

Informe Intervención

Argentina unida



Lic. Federico Bernal
Auditoria Art N°5 Dec. 278/20

INFORME DE AVANCE FIUBA N° 3 y 4

Metrogas S.A.

Litoral Gas S.A.

05 DE NOVIEMBRE 2020

3 | 4

Buenos Aires, 24 de julio de 2020

Lic. Federico Bernal
Interventor
ENARGAS
S. / D.

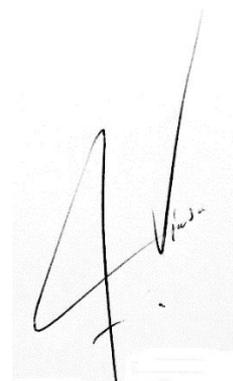
**Ref.: Auditoria y Revisión Técnica y Económica de la RTI
CONVE-2020-38100290-APN-DIRECTORIO#ENARGAS**

De nuestra mayor consideración,

Tenemos el agrado de dirigirnos a Ud. con el objeto de poner a disposición del ENTE el informe de avance N°3, en formato electrónico.

Quedamos a vuestra disposición por cualquier comentario al respecto.

Sin otro particular lo saluda muy atentamente.



Ing. Edgardo Vinson
Director Departamento de Energía
Facultad de Ingeniería UBA

. Departamento de Energía

Av. Paseo Colón 850 - Subsuelo - C1063ACV - Buenos Aires - Argentina
Tel.: (54-11) 528 - 50410 / 50411.
depto_energia@fi.uba.ar | www.ingenieria.uba.ar



AUDITORIA Y REVISION TECNICA, JURIDICA Y ECONOMICA DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

Preparado para



INFORME DE AVANCE N° 3

15/07/2020

INDICE

A.	RESUMEN EJECUTIVO	4
1.	RESUMEN EJECUTIVO	4
1.1.	CLAUSULAS DE DESISTIMIENTO DE ACCIONES LEGALES – METROGAS Y LITORAL GAS	4
1.2.	ANÁLISIS DE LOS PLANES DE INVERSIÓN - METROGAS	4
1.3.	ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	4
B.	ANTECEDENTES	5
2.	OBJETO	5
3.	ALCANCE	5
C.	PLAN DE TRABAJO	7
4.	CRONOGRAMA ACTUALIZADO	7
5.	AVANCES DEL PLAN DE TRABAJO	8
D.	ANALISIS DEL MARCO DE DESARROLLO DE LA RTI	9
6.	ACTAS ACUERDO DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL	9
6.1.	CLAUSULAS DE DESESTIMIENTO DE ACCIONES LEGALES	9
6.1.1.	ANTECEDENTES	9
6.1.2.	LITORAL GAS SA	11
6.1.3.	METROGAS SA	14
6.1.4.	CONSIDERACIONES ACERCA DE LAS CLAUSULAS DE DESISTIMIENTO	18
E.	REVISION DE LOS PLANES DE INVERSION OBLIGATORIOS	19
7.	PLAN DE INVERSIONES DE METROGAS S.A.	19
7.1.	RESUMEN DEL EXPEDIENTE	19
7.2.	NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS	21
7.3.	NOTAS REMITIDAS POR METROGAS S.A.	21
7.4.	REQUISITOS QUE SURGEN DE LAS NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS RELATIVAS A LA RTI PROGRAMADA	22
7.5.	PROGRAMACIÓN PROPUESTA POR METROGAS S.A.	24
7.6.	PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS	25

7.7.	PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS	26
7.8.	MONTO ANUAL DE EROGACIONES DEL PIO	26
F.	ANÁLISIS DE GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	27
8.	ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR METROGAS SA	27
8.1.	ANALISIS DEL EXPEDIENTE	27
9.	ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR LITORAL GAS SA	35
9.1.	ANALISIS DEL EXPEDIENTE	35

A. RESUMEN EJECUTIVO

1. RESUMEN EJECUTIVO

En este tercer informe de avance, y siguiendo con lo previsto en el plan de trabajos, se ha dado comienzo a la revisión de los expedientes correspondientes a las licenciatarias Metrogas SA y Litoral Gas SA. El presente informe debido a su grado de avance no presenta aún conclusiones respecto a lo actuado en los procesos de revisión tarifaria de las licenciatarias bajo análisis.

A continuación, se resumen los avances mostrados en este informe:

1.1. CLAUSULAS DE DESISTIMIENTO DE ACCIONES LEGALES – METROGAS Y LITORAL GAS

Del análisis de las cláusulas de desistimiento, se desprende que tanto Litoral Gas S.A. como Metrogas S.A. asumen, por la suscripción de las Actas Acuerdo, el compromiso de mantener indemne al Estado Nacional y de desistir de todo reclamo (administrativo, arbitral o judicial), en cualquier etapa en que se encontraren y cualquiera sea la jurisdicción en la que se hubiera radicado.

En el caso de Metrogas, a dicho compromiso se le añade la obligación de asumir los montos abonados por el Estado Nacional a ex accionistas de la Licenciataria en función del laudo dictado en el arbitraje “BC Group Plc. Vs. La República Argentina (UNC 54 KGA)”, mediante “inversiones sustentables”.

Es decir que, fruto de lo allí convenido, Metrogas S.A., debe proponer y someter a consideración del ENARGAS un plan de inversiones adicionales que, a los efectos de la Revisión Tarifaria Integral, no sería incorporado en la Base Tarifaria de la Licenciataria, fijando como plazo de ejecución de este plan de inversiones sustentables y adicionales, el plazo mismo de la Licencia.

1.2. ANÁLISIS DE LOS PLANES DE INVERSIÓN - METROGAS

Este informe presenta un resumen del expediente correspondiente al plan de inversiones de Metrogas, sin entrar en detalles aun respecto a las obras que lo componen, lo cual se completará en el próximo informe.

1.3. ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Se presenta un resumen de los expedientes referidos a “Costos, Organigrama y Estructura” de las distribuidoras Metrogas SA y Litoral Gas SA.

B. ANTECEDENTES

2. OBJETO

El objeto del servicio es la realización de una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica de lo actuado durante el proceso de Revisión Tarifaria Integral llevado a cabo para definir las tarifas del servicio público de gas natural que rigen desde el primero de abril del año 2017, y que sirva de base para volver a contar con precios del gas y con una tarifa del servicio público de gas por redes que sean justos y razonables.

3. ALCANCE

La auditoría y revisión técnica, jurídica y económica de lo actuado durante el proceso de RTI, abarcará la totalidad de las licenciatarias y otras prestatarias alcanzadas por dicho proceso, que se detallan a continuación:

- a) Transportadora de Gas del Norte SA
- b) Transportadora de Gas del Sur SA
- c) Gas Link SA
- d) Metrogas SA
- e) Naturgy BAN SA (Ex – Gas Natural Fenosa SA)
- f) Distribuidora de Gas Cuyana SA
- g) Distribuidora de Gas del Centro SA
- h) Camuzzi Gas Pampeana SA
- i) Camuzzi Gas del Sur SA
- j) Gasnor SA
- k) GasNea SA
- l) Litoral Gas SA
- m) Redengas SA

Se analizará el proceso de la RTI en su totalidad, incluyendo:

- La información suministrada por las licenciatarias a Enargas para el cálculo del flujo de fondos (Caso base), referida a costos de operación y mantenimiento, costos administrativos y comerciales, demandas, y otros datos.
- Los planes de inversiones obligatorias presentados por las licenciatarias, la categorización de las obras presentadas y la razonabilidad de los costos presentados. Asimismo, se efectuará una comparación de los cronogramas de obras previstos en la RTI con los realmente ejecutados.
- Listado de obras de ampliación propuestas y proyectos técnicos avalatorios.

- Los estudios realizados por consultoras externas para la determinación de la base tarifaria, verificando el cumplimiento del alcance de los servicios detallado en “antecedentes”.
- El estudio realizado por la consultora Delta Finanzas para determinación del costo de capital.
- Los flujos de fondos que sirvieron de base para la fijación de las tarifas, y la razonabilidad de los valores y estimaciones consideradas (el costo de capital, la base tarifaria, el plan de inversiones, los gastos de operación y mantenimiento, los cambios esperados en la productividad y eficiencia, las estimaciones de crecimiento de la demanda, la rentabilidad del operador, el criterio de depreciación, etc.), así como los métodos utilizados para su determinación.
- El mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa, a efectos de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y calidad del servicio.
- El proceso de determinación del precio de gas natural en los PIST elaborado por el MINEM, establecido en la Resolución 212/16, e incorporado a las tarifas, así como el procedimiento de ajuste previsto para este.
- La determinación del valor de rentabilidad justa y razonable prevista por el operador para incluir en la tarifa.
- Lo actuado por Enargas durante todo el proceso de la RTI y otros sujetos regulados y no regulados de la industria del gas que se hayan vinculado directa o indirectamente al proceso de RTI.

C. PLAN DE TRABAJO

4. CRONOGRAMA ACTUALIZADO

Se muestra a continuación el cronograma actualizado del plan de trabajos, de acuerdo con los avances desarrollados en el periodo, incorporando un desagregado por Licenciataria:

Auditoría y Revisión Técnica, Jurídica y Económica de la RTI

IT	ACTIVIDADES	INFORMES											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		12-6-20	30-6-20	15-7-20	30-7-20	15-8-20	30-8-20	15-9-20	30-9-20	15-10-20	30-10-20	15-11-20	30-11-20
	Fecha de Entrega del Informe												
1	Reunión de Inicio												
2	Recopilación de Información												
3	Análisis de la Complejidad de la información suministrada por las Licenciatarias												
4	Revisión de los planes de inversiones obligatorios presentados												
4,1	Razonabilidad técnica y de los costos presentados												
4,2	Comparación de los cronogramas previstos con lo realmente ejecutado												
5	Base Tarifaria												
5,1	Estudio de la base tarifaria como activo financiero												
5,2	Estudio de la base tarifaria como activo físico												
5,3	Análisis de la razonabilidad de la base tarifaria en función de los dos límites anteriores												
6	Análisis de los gastos de O&M presentados por las Licenciatarias												
7	Análisis del Costo de Capital												
8	Análisis de los estudios de demandas presentados por las Licenciatarias												
9	Análisis de la rentabilidad justa y razonable establecidas para las Licenciatarias												
10	Análisis del flujo de fondos para el cálculo tarifario												
11	Análisis del mecanismo no automático de actualización tarifaria seleccionado												
12	Análisis de la incorporación del precio del gas a la tarifa												
12,1	Análisis de las resoluciones del MINEM en relación con el precio del gas												
12,2	Análisis de la actualización prevista en el precio del gas												
12,3	Análisis del mecanismo de DDA y la revisión del pass-through asignada al ENARGAS												
13	Análisis de lo actuado por el ENARGAS y otros organismos del Estado durante la RTI												
14	Análisis del marco de desarrollo de la RTI bajo la órbita del Enargas.												
15	Análisis de cambios en el sistema de GN en 15 años de emergencia no incluidos en la RTI												
16	Informe Final - Conclusiones y Recomendaciones												
	CRONOGRAMA POR LICENCIATARIA												
A	Camuzzi Gas Pampeana / Transportadora Gas del Sur												
B	Metrogas / Litoral Gas												
C	Naturgy												
D	Ecogas Cuyo / Transportadora Gas del Norte												
E	Camuzzi Gas del Sur												
F	Ecogas Centro / Gasnea												
G	Gasnor / Redengas												

5. AVANCES DEL PLAN DE TRABAJO

En este periodo se ha avanzado parcialmente con las siguientes tareas:

- ✓ Análisis del Marco del Desarrollo de la RTI bajo la órbita de Enargas
 - Clausulas de desistimiento de acciones legales de Metrogas y Litoral Gas
- ✓ Revisión de los planes de inversión obligatoria - Metrogas
- ✓ Análisis de los gastos de Operación y Mantenimiento - Metrogas y Litoral Gas

D. ANALISIS DEL MARCO DE DESARROLLO DE LA RTI

6. ACTAS ACUERDO DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL

6.1. CLAUSULAS DE DESESTIMIENTO DE ACCIONES LEGALES

6.1.1. ANTECEDENTES

En el año 2002, la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (B.O. 06/01/2002) 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.

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 finalmente
5. La rentabilidad de las empresas.

Es así que el proceso de renegociación de los Contratos de Concesión y Licencia de los Servicios Públicos ha sido reglamentado e implementado, en una primera etapa institucional, a través de los Decretos N° 293 de fecha 12 de febrero de 2002 y 370 de fecha 22 de febrero de 2002, y en una segunda etapa, por el Decreto N° 311 de fecha 3 de julio de 2003 y la Resolución Conjunta N° 188 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 44 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003.

Por medio del Decreto N° 311, se estableció que el proceso de renegociación se llevase a cabo a través de la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) presidida por los ex Ministros de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Así es que la UNIREN inició el proceso de renegociación encomendado, formulando las propuestas de entendimiento para la adecuación de los contratos y sometiénolas a los correspondientes procedimientos de consulta pública.

Con posterioridad, mediante el Decreto Nro. 367 de fecha 16/02/2016, se derogó el Decreto Nro. 311/2003, y la Resolución Conjunta N° 188 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 44 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003, y demás normas concordantes y complementarias.

Además, a los efectos de concluir los procesos de renegociación de los contratos de Obras y Servicios Públicos dispuestos por el Artículo 9° de la Ley N° 25.561, se instruyó a los Ministerios a cuyas órbitas correspondan los respectivos contratos sujetos a renegociación, conforme a las competencias que surgen de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, a proseguir los procedimientos que se encontrasen en trámite de sustanciación en el ámbito de la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN).

Finalmente, todas las empresas Licenciatarias suscribieron sus respectivos acuerdos de readecuación contractual definitivos, conforme al detalle esbozado a continuación:

LICENCIATARIA	TIPO DE ACUERDO	FECHA DEL ACUERDO	DECRETO RATIFICATORIO	FECHA DE PUBLICACION EN B.O.
GAS BAN S.A.	ACTA	20/1/06	385/06	10/4/06
GASNOR S.A.	ACTA	6/5/08	246/09	1/4/09
LITORAL GAS S.A.	ACTA	6/5/06	2016/08	2/12/08
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	ACTA	1/9/09	539/10	23/4/10
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.	ACTA	1/9/09	483/10	15/4/10
CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.	ACTA	23/10/08	923/10	30/6/10
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	ACTA	23/10/08	1989/09	16/12/09
GASNEA S.A.	ACTA	21/7/09	812/10	11/6/10
METROGAS S.A.	ACTA	30/3/17	252/18	28/3/18
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.	ACTA	30/3/17	250/18	28/3/18
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.	ACTA	30/3/17	251/18	28/3/18

6.1.2. LITORAL GAS SA

El Acta Acuerdo de esta Distribuidora dispone en su cláusula Décimo Octava, las siguientes cuestiones:

“18.1. SUSPENSION DE ACCIONES

18.1.1 Como condición previa a la ratificación del ACUERDO DE RENEGOCIACION por parte del PODER EJECUTIVO NACIONAL, el LICENCIATARIO como sus accionistas, deberán suspender todos los reclamos, recursos y demandas entabladas o en curso, tanto en sede administrativa, arbitral o judicial de nuestro país o del exterior, que se encuentren fundadas o vinculadas en los hechos o medidas dispuestas como consecuencia de la situación de emergencia establecida por la Ley Nº 25.561, y a la anulación del índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América), respecto al CONTRATO DE LICENCIA. La suspensión deberá abarcar las cuestiones referidas a los procedimientos de los reclamos, como también a los planteos de los aspectos de fondo.

18.1.2. A tal efecto y como condición previa a la ratificación del ACUERDO, el LICENCIATARIO deberá presentar los instrumentos debidamente certificados y legalizados en su autenticidad y validez, en los que conste la expresa suspensión de las acciones del Licenciatario en los términos establecidos en el apartado precedente o manifieste expresamente con carácter de declaración jurada que no ha iniciado ninguna de las acciones previstas en el párrafo 18.1.1.

18.1.3. El LICENCIATARIO se compromete a obtener y presentar similares instrumentos de suspensión de parte de los Accionistas Mayoritarios que representen como mínimo dos tercios del capital accionario.

18.1.4. El incumplimiento de la presentación de los instrumentos que acrediten la suspensión de las acciones por parte del LICENCIATARIO o de sus accionistas, obstará a la ratificación del ACUERDO DE RENEGOCIACION por parte del PODER EJECUTIVO NACIONAL, hasta que ello se subsane.

18.1.5. Concurrentemente con la suspensión de las acciones el LICENCIATARIO y los accionistas que como mínimo representen las dos terceras partes del capital social de la empresa, deberán presentar un compromiso de no plantear reclamos, recursos o demandas, tanto en sede administrativa, arbitral o judicial de nuestro país o del exterior, fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nº 25.561, y a la anulación del índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América), respecto al CONTRATO DE LICENCIA.

18.1.6. Habiendo transcurrido UN (1) año a partir de la entrada en vigencia del presente ACUERDO sin que haya entrado en vigencia el Cuadro Tarifario que implemente el RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN previsto en la Cláusula Cuarta del presente ACUERDO tanto el LICENCIATARIO como sus accionistas quedarán en libertad de retomar las acciones que consideren apropiadas. En tal caso, el presente ACTA quedará sin efecto, sin causa imputable al LICENCIATARIO ni al OTORGANTE.

18.1.7. *Habiéndose verificado el cumplimiento por parte del LICENCIATARIO de las OBLIGACIONES PARTICULARES referidas en la Cláusula Octava, párrafo 8.1. de la presente ACTA ACUERDO, y ante el incumplimiento por parte del OTORGANTE de la publicación en el Boletín Oficial de la REPÚBLICA ARGENTINA de la Resolución que aprueba el Cuadro Tarifario resultante de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL, tanto el LICENCIATARIO como sus accionistas, habiendo transcurrido DIECIOCHO (18) meses a partir de la entrada en vigencia del presente ACUERDO, quedarán en libertad de retomar las acciones que consideren apropiadas. En caso de que cualquier accionista retomara las acciones, la presente ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACION quedará sin efecto, sin causa imputable al LICENCIATARIO ni al OTORGANTE.*

18.2. DESISTIMIENTO DEL DERECHO Y DE LAS ACCIONES

18.2.1. *Dentro del plazo de DIEZ (10) días de publicada en el Boletín Oficial de la REPUBLICA ARGENTINA, la Resolución que aprueba el Cuadro Tarifario resultante de la REVISION TARIFARIA INTEGRAL prevista en la Cláusula Décimo Primera del presente ACTA ACUERDO, la LICENCIATARIA deberá desistir íntegra y expresamente de todos los derechos que pudiera eventualmente invocar, como también a todas las acciones enabladadas o en curso o que pudiera enablar, fundados o vinculados en los hechos o medidas dispuestas como consecuencia de la situación de emergencia establecida por la Ley Nº 25.561, y a la anulación del índice PPI, con respecto al CONTRATO DE LICENCIA.*

Dicho desistimiento deberá alcanzar los derechos y acciones que pudieran plantearse ante instancias administrativas, arbitrales o judiciales, de nuestro país o del exterior. La obligación asumida por el LICENCIATARIO en el presente punto debe cumplirse por el sólo transcurso del tiempo allí previsto.

18.2.2. *A tal efecto, el LICENCIATARIO deberá presentar los instrumentos debidamente certificados y legalizados en su autenticidad y validez, en los que conste en forma expresa e íntegra el desistimiento del derecho y las acciones en los términos establecidos en el párrafo precedente.*

18.2.3. *El LICENCIATARIO se compromete a obtener y presentar similares instrumentos correspondientes al desistimiento del derecho y las acciones de parte de los accionistas que como mínimo, representen las dos terceras partes del capital social de la empresa.*

18.2.4. *En el caso que el LICENCIATARIO encontrase de parte de determinados accionistas que representen un porcentaje inferior a un tercio del capital social de la empresa reparos para formular sus respectivos desistimientos, dicha renuencia podrá ser subsanada por el LICENCIATARIO, mediante la presentación de:*

a) *Constancias respecto a haber efectuado las gestiones orientadas a obtener el desistimiento de los accionistas en los términos planteados y;*

b) *Compromiso del Licenciatario de mantener indemne al OTORGANTE y a los usuarios del servicio, de todo reclamo o demanda que pudiera presentar el accionista, como también de cualquier compensación que pudiera disponerse a favor del accionista o del LICENCIATARIO con respecto al CONTRATO DE LICENCIA.*

18.2.5. *En el supuesto de concluir el plazo fijado en el 18.2.1. sin perfeccionarse los desistimientos correspondientes al LICENCIATARIO y a los accionistas, que como mínimo*

representen las dos terceras partes del capital social de la empresa, el OTORGANTE podrá suspender la aplicación de la resolución que apruebe el cuadro tarifario resultante de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL. En tal instancia, el OTORGANTE procederá a intimar al LICENCIATARIO a cumplir la presentación de los desistimientos comprometidos dentro de un nuevo plazo de QUINCE (15) días.

18.2.6. Vencido el plazo de intimación y ante el incumplimiento del LICENCIATARIO o de sus accionistas respecto a la presentación de los desistimientos comprometidos, el OTORGANTE podrá denunciar el presente ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN por causa imputable al LICENCIATARIO y proceder a la rescisión de la LICENCIA.

18.2.7. La rescisión del CONTRATO DE LICENCIA no generará ningún derecho de reclamo o reparación a favor del LICENCIATARIO o de sus accionistas. La rescisión no resultará procedente cuando los desistimientos que no fueran presentados correspondan a accionistas minoritarios que representen en conjunto, una porción menor a la tercera parte del capital social del LICENCIATARIO.

18.2.8. En el supuesto que, aun mediando las suspensiones y desistimientos previstos en los puntos anteriores, se produjera alguna presentación, reclamo, recurso o demanda del LICENCIATARIO o de sus accionistas, en sede administrativa, arbitral o judicial de nuestro país o del exterior, fundados o vinculados a hechos o medidas dispuestas como consecuencia de la situación de emergencia establecida por la Ley 25.561 con respecto el CONTRATO DE LICENCIA, el OTORGANTE requerirá la inmediata retractación y retiro de reclamo formulado o el desistimiento de dicha acción, otorgando a tal efecto un plazo de (15) días.

18.2.9. En el supuesto de transcurrir dicho plazo sin producirse la retractación o retiro del reclamo, o el desistimiento de la acción incoada, el OTORGANTE podrá denunciar el ACUERDO DE RENEGOCIACION por causa imputable a la LICENCIATARIA y proceder a la rescisión del CONTRATO DE LICENCIA, sin que ello genere ningún derecho de reclamo o reparación por parte de la empresa LICENCIATARIA o de sus accionistas. La rescisión no resultará procedente en el supuesto que los reclamos o acciones fueran impulsadas por accionistas minoritarios que representen en conjunto, una porción menor a la tercera parte del capital social del LICENCIATARIO.

