



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

BUENOS AIRES, 30 MAR 2017

VISTO el Expediente N° 15488 del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, el Acta Acuerdo aprobada por Decreto N° 2016/08, lo dispuesto por las Resoluciones MINEM N° 31/2016, N° 212/16 y N° 74/2017, 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, aprobadas 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, como consecuencia de lo expuesto, 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 LITORAL GAS S.A. y la entonces UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS (en adelante, "UNIREN"), ratificada por el Decreto N° 2016/08

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 meritados 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 (29/03/2016).



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 primerio 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 ello se condice con las previsiones 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-4124/16 se convocó a la Audiencia Pública N° 86 a celebrarse en la Ciudad de Santa Fé el día 6 de diciembre de 2016 a fin de considerar la Revisión Tarifaria Integral de TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A., LITORAL GAS S.A., GASNEA S.A. y REDENGAS 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, el cual recepta los preceptos del Decreto N° 1172/2003, de lo que se da cuenta en el Dictamen GAL N° 417/17.

Que por Resolución ENARGAS N° I-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 del Reglamento de Servicio de Transporte y Distribución propuestas y a las tasas y



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 respecto del tema objeto de la Audiencia convocada por el Ministerio de Energía y Minería, este ha emitido la Resolución MINEM N° 74/2017.

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 y su reglamentación.

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 de 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° 86, 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 fijación 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 LITORAL GAS S.A., tal selección se instrumentó a través de la Resolución ENARGAS N° I-3885/2016.



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 (incluyendo 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 tampoco se han considerado en la Base Tarifaria los bienes cedidos por terceros, en tanto no implicaron erogación alguna por parte de la Licenciataria.

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 disponen, en relación con la determinación de la Base de Capital, 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 éstas 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, se recomendó, 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 estas 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.) en el entendimiento de 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% 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 a 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 Contablizado (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, 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 NACION 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 en materia 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 Licenciatarías de Distribución y quince días para las Licenciatarías 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, a partir del Plan de Inversiones presentado por la Licenciataria, esta Autoridad Regulatoria clasificó las obras y proyectos de aquel en "Inversiones Obligatorias" e "Inversiones No Obligatorias" o "Complementarias", conforme se encuentran detalladas en el Anexo III que forma parte integrante de la presente Resolución.

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 No Obligatorias o Complementarias son aquellas necesarias para mitigar, durante los próximos cinco (5) años, todo tipo de restricciones que estuvieran limitando nuevas conexiones sobre redes existentes; o aquellas inversiones necesarias para abastecer nuevas localidades o sectores que actualmente no cuentan con el servicio de gas natural por redes.

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 referido Anexo III (Cuadro I), entonces deberá invertir la diferencia en obras y/o proyectos contemplados como "Inversiones No Obligatorias" o "Complementarias", o 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, en Inversiones No 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 esta 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, con relación a las Inversiones No Obligatorias o Complementarias, éstas no han sido consideradas en el Caso Base y por consiguiente no han sido tenidas en consideración para la determinación de los cuadros tarifarios de la Licenciataria.



Que la Licenciataria, en caso de contar con financiamiento podrá solicitar la consideración de las Inversiones No Obligatorias o Complementarias contempladas en el Anexo III (Cuadro II), como obras a realizar por factor K, en los términos del Numeral 9.4.1.3. in fine 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 9.4.13. de las Reglas Básicas de la Licencia, supuesto en que esta Autoridad Regulatoria, de considerar procedente la solicitud, deberá convocar a Audiencia Pública.

Que, en lo atinente a la demanda, esta Autoridad Regulatoria solicitó a la Licenciataria que remita el detalle 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 punto 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 sus 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 esta 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 Transportistas, 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 denominó "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 se enmarquen en 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 LITORAL GAS 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 son 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 de Emergencia N° 25.561, aplicable a los contratos celebrados entre el Estado Nacional y las Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas, dispuso que 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 ex 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 de sus Licencias.

Que es así 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 en su carácter de 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 1° 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 5° 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 LITORAL GAS S.A. en la exacta incidencia del 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 suscritos 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 suscritos 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. Nicolas 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 LITORAL GAS 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 LITORAL GAS 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 LITORAL GAS 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° 2016/08, en las Resoluciones MINEM N° 31/2016, N° 212/2016 y N° 74/2017, en los incisos e) y f) del Artículo 52 de la Ley N° 24.076, los Numerales 9.4.2 y 9.4.3 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución 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.

Por ello,

EL INTERVENTOR

DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Aprobar los Cuadros Tarifarios de Distribución que surgen de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL de LITORAL GAS S.A. que se incluyen como Anexo I y que forma parte del presente acto.

ARTÍCULO 2º.- Aprobar el cuadro tarifario de LITORAL GAS 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 N° 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 LITORAL GAS S.A. obrante en el Anexo III de la presente Resolución, y la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias, que como Anexo IV también 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 N° I-2407/12 y N° I-3249/15, que habilitaban el cobro de un monto fijo por factura bajo la operatoria "FOCEGAS".

ARTÍCULO 6º.- Instruir a LITORAL GAS 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 LITORAL GAS 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 (3) días dentro de los diez (10) días hábiles contados a partir de la notificación de la presente.



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

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 LITORAL GAS 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 6 1**


DAVID JOSÉ TEZANOS GONZÁLEZ
INTERVENTOR
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS



ANEXO I DE LA RESOLUCION N° I - 4361

Resultado Revisión Tarifaria Integral Litoral Gas S.A.

Base Tarifaria Inicial	\$	4.109.656				
Costo del Capital		9,33%				
		2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Rentabilidad	\$	380.908	\$ 394.965	\$ 410.459	\$ 445.661	\$ 467.269
Depreciación	\$	226.052	\$ 235.136	\$ 244.409	\$ 260.096	\$ 271.085
Gastos Propios	\$	688.689	\$ 794.414	\$ 960.046	\$ 1.028.591	\$ 1.036.635
Impuesto a las Ganancias	\$	310.557	\$ 316.249	\$ 322.814	\$ 340.258	\$ 350.236
Requerimiento de Ingresos	\$	1.606.206	\$ 1.740.764	\$ 1.937.728	\$ 2.074.606	\$ 2.125.226
Ingresos por Tasas y Cargos	\$	32.167	\$ 33.702	\$ 34.919	\$ 35.849	\$ 36.494
Monto a Remunerar via Tarifas	\$	1.574.040	\$ 1.707.062	\$ 1.902.809	\$ 2.038.756	\$ 2.088.732

Valores expresados en miles de pesos.



ANEXO I DE LA RESOLUCION N° **I - 4361**

LITORAL GAS 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	Prov. de Buenos Aires	99.772994	0,338122
	Prov. de Santa Fé	98.974977	0,299422
R2 1*	Prov. de Buenos Aires	105,264371	0,338122
	Prov. de Santa Fé	104,466355	0,299422
R2 2*	Prov. de Buenos Aires	120,170850	0,499801
	Prov. de Santa Fé	119,304232	0,458126
R2 3*	Prov. de Buenos Aires	135,599547	0,510934
	Prov. de Santa Fé	134,697528	0,462284
R3 1*	Prov. de Buenos Aires	175,739641	0,653884
	Prov. de Santa Fé	174,782021	0,595283
R3 2*	Prov. de Buenos Aires	203,196528	0,653884
	Prov. de Santa Fé	202,238908	0,595283
R3 3*	Prov. de Buenos Aires	271,448727	0,935208
	Prov. de Santa Fé	270,354304	0,883338
R3 4*	Prov. de Buenos Aires	436,190047	0,935208
	Prov. de Santa Fé	435,095624	0,883338

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	Prov. de Buenos Aires	235,284255	0,312692	0,273281	0,222562
	Prov. de Santa Fé	242,491607	0,293401	0,246795	0,204183

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	Prov. de Buenos Aires	922,837873	0,472798	0,404078	0,335349
	Prov. de Santa Fé	921,821143	0,443378	0,375354	0,307320

OTROS USUARIOS		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de Consumo
SDB	Prov. de Buenos Aires	5.550,323652		0,368119
	Prov. de Santa Fé	5.549,718079		0,344879
GNC	Prov. de Buenos Aires	3.032,925571		0,143314
	Prov. de Santa Fé	3.032,290115		0,129053
INTERRUMPIBLE	Prov. de Buenos Aires	3.032,925571	2,923851	0,047185
	Prov. de Santa Fé	3.032,290115	2,923851	0,032924

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SOP3 Grupo II).
 (2) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.



ANEXO I DE LA RESOLUCION N° I - 4361

LITORAL GAS 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)		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)	Prov. de Buenos Aires	5.553,334371	0,472798	0,404078	0,335349	
	Prov. de Santa Fé	5.552,698914	0,443378	0,375354	0,307320	
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	Prov. de Buenos Aires	5.550,323652	4,729987	0,089266	0,062473	
	Prov. de Santa Fé	5.549,718079	4,607200	0,078003	0,051480	
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	Prov. de Buenos Aires	11.044,579523		0,153353		0,114007
	Prov. de Santa Fé	11.043,945423		0,139855		0,100916
FD - FT	Prov. de Buenos Aires	11.044,579523	2,907992	0,057032	2,570766	0,017686
	Prov. de Santa Fé	11.043,945423	2,803892	0,046082	2,470120	0,007142

(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se cumplan 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).

[Handwritten signatures and initials on the left margin]



ANEXO I DE LA RESOLUCION N° I - 4361

LITORAL GAS S.A.
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN RESULTANTES DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

en \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES		Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
GPI / GBI	Tarifa única para todos los usuarios		
	RUFINO	435,095624	0,863338
	WHEELWRIGHT	435,095624	0,863338
	URANGA	435,095624	0,863338

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3)

	Rufino	Wheelwright	Uranga
Precio de compra reconocido (*)	0,000000	0,000000	0,000000
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,000000	0,000000	0,000000
Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.) (**)	0,000000	0,000000	0,000000
(*) Equivalente a (\$/Tn)	0	0	0
(**) Equivalente a (\$/Tn)	0	0	0

[Handwritten signatures and scribbles on the left margin]



II 1 ANEXO DE LA RESOLUCION N° I - 4361

LITORAL GAS S.A. TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE en \$(Pesos)

Table with columns: RESIDENCIAL, Cargo fijo por Factura, Cargo por m³ de Consumo. Rows include R1, R2 1*, R2 2*, R2 3*, R3 1*, R3 2*, R3 3*, R3 4* with sub-rows for Buenos Aires and Santa Fé provinces.

Table for SERVICIO GENERAL with columns: Cargo fijo por Factura, Cargo por m³ de Consumo (0 a 1.000 m³, 1001 a 9.000 m³, más de 9.000 m³). Rows for P1 y P2.

Table for SERVICIO GENERAL (1) with columns: Cargo fijo por Factura, Cargo por m³ de Consumo (0 a 1.000 m³, 1001 a 9.000 m³, más de 9.000 m³). Row for P3.

Table for OTROS USUARIOS with columns: Cargo fijo por Factura, Cargo por m³/día (2), Cargo por m³ de Consumo. Rows include SDB (3), GNC INTERRUPTIBLE, GNC FIRME.

