)		
RESIDENCIAL		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo	
R1	Salta	66,270498	0,469587	
	Tucumán	66,978154	0,653405	
R2 1°	Salta	70,011902	0,469587	
	Tucumán	70,719556	0,653405	
R2 2°	Salta	80,021570	0,618646	
	Tucumán	80,789881	0,619852	
R2 3°	Salta	90,436085	0,626274	
	Tucumán	91,244834	0,824736	
R3 1°	Salta	117,888918	0,746726	
	Tucumán	118,536105	0,981794	
R3 2°	Salta	136,393937	0,746726	
	Tucumán	137,243124	0,981794	
R3 3°	Salta	182,603069	1,028350	
	Tucumán	183,673598	1,303254	
R3 4°	Salta	294,845216	1,028350	
	Tucumán	295,815715	1,303254	

SERVICIO GENERAL		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo		
			0 a 1.000 m³	1001 a 9.000 m³	más de 9.000 m³
P1 y P2	Salta	172,264542	0,327730	0,320131	0,293530
	Tucumán	172,858158	0,437385	0,437037	0,399004

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	Salta	628,100941	0,522592	0,508078	0,457270
	Tucumán	628,722528	0,658603	0,643946	0,585334

(1) Corresponde a los usuarios con consumo anual menor a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).
Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m³ consumido (en \$/m³)

Sub-zona		Salta			
Tipo de Usuario		R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°	P1 - P2 P3
Punto ingreso al sist. de transp.		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000 0,000000
Diferencias diarias acumuladas		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000 0,000000
Precio incluido en los cargos por m³ consumido		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000 0,000000

Sub-zona		Tucumán			
Tipo de Usuario		R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°	P1 - P2 P3
Punto ingreso al sist. de transp.		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000 0,000000
Diferencias diarias acumuladas		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000 0,000000
Precio incluido en los cargos por m³ consumido		0,000000	0,000000	0,000000	0,000000 0,000000

Salta				
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m³):		0,047058	(100% Cuenca Noroeste)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):		0,000000	(100% Cuenca Noroeste)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):		0,000000	(100% Cuenca Noroeste)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4°):		0,000000	(100% Cuenca Noroeste)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P1 - P2):		0,000000	(100% Cuenca Noroeste)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P3):		0,000000	(100% Cuenca Noroeste)	
Tucumán				
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m³):		0,099468	(100% Cuenca Noroeste)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):		0,000000	(100% Cuenca Noroeste)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):		0,000000	(100% Cuenca Noroeste)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4°):		0,000000	(100% Cuenca Noroeste)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P1 - P2):		0,000000	(100% Cuenca Noroeste)	
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P3):		0,000000	(100% Cuenca Noroeste)	



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

II.3 ANEXO DE LA RESOLUCION N° I - 4353

GASNOR S.A.

SUBZONA SALTA - PUNA

Provincia de Jujuy: Localidades de los Departamentos de COCHINOCA, HUMAHUACA, RINCONADA, SANTA CATALINA, SUSQUES, TILCARA, TUMBAYA y YAVI

Provincia de Salta: Localidades de los Departamentos de LOS ANDES y LA POMA

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2 Y P3 BENEFICIARIOS DE LA "TARIFA SOCIAL" - SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)		
RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo	
R1	66,270498	0,469587	
R2 1°	70,011902	0,469587	
R2 2°	80,021570	0,618846	
R2 3°	90,436085	0,626274	
R3 1°	117,668918	0,746726	
R3 2°	136,393837	0,746726	
R3 3°	182,603099	1,028350	
R3 4°	294,645216	1,028350	

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo		
		0 a 1.000 m³	1001 a 9.000 m³	más de 9.000 m³
P1 y P2	172,264542	0,327730	0,320131	0,293530

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	628,100941	0,522592	0,508078	0,457270

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

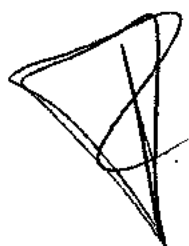
Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m³ consumido (en \$/m³)

Sub-zona	Salta - Puna				
Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°	P1 - P2	P3
Punto Ingreso al est. de transp.	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m³ consumido	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

Salta - Puna

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m³)	0,047058	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C pM3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°)	0,000000	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C pM3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°)	0,000000	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C pM3 consumido de R3 4°)	0,000000	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C pM3 consumido de P1 - P2):	0,000000	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C pM3 consumido de P3):	0,000000	(100% Cuenca Noroeste)

4





ANEXO ^{II-3} DE LA RESOLUCION Nº **I - 4353**

GASNOR S.A.

REGION PUNA

Provincia de Jujuy: Localidades de los Departamentos de COCHINOCA, HUMAHUACA, RINCONADA, SANTA CATALINA, SUSQUES, TILCARA, TUMBAYA y YAVI

Provincia de Salta: Localidades de los Departamentos de LOS ANDES y LA POMA

TARIFAS DIFERENCIALES FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2 Y P3
BENEFICIARIOS DE LA "TARIFA SOCIAL" - SIN IMPUESTOS

CATEGORÍA RESIDENCIAL	en \$ (Pesos)	
	Cargo Fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	39,182004	0,289487
R2 1°	41,862163	0,289487
R2 2°	45,231005	0,338672
R2 3°	49,893995	0,380378
R3 1°	65,490283	0,426633
R3 2°	77,833254	0,426633
R3 3°	98,552361	0,677865
R3 4°	168,643353	0,571900

[Handwritten signatures and marks]



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO II-4 DE LA RESOLUCIÓN N°

I - 4353

GASNOR S.A.