18.3. CLAUSULA DE INDEMNIDAD

18.3.1. Para el supuesto que cualquier accionista del LICENCIATARIO, sea su tenencia accionaria actual o anterior al presente ACUERDO, obtuviera en sede administrativa, arbitral o judicial, de nuestro país o del exterior, alguna medida, decisión o laudo que consistiera en una reparación o compensación o indemnización económica fundados o vinculados en los hechos o medidas dispuestas como consecuencia de la situación de emergencia declarada por la Ley 25.561 y a la anulación del PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América), respecto del CONTRATO DE LICENCIA, dicha medida, decisión y/o laudo (incluido costas y honorarios) deberá ser afrontada a entero costo por el LICENCIATARIO quien se obliga a mantener indemne al Estado Nacional.

18.3.2. En tal supuesto, el LICENCIATARIO no tendrá derecho a reclamar reparación, indemnización ni compensación alguna parte del OTORGANTE, aun mediando la rescisión del CONTRATO DE LICENCIA. Todos los gastos y costos que deba asumir el

LICENCIATARIO en tal supuesto, en ningún caso podrán trasladarse en modo alguno a los usuarios del servicio.

18.4. Los compromisos y/o renunciaciones que el LICENCIATARIO y/o sus accionistas presenten de conformidad a los términos del párrafo 18.2 del presente ACUERDO, tendrán plena validez y exigibilidad si y sólo si, el ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL entra en vigencia.”

6.1.3. METROGAS SA

En el caso de la Distribuidora Metrogas S.A., el Acta contiene las siguientes prescripciones referentes a la obligación de desistir de acciones contra el Estado Nacional.

“Cláusula Décimo Primera. COMPROMISOS DE SUSPENSIÓN Y DESISTIMIENTO POR PARTE DEL LICENCIATARIO Y SUS ACCIONISTAS. SUPUESTOS DE INCUMPLIMIENTO CONTRACTUAL. INDEMNIDAD. EFECTOS.

11 .1. SUSPENSIÓN DE ACCIONES

11 .1 .1. Como condición previa a la ratificación del ACTA ACUERDO por parte del PODER EJECUTIVO NACIONAL, el LICENCIATARIO, LA SOCIEDAD INVERSORA y los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA, deberán suspender, hasta el cumplimiento del plazo previsto en el apartado 11.2.1, todos los reclamos, recursos y demandas entabladas, en curso o en vías de ejecución, tanto en sede administrativa, arbitral o judicial, en la República Argentina o en el exterior, que se encuentren fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas, respecto del CONTRATO DE LICENCIA, a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nro. 25.561 y/o en la anulación del índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América) y/o durante el PERIODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL.

Las estipulaciones contenidas en el presente apartado, serán de aplicación en relación al juicio en trámite ante el Juzgado Contencioso Administrativo Federal No 12 Secretaría No 23, caratulado "MetroGAS S.A. e/ Estado Nacional - M. Planificación - (DTO No. 293/02) - UNIREN s/Proceso de Conocimiento" (Expte. N° 50.141/2011) y/o cualquier otro que se hubiere iniciado.

11.1.2. A tal efecto y como condición previa a la ratificación del ACTA ACUERDO, el LICENCIATARIO deberá presentar los instrumentos debidamente certificados y legalizados en su autenticidad y validez, en los que conste la expresa suspensión de las acciones en los términos establecidos en el punto precedente, o el instrumento en el que manifieste expresamente con carácter de declaración jurada que no ha iniciado ninguna de las acciones previstas en dicho apartado.

11.1.3. El LICENCIATARIO se compromete a obtener y presentar similares instrumentos de suspensión de parte de la SOCIEDAD INVERSORA y los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA y, de corresponder, deberá entregar una manifestación expresa, con carácter de declaración jurada, respecto a que no se ha iniciado ninguna de las acciones previstas en el apartado 11.1 .1.

11.1.4. Concurrentemente con la suspensión de las acciones, el LICENCIATARIO y la SOCIEDAD INVERSORA y los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA, deberán presentar un compromiso de no iniciar o no presentar reclamos, recursos o demandas, tanto en sede administrativa, arbitral o judicial en la República Argentina o en el exterior, que se encuentren fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas, respecto del CONTRATO DE LICENCIA, a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nro. 25.561 , y/o por haber quedado sin efecto la aplicación del índice del PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América) y/o durante el PERÍODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL.

11.1.5. El incumplimiento de la presentación de los instrumentos previstos en los apartados 11.1.2 a 11.1.4 obstará a la ratificación del ACTA ACUERDO por parte del PODER EJECUTIVO NACIONAL, hasta que ello se subsane.

11.1.6. A partir de la entrada en vigencia del ACTA ACUERDO, ante el incumplimiento por parte del OTORGANTE y/o del ENARGAS en el dictado y publicación de los actos necesarios para poner en vigencia la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL, incluyendo todos los escalones que se prevean para su completa aplicación, el LICENCIATARIO podrá reclamar por los perjuicios resultantes de dicho incumplimiento o, transcurridos NOVENTA (90) días desde dicho incumplimiento, el LICENCIATARIO y/o la SOCIEDAD INVERSORA y/o los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA podrán retomar las acciones y reclamos a que se refiere el apartado 11.1. En este último caso, el OTORGANTE podrá denunciar el ACTA ACUERDO.

11 .2. DESISTIMIENTO DEL DERECHO Y DE LAS ACCIONES

11.2.1. Dentro del plazo de NOVENTA (90) días corridos de que entre y se mantenga en vigencia la Resolución que apruebe el Cuadro Tarifario resultante de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL prevista en la cláusula séptima del ACTA ACUERDO, o del último escalón del incremento, según corresponda, el LICENCIATARIO, la SOCIEDAD INVERSORA y los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA deberán desistir íntegra y expresamente de todos los derechos que pudieran eventualmente invocar, como también a todas las acciones entabladas o en curso o que pudieran entablar, fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas, respecto del CONTRATO DE LICENCIA, a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nro. 25.561 y/o en la anulación del índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América) y/o durante el PERIODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL. Dicho desistimiento deberá alcanzar los derechos y acciones que pudieran plantearse ante instancias administrativas, arbitrales o judiciales, en la República Argentina o en el exterior.

Las estipulaciones contenidas en el presente apartado, serán de aplicación en relación al juicio en trámite ante el Juzgado Contencioso Administrativo Federal No 12 Secretaría No 23, caratulado "MetroGAS S.A. e/ Estado Nacional - M. Planificación - (DTO Nro. 293/02) - UNIREN s/Proceso de Conocimiento" (Expte. N° 50.141/2011) y/o cualquier otro que se hubiere iniciado.

La obligación asumida por el LICENCIATARIO en el presente punto debe cumplirse por el sólo transcurso del tiempo allí previsto.

11.2.2. A tal efecto, el LICENCIATARIO deberá presentar los instrumentos debidamente certificados y legalizados en su autenticidad y validez, en los que conste en forma expresa e íntegra el desistimiento del derecho y las acciones en los términos establecidos en el punto precedente.

11.2.3. El LICENCIATARIO se compromete a obtener y presentar similares instrumentos correspondientes al desistimiento del derecho y las acciones de parte de la SOCIEDAD INVERSORA y los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA.

11.2.4. En el supuesto de concluir el plazo fijado en el apartado 11 .2.1 sin perfeccionarse los desistimientos y obtenerse las declaraciones juradas, conforme lo especificado en los apartados 11.2.1 a 11.2.3, el OTORGANTE podrá dejar sin efecto los cuadros tarifarios resultantes de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL. En tal instancia, el OTORGANTE procederá a intimar al LICENCIATARIO a cumplir la presentación de los desistimientos comprometidos dentro de un nuevo plazo de QUINCE (15) días.

11.2.5. Vencido el plazo de intimación y de persistir el incumplimiento del LICENCIATARIO y/o de la SOCIEDAD INVERSORA y/o de los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA, el OTORGANTE podrá denunciar el ACTA ACUERDO por causa imputable al LICENCIATARIO y proceder a la rescisión del CONTRATO DE LICENCIA.

11.2.6. La rescisión del CONTRATO DE LICENCIA por causa del incumplimiento previsto en el apartado 11.2.5 no generará ningún derecho de reclamo o reparación a favor del LICENCIATARIO o de la SOCIEDAD INVERSORA o de los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA; ello sin perjuicio de la indemnidad comprometida en los términos de la cláusula 11.3.

11.2.7. Para el caso que, vencido el plazo de intimación previsto en el 11.2.4, la falta de desistimiento resulte de no cumplirse las condiciones de vigencia de las Resoluciones indicadas en el apartado 11 .2.1 por causas ajenas a la LICENCIATARIA, el OTORGANTE podrá denunciar el ACTA ACUERDO y en consecuencia dejar sin efecto los cuadros tarifarios resultantes de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL, y/o cualquiera de sus escalones, y/o la/s adecuación/es tarifaria/s transitoria/s que se hubiera/n otorgado en el marco del desarrollo del proceso de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL.

11.2.8. En el supuesto que, aun mediando las suspensiones y desistimientos previstos en los apartados anteriores, se produjera alguna presentación, reclamo, recurso o demanda del LICENCIATARIO o de la SOCIEDAD INVERSORA o de los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA, en sede administrativa, arbitral o judicial en la República Argentina o en el exterior, fundados o vinculados en los hechos o medidas dispuestas, respecto del CONTRATO DE LICENCIA, a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley NRO. 25.561 y/o a la anulación del índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América) y/o durante el PERÍODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL, el OTORGANTE requerirá la inmediata retractación y retiro de reclamo formulado o el desistimiento de dicha acción, otorgando a tal efecto un plazo de QUINCE (15) días.

11.2.9. *En el supuesto de transcurrir dicho plazo sin producirse la retractación o retiro del reclamo, o el desistimiento de la acción incoada, el OTORGANTE podrá denunciar el ACTA ACUERDO por causa imputable al LICENCIATARIO y/o proceder a la rescisión del CONTRATO DE LICENCIA, sin que ello genere ningún derecho de reclamo o reparación por parte del LICENCIATARIO o de la SOCIEDAD INVERSORA o de los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA; ello sin perjuicio de la indemnidad comprometida en los términos de la cláusula 11.3*

11.3. CLÁUSULA DE INDEMNIDAD

11.3.1. *Para el supuesto que cualquier accionista del LICENCIATARIO y/o de la SOCIEDAD INVERSORA (y/o sus eventuales cesionarios respecto de cualquier medida, decisión o laudo definitivo e inapelable) obtuviera en sede administrativa, arbitral o judicial, en la República Argentina o en el exterior, alguna medida, decisión o laudo definitivo e inapelable, que consistiera en una reparación o compensación o indemnización económica, de la índole que fuera, fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas, respecto del CONTRATO DE LICENCIA, a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nro. 25.561 y/o en la anulación del índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América) y/o durante el PERÍODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL, dicha medida, decisión, laudo (incluido costas y honorarios), deberá ser afrontada a entero costo por el LICENCIATARIO, quien se obliga a mantener indemne al ESTADO NACIONAL.*

11.3.2. *En el supuesto previsto en el apartado anterior, el LICENCIATARIO no tendrá derecho a reclamar reparación, indemnización ni compensación alguna de parte del OTORGANTE, aun mediando la rescisión del CONTRATO DE LICENCIA. Todos los gastos y costos que deba asumir el LICENCIATARIO en tal supuesto, en ningún caso podrán trasladarse en modo alguno a los usuarios del servicio.*

11.3.3. *Con relación a los laudos obtenidos con anterioridad a la firma del ACTA ACUERDO por ex accionistas del LICENCIATARIO, el monto pagado por el ESTADO NACIONAL en virtud del laudo dictado en el arbitraje "BG Group Plc. vs. La República Argentina (UNC 54 KGA)", con el porcentaje proporcional de quita que se hubiere establecido en el acuerdo de pago, excluyendo las sumas correspondientes a los intereses por mora en el pago del laudo, dichos montos calculados a valor presente, serán asumidos por el LICENCIATARIO; ello exclusivamente mediante inversiones sustentables, dentro del área de su de LICENCIA, adicionales a las que establezca el ENARGAS como inversiones obligatorias en el marco de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL. El plan de inversiones adicionales será determinado por el ENARGAS, a propuesta de la LICENCIATARIA, una vez que entre en vigencia la Resolución que apruebe el Cuadro Tarifario resultante de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL o el último escalón del incremento, según corresponda. Estas inversiones no serán incorporadas en la base tarifaria de la LICENCIATARIA.*

El plazo de ejecución del plan de inversiones adicionales no podrá exceder al de la finalización del CONTRATO DE LICENCIA, fecha en la que serán transferidas al OTORGANTE sin derecho al pago alguno a favor de la LICENCIATARIA, en las condiciones referidas en el artículo 5.7 del CONTRATO DE LICENCIA.

11.4. VALIDEZ DE LOS COMPROMISOS.

Excepto por lo previsto en los apartados 11.1.2 a 11.1.4, los restantes compromisos y/o renunciaciones que la LICENCIATARIA y/o de la SOCIEDAD INVERSORA y/o de los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA presenten de conformidad con la cláusula décimo primera del ACTA ACUERDO, tendrán plena validez y exigibilidad, sí y solo sí, se publica en el Boletín Oficial de la REPÚBLICA ARGENTINA la Resolución que aprueba el Cuadro Tarifario resultante de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL.”

6.1.4. CONSIDERACIONES ACERCA DE LAS CLAUSULAS DE DESISTIMIENTO

De las cláusulas citadas se desprende que tanto Litoral Gas S.A. como Metrogas S.A. asumen, por la suscripción de las Actas Acuerdo, el compromiso de mantener indemne al Estado Nacional y de desistir de todo reclamo (administrativo, arbitral o judicial), en cualquier etapa en que se encontraren y cualquiera sea la jurisdicción en la que se hubiera radicado.

Sin embargo, en el caso de Metrogas, a dicho compromiso se le añade la obligación de asumir los montos abonados por el Estado Nacional a ex accionistas de la Licenciataria en función del laudo dictado en el arbitraje “BC Group Plc. Vs. La República Argentina (UNC 54 KGA)”, mediante “inversiones sustentables”.

Es decir que, fruto de lo allí convenido, Metrogas S.A., debe proponer y someter a consideración del ENARGAS un plan de inversiones adicionales que, a los efectos de la Revisión Tarifaria Integral, no sería incorporado en la Base Tarifaria de la Licenciataria.

Finalmente, se fija como plazo de ejecución de este plan de inversiones sustentables y adicionales, el plazo mismo de la Licencia, fecha en la que estas obras serán retransferidas al Estado Nacional sin derecho al pago alguno a favor de la Licenciataria y en las condiciones previstas en el punto 5.7 del Contrato de Licencia.

E. REVISION DE LOS PLANES DE INVERSION OBLIGATORIOS

7. PLAN DE INVERSIONES DE METROGAS S.A.

Este informe contiene un avance parcial del análisis correspondiente a este apartado, el cual será completado en el próximo informe quincenal.

7.1. RESUMEN DEL EXPEDIENTE

Con fecha 20 de septiembre de 2016 METROGAS S.A. contesta a la solicitud presentada por Enargas con fecha 11 de agosto de 2016 por nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07438 (Fs. 1 del Expediente N° 30.046), mediante la cual se requiere de la Distribuidora el envío del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado para el próximo quinquenio.

En la mencionada nota METROGAS S.A. señala esencialmente los aspectos que se detallan a continuación. En primer lugar, indica que la apertura cronológica de la información se remitirá mensualmente para el primer año del quinquenio y anualmente para los restantes. Por otro lado, destaca que las inversiones se presentarán abiertas en las siguientes categorías: Seguridad e Integridad, Confiabilidad, Servicio y Atención al Cliente, Tecnología Informática, Expansiones y Mantenimiento Edificio.

También señala, en lo relativo a los detalles descriptivos de los proyectos, que la información que se enviará contendrá básicamente la descripción de la inversión, el objetivo, la justificación de su necesidad, el cálculo y detalles de la inversión total requerida. Agrega luego que priorizará sus inversiones en el sistema de distribución en función del riesgo, que se reanalizará en forma dinámica con los datos que irán surgiendo de las evaluaciones de integridad que se realizarán para algunos activos, o del historial de fallas y mantenimiento para otros.

Indica que como consecuencia de ello, las magnitudes físicas se referirán a proyectos genéricos que tendrán identificación específica en el último trimestre de cada año calendario para las que se ejecutarán en el año siguiente. Menciona, asimismo, que por tal razón, en la mayoría de los casos no resulta posible enviar planos ni proyectos específicos.

Aclara luego, en relación a la flexibilidad para la ejecución, que dado el proceso dinámico para su selección, es probable que se necesite realizar algún ajuste y resulte necesario permitir la flexibilidad para cambios de proyectos por otros de similar cuantía económica. Indica que los proyectos que se presentan toman en cuenta las necesidades de METROGAS S.A. para el próximo quinquenio, pero que, no obstante ello, su ejecución efectiva dependerá de las posibilidades que tenga la compañía de contar con los recursos suficientes.

En forma adjunta a la nota citada de fecha 20 de septiembre de 2016 (Fs. 8 del Expediente N° 30.046), agrega su Plan de Inversiones establecido para el período Abril 2017-Marzo 2022, por un monto total de 8.036,64 \$MM. Posteriormente desarrolla el Plan de Inversiones, bajo la denominación de "Proyecto N° 1" y siguientes.

Posteriormente, con fecha 28 de septiembre de 2016, METROGAS S.A. se dirige por nota a Enargas (Fs. 117 del Expediente N° 30.046) con el objetivo de enviar una versión rectificativa del

Plan de Inversiones, que reemplaza en un todo al enviado con fecha 20 de septiembre de 2016. Aclara que dicha rectificación se debe a que el gobierno de la Ciudad de Buenos Aires informó, mediante boletín oficial, un aumento significativo del valor por metro cuadrado en concepto de cierre definitivo de calzada.

Señala que, por este motivo, se vieron obligados a realizar una modificación de los cálculos presupuestados de los proyectos. Adjunta a esta nota, se presenta un Plan de Inversiones por un monto total de 8.304,70 \$MM.

Más tarde, con fecha 03 de noviembre de 2016, METROGAS S.A. se remite nuevamente por nota a Enargas (Fs. 221 del Expediente N° 30.046), haciendo referencia a RTI-PIN Solicitud de Plan de Inversiones – NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 9755. Dicha nota tiene el objetivo de enviar una versión rectificativa del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado para el próximo quinquenio, que reemplaza en un todo a la enviada con fecha 20 de septiembre de 2016. Agrega anexo un detalle del mismo, que alcanza un monto de 9.596,17 \$MM.

Esta nota tiene a su vez el objeto de cumplimentar con la solicitud de información realizada por Enargas por nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09755 de fecha 20 de octubre de 2016 (Fs. 219 del Expediente N° 30.046), requisitos que se detallan en el punto 3 de este trabajo. METROGAS S.A., respecto de estos requisitos, aclara que:

- i) Los costos unitarios correspondientes a las inversiones presentadas se encuentran detallados en el punto correspondiente de los soportes de cada inversión.
- ii) Los costos de las nuevas ERP se han indicado en los soportes de las inversiones que las incluyen. Se adjunta descripción con las características de las ERP y plano tipo.
- iii) Se describe lo considerado para cada una de las líneas de inversión.
- iv) Se adjuntan las simulaciones correspondientes a las obras “Segundo Anillo Sur” y “Loop Uprating NEUBA”
- v) Se adjuntan croquis con traza tentativa y relevamiento fotográfico de 121 zonas identificadas a abastecer con red de distribución de media presión.
- vi) Se ha comunicado el Plan de Inversiones 2017-2022 a la Transportadora TGS, siendo su respuesta que estiman factible disponer de los valores de presión indicados en la solicitud para la conexión de la nueva City Gate “San Vicente” e incorporar el nuevo Punto de Entrega en los contratos de transporte vigentes, una vez habilitado.

Más adelante, con fecha 21 de noviembre de 2016 (Fs. 652 del Expediente N° 30.046), METROGAS S.A. se dirige a Enargas a los efectos de enviar una versión rectificativa de las Planillas de Excel del Plan de Inversiones, que reemplazan en un todo a la enviada con fecha 03 de noviembre de 2016. El motivo de dicha rectificación es la incorporación de un nuevo proyecto en el rubro de expansión que corresponde a la Provisión de Gas Natural de Domselaar. Aclara que no hay otras modificaciones ni aclaraciones a realizar.

Como consecuencia de este agregado, el Plan de Inversiones se eleva a 9.620.27 \$MM.

Para una mayor claridad del análisis que se pasa a exponer, se considera apropiado listar las notas presentadas por ENARGAS y METROGAS S.A., ya que se deberá recurrir reiteradamente a las consultas de ambas.

7.2. NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS

Las notas remitidas por ENARGAS en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N° 31/2016 y en consideración de los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación para la presentación del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado a que se está haciendo referencia, fueron las que se detallan:

1. Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07438 de fecha 11 de agosto de 2016 (Fs. 1 del Expediente N° 30.046), requiriendo de METROGAS S.A., la presentación del plan de inversiones para el quinquenio 2017-2021, estableciendo asimismo los requerimientos mínimos establecidos al respecto.
2. Nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09755 de fecha 20 de octubre de 2016 (Fs. 219 del Expediente N° 30.046), requiriendo la presentación de la información pendiente a la fecha, incorporando requisitos adicionales a lo indicado con anterioridad.
3. Nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10421 de fecha 08 de noviembre (Fs. 651 del Expediente N° 30.046), donde se establece que se definan escalones de inversión al programa presentado por la Distribuidora.

7.3. NOTAS REMITIDAS POR METROGAS S.A.

Las notas remitidas por METROGAS S.A. con respecto al Plan de Inversiones a su cargo, atento a lo solicitado por Enargas en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N° 31/2016 y en consideración a los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación, fueron las que se detallan:

1. Nota sin número de fecha 20 de septiembre de 2016, corriente a Fs. 8 del Expediente N° 30.046, en respuesta a la nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07438 (Fs. 1), efectuando la presentación de su Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado para el próximo quinquenio.
2. Nota sin número de fecha 28 de septiembre de 2016 (Fs. 117 del Expediente N° 30.046), enviando una versión rectificativa del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado, que reemplaza en un todo a la enviada con fecha 20 de septiembre de 2016.
3. Nota sin número de fecha 03 de noviembre de 2016 (Fs. 221 del Expediente N° 30.046), con el objetivo de cumplimentar con la solicitud la información y enviar una versión rectificativa del Plan de Inversiones, que reemplaza en un todo a la enviada con fecha 28 de septiembre de 2016.
4. Nota sin número de fecha 21 de noviembre de 2016 (Fs. 652 del Expediente N° 30.046), en respuesta a la nota de Enargas ENRG/GD/GDyE/GT N° 09755, con el objetivo de cumplimentar con la solicitud de información, y enviar un rectificativo de las Planillas de Excel del Plan de Inversiones, que reemplazan en un todo a las enviadas con fecha 03 de noviembre de 2016.