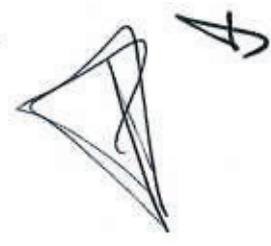
- (1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).
(2) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.
(3) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido. El precio de gas natural a facturar a los usuarios SDB, será el precio promedio ponderado que surja de las entregas de estos a sus usuarios.

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

Table showing price composition for different user types: Tipo de Usuario, Punto ingreso al sist. de transp., Diferencias diarias acumuladas, Precio incluido en los cargos por m3 consumido.

Table showing costs for transport and gas retention for various user categories, including percentages for different provinces like Cuenca Neuquina, Cuenca Noroeste, etc.

Handwritten signatures and initials on the left side of the page.





ANEXO II.4 DE LA RESOLUCION N° I - 4361

LITORAL GAS S.A.
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS P3, G, FD, FT, ID, IT - SIN IMPUESTOS

Table with columns: CATEGORIA / CLIENTE, en \$ (Pesos), SERVICIO GENERAL (1), CARGO FIJO POR FACTURA, CARGO POR M3 DE CONSUMO (0 to 9.000 m3, 1001 to 9.000 m3, más de 9.000 m3), GRANDES USUARIOS (1), ID - FD (3), IT - FT (4).

(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).

TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA

Table with columns: Recepción, Despacho, Tarifa TF (\$/m3)(**), 2 ED GBA-Litoral TGN (\$/m3). Rows include TGN Neuquén, TGN Salta, TGS (*) T del Fuego.

(*) La ruta de transporte incluye el tramo T.del Fuego-GBA con tarifa de 0,498539 \$/M3 a la que se le añaden 2 ED por valor de 0,075888 \$/M3 producto del desplazamiento con destino a Litoral.

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

Handwritten signatures and scribbles on the left side of the page.



ANEXO ^{II-1} DE LA RESOLUCION N° **I - 4361**

LITORAL GAS S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

en \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES		Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
GPI / GBI	Tarifa única para todos los usuarios		
	RUFINO	251,368980	1,799165
	WHEELWRIGHT	251,368980	1,772620
	URANGA	251,368980	1,661853

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3)

	Rufino	Wheelwright	Uranga
Precio de compra reconocido (*)	0,981892	0,981892	0,981892
Diferencias diarias acumuladas,	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,981892	0,981892	0,981892
Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.) (**)	0,318494	0,245983	0,073483
(*) Equivalente a (\$/Tn)	1.267	1.267	1.267
(**) Equivalente a (\$/Tn)	411	317	95

[Handwritten signatures and initials on the left side of the page]



ANEXO ^{I.1} DE LA RESOLUCION N° **I - 4361**

LITORAL GAS S.A.
SERVICIOS Y EMPRENDIMIENTOS SAPEM
TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

En \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES	Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
GPI / GBI	Tarifa única para todos los usuarios	
	AVELLANEDA	251,368980

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)

Precio de compra reconocido (*)	0,981892
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,981892
Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)(**)	0,505662
(*) Equivalente a (\$/Tn)	1,267
(**) Equivalente a (\$/Tn)	652



ANEXO ^{II.1} DE LA RESOLUCION N° **I - 4 3 6 1**

LITORAL GAS S.A.
COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE RECONQUISTA LTDA.
TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

En \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES	Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
GPI / GBI	Tarifa única para todos los usuarios	
	RECONQUISTA	251,368980

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)

Precio de compra reconocido (*)	0,981892
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,981892
Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)(**)	0,505662
(*) Equivalente a (\$/Tn)	1.267
(**) Equivalente a (\$/Tn)	652

4



ANEXO ^{II.1} DE LA RESOLUCION N° **I - 4361**

LITORAL GAS S.A.
COOPERATIVA TELEFONICA Y OTROS SERVICIOS PUBLICOS Y ASISTENCIALES DE TOSTADO LTDA.
TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

En \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES	Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
GPI / GBI	Tarifa única para todos los usuarios	
	TOSTADO	251,368980

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)

Precio de compra reconocido (*)	0,981892
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,981892
Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)(**)	0,256289
(*) Equivalente a (\$/Tn)	1.267
(**) Equivalente a (\$/Tn)	331

[Handwritten signatures and marks on the left side of the page]



ANEXO II DE LA RESOLUCION N° I - 4361

LITORAL GAS 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)

Table with columns: RESIDENCIAL, Cargo fijo por Factura, Cargo por m³ de Consumo. Rows include categories R1, R2 1*, R2 2*, R2 3*, R3 1*, R3 2*, R3 3*, R3 4* with sub-rows for Provinces of Buenos Aires and Santa Fe.

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

Table showing gas price components: Tipo de Usuario, Punto ingreso al sol. de transp., Diferencias diarias acumuladas, Precio incluido en los cargos por m3 consumido. Columns for R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*, R3 1*-R3 2*-R3 3*, R3 4*.

Table showing costs: Costo de transporte-factor de carga 100%-(en \$/m3), Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*), Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1*-R3 2*-R3 3*), Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4*).

Handwritten signatures and scribbles on the left side of the page.



ANEXO DE LA RESOLUCION N° I - 4361

LITORAL GAS 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

en \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES		Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
GPI / GBI	Tarifa única para todos los usuarios		
	RUFINO	251,368980	1,504597
	WHEELWRIGHT	251,368980	1,478052
	URANGA	251,368980	1,367285

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3)

	Rufino	Wheelwright	Uranga
Precio de compra reconocido (*)	0,687324	0,687324	0,687324
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,687324	0,687324	0,687324
Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.) (**)	0,318494	0,245983	0,073483
(*) Equivalente a (\$/Tn)	887	887	887
(**) Equivalente a (\$/Tn)	411	317	95

[Handwritten signatures and marks on the left side of the page]



II.2
ANEXO DE LA RESOLUCION N° I - 4361

LITORAL GAS S.A.
SERVICIOS Y EMPRENDIMIENTOS SAPEM

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

En \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES	Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo	
Tarifa única para todos los usuarios			
GPI / GBI	AVELLANEDA	251,368980	1,691765

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)

Precio de compra reconocido (*)	0,687324
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,687324

Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)(**)

0,505662

(*) Equivalente a (\$/Tn) 887

(**) Equivalente a (\$/Tn) 652



I - 4361

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

II.2
ANEXO DE LA RESOLUCION N°

LITORAL GAS S.A.
COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE RECONQUISTA LTDA.
TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES CON AHORRO EN SU CONSUMO IGUAL O MAYOR AL 15% RESPECTO AL MISMO PERÍODO DEL AÑO 2015 - SIN IMPUESTOS

En \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES	Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
GPI / GBI	Tarifa unica para todos los usuarios	
	RECONQUISTA	251,368980

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)

Precio de compra reconocido (*)	0,687324
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,687324

Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)(**) 0,505662

(*) Equivalente a (\$/Tn) 887

(**) Equivalente a (\$/Tn) 652



I - 4361

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

^{II,2}
ANEXO DE LA RESOLUCION N°

LITORAL GAS S.A.
COOPERATIVA TELEFONICA Y OTROS SERVICIOS PUBLICOS Y ASISTENCIALES DE TOSTADO LTDA.
TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES CON AHORRO EN SU CONSUMO IGUAL O MAYOR AL 15% RESPECTO AL MISMO PERÍODO DEL AÑO 2015 - SIN IMPUESTOS

En \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES	Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
GPI / GBI	Tarifa única para todos los usuarios	
	TOSTADO	
	251,368980	1,442392

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)

Precio de compra reconocido (*)	0,687324
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,687324
Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)(**)	0,256289
(*) Equivalente a (\$/Tn)	887
(**) Equivalente a (\$/Tn)	331



I - 4361

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

II-3 ANEXO DE LA RESOLUCION N°

LITORAL GAS 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	Prov. de Buenos Aires	57,642123	0,798763
	Prov. de Santa Fé	57,181083	0,776405
R2 1*	Prov. de Buenos Aires	60,814672	0,798763
	Prov. de Santa Fé	60,353532	0,776405
R2 2*	Prov. de Buenos Aires	68,426517	0,892170
	Prov. de Santa Fé	68,925959	0,868938
R2 3*	Prov. de Buenos Aires	78,340295	0,898603
	Prov. de Santa Fé	77,813392	0,870496
R3 1*	Prov. de Buenos Aires	101,530542	0,981189
	Prov. de Santa Fé	100,977293	0,947333
R3 2*	Prov. de Buenos Aires	117,393283	0,981189
	Prov. de Santa Fé	116,840035	0,947333
R3 3*	Prov. de Buenos Aires	156,824812	1,143719
	Prov. de Santa Fé	156,192529	1,102198
R3 4*	Prov. de Buenos Aires	252,001284	1,143719
	Prov. de Santa Fé	251,368980	1,102198

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	Prov. de Buenos Aires	135,931413	0,603046	0,580276	0,550975
	Prov. de Santa Fé	140,095337	0,591901	0,568130	0,540356

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	Prov. de Buenos Aires	533,153638	0,605544	0,655842	0,616136
	Prov. de Santa Fé	532,566239	0,678548	0,639247	0,599942

(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)

Tipo de Usuario	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	R3 1*-R3 2*-R3 3*	R3 4*	P1 - P2	P3
Fuente ingreso al tarif. 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

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3)	0,211187	(45,86% Cuenca Neuquina, 46,75% Cuenca Noroeste, 7,39% Cuenca Tierra del Fuego Austral)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*)	0,000000	(45,86% Cuenca Neuquina, 46,75% Cuenca Noroeste, 7,39% Cuenca Tierra del Fuego Austral)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1*-R3 2*-R3 3*)	0,000000	(45,86% Cuenca Neuquina, 46,75% Cuenca Noroeste, 7,39% Cuenca Tierra del Fuego Austral)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4*)	0,000000	(45,86% Cuenca Neuquina, 46,75% Cuenca Noroeste, 7,39% Cuenca Tierra del Fuego Austral)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P1 - P2)	0,000000	(45,86% Cuenca Neuquina, 46,75% Cuenca Noroeste, 7,39% Cuenca Tierra del Fuego Austral)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P3)	0,000000	(45,86% Cuenca Neuquina, 46,75% Cuenca Noroeste, 7,39% Cuenca Tierra del Fuego Austral)

[Handwritten signatures and scribbles on the left side of the page]



I - 4361

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

II.3
ANEXO DE LA RESOLUCION N°

LITORAL GAS S.A.