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

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

RESIDENCIAL		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo
EBP 1	Salta	66,270498	1,320351
	Tucumán	66,978154	1,513388
EBP 1*	Salta	70,011902	1,320351
	Tucumán	70,719558	1,513388
EBP 2*	Salta	80,021570	1,469410
	Tucumán	80,789881	1,679815
EBP 3*	Salta	80,438085	1,477037
	Tucumán	81,244834	1,664899
EBP 3 1*	Salta	117,668918	2,633185
	Tucumán	118,536105	2,888651
EBP 3 2*	Salta	138,393837	2,633185
	Tucumán	137,243124	2,888651
EBP 3 3*	Salta	182,603099	2,914809
	Tucumán	183,573598	3,210111
EBP 3 4*	Salta	294,845216	3,853946
	Tucumán	295,815715	4,159403

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

Sub-zona		Salta		
Tipo de Usuario		EBP1 a EBP2 3*	EBP3 1* a EBP3 3*	EBP3 4*
Punto ingreso al sist. de transp.		0,843022	1,869293	2,799883
Diferencias diarias acumuladas		0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m³ consumido		0,843022	1,869293	2,799883
Sub-zona		Tucumán		
Tipo de Usuario		EBP1 a EBP2 3*	EBP3 1* a EBP3 3*	EBP3 4*
Punto ingreso al sist. de transp.		0,843022	1,869293	2,799883
Diferencias diarias acumuladas		0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m³ consumido		0,843022	1,869293	2,799883

Salta

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m³):	0,047058	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incluidos en los C p/m³ consumido de la categoría EBP1 a EBP2 3*):	0,007742	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incluidos en los C p/m³ consumido de la categoría EBP3 1* a EBP3 3*):	0,017167	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incluidos en los C p/m³ consumido de la categoría EBP3 4*):	0,025713	(100% Cuenca Noroeste)

Tucumán

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m³):	0,099466	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incluidos en los C p/m³ consumido de la categoría EBP1 a EBP2 3*):	0,016941	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incluidos en los C p/m³ consumido de la categoría EBP3 1* a EBP3 3*):	0,037565	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incluidos en los C p/m³ consumido de la categoría EBP3 4*):	0,056288	(100% Cuenca Noroeste)

[Handwritten signatures and marks]



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO DE LA RESOLUCION N°

I - 4353

GASNOR S.A.

SUBZONA SALTA - PUNA

Provincia de Jujuy: Localidades de los Departamentos de COCHINOCA, HUMAHUAGA, RINCONADA, SANTA CATALINA, SUSQUES, TILCARA, TUMBAYA y YAVI

Provincia de Salta: Localidades de los Departamentos de LOS ANDES y LA POMA

TARIFAS FINALES SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.216 - SIN IMPUESTOS

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

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo
EBP 1	66,270488	0,825849
EBP2 1*	70,011802	0,825849
EBP2 2*	80,021570	0,874808
EBP2 3*	90,436065	0,982535
EBP3 1*	117,686916	1,573865
EBP3 2*	136,393937	1,573865
EBP3 3*	182,603099	1,855490
EBP3 4*	294,845216	2,301233

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

Sub-zona	EBP1 a EBP2 3*	EBP3 1* a EBP3 3*	EBP3 4*
Tipo de Usuario			
Punto Ingreso al sist. de transp.	0,353020	0,819813	1,261300
Diferencias diarias acumuladas	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,353020	0,819813	1,261300

Salta - Puna

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):	0,047058	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incluidos en los C p/m3 consumido de la categoría EBP1 a EBP2 3*):	0,003242	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incluidos en los C p/m3 consumido de la categoría EBP3 1* a EBP3 3*):	0,007527	(100% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incluidos en los C p/m3 consumido de la categoría EBP3 4*):	0,011583	(100% Cuenca Noroeste)



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO ^{II.4} DE LA RESOLUCION Nº **I - 4353**

GASNOR S.A.
REGION PUNA
<u>Provincia de Jujuy:</u> Localidades de los Departamentos de COCHINOCA, HUMAHUACA, RINCONADA, SANTA CATALINA, SUSQUES, TILCARA, TUMBAYA y YAVI
<u>Provincia de Salta:</u> Localidades de los Departamentos de LOS ANDES y LA POMA
TARIFAS DIFERENCIALES FINALES SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY Nº 27.218 - SIN IMPUESTOS

CATEGORÍA RESIDENCIAL	en \$ (Pesos)	
	Cargo Fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	39,182004	0,509112
R2 1°	41,862163	0,509112
R2 2°	45,231005	0,533705
R2 3°	49,893995	0,596760
R3 1°	65,490283	0,899210
R3 2°	77,833254	0,899210
R3 3°	98,552361	1,223096
R3 4°	168,643353	1,279793

[Handwritten signatures and marks]