7.4. REQUISITOS QUE SURGEN DE LAS NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS RELATIVAS A LA RTI PROGRAMADA

Según lo establecido en las notas anteriores, los requisitos solicitados por Enargas son los siguientes:

En Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°07438, S/RTI-PIN Solicitud de Plan de Inversiones y siguientes s/Notas adjuntas, se instruye en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral ya mencionado y lo dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N°31/2016 y considerando los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación, que cada Licenciataria deberá presentar un Plan de Inversiones, para la prestación del servicio regulado previsto para el próximo quinquenio.

El plan de inversiones solicitado deberá estar conformado por la totalidad de los proyectos específicos a ejecutar en el quinquenio, con independencia del mecanismo que se determine para su remuneración y contemplando los criterios establecidos por la Resolución ENARGAS N°1903/2000.

En cada caso, dichos proyectos específicos deberán desarrollarse cumpliendo los siguientes requisitos:

1. Denominación del proyecto y localización.
2. Objetivos del proyecto y justificación de su inclusión en el Plan de Inversiones.
3. Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto, incluyendo de corresponder, plano de anteproyecto.
4. Simulaciones del sistema involucrado para los escenarios estudiados.
5. Cronograma de ejecución física, valorando cada parte como un porcentaje del total, e indicando las tareas a desarrollar y las etapas de construcción.
6. Ubicación geográfica precisa que permita establecer su correcta localización.
7. Número de Usuarios y volúmenes de gas involucrados. Se establecerá la cantidad de usuarios beneficiados y la proyección de incorporación de los mismos, estableciendo el crecimiento esperado de la demanda por categoría de usuario, indicando la metodología del cálculo utilizada.
8. Presupuesto de ejecución, detallando los ítems correspondientes, valorizados en pesos moneda nacional vigentes en agosto de 2016, sin incluir el IVA e indicando los volúmenes de gas afectados y precios unitarios de los bienes y servicios considerados en el cálculo. La presentación será realizada indicando la metodología de cálculo.
9. Cronograma de desembolsos mensuales en pesos moneda nacional, vigente en agosto de 2016.
10. Especificación de los ahorros de costos que se efectivizarían como consecuencia de la ejecución del proyecto correspondiente. Se indicará la metodología de cálculo aplicada.

Por otra parte, y respecto del mismo tema, con fecha 20 de octubre de 2016 y Nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09755, ENARGAS hace saber que se ha entendido indispensable avanzar en cuanto a los aspectos técnicos, para lo cual se ha considerado práctico agrupar las inversiones en grandes rubros, según su finalidad (Vg. Expansión, Seguridad e Integridad, Confiabilidad, Operación y Mantenimiento, Informática, etc.).

También al respecto señala que la Licenciataria:

1. Debe indicar los valores unitarios con que determina los montos de cada proyecto.
2. Para los proyectos que involucren nuevas ERP, debe señalar el costo estimado para una instalación típica, indicando sus características.
3. Debe identificar los proyectos del plan que ejecutará durante los dos primeros años del quinquenio, informando para cada uno de ellos el lugar de inicio de las obras. Además, debe acompañar la Memoria Descriptiva correspondiente a cada proyecto, definiendo objetivo y justificación.
4. Debe presentar las simulaciones correspondientes a las obras “Segundo Anillo Sur” y “Loop y Uprating NEUBA”, para lo cual se expondrá: i) El sistema con su demanda tal como se presenta al inicio; ii) El mismo incorporando la demanda agregada y iii) El sistema potenciado, presentando los resultados que arroja el ejercicio con esta última demanda.
5. Debe especificar los proyectos de expansión y/o ampliación que involucren tendido de redes de distribución en media presión, teniendo como pauta ineludible que debe construir redes en zonas que a su juicio posean la mayor potencialidad respecto a la incorporación de nuevos Clientes.
6. Debe indicar si, de corresponder, ha comunicado su plan a las licenciatarias de transporte involucradas, y las respuestas que ellas hubieran brindado respecto de los requisitos para las nuevas condiciones de entrega.

Asimismo, con fecha 08 de noviembre de 2016 y Nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10421, ENARGAS establece que se definan escalones de inversión, siguiendo las pautas de ordenamiento indicadas a continuación:

1. Inversiones 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.
2. Además de las indicadas en el punto 1°, deberá realizar las inversiones necesarias para poder eliminar durante los próximos 5 años, todo tipo de restricciones que al presente donde existe red de distribución de gas, están limitando la realización de nuevas conexiones.
3. Inversiones para el abastecimiento a nuevas localidades o sectores que no cuentan al presente con el servicio de gas natural por redes, ordenándolas con indicadores tangibles (Ejemplo: Inversión/Usuario beneficiado, que permitan realizar una adecuada ponderación del proyecto en cuestión).

7.5. PROGRAMACIÓN PROPUESTA POR METROGAS S.A.

De acuerdo con lo expresado más arriba respecto del Plan de Inversiones presentado por METROGAS S.A., que fue remitido a Enargas por nota de fecha 03 de noviembre de 2016, y complementado con fecha 21 de noviembre de 2016, las inversiones están organizadas como se detalla a continuación, alcanzando un valor total de 9.620,27 \$MM:

- a. Seguridad e integridad: 5.354,57 \$MM
- b. Expansiones: 2.780,91 \$MM
- c. Tecnología Informática: 627,24 \$MM
- d. Confiabilidad: 773,56 \$MM
- e. Servicio y atención al Cliente: 50,24 \$MM
- f. Mantenimiento edilicio: 33,76 \$MM

La presentación consta a su vez de los Anexos I, II y III, que contienen respectivamente el “Resumen del Plan de Inversiones”, la “Descripción del Proyecto” y el “Cronograma de Ejecución Física y Cronograma de Desembolsos”.

7.6. PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS

I- PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS - MetroGas S.A.					
Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
1	Renovación de Redes de Distribución	Renovación de Redes de Baja Presión de Hierro Fundido y de Media Presión de Acero. Se incluye la renovación de Servicios domiciliarios	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	59	3411,01
2	Renovación y/o Remediación de AP	Renovación y/o Remediación de Ramales del Sistema de Alta Presión de 10 y 22 bar e Instalación y/o Renovación de Válvulas Troncales (*)	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	56	789,40
3	Servicio de obra mecánica y civil para la reparación y el mantenimiento de redes	Atención y reparación de redes de distribución de gas, y complementariamente otras tareas asociadas al mantenimiento correctivo y/o preventivo de las mismas. Además involucra las tareas correspondientes a las remociones de cañerías de alta y media presión.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	749,71
4	Renovación Total o Parcial e Instalación de ERP	Renovación Total o Parcial e Instalación de Estaciones de Regulación de Presión asociadas al Plan de Renovación de Redes de Distribución	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	47	144,96
5	Vehículos	Renovación de la flota vehicular de la compañía. Se estima la compra de 190 unidades aproximadamente. Además se contempla la compra de accesorios utilizados en los vehículos (cajas, cúpulas, grúas, equipos de GNC, etc.).	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	106,33
6	Medidores Residenciales	Compra de equipos nuevos de medición en operaciones de reemplazo por Reclamos, Emergencias y Reubicaciones por rehabilitación de suministro.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	45,30
7	Equipos	Compra de herramientas utilizadas para el mantenimiento de redes y gasoductos de alta, baja y media presión.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	57,94
8	SCADA (*)	Incorporación de más puntos telesupervisados y DRP de la solución	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	20,11

I - 4356



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
9	Protección Catódica	Tareas de mantenimiento del parque de equipos rectificadores que componen el sistema de protección catódica.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	18,52
10	Seguridad Estaciones Reguladoras de Presión	Mejoras en seguridad de Estaciones reguladoras de Presión y City gates	Buchanan Hidropuerto Corrales II	6	0,80
11	Segundo Anillo SUR (22bar)	Extensiones de Alta Presión, Instalaciones de Superficie y Redes de Distribución	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	54	1015,90
27	Provision de Gas Natural DOMSELAAR	Instalación de cañerías alta presión, instalaciones de superficie y redes de distribución a la localidad de Domselaar, Partido de San Vicente	San Vicente	12	24,10
17	Medidores residenciales e industriales por alta de clientes nuevos a la red y reemplazo por obsolescencia	Reemplazo de medidores que no registran y/o que permitan el paso del gas, y aquellos que excedan su vida útil o hayan registrado altos valores de error en el muestreo.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	487,35
18	Incorporación de clientes en redes existentes	Instalación de servicios nuevos para suministrar gas a clientes.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	265,68
19	Vinculaciones	Extensión de redes por crecimiento vertical	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	53	33,55
20	Equipos	Renovación tecnológica en puntos de frontera y centrales eléctricas.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	53	6,97
23	Mantenimiento de Edificio	Reemplazo y la reparación de elementos vinculados a la infraestructura edilicia.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	32,53
24	Ampliación CET	Ampliación Edificio / Equipamiento	Lavallol	60	0,60
25	Central de Operaciones de Seguridad Ombú	Reemplazo y mejoras de CCTV	CABA	2	0,60
21	Telemedición Medidores Residenciales (gabinetes de medición no accesibles)	Proyecto destinado a obtener mediciones periódicas de clientes, cuyos medidores se encuentran en lugares inaccesibles para el lectorista sin necesidad del ingreso al domicilio.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	57	25,23

I - 4356



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
22	Estrategia de Canales de Atención	Comprende: a) Creación nuevas Oficinas Comerciales (CAR); b) Modernización Oficinas Comerciales actuales; y c) Mejoras en los canales de atención y de comunicación de clientes vía telefónica.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	25,01
13	Proyecto M360 - Implementación Solución de Operaciones y Comercial (*)	Consiste en implementar una solución de software que soporte las actividades relacionadas con la gestión de las áreas de Operaciones y Comercial, mejorando de esta forma los procesos de la compañía y realizando una renovación tecnológica. Los sistemas actualmente no se encuentran integrados y su funcionalidad resulta limitada, existiendo numerosos procesos manuales. Este proyecto permitirá la integración de los diferentes procesos y la integridad de la información generada por las distintas áreas.	CABA	20	115,83
14	Reemplazo y Adaptaciones sobre aplicaciones varias (*)	Implementaciones y modificaciones sobre aplicaciones, contempla el reemplazo y la adaptación a nuevas versiones de los sistemas de información de la compañía	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	238,84
15	Renovación Tecnológica (*)	Recambio por obsolescencia de hardware y software, como por ejemplo: computadoras, servidores, almacenamiento, switches de red, etc.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	157,69
16	Seguridad Informática (*)	Consiste en soluciones que garanticen el acceso a la información, monitoreo y resguardo de manera segura, y la adquisición de licencias de software, para proveer servicio, soporte y mantenimiento.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	31,40
Monto de Inversión Comprometida					7.784,29

13 - 4356

7.7. PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS

II.- PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS					
Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
26	Lectarios	Modificación Edilicia	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	0,13
11	Segundo Anillo SUR (22bar)	Extensiones de Alta Presion, instalaciones de Superficie y Redes de Distribucion	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	54	1495,94
12	Loop y Uprating Neuqua	Extensiones de Alta Presion	CABA	13	244,87
Inversión Complementaria					1741,04

7.8. MONTO ANUAL DE EROGACIONES DEL PIO

METROGAS 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
773,17	1.724,21	1.665,74	1.824,71	1.796,46	7.784,28

F. ANÁLISIS DE GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

8. ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR METROGAS SA

8.1. ANALISIS DEL EXPEDIENTE

El día 1º de junio del 2016 el ENARGAS envía una serie de notas tendientes a solicitar información a la Distribuidora para ser utilizada como base de la revisión quinquenal de tarifas 2017/2021 el objeto de esta solicitud recae sobre el envío de documentación de los costos, gastos de estructura y de operación y mantenimiento.

Mediante la Nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05068/16, el ENARGAS solicita el envío inicial de información contable, la cual deberá seguir los lineamientos definidos en los Anexos I y II con la apertura del cuadro de gastos de los Estados Contables al 31/12 de cada año desde el 2012 al 2015, incluyendo la apertura mensual para el último año, según plan de cuentas regulatorio Res ENRG N°1660/2000 y en un todo de acuerdo con lo comunicado en la nota ENRG/GDyE/GRGC/GREX/GAL N°3428/16.

Con la Nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05057/16, le envía a la Distribuidora el requerimiento de información sobre:

1. Estructura y detalle analítico de los haberes liquidados al 12/2015.
2. Organigrama funcional detallado al 31/12 de cada año desde 2012 al 2015.
3. Información de cada sector de la empresa como ser la cantidad de personal asignado y una breve descripción de las funciones de área, indicando asimismo si las personas prestan servicios para el desarrollo de la activada regulada, no regulada o actividad en otra empresa de la Licenciataria.

Conjuntamente con las notas anteriores el ENARGAS emite la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5078/16 donde solicita información sobre el sistema operado por la distribuidora para la prestación del Servicio.

En el caso puntual del informe sobre los sistemas para la prestación del servicio se solicita el siguiente desglose:

Los puntos solicitados en cuanto a la información del sistema son:

- Equipamientos, maquinarias y herramental.
- Flota de vehículos
- Trabajos contratados a terceros
- Descripción de las instalaciones:
 - i. Líneas de transmisión
 - ii. Instalaciones de superficie

- iii. Plantas Reguladoras y Plantas compresoras
 - iv. Instalaciones complementarias.
 - v. líneas de distribución y servicios.
 - vi. Detalle del parque de medidores, anticuado por año de instalación.
- Cantidad de usuarios por categoría.
 - Detalle de actividades no reguladas.

En la cuarta nota que envía 1/6/16, la ENRG/GDyE/ GRGC/GAL/I N°5077/16 solicita información referida a la Atención comercial. En la cual hace hincapié en los siguientes puntos.

1. Para cada oficina destinada a la atención comercial.
 - Denominación de la oficina por la cual es identificada.
 - Domicilio
 - Días y horarios destinados a la atención a usuarios.
 - Días y horarios destinados a la atención a matriculados.
 - Breve detalle de tipo de trámites y de operaciones que se realizan en la oficina.
 - Cantidad de usuarios en el área de influencia de cada oficina.
 - Cantidad de personal de la oficina, por tipo de tarea.
2. Respecto del funcionamiento del Centro de Atención telefónica Comercial y de emergencia.
 - Cantidad de operadores disponibles en el CAT, detallando por turno y prioridad de atención.
 - Relación de cantidad de operadores por supervisor.

Con la respuesta de Metrogas que da lugar a la actuación 17881 del 14/06/16 se envía información contable respondiendo a la nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05068/16.

El envío de documentación contable continua con la nota ingresada el 15/6/16 cuya actuación es la 18251, la nota hace referencia a que el envío es complementario del ingresado anteriormente y adjunta copias impresas de la documentación.

Con fecha del 16/6/16 Metrogas ingresa una nota (actuación 18607/16) donde aclara que respondiendo con el envío de la información contable remite el cuadro de gastos de los Estados Contables de los años 2012 al 2015, de acuerdo con el esquema definido en los Anexos I y II de la nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05068/16.

Destaca en la nota que los datos enviados *“se encuentran expresados en moneda de cada momento, los que en virtud del proceso inflacionario no representan una base homogénea de comparación y tampoco son útiles en el estado en que se presentan para una proyección a futuro. Por otra parte, las restricciones financieras que ha soportado la compañía en los últimos años, ha incidido notablemente en el nivel de erogaciones, las que no representan el nivel deseable y óptimo respecto de una compañía estabilizada y con un flujo de ingresos suficientes para el cumplimiento de los indicadores de calidad establecidos a la fecha”*.

También aclara que en la nota de la actuación 17881 se envió documentación a través de SARI (Sistema automático de remito de información) que fuera solicitada en la nota ENRG/GDyE/GRGC/GAL/I N°5077/16.

El 16/06/16 Metrogas ingresa una nota (actuación 18610/16) dando respuesta a la ENRG/GDyE/GRGC/GAL/I N°5077/16 donde se requiere el envío de información comercial al 21/12/15.

En la nota aclara que en el envío de información mediante el sistema SARI se incluyeron los archivos correspondientes a la presente nota como así también los archivos que corresponden a los solicitados en la nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05068/16.

En la nota que Metrogas ingresa con la actuación 19769 del 28/6/16 responde a lo solicitado en la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05057 referida a la información del Organigrama y de las Remuneraciones.

La nota hace hincapié en la confidencialidad de la misma, se aclara que no se envía toda la documentación impresa y que los archivos tendrán una clave para su apertura la cual será enviada en forma separada.

Aclara que en la información enviada no fue considerada la liquidación de remuneraciones que aun correspondiendo al año 2015 se materializan en el año siguiente y también menciona que la estructura y la cantidad de personal existente sea la adecuada para la prestación del servicio.

El mismo día que la nota anterior, pero mediante la actuación 19771/16 Metrogas responde a lo solicitado en la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5078/16 enviando documentación referida a su sistema.

Con la nota del 14/7/16 de Metrogas (actuación 21786) envía una rectificativa de la información enviada oportunamente que daba cumplimiento a la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05057 referida a la información del Organigrama y de las Remuneraciones.

El primer informe que aparece en el expediente es el GCER N°478/2016 RTI – Haberes del 8/8/16; menciona las auditorías realizadas los días 19/07/2016 y 27/07/16 que no se encuentra en el expediente 29526. Dentro de las tareas realizadas se menciona que se verificaron la concordancia de la masa salarial informada con los registros contables, registración en el libro ley de sueldos y Jornales y el formulario AFIP 931 y se constató la cantidad de personal. En el mismo se hace aclaraciones a distintas consideraciones sobre el trabajo que se llevó adelante para el personal que se encuentra fuera de convenio y del que está bajo ese marco.

El 14/9/2016 se agrega al expediente otro informe de la GCER N°599/2016 RTI Gastos “Anexo H”, que da continuidad al informe GCER N°478/16 en lo atinente a constatar que la información correspondiente al resto de los gastos de Administración, Comercialización y Operación y Mantenimiento incluidos en el Cuadro de Gastos “Anexo H” sean concordantes con la documentación de respaldo.

En ese informe se mencionan que se detrajeron de las cuentas todo aquello que no tenga que ver con la actividad regulatoria o relación directa con la prestación del servicio en los gastos de Administración, Comercialización y O&M, los conceptos activables del Anexo H, conceptos de publicidad y propaganda no relativos a la prevención y uso de artefactos, los gastos de seguros y gastos de vehículos no utilizados para la prestación del servicio.

Luego de eliminar una serie de montos que se encontraban en los saldos de las cuentas de gastos el ENARGAS reacomoda el Anexo H.

Con su nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09255 del 4 de octubre, en ENARGAS solicita que la Distribuidora le remita la proyección de gastos para el quinquenio 2017-2021, con periodicidad mensual, a valores de agosto de 2016, siguiendo el esquema de las planillas de gastos correspondientes a la estructura y organigrama actuales con la apertura indicada en los Anexos II y III (Gastos Recurrentes y Gastos no recurrentes). Asimismo, solicita que se envíe con idéntica apertura la proyección de gastos que correspondan a cambios en la estructura y en el organigrama. Y menciona que los Anexos II a V deben seguir lo establecido en la Resolución ENARGAS 1903/2000.

También solicita que se detallen los Gastos Operativos del quinquenio de acuerdo con el ANEXO VI de la resolución ENARGAS N°1976/2000, aclarando que dicha proyección de gastos deberá encontrarse justificada mediante un análisis respaldatorio detallado de las tareas involucradas.

El 26 de octubre del 2016 se confecciona un acta de auditoría entre el ENARGAS y Metrogas celebrada en la oficinas de la Distribuidora con el objeto de acordar puntos sobre el pedido informativo realizado en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09255 relativa a la proyección de Gastos para el Quinquenio.

En el informe se menciona que la Distribuidora incluye dentro del Anexo II gastos relacionados al incremento de estructura, los cuales deberán ser desagregados y expuestos en los Anexos IV y V. El acta dice que la información deberá ser enviada al ENARGAS para su análisis dentro de los dos días.

Con fecha del 26 de octubre Metrogas entrega una nota (actuación 35736/16) con información de la proyección de gastos para el quinquenio haciendo aclaraciones sobre 3 puntos:

1. La proyección 2017/2021 fue realizada teniendo en cuenta los costos para operar la compañía cumpliendo los estándares de calidad, lo cual conlleva una importante incorporación de personal.
2. Los valores serán expresados en moneda del mes de agosto 2016
3. Los costos de personal deberán ser ajustados una vez finalizada la paritaria con el gremio para el 2016.

En la misma nota Metrogas expresa algunos conceptos que fueron excluidos y por lo tanto sus montos no forman parte de la presentación.

El 2/11/16 Metrogas entrega una nota (actuación 36388/16) donde declara haber realizado un envío rectificativo de la información relacionada con la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09255, que fuera enviada el 25/10/16 vía SARI.

Complementariamente el 4 de noviembre mediante la actuación 36706/16 Metrogas vuelve a mandar una nota comunicando que ha detectado un error en la sumatoria de los archivos y que realizó los envíos correspondientes de los nuevos archivos a través del sistema SARI, reemplazando en un todo a lo enviado con fecha del 26/10/16.

El 8/11/2016 con la actuación 36950/16 Metrogas envía copias impresas de la información enviada para cumplir lo solicitado en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09255 - Proyección de gastos para el quinquenio.

El informe del ENARGAS GCER N°733 se menciona una serie de observaciones y desvíos respecto a los solicitado en las notas del organismo Regulador, el documento habla de cuatro observaciones y luego en su conclusión final deja expresamente aclarado que las presentaciones realizadas hasta el momento no cumplen con lo establecido en las notas ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09255.

El informe GCER N°760/16 del 15/11/16 tiene como objetivo reexpresar los valores de los gastos recurrentes que correspondan dentro Anexo II a octubre del 2016.

En sus conclusiones se transcribe en Anexo H de gastos, reexpresados al mes de octubre del 2016, con los ajustes correspondientes una vez eliminados los montos que no corresponden.

Junto con el nuevo Anexo H, el ENARGAS realiza otros cuadros comparativos

Con fecha 21/11/16 el ENARGAS envía la nota ENRG/GRGC N°10861 para continuar con los requerimientos informativos de la RTI. En particular en la nota solicita el envío de información correspondiente a la incorporación de personal proyectada para el quinquenio.

El 29/11/16 Metrogas con la actuación 39162/16 ingresa una nota adjuntando el comprobante del envío efectuado a través del SARI y reitera conceptos que estaban en las notas de las actuaciones 36338 y 35736.

Conjuntamente con la nota anterior Metrogas entrega información (actuación 39165) relacionada con la nota ENRG/GRGC N°10861,

El 29 de noviembre del 2016 el ENARGAS emite su nota ENRG/GMAyAD/GAL N°11292 con pedido de información de servidumbres dado que ha observado que no se habían proyectado erogaciones en tal concepto por el período 2017/2021.