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

en \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES		Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
GPI / GBI	Tarifa única para todos los usuarios		
	RUFINO	251,368980	0,817273
	WHEELWRIGHT	251,368980	0,790728
	URANGA	251,368980	0,679961

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3)

	Rufino	Wheelwright	Uranga
Precio de compra reconocido (*)	0,000000	0,000000	0,000000
Diferencias diarias acumuladas	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,000000	0,000000	0,000000
Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.) (**)	0,318494	0,245983	0,073483
(*) Equivalente a (\$/Tn)	0	0	0
(**) Equivalente a (\$/Tn)	411	317	95



I - 4361

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

II.3
ANEXO DE LA RESOLUCION N°

LITORAL GAS S.A.
SERVICIOS Y EMPRENDIMIENTOS SAPEM
TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2 Y P3 BENEFICIARIOS DE LA "TARIFA SOCIAL" - SIN IMPUESTOS

En \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES	Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo	
Tarifa única para todos los usuarios			
GPI / GBI	AVELLANEDA	251,368980	1,004441

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)

Precio de compra reconocido (*)	0,000000
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,000000
Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)(**)	0,505662
(*) Equivalente a (\$/Tn)	0
(**) Equivalente a (\$/Tn)	652



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO DE LA RESOLUCION N° ^{II.3} I - 4 3 6 1

LITORAL GAS S.A.
COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE RECONQUISTA LTDA.
TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2 Y P3 BENEFICIARIOS DE LA "TARIFA SOCIAL" - SIN IMPUESTOS

En \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES	Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo	
GPI / GBI	Tarifa unica para todos los usuarios		
	RECONQUISTA	251,368980	1,004441

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)

Precio de compra reconocido (*)	0,000000
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,000000
Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)(**)	0,505662
(*) Equivalente a (\$/Tn)	0
(**) Equivalente a (\$/Tn)	652



ANEXO DE LA RESOLUCION N° **I - 4361**

LITORAL GAS S.A.
COOPERATIVA TELEFONICA Y OTROS SERVICIOS PUBLICOS Y ASISTENCIALES DE TOSTADO LTDA.
TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2 Y P3 BENEFICIARIOS DE LA "TARIFA SOCIAL" - SIN IMPUESTOS

En \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES	Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
GPI / GBI	Tarifa única para todos los usuarios	
	TOSTADO	251,368980

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)

Precio de compra reconocido (*)	0,000000
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,000000
Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)(**)	0,256289
(*) Equivalente a (\$/Tn)	0
(**) Equivalente a (\$/Tn)	331

[Handwritten signatures and marks on the left side of the page]



ANEXO II.4 DE LA RESOLUCION N°

I - 4361

LITORAL GAS S.A.

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

CATEGORIA / CLIENTE

en \$ (Pesos)

RESIDENCIAL		Cargo fijo por Factura	Cargo por m' de Consumo
EBP 1	Prov. de Buenos Aires	57,042123	1,676521
	Prov. de Santa Fe	57,181083	1,654163
EBP 2 1*	Prov. de Buenos Aires	60,814672	1,676521
	Prov. de Santa Fe	60,353632	1,654163
EBP 2 2*	Prov. de Buenos Aires	69,426517	1,769928
	Prov. de Santa Fe	88,625959	1,744098
EBP 2 3*	Prov. de Buenos Aires	78,346295	1,776360
	Prov. de Santa Fe	77,813392	1,748254
EBP 3 1*	Prov. de Buenos Aires	101,530542	2,937313
	Prov. de Santa Fe	100,977293	2,903457
EBP 3 2*	Prov. de Buenos Aires	117,393283	2,937313
	Prov. de Santa Fe	116,840035	2,903457
EBP 3 3*	Prov. de Buenos Aires	156,824812	3,099643
	Prov. de Santa Fe	156,192529	3,068321
EBP 3 4*	Prov. de Buenos Aires	252,001264	4,072864
	Prov. de Santa Fe	251,368880	4,031343

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

Tipo de Usuario	EBP 1 a EBP 2 3*	EBP 3 1* a EBP 3 3*	EBP 3 4*
Punto ingreso al sist. de transp.	0,836154	1,863407	2,790309
Diferencias tarifas acumuladas	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,836154	1,863407	2,790309

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):

0,211197

(45,88% Cuenca Neuquina, 46,75% Cuenca Noroeste, 7,39% Cuenca Tierra del Fuego Austral)

Costo de gas retenido (incluidos en los C p/M3 consumido de la categoría EBP 1 a EBP 2 3*):

0,041804

(45,86% Cuenca Neuquina, 46,75% Cuenca Noroeste, 7,39% Cuenca Tierra del Fuego Austral)

Costo de gas retenido (incluidos en los C p/M3 consumido de la categoría EBP 3 1* a EBP 3 3*):

0,092717

(45,66% Cuenca Neuquina, 46,75% Cuenca Noroeste, 7,39% Cuenca Tierra del Fuego Austral)

Costo de gas retenido (incluidos en los C p/M3 consumido de la categoría EBP 3 4*):

0,136936

(45,86% Cuenca Neuquina, 46,75% Cuenca Noroeste, 7,39% Cuenca Tierra del Fuego Austral)

[Handwritten signatures and marks]

[Handwritten mark: a large 'Z' with an arrow pointing to a triangle]



ANEXO ^{II.4} DE LA RESOLUCION N° **I - 4361**

LITORAL GAS S.A.

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

en \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES		Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
GPI / GBI	Tarifa única para todos los usuarios		
	RUFINO	251,368980	1,504597
	WHEELWRIGHT	251,368980	1,478052
	URANGA	251,368980	1,367285

Composición del precio del GPI-GBI Incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3)

	Rufino	Wheelwright	Uranga
Precio de compra reconocido (*)	0,687324	0,687324	0,687324
Diferencias diarias acumuladas,	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,687324	0,687324	0,687324
Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.) (**)	0,318494	0,245983	0,073483
(*) Equivalente a (\$/Tn)	887	887	887
(**) Equivalente a (\$/Tn)	411	317	95

[Handwritten signatures and marks on the left side of the page]



ANEXO ^{II-4} DE LA RESOLUCION N° **I - 4361**

LITORAL GAS S.A.
SERVICIOS Y EMPRENDIMIENTOS SAPEM
TARIFAS FINALES SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS

En \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES	Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo
GPI / GBI	Tarifa única para todos los usuarios	
	AVELLANEDA	251,368980

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)

Precio de compra reconocido (*)	0,687324
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,687324
Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)(**)	0,505662
(*) Equivalente a (\$/Tn)	887
(**) Equivalente a (\$/Tn)	652



ANEXO ^{II} 4 DE LA RESOLUCION N° **I - 4 3 6 1**

LITORAL GAS S.A.
COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE RECONQUISTA LTDA.
TARIFAS FINALES SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS

En \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES	Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo	
GPI / GBI	Tarifa unica para todos los usuarios		
	RECONQUISTA	251,368980	1,691765

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)

Precio de compra reconocido (*)	0,687324
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,687324

Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)(**)

0,505662

(*) Equivalente a (\$/Tn)

887

(**) Equivalente a (\$/Tn)

652



ANEXO ^{II.4} DE LA RESOLUCION N° **I - 4361**

LITORAL GAS S.A.
COOPERATIVA TELEFONICA Y OTROS SERVICIOS PUBLICOS Y ASISTENCIALES DE TOSTADO LTDA.

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

En \$ (Pesos)

GAS PROPANO / BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES	Cargo fijo por Factura	Cargo por m3 de consumo	
GPI / GBI	Tarifa única para todos los usuarios		
	TOSTADO	251,368980	1,442392

Composición del precio del GPI-GBI incluido en el cargo por m3 consumido (en \$/m3 de 9.300 kcal.)

Precio de compra reconocido (*)	0,687324
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,687324

Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)(**)

0,256289

(*) Equivalente a (\$/Tn)

887

(**) Equivalente a (\$/Tn)

331

[Handwritten signatures and scribbles on the left side of the page]



ANEXO III

PLAN DE INVERSIONES

El presente Anexo contiene un listado de obras, mejoras y relevamientos obligatorios ("Inversiones Obligatorias"), y de obras, mejoras y relevamientos no obligatorios o complementarios ("Inversiones No Obligatorias" o "Complementarias") para el quinquenio 2017-2021.

Las Inversiones Obligatorias se encuentran en el Cuadro 1, y son, en principio, aquellas consideradas indispensables para atender la operación y el mantenimiento de los sistemas operados, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras del gas natural, con estándares iguales o mayores a los requeridos por la normativa vigente, así como las relativas al levantamiento de restricciones y abastecimiento a nuevas localidades cuando estuvieren expresamente incluidas.

Las Inversiones No Obligatorias o Complementarias se encuentran agregadas en el Cuadro 2, y son aquellas necesarias para: (i) Eliminar, durante los próximos cinco (5) años, restricciones que limiten nuevas conexiones a redes de distribución de gas existentes; o (ii) Abastecer nuevas localidades o sectores que actualmente no cuentan con el servicio de gas natural por redes.



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

1. Inversiones Obligatorias

Las Inversiones Obligatorias son las incluidas en el Cuadro 1, y las cuales han sido consideradas en los Cuadros Tarifarios aprobados para la Licenciataria, por lo que esta última estará obligada a llevar a cabo, construir y/o instalar todas las Inversiones Obligatorias, cualquiera sea su costo total.

Si la Licenciataria lleva a cabo las Inversiones Obligatorias a un costo total menor que la suma especificada a tal efecto en el Cuadro 1, deberá invertir la diferencia en obras y/o proyectos contemplados como Inversiones No Obligatorias o Complementarias, o en otros que cuenten con la aprobación previa de esta Autoridad Regulatoria, dentro del período quinquenal 2017-2021.

La Licenciataria deberá en todos los casos erogar la suma especificada en el Cuadro 1, en Inversiones Obligatorias, en Inversiones No Obligatorias o Complementarias, 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.



La Licenciataria deberá presentar anualmente a la Autoridad Regulatoria un informe detallado de avance de su Plan de Inversiones. La Autoridad Regulatoria podrá aplicar las penalidades por incumplimiento, conforme lo previsto en las Reglas Básicas de la Licencia.

Las pautas precedentes surgen de la aplicación a las inversiones previstas para el quinquenio 2017-2021 de lo establecido en el Numeral 5.1. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.

El monto de las Inversiones Obligatorias se encuentra expresado a valores de diciembre de 2016. Por lo tanto, el monto de las inversiones no ejecutadas al fin de cada semestre se actualizará utilizando la misma metodología y los mismos índices de precios que los aplicados para la adecuación semestral de las tarifas.

2. Inversiones No Obligatorias o Complementarias

Las Inversiones No Obligatorias no han sido consideradas en el Caso Base y, por consiguiente, no han sido tenidas en consideración para la determinación de los cuadros tarifarios de la Licenciataria.

Durante el quinquenio 2017-2021, la Licenciataria, en caso de considerarlo oportuno, podrá solicitar la consideración de las Inversiones No Obligatorias o



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Complementarias contempladas en el Cuadro 2 como obras a realizar por Factor K, en los términos del Numeral 9.4.1.3 de las Reglas Básicas de la Licencia.

La Licenciataria también podrá proponer a la Autoridad Regulatoria, durante el quinquenio 2017-2021, la ejecución de obras y trabajos no contemplados en los Cuadros 1 y 2 de este Anexo, como obras por factor K, en los términos del Numeral 9.4.1.3. de las Reglas Básicas de la Licencia, supuesto en que la Autoridad Regulatoria, de considerar procedente la solicitud, deberá convocar a Audiencia Pública.

3. Sustitución de Inversiones Obligatorias por Inversiones No Obligatorias o Complementarias

La Licenciataria podrá solicitar a la Autoridad Regulatoria la sustitución o reemplazo de una o más obras o trabajos contemplados como Inversiones Obligatorias, por una o más contempladas como Inversiones No Obligatorias o Complementarias, debiendo dar las razones o motivos correspondientes. En ningún caso la aprobación de la Autoridad Regulatoria habilitará a la Licenciataria a erogar una suma menor a la indicada en el Cuadro 1 del presente Anexo.