Se confecciona el Informe GCER N°812/16 del 5/12/16 RTI Gastos Recurrentes Anexo II para verificar la presentación rectificativa efectuada con fecha posterior al informe GCER N°760/16 en lo atinente a la desagregación mensual de los saldos al 2015, reexpresados al agosto 2016.

En el informe se declara el criterio utilizado en cuanto que la modificación de los montos se hace unicamente en aquellos rubros donde la discrepancia entre lo estimado por la Distribuidora o por el ENARGAS supera el 5%.

Con las conclusiones se expresa la comparativa del Anexo H comparando lo presentado la Distribuidora y la propuesta del ENARGAS.

El 16 de diciembre con al actuación 41075/16 Metrogas expresa que los valores en concepto de servidumbres para el quinquenio fueron considerados como gastos menores, por lo que no se han considerado erogaciones específicas.

Argumenta que no han sido contactados para el cobro de ese tipo de cánones, como así también la inexistencias de denuncias al respecto.

En la nota ENRG/GRGC N°12369 del 28/12/16 solicita información a fin de subsanar observaciones respecto a los gastos de comercialización. El ENARGAS requiere mayores aclaraciones dado que no puede validar información por falta de datos, hay inconsistencias en el personal asignado a cada oficina, etc.

También requieren información del Anexo III por los gastos no recurrentes relacionados con los importes proyectados en las subcuentas “Asesoramiento Legal” y “Servicios contratados diversos”.

Se pide mayor detalle de información sobre las cuentas que tienen relación con “Remuneraciones de Personal” y “Arrendamientos”.

Para contestar la nota anteriormente citada Metrogas envía una nota (actuación 439/17 del 5/1/17) adjuntando el comprobante de haber realizado la entrega de los archivos en forma digital con el SARI, pero no da aclaraciones expresas de las observaciones de la nota.

El 10/01/17 en la Sede del ENARGAS se realiza una reunión entre representantes de varias Gerencias del Ente con los representantes de varios sectores de la Licenciataria con el objeto de definir el encuadre final por parte de la Licenciataria, del proceso informativo establecido que sea compatible con solicitado en las notas ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°9255 y poder ajustar los criterios en lo atinente a los gastos recurrentes y no recurrentes de los anexos II y V que permitan arribar a una presentación definitiva.

El 16 de enero el ENARGAS emite la Nota ENRG/GD N°0393 indicado que por existir unos proyectos de normas en elaboración (como es el caso de la parte P de la NAG 100) cuya vigencia no tiene fecha definida, los gastos asociados a la misma deben ser excluidos.

Con la nota de la Distribuidora del 20 de enero del 2017 (actuación 2058) La Distribuidora envía una contestación al acta de reunión y a la ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°9255, adjuntando comprobante de envío del SARI.

El 27/01/17 el ENARGAS confecciona su informe GCER 56/17 donde concluye que la Licenciataria no ha dado cumplimiento a los lineamientos establecido para la confección del Anexo II - Gastos Recurrentes, reiterando en los sucesivos envíos de información, las mismas acciones que dieron origen a las observaciones del informe N°733/16 del 8/11/16.

Esa autoridad tomando la documentación enviada por la Licenciataria realiza unos ajustes, esta vez cambiando nuevamente el mes de referencia de los valores (originalmente era a agosto y en el informe los lleva a diciembre 2016) detrayendo los montos de los conceptos mal interpretados por Metrogas y presenta el Anexo II y los cuadros que a su criterio deberán ser tenidos en cuenta para la revisión de tarifas.

Con el informe GCER 14 analiza la razonabilidad de la información referente a los Gastos de Comercialización proyectados para el 2017/2021, Anexos III -Gastos no recurrentes, Anexo IV Gastos Recurrentes correspondientes a variaciones de estructuras y organigrama y Anexo V Gastos No recurrentes correspondientes a variaciones en la estructura. Se hace mención a una serie de tareas realizadas, se destaca la inconsistencia del numero de personal notificado por nota y el auditado, también menciona otras observaciones formulando finalmente unos nuevos anexos con los importes modificados según el análisis.

El 1/02/17 Metrogas mediante la actuación 3034/17 envía información sobre los gastos de servidumbres para el quinquenio. Aclara que el monto estaba incluido en otra cuenta y por lo tanto deberá restarse de las presentaciones anteriores los valores de gastos diversos del Anexo I y Anexo II.

El 20 de febrero el ENARGAS mediante la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GAL/I N°1337 intima a que en un plazo de 2 días envíe información de la memoria de calculo y detalle de precios y cantidades de la proyección de gastos.

Luego de esa nota Metrogas comienza a enviar la documentación via SARI desde el 23/02/17 al 17/03/17 generando diecinueve actuaciones dando respuesta a los siguientes pedidos:

Respondiendo a la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GAL/I N°1337 estan las actuaciones del 23/02/17 N° 5479, luego figura una nota de Metrogas que no tiene N° de actuación del 24/2/17, con fecha del 2/3/17 estan las actuaciones 5830, 5834, 5903,5907,5908 y el 17/3/17 se dio lugar a las actuaciones 8133,8135,8137,8138,8140,8141 y 8142.

Relacionados con la nota ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°9255 dentro del mismo período ingresaron las actuaciones 5557 y 5606 el 24/2/17, la 5678 el 1/3/17, y finalmente las 5902,5904,5906 el 2/3/17.

En el memorandum GCER N°22/17 la Gerencia de Control Económico manda a la Gerencia de Desempeño y Economía copia de los informe finales de todas las Licenciatarias.

Corresponde a Metrogas el informe GCER N°121 donde menciona que el objetivo es readecuar la reexpresión efectuada en el informe GCER N° 56/2017 en base a los nuevos lineamientos establecidos por la intervención de este Organismo y las Gerencias intervinientes, en lo atinente a la información contenida en el Anexo II - Gastos Recurrentes, incluyendo la información rectificativa de la actuación 5479 del 23/02/17, 5557, 5606 del 24/2/17, actuación 5714 que no figura en el expediente 29.530 , y las actuaciones 5903,5906 del 2/03/17,. Luego de enunciar el alcance, las aclaraciones previas, las tareas realizadas y las observaciones, el informe concluye con los cuadros finales.

La gerencia de Medio Ambiente y Afectación al Dominio en su informe Tecnico GMAyAD N°21/17, eleva una copia de todos los informes correspondientes a cada una de las Licenciatarias.

En el informe GMAyAD N°18/17 del 29/03/17 remarca que todos los montos asignados por ese concepto de la Distribuidora fueron contemplados gastos menores por lo que no se han considerado erogaciones específicas.

En en Memorandum ENRG/DTI N° 19/17 del 30/03/17 el Departamento de Tecnología de la Información eleva una copia de todos los informes de gastos de las Licenciatarias.

El Informe de la DTI N°3 del 29/03/17 corresponde a Metrogas en el cual no valida monto alguno para los conceptos de “Servicios Contratados Diversos”, “Licencias” y valida aproximadamente un 31% del monto en “Mantenimiento y Reparación otros activos”.

En el memorandum GRGC N° 53/ la Gerencia de Regulación de Gestión Comercial le eleva a la Gerencia de Desempeño y Economía copias de los informes correspondientes al análisis de gastos Comerciales de las Distribuidoras.

El informe de la GRGC N°26 retoma el informe ya elaborado N°14 y lo modifica y/o complementa con la información recibida mediante la actuación 5714/17, 5903/17, 5907/17. En función de la nueva inforamción re-elabora los cuadros anexos.

La Gerencia de Distribución le envia el memorandum GD N°41 a la Gerencia de Desempeño y Economía una copia del Informe GD N° 76 relacionado con el Gas Natural No contabilizado y su

tratamiento dentro de la RTI. En su conclusión informa una tabla con valores que deberían alcanzarse en el quinquenio por las distribuidoras.

Mediante el memorandum GD N° 43/17 la Gerencia de Distribución manda a Gerencia de Desempeño y Economía los informes referidos a la RTI- Gastos Operativos “Anexos III, IV, y V” para el quinquenio.

En el informe GD/88 menciona disminución de los montos reconocidos para los Anexos III, IV, y V en función de los análisis efectuados internamente.

En el informe de GDyE N°65/17 se enfoca en el análisis de los gastos no recurrentes de la estructura y gastos recurrentes y no recurrentes de las variaciones de la misma.

El informe hace mención a las tareas realizadas en terminos de verificación de la información, al análisis de la información enviada por la Distribuidora, exceptuando todos aquellos rubros que fueran analizados por otras áreas específicas de ese organismo.

Finalmente en función de todo el análisis expone los resultados del Cuadro 1: de gastos de Administración.

En el informe GDyE N° 117/17 se elevan para la consideración los gastos relacionados con primas de seguros y de tasa de Fiscalización y Control proyectados para el quinquenio.

9. ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR LITORAL GAS SA

9.1. ANALISIS DEL EXPEDIENTE

El día 1º de junio del 2016 el ENARGAS envía una serie de notas tendientes a solicitar información a la Distribuidora para ser utilizada como base de la revisión quinquenal de tarifas 2017/2021 el objeto de esta solicitud recae sobre el envío de documentación de los costos, gastos de estructura y de operación y de mantenimiento.

Mediante la Nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05059/16, el ENARGAS solicita el envío inicial de información contable, la cual deberá seguir los lineamientos definidos en los Anexos I y II con la apertura del cuadro de gastos de los Estados Contables al 31/12 de cada año desde el 2012 al 2015, incluyendo la apertura mensual para el último año, según plan de cuentas regulatorio Res ENRG N°1660/2000 y en un todo de acuerdo con lo comunicado en la nota ENRG/GDyE/GRGC/GREX/GAL N°3422/16.

Con la Nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16, le envía a la Distribuidora el requerimiento de información sobre:

1. Estructura y detalle analítico de los haberes liquidados al 12/2015.
2. Organigrama funcional detallado al 31/12 de cada año desde 2012 al 2015.
3. Información de cada sector de la empresa como ser la cantidad de personal asignado y una breve descripción de las funciones de área, indicando asimismo si las personas prestan servicios para el desarrollo de la activada regulada, no regulada o actividad en otra empresa de la Licenciataria.

Conjuntamente con las notas anteriores el ENARGAS emite la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5080/16 donde solicita información sobre el sistema operado por la distribuidora para la prestación del Servicio.

En el caso puntual del informe sobre los sistemas para la prestación del servicio se solicita el siguiente aperturado:

Los puntos solicitados en cuanto a la información del sistema son:

- Equipamientos, maquinarias y herramental.
- Flota de vehículos
- Trabajos contratados a terceros
- Descripción de las instalaciones:
 - i. Líneas de transmisión
 - ii. Instalaciones de superficie
 - iii. Plantas Reguladoras y Plantas compresoras
 - iv. Instalaciones complementarias.
 - v. líneas de distribución y servicios.
 - vi. Detalle del parque de medidores, anticuado por año de instalación.

- Cantidad de usuarios por categoría.
- Detalle de actividades no reguladas.

En la cuarta nota que envía 1/6/16, la ENRG/GDyE/ GRGC/GAL/I N°5073/16 solicita información referida a la Atención comercial. En la cual hace hincapié en los siguientes puntos.

1. Para cada oficina destinada a la atención comercial.
 - Denominación de la oficina por la cual es identificada.
 - Domicilio
 - Días y horarios destinados a la atención a usuarios.
 - Días y horarios destinados a la atención a matriculados.
 - Breve detalle de tipo de trámites y de operaciones que se realizan en la oficina.
 - Cantidad de usuarios en el área de influencia de cada oficina.
 - Cantidad de personal de la oficina, por tipo de tarea.
2. Respecto del funcionamiento del Centro de Atención telefónica Comercial y de emergencia.
 - Cantidad de operadores disponibles en el CAT, detallando por turno y prioridad de atención.
 - Relación de cantidad de operadores por supervisor.

Con la respuesta de Litoral Gas GAF RTI 16/006 que da lugar a la actuación 18711 del 21/06/16 se envía información contable respondiendo a la nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05059/16.

En la nota se hace mención a *“la información suministrada se corresponde con la realidad, la cual es el reflejo de una operación de la compañía en situación de crisis, ello es, la de operar en situación de mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y mantenimiento y garantizar la prestación del servicio, situación derivada del retraso en la implementación de una adecuada recomposición tarifaria. En consecuencia , solicitamos que esa Autoridad Regulatoria contemple esta situación en el cálculo de la tarifa que se determinará en el proceso de Revisión Tarifaria Integral en curso, dispuesto por la Res MINEM N°31/2016, a los efectos de corregirla al funcionamiento normal de la compañía, bajo el entendimiento que , de proyectarse las actividades de la compañía en base a la situación de crisis señalada resultará imposible a esta Licenciataria recuperar todos los costos razonables y sustentar la prestación del servicio a mediano y largo plazo.”*

El envío de documentación contable continua con la nota GAF RTI16/0009 ingresada el 29/6/16 cuya actuación es la 19866, la nota hace referencia a que el envío es complementario del ingresado anteriormente y adjunta copias impresas referidas al cuadro de Gastos con la apertura mensual del año 2015.

Con fecha del 29/6/16 Litoral Gas ingresa la nota GAF RTI 16/0008 (actuación 19867/16) donde si bien hace referencia a la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5080/16 envía la información del Organigrama y Remuneraciones que corresponde a los datos solicitados en la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16.

Destaca en la nota que los datos enviados *“son el reflejo de una operación de la compañía en situación de crisis” y que la estructura ha sufrido falta de incorporación de personal, producto de no disponer de ingresos.*

El 29/06/16 Litoral Gas ingresa la nota GAF RTI 16/0007 (actuación 19869/16) dando respuesta a la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5080/16 donde se requiere el envío de información del sistema operado por la Licenciataria.

En la nota que Litoral Gas ingresa la Nota GAF RTI 16/0010 con la actuación 20294 del 30/6/16 adjunta información complementaria a la requerida en la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5080/16.

Litoral Gas envía la nota GAF RTI N°16/0009 (hay una duplicación del número de nota, en esta oportunidad se repite un número ya utilizado), que ingresa el 4/7/16 con la actuación 20462 donde entrega los cuadros de gastos de los estados contables con la apertura mensual como lo solicitaba la nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05059/16.

Con fecha 7/7/16 Litoral Gas ingresa la nota GAF RTI 16/0011 (actuación 21023) con información del organigrama y remuneraciones que fueran pedidos en la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16. En la nota informa que los valores de los haberes liquidados al personal a diciembre del 2015 no tienen incluidos una serie de conceptos devengados en el 2015 pero cuyo pago se realiza en el 2016 como ser el Bono Anual, Plus Vacacional, Horas extras, etc.).

La actuación 21234 del 11/7/16 corresponde a la nota de Litoral Gas GAF RTI 16/0005 en la cual se envía información referida a la atención comercial que originalmente fuera pedida por el ENARGAS con su nota ENRG/GDyE/GRGC/GAL/I N°5073/16.

Litoral Gas a través de su nota GAF RTI 16/0012 (actuación 21781 del 14/7/16) continúa enviando información sobre las instalaciones que opera cumpliendo con lo establecido en ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5080/16.

El 28/7/16 Litoral Gas ingresa la nota GAF RTI 16/0015 (actuación 26567) entrega documentación referidas a los haberes del personal, respondiendo a lo pedido en la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16.

Con la nota GAF RTI 16/0016 (actuación 26850 del 25/8/16) Litoral Gas referida a la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16, y complementa la información requerida por la auditoría del ENARGAS del 18/8/16.

Mediante la nota GAF RTI 16/0017 ingresada el 2/9/16 con la actuación 27851 la Distribuidora sigue enviando información complementaria del Organigrama y Remuneraciones correspondiente a la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16.

El primer informe que aparece en el expediente es el GCER N°567/2016 RTI – Haberes del 5/9/16; menciona una auditoría realizada el 16/08/16 que no se encuentra en el expediente 29526. Dentro de las tareas realizadas se menciona que se validó globalmente la base de

haberes correspondientes a diciembre del 2015 a fin de constatar el monto total liquidado y se verifico la concordancia de la masa salarial informada con sus correspondientes registros contables.

Haciendo algunas consideraciones y detrayendo de lo informado algunos conceptos como ser las horas extras abonadas en diciembre del 2015 se indican los valores totales consolidados que deben ser tenidos en cuenta.

El 8/9/2016 se agrega al expediente otro informe de la GCER N°586/2016 RTI Gastos "Anexo H", que da continuidad al informe GCER N°478/16 en lo atinente a constatar que la información correspondiente al resto de los gastos de Administración, Comercialización y Operación y Mantenimiento incluidos en el Cuadro de Gastos "Anexo H" sean concordantes con la documentación de respaldo.

En ese informe se mencionan que se detrajeron de las cuentas todo aquello que no tenga que ver con la actividad regulatoria o relación directa con la prestación del servicio en los gastos de Administración, Comercialización y O&M, los conceptos activables del Anexo H, conceptos de publicidad y propaganda no relativos a la prevención y uso de artefactos, los gastos de seguros y gastos de vehículos no utilizados para la prestación del servicio.

Luego de eliminar una serie de montos que se encontraban en los saldos de las cuentas de gastos el ENARGAS reacomoda el Anexo H.

Con su nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°09250 del 3 de octubre el Enargas solicita el envío de información sobre los gastos totales, gastos de transporte y características de las planas de Almacenamiento asociadas a localidades abastecidas con GLP, GNC o GNP por redes.

Con su nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09268 del 4 de octubre, en ENARGAS solicita que la Distribuidora le remita la proyección de gastos para el quinquenio 2017-2021, con periodicidad mensual, a valores de agosto de 2016, siguiendo en esquema de las planillas de gastos correspondientes a la estructura y organigrama actuales con la apertura indicada en los Anexos II y III (Gastos Recurrentes y Gastos no recurrentes). Asimismo, solicita que se envíe con idéntica apertura la proyección de gastos que correspondan a cambios en la estructura y en el organigrama. Y menciona que los Anexos II a V deben seguir lo establecido en la Resolución ENARGAS 1903/2000.

También solicita que se detallen los Gastos Operativos del quinquenio de acuerdo con el ANEXO VI de la resolución ENARGAS N°1976/2000, aclarando que dicha proyección de gastos deberá encontrarse justificada mediante un análisis respaldatorio detallado de las tareas involucradas.

El 21/10/16 Litoral Gas ingresa la nota GAF RTI 16/0027 (actuación 35143) respondiendo la nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°09250 envía los gastos por la prestación del servicio en las localidades de Rufino, Uranga y Wheelwright.

El 26 de octubre del 2016 se confecciona un acta de auditoría entre el ENARGAS y Litoral Gas celebrada en la oficinas de la Distribuidora con el objeto de acordar puntos sobre el pedido informativo realizado en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09268 relativa a la proyección de Gastos para el Quinquenio.

En el informe se menciona que la información de la actuación 35145 o enviada por la Distribuidora no se adecúa a lo solicitado en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I

N°09268 debido a la falta de detalle relacionado con lo remitido en el Anexo II. El acta agrega que la información deberá ser enviada al ENARGAS para su análisis dentro de los dos días.

Con fecha del 31 de octubre Litoral Gas entrega la nota GAF RTI 16/0031 (actuación 36124/16) con información de la proyección de gastos para el quinquenio haciendo la aclaración que, sobre la información enviada anteriormente, se le ha adicionado datos relativos a los “Drivers de proyección” de gastos para el quinquenio.

El informe del ENARGAS GCER N°726 del 7/11/16 se menciona una serie de observaciones. En su conclusión final deja expresamente aclarado que las presentaciones realizadas hasta el momento cumplen parcialmente con lo establecido en las notas ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09268

El 14/11/16 Litoral Gas envía su nota GAF RTI 16/0032 (actuación 37604) aportando mayor información referencia a la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09268.

El informe GCER N°758/16 del 15/11/16 tiene como objetivo reexpresar los valores de los gastos recurrentes que correspondan dentro Anexo II a octubre del 2016.

En sus conclusiones se transcribe en Anexo H de gastos, reexpresados al mes de octubre del 2016, con los ajustes correspondientes una vez eliminados los montos que no corresponden.

Junto con el nuevo Anexo H, el ENARGAS realiza cuadros otros comparativos

Con fecha 21/11/16 el ENARGAS envía la nota ENRG/GRGC N°10864 para continuar con los requerimientos informativos de la RTI. En particular en la nota solicita el envío de información correspondiente a la incorporación de personal proyectada para el quinquenio.

El 29 de noviembre del 2016 el ENARGAS emite su nota ENRG/GMAyAD/GAL N°11286 con pedido de información sobre las proyecciones de erogaciones por servidumbres por el período 2017/2021.

Para responder a la nota ENRG/GRGC N°10864 la Distribuidora envía la nota GAF RTI16/0037 (actuación39594) ingresada el 1/12/16.

El 2/12/16 el ENARGAS rectifica los cuadros A y B del informe GCER N°758/16 por haber detectado errores en su confección.

Se confecciona el Informe GCER N°819/16 del 5/12/16 RTI Gastos Recurrentes Anexo II para dar continuidad al informe GCER N°758/16 en lo atinente a la desagregación mensual de los saldos al 2015, reexpresados a octubre 2016.

En el informe se declara el criterio utilizado en cuanto que la modificación de los montos se hace únicamente en aquellos rubros donde la discrepancia entre lo estimado por la Distribuidora o por el ENARGAS supera el 5%.

Con las conclusiones se expresa la comparativa del Anexo H comparando lo presentado la Distribuidora y la propuesta del ENARGAS.

El 19 de diciembre con al actuación 41211/16 de la nota de GAF RTI 16/0037 de Litoral Gas comunica los valores en concepto de servidumbres proyectados para el quinquenio por las instalaciones existentes y por las previstas.

En la nota ENRG/GRGC N°12034 del 21/12/16 de diciembre se le solicita a la Distribuidora que envía información para aclarar una serie de observaciones con relación a las oficinas comerciales, al Anexo IV de gastos recurrentes y al anexo V de gastos no recurrentes.

En respuesta a la nota del párrafo anterior Litoral Gas envía la nota GAF RTI 17/002 (actuación 234 del 4/1/17).

El 9/1/17 el ENARGAS emite su nota ENRG/GMAyAD/GDyE N°0179 solicitando mayor información acerca de las erogaciones previstas por servidumbres para el quinquenio a la vez que requiere un aperturado de acuerdo a los lineamientos mencionados en la nota.

La respuesta a la última consulta la hace la Distribuidora mediante la nota GAF RTI 17/0003 (actuación 808) ingresada e 11/1/17.

El 11/01/17 en la Sede del ENARGAS se realiza una reunión entre representantes de varias Gerencias del Ente con los representantes de varios sectores de la Licenciataria con el objeto de definir el encuadre final por parte de la Licenciataria, del proceso informativo establecido que sea compatible con solicitado en las notas ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°9268 y poder ajustar los criterios en lo atinente a los gastos recurrentes y no recurrentes de los anexos II y V que permitan arribar a una presentación definitiva.

El 16 de enero el ENARGAS emite la Nota ENRG/GD N°0392 indicado que por existir unos proyectos de normas en elaboración (como es el caso de la parte P de la NAG 100) cuya vigencia no tiene fecha definida, los gastos asociados a la misma deben ser excluidos.

Con la nota de la Distribuidora del 19 de enero del 2017 (actuación 1858) La Distribuidora envía una contestación al acta de reunión y a la ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°9268, adjuntando comprobante de envío del SARI.

El 27/01/17 El ENARGAS confecciona su informe GCER 53/17 donde concluye que la Licenciataria no ha dado cumplimiento a los lineamientos establecido para la confección del Anexo II -Gastos Recurrentes, reiterando en los sucesivos envíos de información, las mismas acciones que dieron origen a las observaciones del informe N°726/16 del 7/11/16.

Esa autoridad tomando la documentación enviada por la Licenciataria realiza unos ajustes, esta vez cambiando nuevamente el mes de referencia de los valores (originalmente era a agosto y en el informe los lleva a diciembre 2016) detrayendo los montos de los conceptos mal interpretados por Litoral Gas y presenta el Anexo II y los cuadros que a su criterio deberán ser tenidos en cuenta para la revisión de tarifas.

Litoral Gas continúa enviando información respondiendo a la nota ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°9268, esta vez ingresando la nota GAF RTI 17/0005 (actuación 2857) el 31/1/17 ampliando lo ya informado en las notas GAF RTI 16/0028, 16/0032 y 17/0002.

Con el informe GCER 7 analiza la razonabilidad de la información referente a los Gastos de Comercialización proyectados para el 2017/2021, Anexos III -Gastos no recurrentes, Anexo IV Gastos Recurrentes correspondientes a variaciones de estructuras y organigrama y Anexo V Gastos No recurrentes correspondientes a variaciones en la estructura. Se hace mención a una serie de tareas realizadas, se destaca la inconsistencia entre la información suministrada en la respuesta de la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16, la nota ENRG/GDyE/ GRGC/GAL/I N°5073/16 y la nota ENRG/GRGC N°10864.

En el informe se agregan los Anexos A y B que surgen del análisis realizado.

El 17 de febrero el ENARGAS mediante la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GAL/I N°1293 intima a que un plazo de 2 días envíe información de la memoria de calculo y detalle de precios y cantidades de la proyección de gastos.

Luego de esa nota Litoral Gas responde enviando tres notas, la primera es la GAF RTI 17/005 ingresada el 23/2/17 (actuación 5390) donde indica que a partir de la reunión realizada en el ENARGAS el 17 de febrero se introdujeron cambios y/o modificaciones en los anexos anteriormente enviados, y se incorporaron nuevos anexos que contienen la información solicitada, tal es el caso de los Anexos I al X, Anexo XI, y los Anexos del XIII al XVII, solicita que el ENARGAS revea la utilización de sus índices y acepte los índices del IPC de la provincia de San Luis, considera insuficiente la alícuota del 1.08% considerada hasta por cargos de cobranza y otras observaciones.

La segunda nota es la GAF RTI 17/0007 (actuación 5656) ingresada el 1/3/17 donde envía información complementaria a la mencionada en la nota GAF RTI 17/0003, relativo a las erogaciones en concepto de servidumbres por el quinquenio. Donde solicita un reconocimiento mucho mayor en concepto de servidumbres.

Posteriormente la Distribuidora vuelve a mandar una nueva nota la GAF RTI 17/0010 complementando su última nota sobre servidumbres, indicando que su departamento técnico ha detectado que el 36 % de sus gasoductos debieran ser regularizados por operar sobre el 30%

En el memorandum GCER N°22/17 la Gerencia de Control Económico manda a la Gerencia de Desempeño y Economía copia de los informes finales de todas las Licenciatarias.

Corresponde a Litoral Gas el informe GCER N°115 donde menciona que el objetivo es readecuar la reexpresión efectuada en el informe GCER N° 53/2017 en base a los nuevos lineamientos establecidos por la intervención de este Organismo y las Gerencias intervinientes, en lo atinente a la información contenida en el Anexo II- Gastos Recurrentes-. Incluyendo la información rectificativa de la actuación 5390 del 23/02/17. Luego de enunciar el alcance, las aclaraciones previas, las tareas realizadas y las observaciones, el informe concluye con los cuadros finales.

La gerencia de Medio Ambiente y Afectación al Dominio en su informe Técnico GMAyAD N°21/17 del. Eleva una copia de todos los informes correspondientes a cada una de las Licenciatarias.

En el informe GMAyAD N°19/17 del 29/03/17 convalida los valores que deberán ser considerados en la RTI, expresa que los valores de mensura aceptados pertenecen a las nuevas obras derivadas del cambio normativo de distancias de seguridad. No se aceptaron los gastos de obras que ya fueron ejecutadas y excedían el período previsto en la resolución ENARGAS N°3562/15.

En el Memorandum ENRG/DTI N° 19/17 del 30/03/17 el Departamento de Tecnología de la Información eleva una copia de todos los informes de gastos de las Licenciatarias.

El Informe de la DTI N°9 del 29/03/17 corresponde a Litoral Gas en el cual valida los montos que la Distribuidora presentó para el quinquenio.

En el memorandum GRGC N° 53/ la Gerencia de Regulación de Gestión Comercial le eleva a la Gerencia de Desempeño y Economía copias de los informes correspondientes al análisis de gastos Comerciales de las Distribuidoras.

El informe de la GRGC N°19 completa el informe ya elaborado N°7 y en función de la nueva información ingresada en la actuación 5390/17 re-elabora los cuadros anexos.

La Gerencia de Distribución le envía el memorandun GD N°41 a la Gerencia de Desempeño y Economía una copia del Informe GD N° 76 relacionado con el Gas Natural No contabilizado y su tratamiento dentro de la RTI. En su conclusión informa una tabla con valores que deberían alcanzarse en el quinquenio por las distribuidoras.

Mediante el memorandum GD N° 43/17 la Gerencia de Distribución manda a Gerencia de Desempeño y Economía los informes referidos a la RTI- Gastos Operativos "Anexos III, IV, y V" para el quinquenio.

En el informe GD/86 menciona que la Distribuidora no presentó valores para el Anexo III y detrajo conceptos como recomposiciones salariales para el personal existente en el Anexo IV. Finalmente detalla la conformación aprobada de los Anexos III,IV y V.

En el informe GDyE/GD N° 114/17 se elevan para la consideración los gastos relacionados con la prestación del servicio en las localidades abastecidas por GLP, GNP o GNC por redes.

En el informe de GDyE N°69/17 se enfoca en el análisis de los gastos no recurrentes de la estructura y gastos recurrentes y no recurrentes de las variaciones de la misma .

El informe hace mención a las tareas realizadas en términos de verificación de la información, al análisis de la información enviada por la Distribuidora, exceptuando todos aquellos rubros que fueran analizados por otras áreas específicas de ese organismo.

Finalmente en función de todo el análisis expone los resultados del Cuadro 1: de gastos de Administración.

En el informe GDyE N° 121/17 se elevan para la consideración los gastos relacionados con primas de seguros y de tasa de Fiscalización y Control proyectados para el quinquenio.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2020 - Año del General Manuel Belgrano

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número:

Referencia: FACULTAD DE INGENIERIA - UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 43 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2020.07.27 09:05:37 -03:00

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL
ELECTRONICA - GDE
Date: 2020.07.27 09:05:43 -03:00

Buenos Aires, 19 de Agosto de 2020

Lic. Federico Bernal
Interventor
ENARGAS
S. / D.

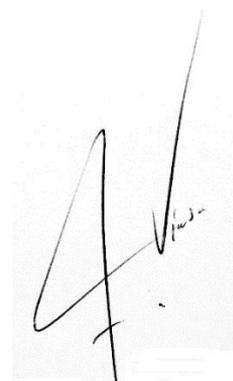
**Ref.: Auditoria y Revisión Técnica y Económica de la RTI
CONVE-2020-38100290-APN-DIRECTORIO#ENARGAS**

De nuestra mayor consideración,

Tenemos el agrado de dirigirnos a Ud. con el objeto de poner a disposición del ENTE el informe de avance N°4, en formato electrónico.

Quedamos a vuestra disposición por cualquier comentario al respecto.

Sin otro particular lo saluda muy atentamente.



Ing. Edgardo Vinson
Director Departamento de Energía
Facultad de Ingeniería UBA

. Departamento de Energía

Av. Paseo Colón 850 - Subsuelo - C1063ACV - Buenos Aires - Argentina

Tel.: (54-11) 528 - 50410 / 50411.

depto_energia@fi.uba.ar | www.ingenieria.uba.ar



AUDITORIA Y REVISION TECNICA Y ECONOMICA DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

Preparado para



INFORME DE AVANCE N° 4

30/07/2020

INDICE

A.	RESUMEN EJECUTIVO	8
1.	RESUMEN EJECUTIVO	8
1.1.	ANÁLISIS DE LOS PLANES DE INVERSIÓN	8
1.1.1.	INTRODUCCION	8
1.1.2.	ANALISIS PARTICULAR DE LOS PLANES DE INVERSIÓN	13
1.2.	ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA	14
1.2.1.	INTRODUCCIÓN	14
1.2.2.	ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONÓMICO - FINANCIERO	15
1.2.3.	ANÁLISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FÍSICO	20
1.3.	ANÁLISIS DEL FLUJO DE FONDOS PARA EL CÁLCULO TARIFARIO	20
1.4.	ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS DE DEMANDA	23
1.5.	ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	23
1.6.	ANÁLISIS DEL MARCO DE DESARROLLO DE LA RTI	24
1.6.1.	CLAUSULAS DE DESISTIMIENTO DE ACCIONES LEGALES – METROGAS Y LITORAL GAS	24
1.7.	ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD JUSTA Y RAZONABLE	24
1.8.	ANÁLISIS DE LA INCORPORACION DEL GAS A LAS TARIFAS	25
B.	ANTECEDENTES	26
2.	OBJETO	26
3.	ALCANCE	26
C.	PLAN DE TRABAJO	28
4.	CRONOGRAMA ACTUALIZADO	28
5.	AVANCES DEL PLAN DE TRABAJO	29
D.	REVISION DE LOS PLANES DE INVERSION OBLIGATORIOS	30
6.	PLAN DE INVERSIONES DE METROGAS S.A.	30
7.	NOTAS RELATIVAS A LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL	32
7.1.	NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS	32
7.2.	NOTAS REMITIDAS POR METROGAS S.A.	32

8.	REQUISITOS QUE SURGEN DE LAS NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS RELATIVAS A LA RTI PROGRAMADA	33
9.	PROGRAMACIÓN PROPUESTA POR METROGAS S.A.	35
10.	PLAN DE INVERSIONES – DETALLE	35
10.1.	PROYECTO N°1 - RENOVACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	35
10.2.	PROYECTO N°2 - RENOVACIÓN Y/O REMEDIACIÓN DE RAMALES DE ALTA PRESIÓN	36
10.3.	PROYECTO N°3 – SERVICIO DE OBRA MECÁNICA Y CIVIL PARA LA REPARACIÓN Y EL MANTENIMIENTO DE REDES	38
10.4.	PROYECTO N°4 – RENOVACIÓN TOTAL O PARCIAL E INSTALACIÓN DE ERP	38
10.5.	PROYECTO N°5 – SEGURIDAD E INTEGRIDAD – VEHÍCULOS	39
10.6.	PROYECTO N°6 – SEGURIDAD E INTEGRIDAD – MEDIDORES RESIDENCIALES	39
10.7.	PROYECTO N°7 – SEGURIDAD E INTEGRIDAD – EQUIPOS	39
10.8.	PROYECTO N°8 – SCADA	39
10.9.	PROYECTO N°9 – SEGURIDAD E INTEGRIDAD – PROTECCIÓN CATÓDICA	40
10.10.	PROYECTO N°10 – SEGURIDAD EN ESTACIONES REGULADORAS DE PRESIÓN	41
10.11.	PROYECTO N°11 – SEGUNDO ANILLO SUR	41
10.12.	PROYECTO N°12 – LOOP Y UPRATING NEUBA	42
10.13.	PROYECTO N°13 – IMPLEMENTACIÓN SOLUCIÓN OPERACIONES Y COMERCIAL	44
10.14.	PROYECTO N°14 – REEMPLAZO Y ADAPTACIONES SOBRE APLICACIONES VARIAS	44
10.15.	PROYECTO N°15 – RENOVACIÓN TECNOLÓGICA	45
10.16.	PROYECTO N°16 – SEGURIDAD INFORMÁTICA	45
10.17.	PROYECTO N°17 – CONFIABILIDAD – MEDIDORES RESIDENCIALES E INDUSTRIALES POR ALTA DE CLIENTES NUEVOS A LA RED Y REEMPLAZO POR OBSOLESCENCIA	46
10.18.	PROYECTO N°18 – INCORPORACIÓN DE CLIENTES EN REDES EXISTENTES	46
10.19.	PROYECTO N°19 – VINCULACIONES	47
10.20.	PROYECTO N°20 – CONFIABILIDAD – EQUIPOS	47
10.21.	PROYECTO N°21 – TELEMEDICIÓN MEDIDORES RESIDENCIALES	48
10.22.	PROYECTO N°22 – ESTRATEGIA DE CANALES DE ATENCIÓN	48
10.23.	PROYECTO N°23 – MANTENIMIENTO DE EDIFICIO	48
10.24.	PROYECTO N°24 – AMPLIACIÓN CET	49

10.25. PROYECTO N°25 – CENTRAL DE OPERACIONES DE SEGURIDAD OMBÚ	49
10.26. PROYECTO N°26 – LACTARIOS	50
10.27. PROYECTO N°27 – PROVISIÓN DE GAS NATURAL A DOMSELAAR	50
11. ESCALONAMIENTO DE LAS INVERSIONES	51
12. INFORME INTERGERENCIAL	51
13. COSTOS UNITARIOS	52
14. COMPARACIÓN DE MONTOS COMPROMETIDOS DE LAS OBRAS DEL PLAN DE INVERSIONES CON LOS GASTOS EROGADOS	53
15. RESOLUCIÓN I-4356	53
15.1. DISPOSICIONES DE LA AUTORIDAD REGULATORIA	53
15.2. MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS	55
15.3. METODOLOGÍA DE CONTROL DE INVERSIONES OBLIGATORIAS	55
16. DETALLE DE INVERSIONES APROBADAS POR ENARGAS	57
16.1. PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS	57
16.2. PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS	58
16.3. MONTO ANUAL DE EROGACIONES	59
17. PLAN DE INVERSIONES DE LITORAL GAS S.A.	60
18. NOTAS RELATIVAS A LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL	63
18.1. NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS	63
18.2. NOTAS REMITIDAS POR LITORAL GAS S.A.	63
19. REQUISITOS QUE SURGEN DE LAS NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS RELATIVAS A LA RTI PROGRAMADA	64
20. PLAN DE INVERSIONES – DETALLE	66
20.1. PROYECTO N°1 – EXPANSIÓN SISTEMA MEDIA PRESIÓN BARADERO	66
20.2. PROYECTO N°3 – REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA PRESIÓN EN LAS LOCALIDADES ABASTECIDAS DESDE EL GASODUCTO GNEA – PRIORIDAD 1	67
20.3. PROYECTO N°4 – EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE ALTA PRESIÓN DE ROSARIO Y ZONA METROPOLITANA	67
20.4. PROYECTOS N°5 Y 6 – GASODUCTO PARA NUEVA INYECCIÓN AL SISTEMA DE ALTA PRESIÓN DE ROSASRIO Y ZONA METROPOLITANA	68

20.5.	PROYECTO N°9 – EXPANSIÓN – GASODUCTO REGIONAL CENTRO II – ETAPA 2	68
20.6.	PROYECTO N°10 – EXPANSIÓN – GASODUCTO REGIONAL CENTRO II– ETAPA 3	69
20.7.	PROYECTO N°17 – EXPANSIÓN – LOOP GASODUCTO REGIONAL OESTE	69
20.8.	PROYECTO N°18 – EXPANSIÓN – LOOP GASODUCTO ROJO-ROJAS	69
20.9.	PROYECTO N°30 – EXPANSIÓN – GASODUCTO REGIONAL RUEDA-ALCORTA – ETAPA 1	70
20.10.	PROYECTO N°34 – REDES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA PRESIÓN EN LAS LOCALIDADES ABASTECIDAS DESDE EL GASODUCTO GNEA – ETAPA 2	70
20.11.	PROYECTO N°37 – EXPANSIÓN – SISTEMA ALTA PRESIÓN DE SAN NICOLÁS	70
20.12.	PROYECTO N°41 – EXPANSIÓN – LOOP GASODUCTO REGIONAL SUR	71
20.13.	PROYECTO N°42 – EXPANSIÓN – AMPLIACIÓN SISTEMA DISTRIBUCIÓN EN MEDIA PRESIÓN – RUFINO	71
20.14.	INVERSIONES OPERATIVAS	71
20.15.	PROYECTO N° 2 - PROVISIÓN DE GAS NATURAL A LA LOCALIDAD DE WHEELRIGHT	72
21.	OTRAS CUESTIONES A CONSIDERAR RESPECTO DE LA PRESENTACIÓN DE LITORAL GAS S.A.	73
21.1.	INSTALACIONES TÍPICAS DEFINIDAS POR LITORAL GAS S.A.	73
21.2.	COMUNICACIÓN CON LA TRANSPORTADORA	74
22.	INFORME INTERGERENCIAL	74
23.	ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS	75
24.	COMPARACIÓN DE MONTOS COMPROMETIDOS DE LAS OBRAS DEL PLAN DE INVERSIONES CON LOS GASTOS EROGADOS	76
25.	RESOLUCIÓN I-4361	77
25.1.	DISPOSICIONES DE LA AUTORIDAD REGULATORIA	77
25.2.	MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS	78
25.3.	METODOLOGÍA DE CONTROL DE INVERSIONES OBLIGATORIAS	78
26.	DETALLE DE INVERSIONES APROBADAS POR ENARGAS	81
26.1.	PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS	81
26.2.	PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS	84
E.	BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO	88

27.	ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO PARA METROGAS SA	88
27.1.	ANTECEDENTES	88
27.2.	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA	90
27.3.	ANÁLISIS Y CONSIDERACIONES	101
28.	ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO PARA LITORAL GAS SA	109
28.1.	ANTECEDENTES	109
28.2.	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA	110
28.3.	ANÁLISIS Y CONSIDERACIONES	121
F.	BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO	124
29.	ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO DE METROGAS SA	124
29.1.	ANTECEDENTES	124
29.2.	ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN	124
29.3.	CONCLUSIONES	127
30.	ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO DE LITORAL GAS SA	128
30.1.	ANTECEDENTES	128
30.2.	ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN	128
30.3.	CONCLUSIONES	136
30.4.	ANEXOS - TABLAS VALORES DE REPOSICIÓN BRUTO	137
G.	FLUJO DE FONDOS PARA CÁLCULO TARIFARIO	153
31.	ANTECEDENTES	153
32.	ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACION RECIBIDA	154
32.1.	CONSIDERACIONES SOBRE EL INCREMENTO TARIFARIO DE METROGAS S.A.	154
32.1.	CONSIDERACIONES SOBRE EL INCREMENTO TARIFARIO DE LITORAL GAS S.A.	155
33.	MODELO DE CALCULO TARIFARIO DESARROLLADO EN CUBEPLAN. ANALISIS DE LA INFORMACION INGRESADA A LA PLATAFORMA	157
33.1.	MODELO DE CALCULO TARIARIO DE DISTRIBUCION - METROGAS S.A.	157
33.1.	MODELO DE CALCULO TARIFARIO DE DISTRIBUCION – LITORAL GAS S.A.	161
H.	ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS DE DEMANDA	165

34.	ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR METROGAS SA	165
34.1.	ANALISIS DEL EXPEDIENTE	165
34.2.	CONCLUSIONES	170
35.	ANALISIS DEL ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR LITORAL GAS SA	170
35.1.	ANALISIS DEL EXPEDIENTE	170
35.2.	CONCLUSIONES	175
I.	ANÁLISIS DE GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	176
36.	ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR METROGAS SA	176
36.1.	ANALISIS DEL EXPEDIENTE	176
37.	ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR LITORAL GAS SA	188
37.1.	ANALISIS DEL EXPEDIENTE	188
J.	ANALISIS DEL MARCO DE DESARROLLO DE LA RTI	200
38.	ACTAS ACUERDO DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL	200
38.1.	CLAUSULAS DE DESESTIMIENTO DE ACCIONES LEGALES	200
38.1.1.	ANTECEDENTES	200
38.1.2.	LITORAL GAS SA	202
38.1.3.	METROGAS SA	205
38.1.4.	CONSIDERACIONES ACERCA DE LAS CLAUSULAS DE DESISTIMIENTO	209
K.	ANALISIS DE LA RENTABILIDAD JUSTA Y RAZONABLE	210
39.	ANALISIS DE LA RENTABILIDAD JUSTA Y RAZONABLE ESTABLECIDAS PARA LAS LICENCIATARIAS	210
L.	INCORPORACION DEL PRECIO DEL GAS EN LAS TARIFAS	213
40.	INCORPORACION DEL PRECIO DEL GAS EN LAS TARIFAS	213
41.	ANTECEDENTES	213

A. RESUMEN EJECUTIVO

1. RESUMEN EJECUTIVO

En este cuarto informe de avance, y siguiendo con lo previsto en el plan de trabajos, se ha centrado en a la revisión de los expedientes correspondientes a las licenciatarias Metrogas SA y Litoral Gas SA, continuando a su vez con el análisis del marco de desarrollo regulatorio de la RTI y dando inicio a las tareas correspondientes al análisis de la rentabilidad justa y razonable y de la incorporación del precio del gas a la tarifa.

A continuación, se resumen los avances mostrados en este informe:

1.1. ANÁLISIS DE LOS PLANES DE INVERSIÓN

1.1.1. INTRODUCCION

Respecto a los requerimientos de Enargas referidos a la presentación de la información para la aprobación de los planes de inversión es necesario destacar en este apartado los siguientes aspectos, entre todos los requeridos:

1. Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto, incluyendo de corresponder, plano de anteproyecto. En caso de obras de infraestructura indicar características de las instalaciones.
2. Simulaciones del sistema involucrado para los escenarios estudiados.
3. Ubicación geográfica, especificando subzona correspondiente al proyecto.
4. Presupuesto de ejecución, desagregado por ítem (en \$ de agosto 2016, sin IVA) indicando volúmenes, cantidades, precios unitarios e incidencia en el monto total, de manera tal que permita verificar la procedencia de los costos asociados al proyecto, indicando la metodología de cálculo.

Los puntos 1 a 3 tratan de aspectos puramente técnicos y permiten a la autoridad regulatoria conocer el alcance del proyecto a evaluar y su justificación técnica, para luego, una vez aceptado del punto de vista técnico, verificar la correspondencia de sus costos, basándose en la información solicitada en el punto 4.