4. Incumplimiento del Plan de Inversiones. Imposibilidad por Causas Ajenas a la Licenciataria



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El incumplimiento del Plan de Inversiones hará pasible a la Licenciataria de las sanciones específicas contempladas en este Anexo y la Resolución.

Sin perjuicio de ello, por otras faltas o incumplimientos será aplicable el Régimen de Penalidades previsto en el Capítulo X de las Reglas Básicas de la Licencia.

La Autoridad Regulatoria tendrá en consideración las características técnicas de las Inversiones Obligatorias, y su implicancia en la seguridad y confiabilidad del sistema.

Si la Licenciataria se viera imposibilitada de ejecutar su Plan de Inversiones por causas ajenas a aquella, deberá plantearlo oportunamente a la Autoridad Regulatoria quien procederá a analizar las razones expuestas por aquella y, eventualmente, podrá modificar su Plan de Inversiones en cuanto estime pertinente.

La Licenciataria no se eximirá de responsabilidad por su negligencia concurrente, o por omisión en emplear la debida diligencia para remediar tal situación y remover la/s causal/es con la diligencia adecuada y con toda la razonable prontitud.



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Los controles que la Autoridad Regulatoria realice respecto del Plan de Inversiones de la Licenciataria serán con prescindencia de todo otro que pueda efectuar en ejercicio de su competencia.

ANEXO III

I.- PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS - Litoral Gas S.A.

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
1	Expansión sistema MP Baradero	Construcción de una nueva estación reguladora de presión 10/1,5 bar con su correspondiente ramal de alimentación de una longitud estimada de 150 metros en cañería de acero de diámetro 4" e interconexiones de red en media presión estimadas en 400 metros de cañería. La habilitación de la obra permitirá la incorporación de aproximadamente 2.000 (dos mil) clientes residenciales en la localidad de Baradero, Pcia. de Buenos Aires.	Baradero - Provincia de Buenos Aires	12	9,30
3	Expansión- Redes Localidades Gdto. GNEA -Prioridad 1	Construcción de aproximadamente 123.000 metros de red de distribución en media presión, de acuerdo a las previsiones de caudal realizadas por ENARSA. La obra beneficiará a aproximadamente 6.715 (seis mil setecientos quince) clientes residenciales de las localidades de Llambi Campelli; Emilia; Nelson; Gdor.Crespo; M.Escalada; Pedro Cello; Ramayón; San Justo; Vera y Videla; La Criolla; Calchaquí; Margarita; Colonia Silva, todas de la Provincia de Santa Fe.	Localidades de: Llambi Campelli; Emilia; Nelson; Gdor.Crespo; M.Escalada; Pedro Cello; Ramayón; San Justo; Vera y Pintado; Videla; La Criolla; Calchaquí; Margarita; Colonia Silva, todas de la Provincia de Santa Fe	48	114,20
4	Expansión - Sistema de AP de Rosario y zona metropolitana - Culminación loop en Ø20" y traslado de la regulación en 25 bar a la cabecera de cámara Norte	Instalación de aproximadamente 500 metros de gasoducto en cañería de acero de 4", 4.900 metros de gasoducto en cañería de acero de 20" y el traslado de la estación reguladora de presión 40/25 bar ubicada en Bv. Seguí y Pv. Unidas a la cabecera del gasoducto. La habilitación de la obra permitirá la incorporación de una demanda equivalente a 9.270 (nueve mil doscientos setenta) clientes residenciales de las localidades de Rosario, Funes, Soldini, G. Baigorria y C. Bermúdez de la Pcia. de Santa Fe.	Rosario y zona metropolitana, Provincia de Santa Fe	12	106,50

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
5 y 6	Ampliación Rosario, Soldini, Funes, Granadero Baigorria y Capitán Bermúdez	<p>Se prevé la construcción de un nuevo punto de inyección al sistema de alta presión de 25/15 Bar del Área Metropolitana de Rosario. En la ETAPA 1 (TGN - Roldán) se prevé la construcción de: a) una (1) estación de separación y medición, regulación 60/25 bar y odorización y b) el tendido de un gasoducto en 25 Bar de aproximadamente 13.120 metros de extensión en cañería de acero de 16".</p> <p>En la ETAPA 2 (Roldán - Funes) se prevé la construcción de: a) 8.640 metros de extensión en cañería de acero de 16" y 3.820 metros de extensión en cañería de acero de 8", en 25 bar de presión, b) una ERP 25/15/1,5 bar y c) 2.040 metros de extensión en cañería de 8", 15 bar de presión.</p> <p>La habilitación permitirá la incorporación de 12500 clientes R, 1000 clientes SGP (P1 y P2) y caudal industrial</p>	Rosario y zona metropolitana, Provincia de Santa Fe	24	373,40
9	Expansión - Gasoducto Regional Centro II- Etapa 2: Esperanza y Lehmann	<p>Deriva del Gasoducto Regional Centro II Rafaela-Sunchales. Permitirá la expansión del sistema de distribución para ampliar el suministro a las localidades de Lehmann y Esperanza. Se prevé la intervención en el sistema de AP en 10 Bar de la localidad de Esperanza para ampliar su capacidad en 4.000 m³/h y el abastecimiento de gas natural a la localidad de Lehmann por un caudal de 1.900 m³/h. Se prevé para Esperanza: a) construcción de un ramal en 40 Bar de aprox. 100 m, en diámetro 8" para alimentar el city gate; b) ampliación del city gate de TGN 40/10 Bar; c) construcción de un gasoducto en 10 Bar y aproximadamente 3.000 m en diámetro 6"; y para Lehmann: d) ampliación city gate 40/10 Bar; e) construcción de ramal en 10 Bar de aproximadamente 100 m en diámetro 4" para alimentar a nueva ERP; f) una (1) ERP 10/1,5 Bar; g) tendido de un ramal en MP hasta la zona urbana.</p> <p>La habilitación tendrá potencial para incorporar 1.500 (mil quinientos) clientes residenciales, 125 (ciento veinticinco) clientes del SGP (P1 y P2), caudal para usuarios industriales y 1.000 m³/hora para SDB en las localidades de Esperanza y Lehmann de la Pcia. de Santa Fe.</p>	Localidades de Esperanza y Lehmann, ambas de Provincia de Santa Fe	6	43,10



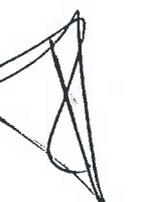
Logo of the National Gas Regulator of the Gas (Ente Nacional Regulador del Gas) and several handwritten signatures.

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
10	Expansión - Gasoducto Centro II - Etapa 3: Ataliva y Bella Italia	<p>Deriva del Gasoducto Regional Centro II Rafaela-Sunchales. Permitirá la expansión del sistema de distribución para dar suministro a las localidades de: Ataliva y Bella Italia. Se prevé: para Ataliva a) construcción de ramal en 40 Bar de aproximadamente 100 m, en diámetro 6" para alimentar un (1) nuevo city gate; b) un (1) city gate 40/10/1,5 Bar; c) tendido de un ramal en MP hasta la zona urbana; y para Bella Italia: d) construcción de un ramal en 10 Bar de aproximadamente 100 m en diámetro 4" para alimentar una nueva ERP; e) una (1) ERP 10/1,5 Bar; f) tendido de una ramal en MP hasta la zona urbana.</p> <p>La habilitación de la obra permitirá la incorporación estimada de 1.740 (mil setecientos cuarenta) clientes residenciales, 51 (cincuenta y un) clientes SGP (P1 y P2) y caudal destinados a clientes industriales en las localidades de Ataliva y Bella Italia, Prov. de Santa Fe.</p>	Localidades de Ataliva y Bella Italia, ambas de la Provincia de Santa Fe	12	20,10
17	Expansión - Sistema Gasoducto Regional Oeste	<p>Construcción de un gasoducto de aproximadamente 6.200 metros de cañería de acero diámetro 10" en 40 Bar y una estación de separación y medición 60/40 Bar en la cabecera. El proyecto está supeditado a la Resol. ENRG N°4326/17. La habilitación beneficiará aproximadamente a 2.230 (dos mil doscientos treinta) clientes residenciales, 40 (cuarenta) clientes del SGP (P1 y P2) y caudal para clientes industriales de las localidades de Las Parejas, Las Rosas, Los Cardos, El Trébol, C. Pellegrini, San Jorge, Sastre y Ma. Juana de la Provincia de Santa Fe.</p>	Cercanías de la localidad de Las Parejas, Provincia de Santa Fe	18	73,10
18	Expansión - Sistema Gasoducto Regional Rojo-Rojas	<p>Construcción de un gasoducto de aproximadamente 17.446 metros en 40 Bar en cañería de acero de 12", gasoducto de aproximadamente 12.000 metros en 40 bar en cañería de acero 10", modificación de una estación de separación y medición; modificación de la estación limitadora de presión 60/40 Bar. El proyecto está supeditado a la Resol. ENRG N°4326/17. Se estima que la obra beneficiará a 6.600 (seis mil seiscientos) clientes residenciales, 150 (ciento cincuenta) clientes SGP (P1 y P2) y aportará 500 m3/hora para clientes industriales de las localidades de Pergamino y Colón de la Prov. de Buenos Aires.</p>	Provincia de Buenos Aires	24	304,30



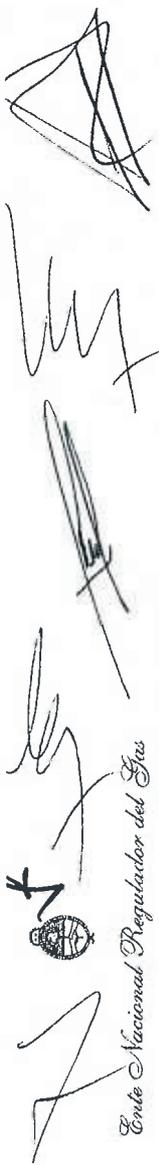
Ente Nacional Regulador del Gas





Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
30	Expansión - Gasoducto Regional Rueda - Alcorfa - Etapa 1	Construcción de un gasoducto regional de aproximadamente 23.580 metros en 60 Bar de cañería de acero 6" (considerando una presión de 30 Bar garantizada por TGN en la cabecera del Gasoducto Regional); una estación de separación y medición y odorrización; tres estaciones reguladoras de presión 60/15/1,5 y aproximadamente 9.430 metros de red de distribución en media presión. Se estima que beneficiará a aproximadamente 800 (ochocientos) clientes residenciales y 34 clientes SGP (P1 y P2), y caudal para clientes industriales de las localidades de Rueda, Godoy y Sargento Cabral de la Prov. de Santa Fe.	Ruta Provincial N° 90 - Localidades de: Rueda, Godoy y Sargento Cabral.. Provincia de Santa Fe	24	180,90
34	Expansión- Redes Localidades Gdto. GNEA -Prioridad 3	Construcción de aproximadamente 157.000 metros de red de distribución en media presión, de acuerdo a las provisiones realizadas por ENARSA. La obra permitirá dar suministro a aproximadamente 8.062 (ocho mil sesenta y dos) clientes residenciales de las localidades de María Luisa, La Pelada, Elisa, San Cristóbal, Arrufó, Hershilia y Ceres de la Pcia. de Santa Fe.	Localidades de: María Luisa, La Pelada, Elisa, San Cristóbal, Arrufó, Hershilia y Ceres, todas de la Provincia de Santa Fe	48	149,50
36	Expansión- Sistema Alta Presión de Villa Constitución	Construcción de aproximadamente 50 metros de gasoducto en 25 bar, en cañería de acero de 2" y una estación reguladora de presión de 25/1,5 Bar. La obra tiene potencial para la conexión de 116 (ciento dieciséis) clientes residenciales, 9 (nueve) clientes del SGP (P1 y P2) y caudal para clientes industriales para la localidad de Theobald de la Provincia de Santa Fe. Requiere la construcción de la red de distribución.	Localidad de Theobald. Provincia de Santa Fe	12	6,30
37	Expansión- Sistema Alta Presión de San Nicolás	Construcción de aproximadamente 7.010 metros de red de distribución en media presión. La habilitación posibilitará la conexión de a aproximadamente 627 (seiscientos veintisiete) clientes residenciales en la localidad de Villa General Savio, de la Provincia de Buenos Aires.	Localidad de Villa General Savio, Provincia de Buenos Aires	12	7,70