Desglosando lo solicitado en el punto 4, observamos que las licenciatarias deben incluir en sus presentaciones la siguiente información respecto al presupuesto de las inversiones:

- a) Desagregado de los ítems
- b) Cantidades
- c) Precios unitarios
- d) Precio Total

Como dato adicional, solicita que los precios no incluyan el IVA y que se expresen en pesos moneda nacional de agosto 2016, y aclara también que con estos datos debe poder verificarse “la procedencia de los costos asociados”.

Los datos solicitados se presentan habitualmente, y de acuerdo con las reglas del arte, en forma de tabla donde en una columna se indica el concepto (bien o servicio), y en las otras columnas las cantidades, las unidades, los costos unitarios y los costos totales, concluyendo con un gran total.

Del detalle solicitado se desprende que las licenciatarias deben realizar una estimación de los costos de las inversiones, se traten de obras sobre el sistema, obras edilicias, adquisiciones de bienes o contratación de servicios.

Para realizar estas estimaciones de costos e las licenciatarias de distribución y transporte que operan el sistema de gas cuentan con:

- Suficiente respaldo técnico e información de ingeniería detallada de su propio sistema,
- Procedimientos, especificaciones y planos típicos de todos los tipos de obra que puede involucrar el plan de inversiones.
- Modelización de las redes y sistemas de cañerías que operan, volcados en sistemas informáticos modernos.
- Base de datos de precios de bienes y servicios, históricos y en muchos casos recientes.
- Sistemas de índices e información que permiten actualizar valores y precios al momento de la estimación.
- Relación con proveedores de bienes y servicios del mercado argentino y extranjero para verificar la corrección de los valores a incorporar en las estimaciones.

De lo expresado anteriormente consideramos que las licenciatarias se encuentran en condiciones de realizar las estimaciones de las inversiones propuestas con el grado de detalle que el Enargas solicita.

Asimismo, es necesario tener en cuenta que las licenciatarias operan sus sistemas desde hace veintisiete años, (salvo Gasnea que lo hace desde hace veintitrés), lo que les otorga una gran experiencia acumulada y un amplio conocimiento del mercado, a los efectos de realizar tales estimaciones.

De acuerdo con las normas internacionales de estimación de costos, con el detalle técnico a elaborar para cada inversión, es posible generar estimaciones de costo Clase 3, es decir que los precios estimados para las inversiones tendrán un rango de precisión de -20% +30%.

En efecto, las estimaciones de precios nunca coincidirán con los valores de mercado a los cuales luego se concretarán, pero las técnicas de estimación permiten obtener valores dentro de un rango aceptable de acuerdo con estrictos criterios de ingeniería.

Como se indica anteriormente, los requisitos de Enargas para la presentación de las inversiones son compatibles con las técnicas de estimación que permiten una precisión de Clase 3.

Las clases de estimación están definidas en la recomendación AACE International RP N° 17R-97 “Sistemas de Clasificación de los estimados de los Costos”, ampliamente utilizada en la industria a nivel nacional e internacional, para la estimación de costos de inversiones en sus diferentes etapas, ya sean estudios de evaluación conceptual (Clase 5), Estudios de Factibilidad (Clase 4), Presupuestos, autorización y control (Clase 3), Preparación de oferta o licitación (Clase 2) y Estimado para control de oferta o licitación (Clase 1).

A cada una de estas clases de estimación le corresponde una metodología, con un nivel de información técnica y de precios unitarios acorde, y un rango de precisión esperado. Esto se resume en la siguiente tabla extraída de dicha recomendación:

CLASE DEL ESTIMADO	Característica Primaria	Característica Secundaria		
	NIVEL DE MADUREZ DE LA DEFINICIÓN DE LOS ENTREGABLES DEL PROYECTO Expresado como % de la definición completa	USO FINAL Propósito típico del estimado	METODOLOGIA Método típico de la estimación	RANGO ESPERADO DE PRECISION Variación típica en rangos bajos y altos
Clase 5	0% a 2%	Evaluación Conceptual	Factores por capacidad, modelos paramétricos, juicio, o analogía	I: -20% a -50% S: +30% a +100%
Clase 4	1% a 15%	Estudio o factibilidad	Factores de equipos o modelos paramétricos	I: -15% a -30% S: +20% a +50%
Clase 3	10% a 40%	Autorización de presupuesto o control	Costos unitarios semi detallados con ítems de línea de nivel de ensamblaje	I: -10% a -20% S: +10% a +30%
Clase 2	30% a 75%	Control o oferta	Costo unitario detallado con metrado forzado detallado	I: -5% a -15% S: +5% a +20%
Clase 1	65% a 100%	Estimado para chequeo o oferta	Costo unitario detallado con metrados detallados	I: -3% a -10% S: +3% a +15%

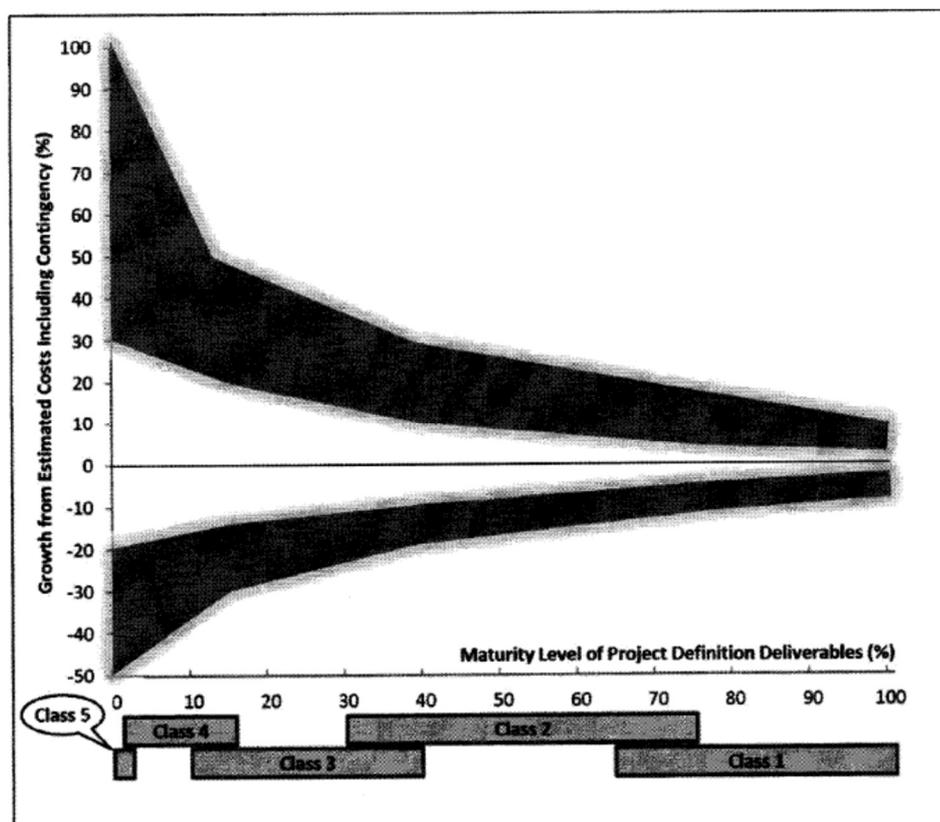
Como se observa en la tabla, no se exige para una estimación de Clase 3 una definición perfecta del proyecto, ya que se encuentra en un nivel de madurez de hasta un 40%. Los proyectos de las licenciatarias podrían superar esta exigencia, sobre todo en los proyectos que se realicen en los primeros años del quinquenio.

La metodología de una estimación clase 3, tal como indica la tabla, utiliza costos unitarios semidetallados compatibles con los utilizados en la industria del gas (\$/metro, \$/pulg.metro, \$/HP, etc.).

En nuestra opinión las estimaciones solicitadas por el Enargas no corresponderían a estimaciones Clase 4 o Clase 5, ya que el nivel de información de los proyectos supera a los estudios conceptuales o de factibilidad, nivel utilizado en la industria por los accionistas para decidir la continuidad de un determinado proyecto o de realizar estudios más profundos.

Ya que no se trata de la preparación de ofertas, como cuando empresas contratistas compiten por la adjudicación de una obra o servicio, tampoco estaríamos en presencia de una estimación de Clase 2 o Clase 1.

Como se observa, cada clase de estimación tiene un rango de precisión distinto, siendo el rango mas estrecho para la Clase 1 y el mas amplio para la Clase 5. Esto puede verse en el siguiente gráfico extraído de la recomendación:



Llegado a esta instancia consideramos que las estimaciones que debían realizar las licenciatarias, de acuerdo con los requerimientos de Enargas, eran compatibles con estimaciones de Clase 3 según la clasificación AACE, otorgando un rango de precisión de -20% a +30%.

Asimismo, es conveniente tener en cuenta al realizar estimaciones de costos bajo los conceptos vistos, un factor adicional que contemple la incertidumbre introducida por un contexto de alta inflación como el experimentado en mercados como el nuestro.

La definición de este rango de precisión implica y acepta que el valor definido para una obra o inversión no será idéntico al valor de mercado que se obtenga de una licitación posterior a la realización de la estimación, pero asegura que dicho valor se va a encontrar dentro del rango de estimación especificado. Esto permite a quien tenga que tomar una decisión empresarial, hacerlo con una incertidumbre acotada, basada en principios de ingeniería.

También permite en nuestro caso, que la autoridad regulatoria apruebe los montos de inversión a incorporar en el cálculo de las tarifas del servicio de gas, con el grado de certeza que el caso requiere, verificando de esta manera “la procedencia de los costos asociados” a las inversiones.

Conociendo esta situación, respecto a que los valores estimados de las inversiones no se corresponderán necesariamente con los valores de mercado que finalmente se obtengan en las licitaciones, la autoridad regulatoria establece que en el caso que existan montos excedentes, estos sean aplicados a otras obras o inversiones, o ampliaciones de las obras en curso. Este procedimiento se encuentra detallado en las resoluciones de aprobación de las tarifas de las licenciatarias emitidas el primero de abril de 2017.

Llegado a este punto, es entonces necesario mencionar que en las notas emitidas por Enargas no se menciona el rango de precisión que deben tener las estimaciones de costos, aunque de la información solicitada pueda inferirse que se trataría de una estimación de Clase 3.

Por otro lado, en los procedimientos de compensación de montos de inversión no se hace mención, a cómo proceder en el caso que los valores obtenidos de las licitaciones superen a los valores estimados, en porcentajes mayores a los definidos por las recomendaciones de ingeniería y las reglas del arte.

La información acerca de la determinación de los costos asociados a las inversiones aportada por las licenciatarias, en su mayoría, no permite establecer si se ha seguido una metodología de estimación que permita asegurar que es compatible con una Clase 3 según la clasificación de AACE.

Por este motivo, una manera de determinar en estas instancias si los valores oportunamente estimados por las licenciatarias para cada proyecto de inversión se definieron de manera correcta, es su comparación con los montos realmente erogados, los cuales deberían ubicarse dentro del rango de precisión para una estimación de estas características, según lo visto anteriormente.

Como hemos visto en el informe N° 2, apartado 25, en el caso de la Distribuidora Camuzzi Gas Pampeana, las diferencias entre los montos estimados y los realmente erogados alcanzaban un valor promedio de +58%, observando una tendencia a la sobreestimación en todos los proyectos, superando ampliamente el rango esperado de una estimación de Clase 3, mientras que, en el caso de la Transportadora de Gas del Sur (apartado 33 del mismo informe), en promedio los montos de inversión definidos se ubicaban dentro del rango esperado (diferencia promedio de +12%).

Comparación Montos Aprobados y Montos Erogados ajustados por IPIM – Camuzzi Gas Pampeana

Obra		Valores/Resolución a Dic 2016	Montos Erogados a valores Dic 2016 (Ajust IPIM)	Diferencia \$	Dif. %
20003_2017_01_MPL-21-01-17_0	Refuerzo red Mar del Plata	\$ 7.214.729,81	\$ 4.581.662,74	\$ 2.633.067,07	57%
20003_2017_01_NEC-21-01-17_0	Refuerzo red Balcarce	\$ 33.085.274,08	\$ 15.324.865,82	\$ 17.760.408,25	116%
20003_2017_01_TAN-21-01-17_0	Refuerzo ramal y red de Tandil	\$ 36.452.577,25	\$ 22.360.963,22	\$ 14.091.614,04	63%
20003_2017_05_INFORMÁTICA_2	Sistema Geocall	\$ 33.000.000,00	\$ 26.360.888,65	\$ 6.639.111,35	25%
20003_2017_05_INFORMÁTICA_4	Solución de Printing	\$ 3.750.000,00	\$ 2.589.323,06	\$ 1.160.676,94	45%
20003_2018_03_SRO-08-01-18_0	Adecuación de PC Cnia. Barón	\$ 15.005.165,70	\$ 10.845.803,23	\$ 4.159.362,46	38%
20003_2018_05_INFORMÁTICA_6	Actualización software entorno Windows	\$ 9.278.589,00	\$ 4.936.847,06	\$ 4.341.741,94	88%
20003_2018_05_INFORMÁTICA_7	Sistema de Seguridad Informatica	\$ 15.000.000,00	\$ 9.741.296,78	\$ 5.258.703,22	54%
Total general		\$ 152.786.335,83	\$ 96.741.650,56	\$ 56.044.685,27	58%

Comparación Montos Aprobados y Montos Erogados ajustados por IPIM – Transportadora Gas del Sur

Proyecto		Valor s/resolución Dic. 2016	Montos Erogados a valores Dic 2016 (Ajust IPIM)	Diferencia \$	Dif. %
2320	ADQUISICION DE EQUIPOS PESADOS	\$ 8.406.000,00	\$ 8.462.307,34	-\$ 56.307,34	-1%
2321	ADQUISICION STOPPLE	\$ 75.050.000,00	\$ 51.187.917,34	\$ 23.862.082,66	47%
2323	ADQUISICION DE HERRAMENTAL	\$ 170.000,00	\$ 92.768,02	\$ 77.231,98	83%
102755	INSTAL. TRAMPAS SCRAPPER LOMA LA LATA	\$ 51.034.000,00	\$ 47.214.991,19	\$ 3.819.008,81	8%
102991	RECOBERTURA	\$ 302.267.000,00	\$ 201.192.529,07	\$ 101.074.470,93	50%
102995	ADECUACION DE AREAS SENSIBLES	\$ 9.190.000,00	\$ 6.358.620,46	\$ 2.831.379,54	45%
103010	PLANTA COMPRESORA PM 257	\$ 125.484.000,00	\$ 163.945.025,70	-\$ 38.461.025,70	-23%
103123	RETROFIT PLANTA PIEDRABUENA - ETAPA 2	\$ 45.030.000,00	\$ 74.499.877,92	-\$ 29.469.877,92	-40%
Total Parcial		\$ 616.631.000,00	\$ 552.954.037,03	\$ 63.676.962,97	12%

Para los casos analizados en este informe, la falta de información detallada en la presentación de la distribuidora Metrogas no permite realizar este tipo de análisis. En cuanto a Litoral Gas se ha podido verificar que las diferencias entre los montos estimados y los realmente erogados superan ampliamente el rango esperado de una estimación de Clase 3, como se observa en la tabla siguiente:

Comparación Montos Aprobados y Montos Erogados ajustados por IPIM – Litoral Gas

Proy.	Denominación del Proyecto	Valor s/Resolución a Dic 2016	Montos Erogados a valores Dic 2016 (Ajust IPIM)	Diferencia \$	Dif. %
1	Sistema MP Baradero	\$ 9.300.000,00	\$ 5.146.262,18	\$ 4.153.737,82	81%
28	Gasoducto a Villa Amelia y Cnel. Dominguez (Complementar)	\$ 53.000.000,00	\$ 36.021.942,78	\$ 16.978.057,22	47%
30	Gasoducto Regional Rueda - Alcorta: Etapa 1 (Ruta N° 90)	\$ 180.900.000,00	\$ 81.293.483,82	\$ 99.606.516,18	123%
36	Sistema Alta Presión Villa Constitución (*)	\$ 18.100.000,00	\$ 16.603.239,10	\$ 1.496.760,90	*
41	Gasoducto Regional Sur (**)	\$ 414.300.000,00	\$ 10.657.155,98	\$ 403.642.844,02	**

(*) Se modificó el alcance del proyecto de lo que se había determinado originalmente en la Resolución, agregándole las redes de distribución.

(**) Debido al aumento de presiones mínimas garantizadas por parte de TGN, solo fue necesaria la ejecución del loop de 5860 metros de 4".

De la comparación efectuada se observa que en todos los casos existió un excedente de presupuesto, como motivo de una sobrevalorización de las obras. Se observa en el proyecto 36 que a pesar de haber ampliado el alcance agregándole redes de distribución, aún existe un excedente respecto a lo presupuestado.

1.1.2. ANALISIS PARTICULAR DE LOS PLANES DE INVERSIÓN

a. Metrogas SA

Se han verificado numerosos incumplimientos respecto a lo solicitado por Enargas en cuanto al contenido y detalle que debía contener la presentación del plan de inversiones de la distribuidora para consideración de la autoridad regulatoria. Entre estos incumplimientos es necesario mencionar como el aspecto más relevante, la falta de presupuesto detallado de las

inversiones de acuerdo con los requerimientos establecidos por Enargas, y el agrupamiento de obras que no permite un seguimiento posterior detallado de los gastos por proyecto.

Por otro lado, se ha podido verificar, en aquellos casos donde se informaban valores unitarios de referencia, que no existía uniformidad en la definición de estos, como los considerados para determinar las inversiones en gasoductos y redes, no habiendo encontrado en el expediente una explicación o justificación de esta disparidad. En el caso de las estaciones reguladoras de presión, se observa que el valor unitario considerado (3,6 MM\$) se aplica a estaciones de configuraciones y características diferentes, las cuales deberían tener por este motivo precios diferentes.

No pudo establecerse con la información disponible la correspondencia entre los valores presupuestados y los realmente erogados.

b. Litoral Gas SA

La presentación de Litoral Gas se ajusta en la mayoría de los casos a lo solicitado por Enargas, tanto en la parte técnica como presupuestaria. Si bien no se detallan los precios unitarios considerados, los mismos pueden inferirse de las tablas que componen la presentación, lo cual es realizado por el auditor para obtener comparaciones.

Del análisis de los valores unitarios y la comparación entre los montos presupuestados y los realmente erogados, se observa que existe una sobrevalorización en las obras de gasoductos y redes, donde se han considerado valores unitarios 1,81 veces mayores a los realmente erogados, superando ampliamente el rango de precisión esperado para este tipo de estimaciones, según se explica en la introducción.

1.2. ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA

1.2.1. INTRODUCCIÓN

En términos generales existen dos grandes enfoques en materia de valuación de activos regulados, que pueden ser útiles a fin de clasificar las diversas metodologías específicas aplicables: uno que trata la BT como un activo financiero y otro que la concibe como un activo físico.

Como activo financiero, la metodología específica más tradicional es la valuación a **Costo Histórico**. La utilización de esta metodología implica determinar el valor del activo regulado según el costo a que el mismo se registró contablemente en el momento del inicio de operaciones. A dicho valor se le adicionan las inversiones realizadas a posteriori (entre revisiones tarifarias), descontando el monto de depreciaciones correspondientes. Finalmente, con el objetivo de mantener el valor real de los activos, la base es actualizada en el momento de la revisión según la evolución del índice de precios.

El sistema de valuación basado en costos históricos ha sido el comúnmente utilizado por las agencias regulatorias en Estados Unidos en el momento de las revisiones tarifarias (“Rate Cases”). La preeminencia de dicho esquema en la práctica norteamericana ha llevado a asociar este método con el mecanismo de regulación por Tasa de Retorno.

La concepción de la BT como un conjunto de activos físicos implica que el objetivo regulatorio es mantener la capacidad de producción de dichos activos. Este enfoque resulta consistente

con distintas metodologías de valuación asociadas al costo de reposición o reemplazo de dichos activos. En general, las diversas metodologías requieren determinar el costo actual (a precios de mercado) de reemplazar un activo por otro que pueda brindar el mismo servicio y capacidad.

Este enfoque busca aproximar las tarifas a los costos marginales de largo plazo que se verificarían en un mercado competitivo, en el cual los inversores asumen riesgos tecnológicos y de oferta y demanda.

Dejando de lados los errores detectados en ambas determinaciones de las BT, tanto como Activo Financiero como Activo Físico, los resultados reportados por las empresas consultoras para las dos licenciatarias analizadas fueron los siguientes:

Licenciataria	METROGAS	LITORAL GAS
BT como Activo Físico (Miles de Pesos)	22.145.905	10.881.404
BT como Activo Financiero * (Miles de Pesos)	14.906.562	4.109.656
Relación	1,48	2,65

*Calculado con los índices adoptados por Enargas

Teniendo en cuenta la reducida inversión de las Licenciatarias en el período posterior a la crisis del 2001, es esperable que la valuación como Activo Financiero resulte menor y por lo tanto su adopción, como así lo hizo el ENARGAS, como referencia para determinar la BT.

Por lo tanto, el factor determinante a los efectos de la determinación de la BT es la selección de los índices de actualización de las inversiones. Como se describe a continuación, es en la selección de estos índices donde los informes presentados en la RTI presentan las debilidades que se analizan en los puntos siguientes.

1.2.2. ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONÓMICO - FINANCIERO

a. Metrogas SA

En este informe se realiza el estudio del expediente de la base tarifaria correspondiente a la distribuidora Metrogas S.A., haciendo un repaso de todo lo actuado en este sentido desde la firma de las actas acuerdo hasta el establecimiento de la base de capital a considerar en la determinación de las tarifas, definido por la consultora contratada por la distribuidora a este efecto y aprobado finalmente por Enargas y el Ministerio de Energía y Minería.

En lo que respecta a la valuación de la Base Tarifaria a valor histórico, se advierte que la consultora procedió en términos generales de acuerdo a las normas contables y regulatorias indicadas en el Pliego, a excepción de las consideraciones oportunamente mencionadas por el ENARGAS respecto de las vidas útiles máximas de los bienes, ya que en algunos casos no se ajustó a lo estipulado en las Resoluciones ENARGAS N° 1660/2000 y 1903/2000, razón por la cual el ente regulador procedió a su corrección.

En cuanto a la actualización del valor contable de la Base de Capital, el ENARGAS aplicó un coeficiente de ajuste distinto al propuesto por la consultora, obteniendo como resultado una Base Tarifaria al 31 de diciembre de 2016 y actualizada a valores de diciembre de 2016 que ascendía a \$14.906,56 MM.