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
41	Expansión Gasoducto Regional Sur	<p>Construcción de un gasoducto de aproximadamente 44.000 metros en 40 Bar de cañería de acero de 10", aproximadamente 5.860 metros en 40 bar de cañería de acero 4" y la instalación de válvulas de línea. La habilitación permitirá la incorporación en las localidades de la Prov. de Santa Fe abastecidas por el Gasoducto Regional Sur de aproximadamente 7.900 (siete mil novecientos) clientes residenciales, 266 (doscientos sesenta y seis) clientes SGP (P1 y P2), caudal para clientes industriales y 3.500 m3/hora para SDB. La ejecución de la obra requiere la previa habilitación de las obras proyectadas en las Obras de Ampliación del Convenio Marco Municipalidad Venado Tuerto, y supeditada a la Resol. ENRG N°4326/17</p>	Sur de la Provincia de Santa Fe	24	414,30
42	Expansión - Ampliación sistema distribución en MP - Rufino	Ejecución de redes en media presión en una longitud estimada de 2.290 metros. La habilitación de la obra permitirá la incorporación de aproximadamente 1.000 (mil) clientes residenciales en la localidad de Rufino, Provincia de Santa Fe.	Rufino, Provincia de Santa Fe	12	9,10
	Inversiones Operativas	Inversiones en operación y Mantenimiento	Zona Litoral Gas	60	470,20
			Monto de Inversión Comprometida		2.282,00



Ente Nacional Regulador del Gas

II.- PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
7	Expansión - Nueva inyección al sistema de AP de Rosario y zona Metropolitana - ETAPA 3	En la ETAPA 3 se prevé la construcción de un gasoducto en 25 Bar de aprox. 6,800 m de diámetro 16" desde la derivación a Funes hasta Rosario.	Rosario y zona metropolitana, Provincia de Santa Fe	12	90,00
11	Expansión - Gasoducto Regional Centro II - Etapa 4: Pilar, Nuevo Torino y Felicia	Deriva del Gasoducto Regional GNEA-Rafaela-Sunchales. Permitirá la expansión del sistema de distribución para dar suministro a las localidades de: Pilar, Nuevo Torino y Felicia. Se prevé: a) la construcción de un gasoducto en 40 bar, de aprox 15,100 m en diámetro 6"; b) la construcción de un gasoducto en 40 bar, de aprox 7,200 m en diámetro 4"; c) tres (3) nuevos city gates 40/10/1,5 Bar; d) primer etapa tendido red de distribución en MP para cada una de las tres localidades.	Localidades de Pilar, Nuevo Torino y Felicia, todas de la Provincia de Santa Fe	12	130,00
12	Expansión - Gasoducto Regional Centro II - Etapa 5: Tacural	Deriva del Gasoducto Regional GNEA-Rafaela-Sunchales, Permitirá la expansión del sistema de distribución para dar suministro a la localidad de Tacural. Se prevé: a) la construcción de un gasoducto en 40 bar, de aprox 16,500 m en diámetro 6"; b) un (1) nuevo city gate 40/10/1,5 Bar; c) primer etapa tendido red de distribución en MP.	Localidad de Tacural, Provincia de Santa Fe	12	92,00
13	Expansión - Gasoducto Regional Suroeste	Deriva del Gasoducto Centro Oeste de TGN en las cercanías de la localidad de Arteaga (Pcia. De Santa Fe) y se conecta al Gasoducto Regional Sur de Litoral Gas en la localidad de Venado Tuerto. Se prevé la construcción de: a) un nuevo gasoducto regional de aprox. 96,000 m, en 40 Bar y diámetro 12" (considerando la misma presión actual de 33 Bar garantizada por TGN en la cabecera del Gasoducto Regional Sur); b) una (1) ESM; c) una (1) ELP 70/40 Bar; d) una (1) ERP 40/25 Bar en Venado Tuerto; e) loop de aprox. 14,000 m en diámetro 4" sobre gasoducto Carmen-Teodelina. Permitirá expandir la capacidad del Sistema Gasoducto Regional Sur (aprox. 17,300 m ³ /h) y con potencial para abastecer a nuevas localidades (aprox. 31,900 m ³ /h).	Sur oeste Provincia de Santa Fe	24	1.048,00

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
14	Expansión - Gasoducto Ruta Prov. N° 93	Deriva del Gasoducto Regional Suroeste y permitirá abastecer de gas natural a las localidades de: Los Quirquinchos, Berabevú, Chañar Ladeado, Cañada de Ucle, Godeken y Caferata. Se prevé la construcción de: a) 35.000 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 6"; b) 32.000 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 4"; c) seis (6) ERP 40/15/1,5 Bar; d) primer etapa de redes en media presión en las localidades.	Localidades de: Los Quirquinchos, Berabevú, Chañar Ladeado, Cañada de Ucle, Godeken y Caferata; todas de Provincia de Santa Fe	12	352,00
15	Expansión - Gasoducto a Rufino - Etapa 1	Deriva del Gasoducto Regional Suroeste en cercanías de la localidad de Venado Tuerto; y permitirá abastecer de gas natural a las localidades de: Rufino, San Eduardo, Sancti Spiritu, Amenábar, Lazzarino; con potencial para abastecer otras localidades de la zona. Se prevé la construcción de: a) 17.200 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 12"; b) 88.500 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 10"; c) cinco (5) ERP 40/15/1,5 Bar; d) interconexiones en MP en Rufino y primer etapa de redes en media presión en las nuevas localidades abastecidas.	Localidades de: Rufino, San Eduardo, Sancti Spiritu, Amenábar, Lazzarino; todas de la Provincia de Santa Fe	24	1.001,00
16	Expansión - Gasoducto a Rufino - Etapa 2	Deriva del Gasoducto a Rufino y permitirá abastecer de gas natural a las localidades de: Maggiolo, María Teresa, Christophersen, San Gregorio, Diego de Alvear y Aarón Castellanos. Se prevé la construcción de: a) 29.700 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 8"; b) 54.800 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 6"; c) 43.000 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 4"; d) seis (6) ERP 40/15/1,5 Bar; e) primer etapa de redes en media presión en las nuevas localidades abastecidas.	Localidades de: Maggiolo, María Teresa, Christophersen, San Gregorio, Diego de Alvear y Aarón Castellanos; todas de la Provincia de Santa Fe	12	689,00

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
19	Expansión - Gasoducto Regional OESTE II - Etapa 1	<p>Deriva del Gasoducto Aldao-Santa Fe de TGN en las cercanías de la localidad de Luis Palacios (Pcia. De Santa Fe) y se conecta al Gasoducto Regional Oeste de Litoral Gas en las cercanías de la localidad de San Jorge. El potencial total de gasoducto es de aprox. 27.800 m³/h que contempla once localidades nuevas a abastecer y la expansión del Gasoducto Regional Oeste en aprox. 5.700 m³/h. En esta Etapa 1 se prevé la construcción de: a) un nuevo gasoducto regional de aprox. 23.800 m, en 40 Bar y diámetro 10" (considerando una presión de 30 Bar garantizada por TGN en la cabecera del Gasoducto Regional) y un gasoducto de aprox 2.500 m, en 40 Bar y diámetro 3"; b) una (1) ESM; c) una (1) ELP&O 60/40 Bar; d) ERP 40/15/1,5 Bar para las localidades servidas; e) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Esta Etapa contempla el suministro a las localidades de: Luis Palacios, Lucio V. López y Salto Grande. Se estima que beneficiará a aprox.: 1018 clientes R; 47 clientes SGP1 y SGP2.</p>	Ruta Provincial N° 34 - Localidades de: Luis Palacios, Lucio V. López y Salto Grande. Provincia de Santa Fe	12	262,00
20	Expansión - Gasoducto Regional OESTE II - Etapa 2	<p>Es parte del Gasoducto Regional Oeste II y se ejecuta a continuación de la Etapa 1. En esta Etapa 2 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 50.900 m, en 40 Bar y diámetro 10", continuación del gasoducto regional; b) ERP 40/15/1,5 Bar para las localidades servidas; c) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Esta Etapa contempla el suministro a las localidades de: Totoras, Clason, San Genaro. Se estima que beneficiará a aprox.: 5342 clientes R; 242 clientes SGP1 y SGP2.</p>	Ruta Provincial N° 34 - Localidades de: Totoras, Clason y San Genaro. Provincia de Santa Fe	12	468,00
21	Expansión - Gasoducto Regional OESTE II - Etapa 3	<p>Es parte del Gasoducto Regional Oeste II y se ejecuta a continuación de la Etapa 2. En esta Etapa 3 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 36.300 m, en 40 Bar y diámetro 10", continuación del gasoducto regional; b) ERP 40/15/1,5 Bar para las localidades servidas; c) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Esta Etapa contempla el suministro a las localidades de: Centeno, Las Bandurrias y Casas. Se estima que beneficiará a aprox.: 1.098 clientes R; 50 clientes SGP1 y SGP2.</p>	Ruta Provincial N° 34 - Localidades de: Centeno, Las Bandurrias y Casas. Provincia de Santa Fe	12	345,00