Respecto al índice de actualización de la base tarifaria el ENARGAS, contando con la conformidad del Ministerio de Energía y Minería determinó *“un único criterio de cálculo aplicable para todas las Licenciatarias”*, seleccionando los índices de precios propuestos por Villares & Asociados (consultora que fue contratada por ambas transportistas) entendiendo que cumplía con las normas regulatorias a la vez que *“permite incentivar la inversión en infraestructura necesaria para atender los requerimientos de nuevos usuarios y las necesarias en confiabilidad y seguridad de los sistemas de transporte y distribución de gas natural”*.

El criterio adoptado por el ENARGAS para la actualización de la Base Tarifaria de las licenciatarias, previa anuencia del Ministerio competente para atender cuestiones derivadas de los Acuerdos de Renegociación Contractual (conforme lo establecido en el Decreto 367/16), contemplando desde enero de 1993 hasta diciembre de 2016 inclusive, surge de una composición de índices formada por:

- un 44% del Índice de Salarios Básicos de la Industria y la Construcción elaborado por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación (ISBIC), y
- un 56% de un índice combinado, constituido por el Índice de Precios Internos al Por Mayor elaborado por el INDEC (IPIM) y el Índice de Costos de la Construcción, Materiales elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza (ICC-M Mza).

Este índice combinado fue elaborado tomando como base el IPIM en enero de 1993 y sus variaciones hasta enero de 2007; luego se contemplaron las variaciones del ICC-M Mza desde febrero de 2007 hasta diciembre de 2015. Por último, de enero de 2016 hasta diciembre del mismo año, se aplicaron las variaciones del IPIM.

No se ha encontrado obrantes en el expediente estudios de la propuesta de índices de ajuste realizada por ORGANIZACIÓN LEVIN DE ARGENTINA S.A. – GRANT THORNTON S.A., ni argumentos para descartar su tratamiento, particularmente con relación a los índices de variación de precios de los materiales propuestos por LA CONSULTORA.

Asimismo, corresponde señalar con relación a la propuesta de actualización efectuada por ORGANIZACIÓN LEVIN DE ARGENTINA S.A. – GRANT THORNTON S.A., que no surge del informe de LA CONSULTORA aclaración alguna para la selección del indicador ICC-Materiales de Mendoza como variable de ajuste para la *“corrección de los índices del INDEC”* como tampoco un detalle de la metodología utilizada a tales efectos, ni los valores de los índices considerados.

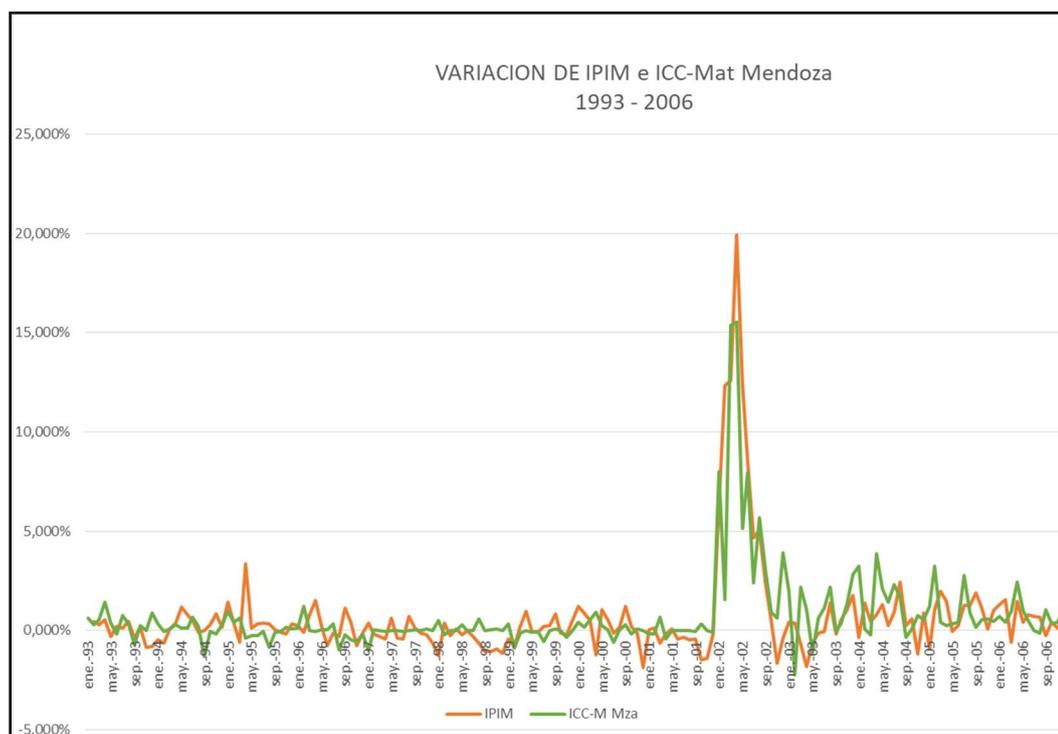
Con respecto a la selección del ISBIC, en la que coinciden el ENARGAS y la propuesta de LA CONSULTORA, tampoco se ha encontrado – ya sea en el reporte final de ORGANIZACIÓN LEVIN DE ARGENTINA S.A. – GRANT THORNTON S.A. como en el informe final del ENARGAS– los motivos para seleccionar el ISBIC sobre otros índices de variación del costo de la mano de obra como por ejemplo el índice ICC-salarios o el índice de variación salarial, o una combinación de ellos.

En cuanto a los argumentos empleados por la Consultora Villares y Asociados en su informe final para la selección de los índices que fueron finalmente seleccionados por el ENARGAS para la actualización de la Base de Capital de todas las licenciatarias, se destacan los que se mencionan seguidamente.

- Con respecto al índice de actualización de la componente de mano de obra, proponen utilizar el ISBIC, pero no brindan fundamentos para su selección por sobre otros índices.
- En cuanto al factor de actualización de los restantes componentes, la consultora Villares y Asociados refiere a la problemática del sistema de estadísticas nacionales descripto y citan una advertencia que aparecía en el sitio web del INDEC respecto de que las series estadísticas publicadas con posterioridad a enero de 2007 y hasta diciembre de 2015 debían ser consideradas con reservas. En virtud de ello es que dicha Consultora propone la construcción de un índice que combinó las variaciones del IPIM en los períodos sin cuestionamientos y las variaciones de otro índice local de costos de materiales.

Continúa el informe mencionando que identificaron índices provinciales y que “*el primer índice que ubicamos en tan corto tiempo, según nuestra revisión, fue el Índice de Costos de la Construcción, Materiales- Gran Mendoza*” y en segundo lugar el producido por la provincia de Córdoba, que según señalaron se comportaban de manera semejante entre el año 2005 y el 2015, diferenciándose del IPIM.

En tal sentido, se llevó a cabo un análisis del comportamiento del ICC-Materiales de Mendoza y del IPIM entre los años 1993 al 2006.



Del análisis efectuado no se observa una correlación entre los índices ni un cambio de comportamiento en la relación de las variaciones del IPIM y del ICC-Materiales de Mendoza, por lo que el argumento de la Consultora Villares y Asociados respecto de que las variaciones del ICC-Materiales de Mendoza, y su equivalente producido por la provincia de Córdoba, estaban por encima de aquellas observadas en el IPIM para el período 2005-2015 resulta insuficiente y hasta contradictorio con su propuesta final de empalme de ambos indicadores.

Por otra parte, de acuerdo a lo establecido en el punto 4 “*Criterios para la determinación de la base de capital*”, particularmente el apartado 4.4, de la Metodología para la determinación de la Base de Capital y la cláusula 12.7 de las Actas Acuerdo, las Consultoras efectuaron un análisis de la estructura de costos de cada una de las licenciatarias a fin de que el ENARGAS pudiera expedirse respecto de los índices propuestos por dichas consultoras, asociadas a las estructuras de costos analizadas.

No obstante, el ENARGAS optó por aplicar un criterio único de actualización, empleando idéntica fórmula de actualización de los componentes de la estructura de la Base de Activos para todas las licenciatarias, tanto de transporte como distribución de gas por redes.

Del análisis surge, sin embargo, que la estructura de costos de la distribuidora es muy distinta a aquella de la transportista, como se observa en las siguientes tablas:

Tabla de Estructura de Costos Metrogas

METROGAS S.A.

RUBROS DE LA BASE DE ACTIVOS	VALOR RESIDUAL HISTÓRICO DE LA BAC SIN AJUSTE (EN M\$)	ESTRUCTURA DE COSTOS	
		SALARIOS (MANO DE OBRA)	ICC, MATERIALES, MAQUINAS Y EQUIPOS, OTROS
EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES CIVILES	19.247,04	48,0%	52,0%
TERRENOS	6.672,52	0,0%	100,0%
OTRAS INSTALACIONES TÉCNICAS	9.786,81	40,0%	60,0%
MAQUINARIAS Y EQUIPOS	7.279,39	0,0%	100,0%
RODADOS	3.395,06	0,0%	100,0%
MUEBLES Y ÚTILES	1.314,16	0,0%	100,0%
SISTEMAS INFORMATICOS	52.265,41	10,0%	90,0%
EQUIPOS DE TELECOMUNICACION	10,58	10,0%	90,0%
ERP	27.303,19	40,0%	60,0%
RAMALES AP	174.300,99	45,0%	55,0%
CONDUCTOS Y REDES MBP ACERO	100.413,69	45,0%	55,0%
CONDUCTOS Y REDES MBP HF	42.565,87	45,0%	55,0%
CONDUCTOS Y REDES MBP PE	860.095,95	45,0%	55,0%
MEDIDORES	55.476,62	40,0%	60,0%
Promedio ponderado de todos los itmes		42,7%	57,3%

Tabla de Estructura de Costos Transportadora de Gas del Sur

TRANSPORTADOR DE GAS DEL SUR S.A.

RUBROS DE LA BASE DE ACTIVOS	VALOR HISTÓRICO DE LA BAC SIN AJUSTE (EN M\$)	ESTRUCTURA DE COSTOS	
		SALARIOS (MANO DE OBRA)	ICC, MATERIALES, MAQUINAS Y EQUIPOS, OTROS
PLANTAS COMPRESORAS	687.740,00	42,37%	57,63%
OTRAS INSTALACIONES TÉCNICAS	20.673,00	75,32%	24,68%
GASODUCTOS	1.807.061,00	43,58%	56,42%
ESTACIONES DE MEDICION Y REGULACION	69.359,00	74,59%	25,41%
OTROS ACTIVOS	1.503.053,00	25,21%	74,79%
Promedio ponderado de todos los ítems		37,3%	62,7%

b. Litoral Gas SA

Pueden aplicarse a Litoral Gas las mismas consideraciones que las expresadas para Metrogas.

a. Conclusiones Generales

Avanzando en el estudio de los expedientes de la Revisión Tarifaria Integral, habiendo analizado a la fecha cuatro de las licenciatarias, las conclusiones acerca de este tema se mantienen y confirman lo evaluado en el informe N° 2 de esta consultoría.

Como se ha visto, el Enargas adopta un índice de actualización para la base tarifaria, aplicable por igual a todas las licenciatarias, propuesto por una de las firmas auditoras, la cual ofrece fundamentos técnicos que resultarían insuficientes como justificativo para su adopción, como se menciona en el informe.

La base tarifaria es uno de los componentes más relevantes para la determinación de las tarifas de gas que pagará el usuario final, así como lo es el valor de las inversiones obligatorias, el costo del capital, la estimación de la demanda futura y los gastos previstos para la operación y mantenimiento de los sistemas.

La determinación de los índices de ajuste de la base tarifaria resulta por lo tanto de gran relevancia y por lo general presenta una vasta complejidad; si a ello se suma la emergencia administrativa del sistema estadístico nacional y del INDEC decretada por el PEN en enero de 2016, resulta evidente que la tarea de selección de los índices de actualización durante el proceso de RTI llevado a cabo entre el 2016 y el 2017, resultaba aún más difícil.

En dicho contexto estadístico, y no encontrando sustento técnico o estadístico para la selección de los índices finalmente utilizados para la determinación y aprobación de los valores ajustados de la Base Tarifaria (omisión que se observa tanto en los informes de las Consultoras como en los del propio ENARGAS), la elección de los índices de ajuste de la Base Tarifaria resulta discutible.

Por este motivo, y debido a la importancia de la definición de un índice de actualización para la Base Tarifaria, y en el marco de las indefiniciones estadísticas en un cierto periodo, se

considera que hubiese correspondido realizar un estudio pormenorizado a este respecto como se ejemplificó anteriormente, teniendo en cuenta toda la información disponible en el país relacionada con índices emitidos por organismos oficiales de distintas reparticiones y provincias, evaluando cuales eran los más adecuados y los que se adaptaban de manera más ajustada a las diferentes estructuras de costos de las empresas distribuidoras y transportadoras de gas, , o bien realizando un promedio ponderado que redujera la variabilidad de las estadísticas de acuerdo a un solo índice adoptado en forma subjetiva.

Por otro lado, la definición de un criterio de factor único para la actualización de la Base de Capital de todas las licenciatarias parecería inadecuado ya que no contempla las particularidades regionales, sin perjuicio de no contravenir los lineamientos establecidos en las Pautas de las Actas Acuerdo y no obstante la convalidación sobre este punto efectuada por el Ministerio competente en la materia. Ello así, toda vez que se ha interpretado el principio de trato equitativo como la aplicación de un índice único, sin contemplar o analizar las potenciales condiciones particulares de cada caso que eventualmente pudieran presentar las distintas Licenciatarias.

1.2.3. ANÁLISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FÍSICO

a. Metrogas SA

Del análisis de los informes de la consultora respecto a la determinación de la Valuación técnica de los bienes de la licenciataria, se observa que la metodología aplicada es consistente y correcta, y responde a los objetivos establecidos en las actas acuerdo y en los términos de referencia de su contrato. Por otro lado, el informe no contiene las planillas de cálculo detallado de los valores de reemplazo a nuevo y los valores razonables, para poder emitir opinión al respecto. Solo se muestra en el informe la planilla resumen reproducida.

b. Litoral Gas SA

Del análisis de los informes de la consultora respecto a la determinación de la Valuación técnica de los bienes de la licenciataria, se han observado inconsistencias y en algunos casos sobrevaluaciones, como en el caso de los valores considerados para gasoductos y ramales, en la definición de los valores de reposición que componen los bienes regulados de la compañía.

Por otro lado, tampoco se ha considerado el cambio tecnológico en la definición de los costos de reposición de redes, teniendo en cuenta que actualmente la reposición a nuevo se debería realizar con polietileno y no con los materiales y métodos constructivos que se construyeron históricamente, de mayor costo a los actuales.

Si bien la valuación técnica de los bienes no ha sido considerada para la definición de la base tarifaria, hacemos notar la existencia de inconsistencias en la determinación de su valor final.

1.3. ANÁLISIS DEL FLUJO DE FONDOS PARA EL CÁLCULO TARIFARIO

a. General

El cálculo del flujo de fondos para la definición de las nuevas tarifas es realizado por Enargas mediante un modelo en la interface Cubepplan, del cual se puede señalar que se trata de una

herramienta necesaria para el procesamiento de información y cálculo multidimensional de gran escala, siendo un instrumento de proceso de datos superior a las hojas de cálculo de Excel. Se ha podido verificar que es una plataforma para el desarrollo de modelos de cálculos multidimensional complejos, también utilizada por empresas y organismos del sector energético y de infraestructura en otros países de la región.

b. Metrogas SA

El informe incluye una síntesis del informe Intergerencial donde se detalla las consideraciones de la carga de datos en el modelo mencionado.

Respecto al flujo de fondos correspondientes a la distribuidora, puede verificarse que de la corrida del programa se observa el siguiente reporte, en correspondencia con los valores informados en la Resolución ENARGAS I- 4356/17:

Copy of Metrogas RI - 100 y escalones Enargas/FIUBA

Cierre de RI (M\$) -0 M\$

1- Resetear a componente de Distribucion actual 2- Cerrar Requerimiento de Ingresos

Componentes del RI	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
COK	1.380.111.864	1.422.826.519	1.504.977.767	1.590.025.619	1.672.569.180	7.550.510.948
CMK	711.699.296	762.469.109	809.902.505	859.427.414	916.320.667	4.059.819.072
OPEX	2.143.262.041	2.244.347.974	2.313.438.340	2.353.138.495	2.364.668.313	11.418.855.163
Perdidas	441.089.087	770.090.895	1.333.008.589	1.383.077.021	1.250.497.357	5.177.762.950
IIGG Comp Basica	732.367.927	766.137.356	810.372.644	856.167.641	900.614.174	4.065.659.741
IIGG por Dif. Depreciacion	329.298.913	323.544.964	318.110.315	312.966.800	309.027.294	1.592.948.285
Total	5.717.829.128	6.289.416.898	7.089.810.159	7.354.802.909	7.413.696.905	33.865.556.159

Ingresos por Tasas y Cargos

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	120.009.087	120.653.416	121.056.977	121.459.544	121.731.050	604.910.074

Inversiones Totales

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	773.167.826	1.724.211.883	1.665.735.688	1.824.707.427	1.796.461.417	7.784.284.242

NPV Ingresos a Tarifas Actuales (ARS) 11,439,432,423 AR\$

NPV Ingreso nuevas tarifas (ARS) 26,395,465,576 AR\$

Incremento tarifario (Factor reposiciona...) 130.741%

Requerimiento de Ingreso Anual Prome... 6,652,129,217

BT Inicial (MM Mon Rev) 14,906,562,433 MM Mon Rev

ANEXO I DE LA RESOLUCION N° I - 4356

Resultado Revisión Tarifaria Integral Metrogas S.A.

Base Tarifaria Inicial \$ 14.906.562

Costo del Capital 9,33%

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Rentabilidad	\$ 1.360.112	\$ 1.422.827	\$ 1.504.978	\$ 1.590.026	\$ 1.672.569
Depreciación	\$ 711.699	\$ 762.469	\$ 809.903	\$ 859.427	\$ 916.321
Gastos Propios	\$ 2.584.351	\$ 3.014.439	\$ 3.646.447	\$ 3.736.216	\$ 3.615.166
Impuesto a las Ganancias	\$ 1.061.667	\$ 1.089.682	\$ 1.128.483	\$ 1.169.134	\$ 1.209.641
Requerimiento de Ingresos	\$ 5.717.829	\$ 6.289.417	\$ 7.089.810	\$ 7.354.803	\$ 7.413.697
Ingresos por Tasas y Cargos	\$ 120.009	\$ 120.653	\$ 121.057	\$ 121.460	\$ 121.731
Monto a Remunerar via Tarifas	\$ 5.597.820	\$ 6.168.763	\$ 6.968.753	\$ 7.233.343	\$ 7.291.966

Valores expresados en miles de pesos.

1.4. ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS DE DEMANDA

Las conclusiones de este apartado pueden aplicarse de igual manera a ambas licenciatarias.

Se ha realizado el análisis de los estudios presentados por cada licenciataria, verificándose que al igual que en el resto de las Distribuidoras, el estudio fue elaborado por la consultora Quantum. Dicho trabajo y las consideraciones tenidas en cuenta para su elaboración no cumplieron con los requisitos de la metodología establecida por Enargas, incorporando además en dicho estudio el factor de elasticidad de la demanda respecto a la tarifa. Posteriormente, la autoridad regulatoria contrata su propio estudio de estimación de demanda, desestimando lo presentado por las Distribuidoras y adoptando para el proceso de revisión tarifaria el elaborado por esta. Se observa que dicho estudio considera la influencia de las tarifas de gas y electricidad, y la actividad económica, sobre la demanda, y las proyecciones macroeconómicas, considerando que el estudio presentado por las Distribuidoras subestima la demanda futura. Asimismo, asegura que la modificación de tarifas no tendrá efectos relevantes sobre la demanda de gas natural para el 2017.

Entre otras condiciones de borde, estima valores de inflación para los años del quinquenio muy inferiores a las que realmente se produjeron, y sobrestima el crecimiento de la economía en ese periodo.

Como consecuencia del análisis puede afirmarse que el estudio de demanda elaborado por Enargas fue conservador respecto a las expectativas de consumo, como se observa en las siguientes tablas comparativas:

Comparación Demanda estimada y real - Metrogas

Volumen (m3)	Periodo				
	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
Estimado	1.976.601.132	1.980.908.174	2.000.014.808	2.022.071.099	2.044.316.313
Real	1.694.624.000	1.740.032.000	1.655.852.000	S/D	S/D
Variación	-14,3%	-12,2%	-17,2%	S/D	S/D

Comparación Demanda estimada y real – Litoral Gas

Volumen (m3)	Periodo				
	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
Estimado	663.668.921	630.101.244	634.310.394	650.132.179	670.571.744
Real	613.505.000	586.225.000	571.708.000	S/D	S/D
Variación	-7,6%	-7,0%	-9,9%	S/D	S/D

1.5. ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Las conclusiones de este apartado pueden aplicarse de igual manera a ambas licenciatarias.

En este apartado se realiza un análisis de cada expediente, detallando el flujo de información al respecto entre Enargas y las Distribuidoras.

En ambos casos los valores finalmente aprobados por Enargas para su incorporación en el cálculo tarifario resultan inferiores a los solicitados por las licenciatarias, las cuales van

aportando información, la cual es corregida, completada, y verificada por el ente regulador a lo largo del proceso. Esto se realiza con pedidos de información adicional, auditorías en oficinas de la licenciataria y diversos análisis internos.

La información brindada por las licenciatarias se basa en ambos casos en incrementos o cambios a la estructura pre-existente, sin referirse a planes de operación y mantenimiento con personal asociado a tareas y su carga horaria, que permita verificar la razonabilidad de los gastos de mantenimiento y de estructura.

1.6. ANÁLISIS DEL MARCO DE DESARROLLO DE LA RTI

1.6.1. CLAUSULAS DE DESISTIMIENTO DE ACCIONES LEGALES – METROGAS Y LITORAL GAS

Del análisis de las cláusulas de desistimiento, se desprende que tanto Litoral Gas S.A. como Metrogas S.A. asumen, por la suscripción de las Actas Acuerdo, el compromiso de mantener indemne al Estado Nacional y de desistir de todo reclamo (administrativo, arbitral o judicial), en cualquier etapa en que se encontraren y cualquiera sea la jurisdicción en la que se hubiera radicado.

En el caso de Metrogas, a dicho compromiso se le añade la obligación de asumir los montos abonados por el Estado Nacional a ex accionistas de la Licenciataria en función del laudo dictado en el arbitraje “BC Group Plc. Vs. La República Argentina (UNC 54 KGA)”, mediante “inversiones sustentables”.

Es decir que, fruto de lo allí convenido, Metrogas S.A., debe proponer y someter a consideración del ENARGAS un plan de inversiones adicionales que, a los efectos de la Revisión Tarifaria Integral o de futuras Revisiones Tarifarias, no debe ser incorporado en la Base Tarifaria de la Licenciataria, fijando como plazo de ejecución de este plan de inversiones sustentables y adicionales, el plazo restante hasta el fin de la Licencia otorgada a Metrogas.