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
22	Expansión - Gasoducto Regional OESTE II - Etapa 4	Es parte del Gasoducto Regional Oeste II y se ejecuta a continuación de la Etapa 3. En esta Etapa 4 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 57,800 m, en 40 Bar y diámetro 10", continuación del gasoducto regional y conexión al Gasoducto Regional Oeste en las cercanías de la localidad de San Jorge; b) ERP 40/15/1,5 Bar para las localidades servidas; c) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Esta Etapa contempla el suministro a las localidades de: Cañada Rosquin y San Martín de las Escobas. Se estima que beneficiará a aprox.: 2,137 clientes R; 97 clientes SGP1 y SGP2.	Ruta Provincial N° 34 - Localidades de: Cañada Rosquin y San Martín de las Escobas. Provincia de Santa Fe	12	510,00
23	Expansión - Gasoducto Regional OESTE II - Etapa 5	Requiere la habilitación de Etapa 4 del Gasoducto Regional Oeste II. En esta Etapa 5 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 14,500 m, en 40 Bar y diámetro 8", que deriva del Gasoducto Regional Oeste en las cercanías de la localidad de Carlos Pellegrini y aprox. 40,000 m, en 40 Bar y diámetro 6"; b) ERP 40/15/1,5 Bar para las localidades servidas; c) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Esta Etapa contempla el suministro a las localidades de: Piamonte, Landeta y María Susana. Se estima que beneficiará a aprox.: 2,319 clientes R; 106 clientes SGP1 y SGP2.	Ruta Provincial N° 20 - Localidades de: Piamonte, Landeta y María Susana. Provincia de Santa Fe	12	335,00
24	Expansión - Gasoducto Tortugas - Montes de Oca	Deriva del Gasoducto Norte de TGN en las cercanías de la localidad de Tortugas (Pcia. De Santa Fe). El potencial total de gasoducto es de aprox. 3,200 m ³ /h que contempla abastecer a las localidades de Tortugas y Montes de Oca. Se prevé la construcción de: a) una (1) ESM; b) una (1) ELP&O 60/25 Bar; c) nuevo gasoducto de aprox. 25,000 m, en 25 Bar y diámetro 4" (considerando una presión de 30 Bar garantizada por TGN en la cabecera del gasoducto); d) dos (2) ERP 25/1,5 Bar para las localidades servidas; e) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Se contempla el suministro a las localidades de: Tortugas y Montes de Oca. Se estima que beneficiará a aprox.: 1,487 clientes R; 68 clientes SGP1 y SGP2.	Ruta Provincial N° 20 - Localidades de: Tortugas y Montes de Oca. Provincia de Santa Fe	12	120,00



Agencia Nacional Reguladora del Gas

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
25	Expansión - Gasoducto a Carreras, Labordeboy y Hughes	Deriva del Gasoducto Regional Sur y requiere la habilitación del Gasoducto Regional Suroeste. Permitirá abastecer de gas natural a las localidades de: Carreras, Labordeboy y Hughes. Se prevé la construcción de: a) 17,600 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 6" a partir del gasoducto que llega a la localidad de Melincué; b) 13,000 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 4" para abastecer a la localidad de Hughes; c) 11,900 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 3" para abastecer a la localidad de Carreras; d) tres (3) ERP 40/15/1,5 Bar; e) primer etapa de redes en media presión en las localidades. Se estima que beneficiará a aprox.: 2,108 clientes R; 96 clientes SGP1 y SGP2.	Cercanías localidades de: Carreras, Labordeboy y Hughes. Provincia de Santa Fe.	12	195,00
26	Expansión - Gasoducto a Arminda, Fuentes, Villa Mugueta y Pavón Arriba Etapa 1	Deriva del Gasoducto que llega a la localidad de Acebal (Pcia. de Santa Fe). Permitirá abastecer de gas natural en una primera etapa a las localidades de: Arminda, Fuentes y Villa Mugueta. Se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aproximadamente 8,500 m en 32 bar, diámetro 6" a partir del gasoducto que llega a la localidad de Acebal; b) un gasoducto de aproximadamente 34,800 m en 32 bar; b) tres (3) ERP 32/15/1,5 Bar; c) primer etapa de redes en media presión en las localidades. Se estima que beneficiará a aprox.: 945 clientes R; 75 clientes SGP1 y SGP2.	Cercanías localidades de: Arminda, Fuentes y Villa Mugueta. Provincia de Santa Fe.	12	218,00

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
27	Expansión - Gasoducto a Arminda, Fuentes, Villa Mugueta y Pavón Arriba Etapa 2	Deriva del Gasoducto que llega a la localidad de Acebal (Pcia. de Santa Fe). Se ejecuta apartir de la ejecución de la Etapa 1. Esta Etapa 2 permitirá abastecer de gas natural a Pavón Arriba. Se prevé la construcción de: a) 7,200 m aprox de gasoducto en 32 bar, diámetro 6" a partir del gasoducto que llega a la localidad de Acebal; b) una (1) ERP 32/15/1,5 Bar; c) primer etapa de la red en media presión en la localidad. Se estima que beneficiará a aprox.: 500 clientes R; 23 clientes SGP1 y SGP2.	Cercanías localidad de: Pavón Arriba. Provincia de Santa Fe.	12	57,00
28	Expansión - Gasoducto a Villa Amelia y Coronel Domínguez	A partir de la derivación de Villa Amelia sobre el Gasoducto Troncal/Paralelo de TGN (Pcia. de Santa Fe). Permitirá abastecer de gas natural a las localidades de: Villa Amelia y Coronel Domínguez. Se prevé la construcción de: a) 7,900 m aprox de gasoducto en 25 bar, diámetro 3" ; b) una (1) ERP 40/25/1,5 Bar; C) una (1) ERP 25/1,5 Bar; d) primer etapa de redes en media presión en las localidades. Se estima que beneficiará a aprox.: 714 clientes R; 29 clientes SGP1 y SGP2.	Cercanías localidades de: Villa Amelia y Coronel Domínguez. Provincia de Santa Fe.	12	53,00
29	Expansión - Gasoducto a Albarello y Uranga	Deriva del sistema de 60 Bar que alimenta las localidades de Arroyo Seco/Grai. Lagos y Fighiera (Pcia. de Santa Fe). Permitirá abastecer de gas natural a las localidades de: Albarello y Uranga. Se prevé la construcción de: a) 12,300 m aprox de gasoducto en 60 bar, diámetro 3" ; b) dos (2) ERP 60/15/1,5 Bar; c) primer etapa de red en media presión en la localidad de Albarello, y la sustitución del GLP por gas natural en la localidad de Uranga. Se estima que beneficiará a aprox.: 366 clientes R; 25 clientes SGP1 y SGP2.	Cercanías localidades de: Albarello y Uranga. Provincia de Santa Fe.	12	50,00
31	Expansión - Gasoducto Regional Rueda - Alcorta - Etapa 2	Es parte del Gasoducto Regional Rueda -Alcorta; y se ejecuta a continuación de la Etapa 1. En esta Etapa 2 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 20,100 m, en 40 Bar y diámetro 6 desde Sgto. Cabral hasta Santa Teresa; b) un gasoducto de aprox. 8,000 m, 40 Bar en 4" hasta Peyrano; c) dos (2) ERP 40/15/1,5 Bar para las localidades servidas; d) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Esta Etapa contempla el suministro a las localidades de: Santa Teresa y Peyrano. Se estima que beneficiará a aprox.: 1,611 clientes R; 73 clientes SGP1 y SGP2.	Ruta Provincial N° 90 - Localidades de: Santa Teresa y Peyrano.. Provincia de Santa Fe	12	156,00

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
32	Expansión - Gasoducto Regional Rueda - Alcorta - Etapa 3	Es parte del Gasoducto Regional Rueda - Alcorta; y se ejecuta a continuación de la Etapa 2. En esta Etapa 3 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 19,300 m, en 40 Bar y diámetro 6 desde Santa Teresa hasta Máximo Paz; b) una (1) ERP 40/15/1,5 Bar para la localidad servida; c) primer etapa tendido red de distribución en MP de la localidad servida. Esta Etapa contempla el suministro a la localidad de: Máximo Paz. Se estima que beneficiará a aprox.: 990 clientes R; 45 clientes SGP1 y SGP2.	Ruta Provincial N° 90 - Localidades de: Máximo Paz. Provincia de Santa Fe	12	112,00
33	Expansión - Gasoducto Regional Rueda - Alcorta - Etapa 4	Es parte del Gasoducto Regional Rueda - Alcorta; y se ejecuta a continuación de la Etapa 3. En esta Etapa 4 se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 14,400 m, en 40 Bar y diámetro 6 desde Máximo Paz hasta Alcorta; b) una (1) ERP 40/15/1,5 Bar para la localidad servida; c) primer etapa tendido red de distribución en MP de la localidad servida. Esta Etapa contempla el suministro a la localidad de: Alcorta. Se estima que beneficiará a aprox.: 2,067 clientes R; 93 clientes SGP1 y SGP2.	Ruta Provincial N° 90 - Localidades de: Alcorta. Provincia de Santa Fe	10	85,00
35	Expansión - Sistema Alta Presión de Pueblo Esther	Se considera la ampliación del sistema de distribución de la localidad en aprox. 2,700 m ³ /h. Para ello se prevé la construcción de: a) un gasoducto de aprox. 300 m en 60 Bar y diámetro 10" paralelo al gasoducto de Cámara Sur; b) un gasoducto de aprox. 8,125 m en diámetro 6" en 25 Bar; c) una (1) nueva ERP 25/1,5 Bar; d) interconexiones en MP. Beneficiará a aproximadamente 3,840 clientes R.	Localidad de Pueblo Esther. Provincia de Santa Fe	12	66,00
38	Expansión - Gasoducto Monje - Díaz	Deriva del Gasoducto Aldao - Santa Fe de TGN en las cercanías de la localidad de Monje (Pcia. De Santa Fe). El potencial total de gasoducto es de aprox. 2,910 m ³ /h que contempla abastecer a las localidades de Monje y Díaz. Se prevé la construcción de: a) una (1) ESM; b) una (1) ERP&O 60/25 Bar; c) nuevo gasoducto de aprox. 13,000 m, en 25 Bar y diámetro 4" (considerando una presión de 30 Bar garantizada por TGN en la cabecera del gasoducto); d) una (1) ERP 25/1,5 Bar para la localidad servida; e) primer etapa tendido red de distribución en MP de las localidades servidas. Se contempla el suministro a las localidades de: Monje y Díaz. Se estima que beneficiará a aprox.: 1,098 clientes R; 50 clientes SGP1 y SGP2.	Ruta Provincial N° 65 - Localidades de: Monje y Díaz Provincia de Santa Fe	12	81,00



Ente Nacional Regulador del Gas

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
39	Expansión- Redes Localidades Gdto. GNEA -Prioridad 2	Se prevé la construcción de las redes de distribución en MP en las localidades abastecidas por el denominado "Gasoducto GNEA - Prioridad 2", de acuerdo a las provisiones realizadas por ENARSA para los distintos ramales de aproximación de esas localidades	Localidades de: Vera, Malabrigo, Las Garzas, Villa Ocampo, Sa Obligado, Las Toscas, Florencia y Romang, todas de la Provincia de Santa Fe	60	261,00
40	Expansión - Gasoducto Ibarlucea	Deriva del Proyecto de Expansión - "Nueva inyección al sistema de AP de Rosario y zona Metropolitana" Permitirá abastecer de gas natural a la localidad de Ibarlucea. Se prevé la construcción de: a) m aprox de gasoducto en 25 bar, diámetro 6"; b) una (1) ERP 25/1,5 Bar; c) red en media presión en la localidad. Se estima que beneficiará a aprox.: 3830 clientes R; clientes SGP1 y SGP2.	Localidad de Ibarlucea, Provincia de Santa Fe,	12	110,00
43	Expansión de redes varias	Zona Litoral Gas	Zona Litoral Gas	60	37,00
				Inversión Complementaria	6.923,00



LITORAL GAS S.A.

**Monto anual de erogaciones asociadas al Plan de Inversiones Obligatorias
a ejecutar en el quinquenio**

En Millones de \$

1er Año	2do. Año	3er. Año	4to. Año	5to. Año	TOTAL
330,40	404,68	409,09	756,69	381,13	2.282,00



ANEXO IV

Apéndice A

CONTROL FÍSICO DE INVERSIONES OBLIGATORIAS

1. OBJETO

El objeto del presente es establecer los criterios de control del Plan de Inversiones de la Licenciataria que realizará esta Autoridad Regulatoria, a fin de verificar la ejecución física de las Inversiones Obligatorias y/o aquellas que las sustituyan o reemplacen (conf. lo dispuesto en el Anexo III de la Resolución).

2. ALCANCE

El alcance del presente se circunscribe a la realización de controles y auditorías a fin de verificar el avance y grado de cumplimiento de las Inversiones Obligatorias (y/o aquellas que las sustituyan o reemplacen), y su cumplimiento en tiempo y forma.

3. PROCEDIMIENTO

3.1. La Autoridad Regulatoria requerirá a la Licenciataria que informe inicialmente la planificación y programación de las Inversiones Obligatorias previstas en el Anexo III.

3.2. La planificación y programación deberá contener, entre otros aspectos, un cronograma de ejecución de cada una de las obras y/o trabajos contemplados como Inversiones Obligatorias. Estos cronogramas deberán contener, además,



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

los tiempos involucrados en la adquisición de materiales y equipos, cuando ello corresponda.

3.3. Los cronogramas de ejecución presentados por la Licenciataria a esta Autoridad Regulatoria se mantendrán vigentes en tanto no se autoricen modificaciones que alteren los tiempos de ejecución inicialmente informados.

3.4. Toda vez que se soliciten modificaciones a los cronogramas presentados, la Licenciataria deberá informar los motivos y las causas que dieran lugar a las mismas, conjuntamente con un nuevo cronograma propuesto.

3.5. La Autoridad Regulatoria requerirá a la Licenciataria toda la documentación que considere necesaria para acreditar los avances físicos de las Inversiones Obligatorias.

3.6. La Licenciataria deberá remitir la documentación requerida en los plazos y con la periodicidad que determine la Autoridad Regulatoria y deberá incluir, cuando ello fuera procedente, no sólo los servicios a contratar, sino también las compras de materiales, bienes, equipos, etc. a adquirir.

3.7. La documentación técnica remitida por la Licenciataria deberá ser suscripta por un profesional responsable y con competencia en la materia.



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

3.8. A partir de la documentación técnica remitida por la Licenciataria a la Autoridad Regulatoria, esta última podrá realizar nuevos requerimientos, o efectuar auditorías de control de la documentación en sede de la Licenciataria.

3.9. La Autoridad Regulatoria, o quien esta última disponga, podrá efectuar también auditorías de campo en los lugares donde se estén desarrollando físicamente las obras y trabajos correspondientes, y requerir toda la información y documentación técnica que considere pertinente a fin de verificar el cumplimiento en la ejecución física de las Inversiones Obligatorias. En esos casos, el personal de la Licenciataria responsable de las obras o trabajos auditados se pondrá a disposición del personal de la Autoridad.

3.10. Las auditorías de campo en los lugares donde se estén desarrollando físicamente las obras y trabajos podrán efectuarse sin constar previo aviso a la Licenciataria.

3.11. Todas las Auditorías que se realicen conllevarán la suscripción de las actas correspondientes.

4. INSTRUMENTACIÓN

4.1. La documentación remitida por la Licenciataria y las actas que se labren con motivo de las auditorías mencionadas, se incorporarán a los expedientes administrativos correspondientes.



4.2. Con la periodicidad que la Autoridad Regulatoria determine, a partir de la documentación remitida por la Licenciataria, las actas de auditoría, y de acuerdo a la naturaleza y características de las obras y trabajos en ejecución, aquella elaborará Informes Técnicos.

4.3. La Autoridad Regulatoria comunicará a la Licenciataria cualquier desvío que advierta sobre la documentación analizada o las actas de auditoría efectuadas, sin perjuicio de iniciar los procedimientos administrativos sancionatorios correspondientes.



ANEXO IV

Apéndice B

PROCESO INFORMATIVO DE GASTOS Y DESEMBOLSOS

A través de la presente se establecen los mecanismos de información relacionados con el Plan de Inversiones de la Licenciataria y el cronograma de desembolso anual correspondiente.

A tal efecto, se implementará un flujo informativo analítico por parte de la Licenciataria, el cual tendrá el carácter de Declaración Jurada y contendrá el siguiente detalle, a saber:

- a) Planes de inversión y cronograma financiero de desembolsos mensuales de cada uno de los proyectos y subproyectos que lo componen, correspondiente al año en curso.
- b) Instrumentos de Contratación (Orden de Compra, Nota de Pedido, Contrato Marco) afectados a los respectivos proyectos que componen el Plan de Inversiones Obligatorias vigente.
- c) Pagos que se efectúen en concordancia a los respectivos Instrumentos de Contratación citadas en b).

Requerimientos de la información a ser remitida en carácter de Declaración Jurada:

1. Periodicidad y vencimiento: La información incluida en el punto a), en lo atinente al año en curso, será remitida por única vez antes del día



I - 4361

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

20/04/2017. La correspondiente a los restantes años se deberá remitir durante la primera quincena del mes de enero de cada año.

La información relativa a los puntos b) y c), la cual contendrá los instrumentos de contratación y los pagos realizados del mes que se declara, la primera correspondiente al mes de abril/17, deberá ser remitida el día 15 de mayo del corriente continuando el día 15, o hábil anterior, de cada mes posterior al mes a informar.

2. Detalle: Los importes que se declaren deberán ser identificados unívocamente por la combinación del código de proyecto/subproyecto, Nro. del Instrumento de Contratación y Nro. de Orden de pago.
3. Independencia: Los pagos informados en los archivos de erogaciones serán los realmente materializados en el mes declarado, es decir, no se deberán acumular los importes pagados de un mes a otro y deberán ser identificados específicamente los documentos que lo componen.
4. Concordancia: El monto total de los importes pagados mensuales declarados, deberá ser concordante con el Cronograma Financiero de Desembolsos Mensuales oportunamente presentado.
5. Importes declarados: Deberán informar los pagos efectivamente realizados sin contemplar componentes conexos (por ej.: IVA, etc).

La información digital correspondiente será presentada a través del Sistema Automático de Remisión Informativa (SARI) de acuerdo a lo estipulado en los Apartados I y II, agregados al presente. Adicionalmente, se deberá remitir mensualmente en Nota oficial con el acuse de recibo de la presentación realizada, emitido por el SARI, conjuntamente con la información impresa de las declaraciones



I - 4361

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

juradas mensuales (PP, PR, IP), las cuales deberán contener un totalizador por columnas.

La Licenciataria deberá tener en guarda y a disposición de esta Autoridad Regulatoria, para cuando se considere oportuna la revisión de campo, los legajos de cada uno de los proyectos de inversión con toda la documentación de respaldo de las declaraciones juradas oportunamente presentadas (Órdenes de compra, Órdenes de pago, recibos, transferencias bancarias confirmadas (las cuales deberán tener un correlato con el resumen bancario), etc.) a efectos de realizar los controles pertinentes.

En caso de corresponder afectación de mano de obra propia a algún Proyecto específico, los legajos antes citados deberán contener en detalle, debidamente firmado por persona autorizada de la Licenciataria, la nómina del personal afectado, con identificación de número de legajo, categoría, horas trabajadas e importe imputado a cada Proyecto. Totalizado a cada Proyecto involucrado. Estos totales deberán estar informados en la DDJJ de Erogaciones como PAMO (Planilla de Asignación de Mano de Obra propia).

En todos los casos, se deberán implementar procedimientos de contratación que aseguren la concurrencia y la obtención de precios transparentes y competitivos.

Se adjunta a la presente el protocolo de homogeneización informativa (Apartados I y II).



APARTADO I

Formato de Archivo:

Archivos plantilla en formato EXCEL 2010 o posterior, que pueden ser descargado desde el sitio web del SARI, en la sección PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS (PIO).

Archivo de Cronograma de Proyectos:

Archivo de remisión única conteniendo todos los proyectos que participan en el Plan de Inversiones Obligatorias, y cuyo nombre genérico es:

EEEEEE_PIO_Cronograma_de_Desembolsos_Financieros_-
_Desarrollo_de_Proyectos_2017.xlsx

El mismo se encuentra disponible bajo el link "Cronograma de Proyectos intervinientes en el Plan de Inversiones Obligatorias" y una vez descargado deberá renombrarse reemplazando EEEEEE por el código de entidad correspondiente (Ver pestaña **Composición de Código de Proy.**) antes de ser remitido debidamente completado.

Ejemplos:

1000x_PIO_Cronograma_de_Desembolsos_Financieros_-
_Desarrollo_de_Proyectos_2017.xls

2000x_PIO_Cronograma_de_Desembolsos_Financieros_-
_Desarrollo_de_Proyectos_2017.xls



I - 4361

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Archivo de Remisión Mensual:

Archivo de remisión mensual conteniendo todos los proyectos que tuvieron contrataciones y/o pagos en el mes que se informa, y cuyo nombre genérico es:

EEEEE_I_PIO-PRM_AAAA-MM_AAAAMMDD.XLSX

El mismo se encuentra disponible bajo el link "Plantilla de remisión MENSUAL". El cual deberá renombrarse de acuerdo a lo indicado en "Morfología de nombre de archivo" en el APARTADO II.

Ejemplos:

1000x_0_PIO-PRM_2017-04_20170503.XLSX

2000x_0_PIO-PRM_2017-04_20170607.XLSX



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El archivo PRM contiene las siguientes solapas:

PP: Plan de Proyectos intervinientes en el Plan de Inversiones Obligatorias

PR: Pagos Realizados en el Mes declarado

IP: Imputación del Instrumento de Pago

Las cuales deberán ser completadas de acuerdo a las definiciones en Estructuras de Datos a continuación, para finalmente empaquetar el archivo Excel en un archivo RAR (con el mismo nombre que el Excel pero con extensión .RAR) que se podrá enviar a través del programa validador del SARI:

Ejemplos:

1000x_0_PIO-PRM_2017-04_20170503.RAR

2000x_0_PIO-PRM_2017-04_20170607.RAR

ESTRUCTURA DE DATOS (Solapas)

Estructura de la solapa PP (Plan de Proyectos)

##	Campo	Tipo	Descripción
01	Id de Registro	Numérico	Id del registro de la base de datos de origen
02	Identificador de Proyecto_SubProyecto	Alfanumérico	Código de Identificación de proyecto de acuerdo a la morfología indicada en el Anexo II, que permite identificar al Proyecto haciéndolo unívoco ⁽¹⁾
03	Denominación	Alfanumérico	Breve Descripción del Proyecto SubProyecto
04	Importe Planificado	Numérico	Expresado en Pesos, importe que se invertirá para la concreción del Proyecto (no contempla el Impuesto al Valor Agregado). ⁽³⁾
05	OC Numero	Alfanumérico	Es el Número de Orden de Compra que internamente le otorga la Licenciataria. ⁽¹⁾
06	OC Fecha	Fecha	Es la fecha indicada en la respectiva Orden de Compra.



07	OC Importe Total	Numérico	Es el importe total de la Orden de Compra, expresado en Pesos (no contempla el Impuesto al Valor Agregado) ⁽³⁾
08	OC Importe Afectado	Numérico	Es el importe de la Orden de Compra afectado al proyecto, expresado en Pesos (no contempla el Impuesto al Valor Agregado) ⁽³⁾

(1) CAMPOS CLAVE: Estos campos conforman la clave de vinculación con los datos de PR.

(3) ACLARACION: al final del período, la sumatoria de los importes detallados en el campo #10 (OP Importe **Afectado**) de la solapa PR debe ser igual a los importes informados en los campos #04 (Importe Planificado) y #08 (Importe Afectado de la Orden de Compra) de la solapa PP.

[Handwritten signatures and marks on the left margin]



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Estructura de la solapa PR (Pagos Realizados)

##	Campo	Tipo	Descripción
01	Id de Registro	Numérico	Id del registro de la base de datos de origen.
02	Periodo	AAAA-MM	Periodo que se informa.
03	Identificador de Proyecto_SubProyecto	Alfanumérico	Código de Identificación de proyecto de acuerdo a la morfología indicada en el Anexo II, que permite identificar al Proyecto / Sub Proyecto haciéndolo unívoco. ^{(1) (2)}
04	OC Numero	Alfanumérico	Es el Número de Orden de Compra que internamente le otorga la Licenciataria. ^{(1) (2)}
05	Código Proveedor	Alfanumérico	Es el código contable que identifica al Proveedor de una Licenciataria.
06	Razón Social Proveedor	Alfanumérico	Es el Nombre y Apellido o Razón Social del Proveedor identificado con su correspondiente Código Proveedor contable.
07	OP Numero	Alfanumérico	Es el número interno de la Orden de Pago, que le otorga la Licenciataria a fin de su identificación contable. ⁽²⁾
08	OP Fecha	Fecha	Es la fecha en la que se emitió la respectiva Orden de Pago.
09	OP Importe Total	Numérico	Es el importe TOTAL expresado en Pesos de la Orden de Pago.
10	OP Importe Afectado	Numérico	Es el importe de pago afectado al proyecto, expresado en Pesos (no contempla el Impuesto al Valor Agregado). ⁽³⁾
11	Tipo Instrumento de Pago	Numérico	1 - Transferencia Bancaria 2 - Cheque común 3 - Cheque de Pago Diferido 4 - Cuenta Recaudadora
12	Nº Instrumento de Pago	Numérico	Número del cheque o Transferencia Bancaria.
13	Importe Total del Instrumento de Pago	Numérico	Es el importe de pago incorporado en el Cheque o en la Transferencia realizada al proveedor. ⁽¹⁰⁾
14	Fecha Diferimiento	Fecha	En caso de que el Instrumento de Pago sea un cheque de pago Diferido, indicar la Fecha de diferimiento.
15	Recibo de Cobranza Numero	Numérico	Número del Recibo de Cobranza.
16	Recibo de Cobranza Fecha	Fecha	Fecha del Recibo de Cobranza.
17	P.A.M.O	Numérico	Si el pago realizado corresponde a Asignación de Mano de Obra Propia a proyectos, deberá indicarse el importe el cual debe ser coincidente con el indicado en el campo #10 Para todos los casos en que el importe del campo PAMO sea >0, se deben indicar los campos que conforman la clave de vinculación con el archivo de Imputación de Pago (Nro. Proyecto, Orden de Compra y Orden de Pago ⁽⁴⁾)



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

(1) CAMPOS CLAVE: Estos campos conforman la clave de vinculación con los datos de PP.

(2) CAMPOS CLAVE: Estos campos conforman la clave de vinculación con los datos de IP.

(3) ACLARACION: al final del período, la sumatoria de los importes detallados en el campo #10 (OP Importe **Afectado**) de la solapa **PR** debe ser igual a los importes informados en los campos #04 (Importe Planificado) y #07 (Importe Orden de Compra) de la solapa **PP**.

(4) ACLARACION: El número de Orden de Pago que se deberá informar es aquel en el que se pagan los sueldos del personal afectado al proyecto.

[Handwritten signatures and marks on the left margin]



I - 4361

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Estructura de la solapa IP (Imputación del Pago)

##	Campo	Tipo	Descripción
01	Id de Registro	Numérico	Id del registro de la base de datos de origen.
02	Identificador de Proyecto_SubProyecto	Alfanumérico	Código de Identificación de proyecto de acuerdo a la morfología indicada en el Anexo II, que permite identificar al Proyecto haciéndolo unívoco. (2)
03	Nº Orden de Compra	Alfanumérico	Es el que internamente le otorga la Licenciataria. (2)
04	Nº Orden de Pago	Alfanumérico 30	Es el número interno que le otorga la Licenciataria a fin de su identificación contable. (2)
05	Importe Imputado Instrumento Cancelación / PAMO	Numérico	En caso que la Orden de Pago contemple facturas de distintos Proyectos/Orden de Compra, se deberá imputar el importe del instrumento de pago al Proyecto/Orden de Compra pertinente. Serán tantos registros como Proyectos y Ordenes de Compra se imputen. (4) En caso de tratarse de un PAMO, también se deberá imputar el importe al proyecto/Orden de compra correspondiente.

(2) CAMPOS CLAVE: Estos campos conforman la clave de vinculación con los datos de PR.

(4) ACLARACION: La sumatoria de este campo dará como resultado el Importe Total del Cheque/Transferencia respectivo (Campo 13 del archivo PR).



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

APARTADO II

ESPECIFICACIONES DE ARCHIVO

- **Formato:**

Archivo EXCEL descargado del sitio web del SARI.

- **Definiciones de campos:**

La columna ## Indica el Ordinal de campo, y no debe ser incluida en los archivos, así como tampoco se debe incluir línea de encabezados con los nombres de campos.

- **Morfología de nombre de archivo:**

Los nombres de archivo se deben ajustar a la siguiente plantilla:

[CodigoEntidad]_[NroPresentacion]_[TipoArchivo]_[Periodo]_[Fecha].RAR

En donde:

- **[CodigoEntidad] (EEEEEE):**

Es el código asignado por SARI de la entidad que envía la información. Ver Tablas Maestras.

- **[NroPresentacion] (I):**

Es un dígito situado entre el código de la entidad y la identificación del tipo de archivo, este dígito toma valores desde 0 (cero) para la presentación inicial, hasta 9 para rectificativas/reinformaciones.



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

- **[TipoArchivo]:**

Es el identificador de tipo de archivo para ser enviado con el programa validador del SARI:

PIO-PRM

- **[Período]:**

Año y Mes informado, de acuerdo a la siguiente plantilla:

AAAA-MM.

- **[Fecha]:**

Fecha de generación del archivo de datos, de acuerdo a la siguiente plantilla:

AAAAMMDD



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

CONSIDERACIONES:

- **Modalidad de presentación de Archivos**

Los archivos se deberán remitir a través del SARI por usuarios debidamente registrados en la página web del ENARGAS.

- **Rectificaciones**

La información podrá ser rectificada (reenviada). Cuando esto ocurra, el archivo deberá ser reenviado completo, indicando el ordinal de presentación con el dígito empleado a tal efecto en el nombre del archivo (ver MORFOLOGÍA DE NOMBRES DE ARCHIVO en los documentos correspondientes).

Se establece un plazo de 48hs. desde la notificación por parte del ENTE para presentar los nuevos lotes de datos.

- **Formato de Código de Proyecto y SubProyecto:**

Normalización de la codificación de los proyectos, de acuerdo a la siguiente plantilla:

NNNNN_AAAA_99_PPPPPPPPPPPPPPPPPPPP_SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS

En donde:

- **NNNNN:**

Es el código de la entidad que envía la información. Ver Tablas Maestras del SARI.

- **AAAA:**

Es el año del plan de inversión (Cronograma).



I - 4 3 6 1

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

- 99:

Es el tipo de proyecto:

- 01 Expansión
- 02 Seguridad e integridad
- 03 Confiabilidad
- 04 Operación y Mantenimiento
- 05 Informatica
- 06 Otros

- P(20):

Es el código de proyecto Interno usado por la Entidad

- S(20):

Es el código de sub-proyecto Interno usado por la Entidad (en el caso de no ser un sub-proyecto, indicar "0" (cero)).

[Handwritten signatures and scribbles on the left margin]



I - 4361

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

- **Nulidad o Ausencia de Datos**

En los casos en que no se disponga de información, el campo deberá presentarse vacío, es decir, sin espacios ni ceros.

- **Formato de campos con fecha**

Cuando se deba informar una fecha, la misma deberá ser presentada en formato numérico, indicando el año con cuatro dígitos, el mes con dos dígitos y el día con dos dígitos, sin separadores, de acuerdo a la siguiente plantilla:

DD/MM/AA

- **Formato de campos numéricos**

Los campos en que se informen cantidades o valores numéricos, deberán contener solo números sin agrupación de miles, sin ceros (a izquierda) y espacios (antes o después del número).

Toda vez que se haga mención a un campo numérico se entiende que el mismo es entero. Cuando se requiera puntuación decimal, para la misma se utilizará un punto (".") seguido de la cantidad decimales que se indique para ese campo.

Cuando correspondan valores negativos, se utilizará el signo menos ("-") a la izquierda del número y sin espacios intermedios. No se utilizarán separadores de miles en ningún caso.

Ejemplos:

Número ENTERO: 99999

Número DECIMAL: 999999.99 .

Número NEGATIVO: . -9999.99

- **Importes**

Deberán ser informados en Unidades y en Pesos



ANEXO V DE LA RESOLUCION N°

Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa

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

A los efectos prácticos de la aplicación de los ajustes se aplicará el siguiente algoritmo de cálculo:

Primer Ajuste Semestral: diciembre 2017

$$T_{Dic\ 17} = T_{Anexo\ 2} + \left(T_{Anexo\ 1} \times \left(\frac{IP_{Oct\ 17}}{IP_{Dic\ 16}} - 1 \right) \right) + \Delta\% \text{ 2}^{do} \text{ Escalón}$$

Segundo Ajuste Semestral: abril 2018

$$T_{Abr\ 18} = T_{Dic\ 17} + \left(T_{Anexo\ 1} \times \left(\frac{IP_{Feb\ 18}}{IP_{Dic\ 16}} - 1 \right) \right) + \Delta\% \text{ 3}^{er} \text{ Escalón} + CE$$

Ajustes Semestrales a partir de octubre 2018.

$$T_t = T_{Abr\ 18} \times \frac{IP_{t-2}}{IP_{Feb\ 18}}$$

donde:
T: Tarifa.



I - 4361

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

IP: IPIM (Índice de Precios Internos al por Mayor publicado por el INDEC).
 $\Delta\%$ 2^{do} escalón: aplicación del 40% del incremento tarifario determinado en la RTI.
 $\Delta\%$ 3^{er} escalón: aplicación del 30% del incremento tarifario determinado en la RTI.
CE: compensación por escalonamiento tarifario.

Los Cuadros Tarifarios que surjan de las respectivas adecuaciones semestrales tendrán vigencia a partir del 1° de abril y 1° de octubre de cada año, a excepción del año 2017 donde los mismos entrarán en vigencia el día 1° de diciembre.

Los nuevos Cuadros Tarifarios que surjan de cada adecuación semestral deberán ser autorizados por el ENARGAS, a cuyo efecto la Licenciataria deberá presentar los nuevos cuadros propuestos, conjuntamente con los cálculos de donde surjan los coeficientes de adecuación utilizados, con una anticipación mínima de 15 (quince) días hábiles a la fecha de entrada en vigencia de los mismos, a fin de que esta Autoridad Regulatoria realice una adecuada evaluación.