1.7. ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD JUSTA Y RAZONABLE

En este apartado se realiza un resumen de los antecedentes obrantes en la regulación referidos a la rentabilidad de las licenciatarias de transporte y distribución de gas, desde la Ley de Gas en adelante.

Entre estos antecedentes se menciona que en la revisión tarifaria correspondiente al segundo quinquenio que quedó inconclusa, es posible extraer de los criterios metodológicos generales establecidos entonces, ciertos aspectos considerados dentro del concepto regulatorio de “razonable rentabilidad”. A modo de ejemplo, citamos la aceptación de la remuneración del capital de trabajo como parte de la rentabilidad razonable que debe aprobar el regulador.

En la revisión tarifaria que nos ocupa, para la determinación de la tasa de rentabilidad de las empresas, el Enargas contrató a la consultora Delta Finanzas SA, quien diseñó los Lineamientos para la Determinación del Costo del Capital que se utilizarían en el proceso de la RTI.

Como resultado del Informe de consultoría, la Autoridad Regulatoria ponderó el análisis de la cuestión y decidió adoptar para la Tasa de rentabilidad, las tasas WACC en términos reales de 8.99% para el caso de las Transportistas y de 9.33% para las Distribuidoras. Al respecto, en el Informe N° 2 del 30/06/2020 de esta consultoría, se realiza un detallado análisis del informe preparado por Delta Finanzas SA y que definió las tasas indicadas.

De lo descripto se desprende que cada revisión tarifaria quinquenal requiere una redefinición de la metodología específica para dicho proceso de manera de que se puedan merituar las características y el contexto que cada revisión particularmente presenta.

1.8. ANÁLISIS DE LA INCORPORACION DEL GAS A LAS TARIFAS

Se da inicio en este cuarto informe del proceso de determinación del precio de gas natural en los PIST según la Resolución MINEM No 212/16, su incorporación a tarifas y el procedimiento de ajuste previsto para éste.

B. ANTECEDENTES

2. OBJETO

El objeto del servicio es la realización de una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica de lo actuado durante el proceso de Revisión Tarifaria Integral llevado a cabo para definir las tarifas del servicio público de gas natural que rigen desde el primero de abril del año 2017, y que sirva de base para volver a contar con precios del gas y con una tarifa del servicio público de gas por redes que sean justos y razonables.

3. ALCANCE

La auditoría y revisión técnica, jurídica y económica de lo actuado durante el proceso de RTI, abarcará la totalidad de las licenciatarias y otras prestatarias alcanzadas por dicho proceso, que se detallan a continuación:

- a) Transportadora de Gas del Norte SA
- b) Transportadora de Gas del Sur SA
- c) Gas Link SA
- d) Metrogas SA
- e) Naturgy BAN SA (Ex – Gas Natural Fenosa SA)
- f) Distribuidora de Gas Cuyana SA
- g) Distribuidora de Gas del Centro SA
- h) Camuzzi Gas Pampeana SA
- i) Camuzzi Gas del Sur SA
- j) Gasnor SA
- k) GasNea SA
- l) Litoral Gas SA
- m) Redengas SA

Se analizará el proceso de la RTI en su totalidad, incluyendo:

- La información suministrada por las licenciatarias a Enargas para el cálculo del flujo de fondos (Caso base), referida a costos de operación y mantenimiento, costos administrativos y comerciales, demandas, y otros datos.
- Los planes de inversiones obligatorias presentados por las licenciatarias, la categorización de las obras presentadas y la razonabilidad de los costos presentados.
- Listado de obras de ampliación propuestas y proyectos técnicos avalatorios.

- Los estudios realizados por consultoras externas para la determinación de la base tarifaria, verificando el cumplimiento del alcance de los servicios detallado en “antecedentes”.
- El estudio realizado por la consultora Delta Finanzas para determinación del costo de capital.
- Los flujos de fondos que sirvieron de base para la fijación de las tarifas, y la razonabilidad de los valores y estimaciones consideradas (el costo de capital, la base tarifaria, el plan de inversiones, los gastos de operación y mantenimiento, los cambios esperados en la productividad y eficiencia, las estimaciones de crecimiento de la demanda, la rentabilidad del operador, el criterio de depreciación, etc.), así como los métodos utilizados para su determinación.
- El mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa, a efectos de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y calidad del servicio.
- El proceso de determinación del precio de gas natural en los PIST elaborado por el MINEM, establecido en la Resolución 212/16, e incorporado a las tarifas, así como el procedimiento de ajuste previsto para este.
- La determinación del valor de rentabilidad justa y razonable prevista por el operador para incluir en la tarifa.
- Lo actuado por Enargas durante todo el proceso de la RTI y otros sujetos regulados y no regulados de la industria del gas que se hayan vinculado directa o indirectamente al proceso de RTI.

C. PLAN DE TRABAJO

4. CRONOGRAMA ACTUALIZADO

Se muestra a continuación el cronograma actualizado del plan de trabajos, de acuerdo con los avances desarrollados en el periodo, incorporando un desagregado por Licenciataria:

Auditoría y Revisión Técnica, Jurídica y Económica de la RTI

IT	ACTIVIDADES	INFORMES											
		1 12-6-20	2 30-6-20	3 15-7-20	4 30-7-20	5 15-8-20	6 30-8-20	7 15-9-20	8 30-9-20	9 15-10-20	10 30-10-20	11 15-11-20	12 30-11-20
	Fecha de Entrega del Informe												
1	Reunión de Inicio	◆											
2	Recopilación de Información												
3	Análisis de la Complejidad de la información suministrada por las Licenciatarias												
4	Revisión de los planes de inversiones obligatorios presentados												
4,1	Razonabilidad técnica y de los costos presentados												
5	Base Tarifaria												
5,1	Estudio de la base tarifaria como activo financiero												
5,2	Estudio de la base tarifaria como activo físico												
5,3	Análisis de la razonabilidad de la base tarifaria en función de los dos límites anteriores												
6	Análisis de los gastos de O&M presentados por las Licenciatarias												
7	Análisis del Costo de Capital												
8	Análisis de los estudios de demandas presentados por las Licenciatarias												
9	Análisis de la rentabilidad justa y razonable establecidas para las Licenciatarias												
10	Análisis del flujo de fondos para el cálculo tarifario												
11	Análisis del mecanismo no automático de actualización tarifaria seleccionado												
12	Análisis de la incorporación del precio del gas a la tarifa												
12,1	Análisis de las resoluciones del MINEM en relación con el precio del gas												
12,2	Análisis de la actualización prevista en el precio del gas												
12,3	Análisis del mecanismo de DDA y la revisión del pass-through asignada al ENARGAS												
13	Análisis de lo actuado por el ENARGAS y otros organismos del Estado durante la RTI												
14	Análisis del marco de desarrollo de la RTI bajo la órbita del Enargas.												
15	Análisis de cambios en el sistema de GN en 15 años de emergencia no incluidos en la RTI												
16	Informe Final - Conclusiones y Recomendaciones												
	CRONOGRAMA POR LICENCIATARIA												
A	Camuzzi Gas Pampeana / Transportadora Gas del Sur												
B	Metrogas / Litoral Gas												
C	Naturgy												
D	Ecogas Cuyo / Transportadora Gas del Norte												
E	Camuzzi Gas del Sur												
F	Ecogas Centro / Gasnea												
G	Gasnor / Redengas												

5. AVANCES DEL PLAN DE TRABAJO

En este periodo se ha avanzado con el desarrollo de las siguientes tareas:

- ✓ Análisis del marco de desarrollo general de la RTI bajo la órbita de Enargas.
 - Cláusulas de desistimiento de acciones legales de Metrogas y Litoral Gas
- ✓ Análisis de la Rentabilidad Justa y Razonable establecida para las Licenciatarias
- ✓ Análisis de la incorporación del precio del gas a la tarifa

Respecto a Metrogas SA y Litoral Gas SA se han realizado los siguientes análisis:

- ✓ Revisión de los planes de inversión obligatoria
- ✓ Estudio de la Base Tarifaria como activo financiero
- ✓ Estudio de la Base Tarifaria como activo físico
- ✓ Análisis del Flujo de Fondos para el cálculo tarifario
- ✓ Análisis de los estudios de demanda
- ✓ Análisis de los gastos de Operación y Mantenimiento

D. REVISION DE LOS PLANES DE INVERSION OBLIGATORIOS

6. PLAN DE INVERSIONES DE METROGAS S.A.

Con fecha 20 de septiembre de 2016 METROGAS S.A. contesta a la solicitud presentada por Enargas con fecha 11 de agosto de 2016 por nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07438 (Fs. 1 del Expediente N° 30.046), mediante la cual se requiere de la Distribuidora el envío del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado para el próximo quinquenio.

En la mencionada nota METROGAS S.A. señala esencialmente los aspectos que se detallan a continuación. En primer lugar, indica que la apertura cronológica de la información se remitirá mensualmente para el primer año del quinquenio y anualmente para los restantes. Por otro lado, destaca que las inversiones se presentarán abiertas en las siguientes categorías: Seguridad e Integridad, Confiabilidad, Servicio y Atención al Cliente, Tecnología Informática, Expansiones y Mantenimiento Edificio.

También señala, en lo relativo a los detalles descriptivos de los proyectos, que la información que se enviará contendrá básicamente la descripción de la inversión, el objetivo, la justificación de su necesidad, el cálculo y detalles de la inversión total requerida. Agrega luego que priorizará sus inversiones en el sistema de distribución en función del riesgo, que se reanalizará en forma dinámica con los datos que irán surgiendo de las evaluaciones de integridad que se realizarán para algunos activos, o del historial de fallas y mantenimiento para otros.

Indica que como consecuencia de ello, las magnitudes físicas se referirán a proyectos genéricos que tendrán identificación específica en el último trimestre de cada año calendario para las que se ejecutarán en el año siguiente. Menciona, asimismo, que por tal razón, en la mayoría de los casos no resulta posible enviar planos ni proyectos específicos.

Aclara luego, en relación a la flexibilidad para la ejecución, que dado el proceso dinámico para su selección, es probable que se necesite realizar algún ajuste y resulte necesario permitir la flexibilidad para cambios de proyectos por otros de similar cuantía económica. Indica que los proyectos que se presentan toman en cuenta las necesidades de METROGAS S.A. para el próximo quinquenio, pero que, no obstante ello, su ejecución efectiva dependerá de las posibilidades que tenga la compañía de contar con los recursos suficientes.

En forma adjunta a la nota citada de fecha 20 de septiembre de 2016 (Fs. 8 del Expediente N° 30.046), agrega su Plan de Inversiones establecido para el período Abril 2017-Marzo 2022, por un monto total de **8.036,64 \$MM**. Posteriormente desarrolla el Plan de Inversiones, bajo la denominación de "Proyecto N° 1" y siguientes.

Más adelante, con fecha 28 de septiembre de 2016, METROGAS S.A. se dirige por nota a Enargas (Fs. 117 del Expediente N° 30.046) con el objetivo de enviar una versión rectificativa del Plan de Inversiones, que reemplaza en un todo al enviado con fecha 20 de septiembre de 2016. Aclara que dicha rectificación se debe a que el gobierno de la Ciudad de Buenos Aires informó, mediante boletín oficial, un aumento significativo del valor por metro cuadrado en concepto de cierre definitivo de calzada.

Señala que, por este motivo, se vieron obligados a realizar una modificación de los cálculos presupuestados de los proyectos. Adjunto a esta nota se presenta un Plan de Inversiones por un monto total de **8.304,70 \$MM**.

Más tarde, con fecha 03 de noviembre de 2016, METROGAS S.A. se remite nuevamente por nota a Enargas (Fs. 221 del Expediente N° 30.046), haciendo referencia a RTI-PIN Solicitud de Plan de Inversiones – NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 9755. Dicha nota tiene el objetivo de enviar una versión rectificativa del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado para el próximo quinquenio, que reemplaza en un todo a la enviada con fecha 20 de septiembre de 2016. Agrega anexo un detalle del mismo, que alcanza un monto de **9.596,17 \$MM**. Como puede verse, nuevamente el monto es superior a los valores presentados anteriormente.

Esta nota tiene a su vez el objeto de cumplimentar con la solicitud de información realizada por Enargas por nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09755 de fecha 20 de octubre de 2016 (Fs. 219 del Expediente N° 30.046), requisitos que se detallan en el punto 3 de este trabajo. METROGAS S.A., respecto de estos requisitos, aclara que:

- i) Los costos unitarios correspondientes a las inversiones presentadas se encuentran detallados en el punto correspondiente de los soportes de cada inversión.
- ii) Los costos de las nuevas ERP se han indicado en los soportes de las inversiones que las incluyen. Se adjunta descripción con las características de las ERP y plano tipo.
- iii) Se describe lo considerado para cada una de las líneas de inversión.
- iv) Se adjuntan las simulaciones correspondientes a las obras “Segundo Anillo Sur” y “Loop Uprating NEUBA”
- v) Se adjuntan croquis con traza tentativa y relevamiento fotográfico de 121 zonas identificadas a abastecer con red de distribución de media presión.
- vi) Se ha comunicado el Plan de Inversiones 2017-2022 a la Transportadora TGS, siendo su respuesta que estiman factible disponer de los valores de presión indicados en la solicitud para la conexión de la nueva City Gate “San Vicente” e incorporar el nuevo Punto de Entrega en los contratos de transporte vigentes, una vez habilitado.

Más adelante, con fecha 21 de noviembre de 2016 (Fs. 652 del Expediente N° 30.046), METROGAS S.A. se dirige a Enargas a los efectos de enviar una versión rectificativa de las Planillas de Excel del Plan de Inversiones, que reemplazan en un todo a la enviada con fecha 03 de noviembre de 2016. El motivo de dicha rectificación es la incorporación de un nuevo proyecto en el rubro de expansión que corresponde a la Provisión de Gas Natural de Domselaar. Aclara que no hay otras modificaciones ni aclaraciones a realizar.

Como consecuencia de este agregado, el Plan de Inversiones se eleva a **9.620.27 \$MM**. Nuevamente, este valor es mayor al anteriormente señalado con fecha 03 de noviembre de 2016, que era de 9.596,17 \$MM. Como se ve, supera al anterior en un monto de 24,10 \$MM, que es el valor establecido para el Proyecto N° 27 agregado.

Para una mayor claridad del análisis que se pasa a exponer, se considera apropiado listar las notas presentadas por ENARGAS y METROGAS S.A., ya que se deberá recurrir reiteradamente a las consultas de ambas.

7. NOTAS RELATIVAS A LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

7.1. NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS

Las notas remitidas por ENARGAS en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N° 31/2016 y en consideración de los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación para la presentación del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado a que se está haciendo referencia, fueron las que se detallan:

1. Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07438 de fecha 11 de agosto de 2016 (Fs. 1 del Expediente N° 30.046), requiriendo de METROGAS S.A., la presentación del plan de inversiones para el quinquenio 2017-2021, estableciendo asimismo los requerimientos mínimos establecidos al respecto.
2. Nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09755 de fecha 20 de octubre de 2016 (Fs. 219 del Expediente N° 30.046), requiriendo la presentación de la información pendiente a la fecha, incorporando requisitos adicionales a lo indicado con anterioridad.
3. Nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10421 de fecha 08 de noviembre (Fs. 651 del Expediente N° 30.046), donde se establece que se definan escalones de inversión al programa presentado por la Distribuidora.

7.2. NOTAS REMITIDAS POR METROGAS S.A.

Las notas remitidas por METROGAS S.A. con respecto al Plan de Inversiones a su cargo, atento a lo solicitado por Enargas en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N° 31/2016 y en consideración a los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación, fueron las que se detallan:

1. Nota sin número de fecha 20 de septiembre de 2016, corriente a Fs. 8 del Expediente N° 30.046, en respuesta a la nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07438 (Fs. 1), efectuando la presentación de su Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado para el próximo quinquenio.
2. Nota sin número de fecha 28 de septiembre de 2016 (Fs. 117 del Expediente N° 30.046), enviando una versión rectificativa del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado, que reemplaza en un todo a la enviada con fecha 20 de septiembre de 2016.
3. Nota sin número de fecha 03 de noviembre de 2016 (Fs. 221 del Expediente N° 30.046), con el objetivo de complementar con la solicitud la información y enviar una versión rectificativa del Plan de Inversiones, que reemplaza en un todo a la enviada con fecha 28 de septiembre de 2016.
4. Nota sin número de fecha 21 de noviembre de 2016 (Fs. 652 del Expediente N° 30.046), en respuesta a la nota de Enargas ENRG/GD/GDyE/GT N° 09755, con el objetivo de complementar con la solicitud de información, y enviar un rectificativo de las Planillas de Excel del Plan de Inversiones, que reemplazan en un todo a las enviadas con fecha 03 de noviembre de 2016.

8. REQUISITOS QUE SURGEN DE LAS NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS RELATIVAS A LA RTI PROGRAMADA

Según lo establecido en las notas anteriores, los requisitos solicitados por Enargas son los siguientes:

En Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°07438, S/RTI-PIN Solicitud de Plan de Inversiones y siguientes s/Notas adjuntas, se instruye en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral ya mencionado y lo dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N°31/2016 y considerando los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación, que cada Licenciataria deberá presentar un Plan de Inversiones, para la prestación del servicio regulado previsto para el próximo quinquenio.

El plan de inversiones solicitado deberá estar conformado por la totalidad de los proyectos específicos a ejecutar en el quinquenio, con independencia del mecanismo que se determine para su remuneración y contemplando los criterios establecidos por la Resolución ENARGAS N°1903/2000.

En cada caso, dichos proyectos específicos deberán desarrollarse cumpliendo los siguientes requisitos:

1. Denominación del proyecto y localización.
2. Objetivos del proyecto y justificación de su inclusión en el Plan de Inversiones.
3. Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto, incluyendo de corresponder, plano de anteproyecto.
4. Simulaciones del sistema involucrado para los escenarios estudiados.
5. Cronograma de ejecución física, valorando cada parte como un porcentaje del total, e indicando las tareas a desarrollar y las etapas de construcción.
6. Ubicación geográfica, especificando subzona correspondiente al proyecto.
7. Número de Usuarios y volúmenes de gas involucrados. Se establecerá la cantidad de usuarios beneficiados y la proyección de incorporación de los mismos, estableciendo el crecimiento esperado de la demanda por categoría de usuario, indicando la metodología del cálculo utilizada.
8. Presupuesto de ejecución, detallando los ítems correspondientes, valorizados en pesos moneda nacional vigentes en agosto de 2016, sin incluir el IVA e indicando los volúmenes de gas afectados y precios unitarios de los bienes y servicios considerados en el cálculo. La presentación será realizada indicando la metodología de cálculo.
9. Cronograma de desembolsos mensuales en pesos moneda nacional, vigente en agosto de 2016.
10. Especificación de los ahorros de costos que se efectivizarían como consecuencia de la ejecución del proyecto correspondiente. Se indicará la metodología de cálculo aplicada.

Por otra parte, y respecto del mismo tema, con fecha 20 de octubre de 2016 y Nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09755, ENARGAS hace saber que se ha entendido indispensable avanzar en cuanto a los aspectos técnicos, para lo cual se ha considerado práctico agrupar las inversiones en grandes rubros, según su finalidad (Vg. Expansión, Seguridad e Integridad, Confiabilidad, Operación y Mantenimiento, Informática, etc.).

También al respecto señala que la Licenciataria:

1. Debe indicar los valores unitarios y los costos con los que arribó a los montos consignados para cada proyecto.
2. Para los proyectos que involucren nuevas ERP, debe señalar el costo estimado para una instalación típica, indicando sus características.
3. Debe identificar los proyectos del plan que ejecutará durante los dos primeros años del quinquenio, informando para cada uno de ellos el lugar de inicio de las obras. Además, debe acompañar la Memoria Descriptiva correspondiente a cada proyecto, definiendo objetivo y justificación.
4. Debe presentar las simulaciones correspondientes a las obras “Segundo Anillo Sur” y “Loop y Uprating NEUBA”, para lo cual se expondrá: i) El sistema con su demanda tal como se presenta al inicio; ii) El mismo incorporando la demanda agregada y iii) El sistema potenciado, presentando los resultados que arroja el ejercicio con esta última demanda.
5. Debe especificar los proyectos de expansión y/o ampliación que involucren tendido de redes de distribución en media presión, teniendo como pauta ineludible que debe construir redes en zonas que a su juicio posean la mayor potencialidad respecto a la incorporación de nuevos Clientes.
6. Debe indicar si, de corresponder, ha comunicado su plan a las licenciatarias de transporte involucradas, y las respuestas que ellas hubieran brindado respecto de los requisitos para las nuevas condiciones de entrega.

Asimismo, con fecha 08 de noviembre de 2016 y Nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10421, ENARGAS establece que se definan escalones de inversión, siguiendo las pautas de ordenamiento indicadas a continuación:

1. Inversiones 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.
2. Además de las indicadas en el punto 1°, deberá realizar las inversiones necesarias para poder eliminar durante los próximos 5 años, todo tipo de restricciones que al presente donde existe red de distribución de gas, están limitando la realización de nuevas conexiones.
3. Inversiones para el abastecimiento a nuevas localidades o sectores que no cuentan al presente con el servicio de gas natural por redes, ordenándolas con indicadores tangibles (Ejemplo: Inversión/Usuario beneficiado), que permitan realizar una adecuada ponderación del proyecto en cuestión).

9. PROGRAMACIÓN PROPUESTA POR METROGAS S.A.

De acuerdo con lo expresado más arriba respecto del Plan de Inversiones presentado por METROGAS S.A., que fue remitido a Enargas por nota de fecha 03 de noviembre de 2016, y complementado con fecha 21 de noviembre de 2016, las inversiones están organizadas como se detalla a continuación, alcanzando un valor total de 9.620,27 \$MM.

- a. Seguridad e integridad: 5.354,57 \$MM
- b. Expansiones: 2.780,91 \$MM
- c. Tecnología Informática: 627,24 \$MM
- d. Confiabilidad: 773,56 \$MM
- e. Servicio y atención al Cliente: 50,24 \$MM
- f. Mantenimiento edilicio: 33,76 \$MM

La presentación consta a su vez de los Anexos I, II y III, que contienen respectivamente el “Resumen del Plan de Inversiones”, la “Descripción del Proyecto” y el “Cronograma de Ejecución Física y Cronograma de Desembolsos”.

10. PLAN DE INVERSIONES – DETALLE

Teniendo en cuenta lo expresado más arriba respecto de las modificaciones establecidas por METROGAS S.A. a su Plan de Inversiones, se procederá a analizar la Descripción de los Proyectos, adjuntada como Anexo II a la nota presentada el día 03 de noviembre de 2016, corriente a Fs. 231 del Expediente N° 30.046.

10.1. PROYECTO N°1 - RENOVACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

El proyecto se desarrollará en el área de distribución de METROGAS S.A. que comprende a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a los distintos partidos de la Provincia de Buenos Aires (Avellaneda, Lanús, Lomas de Zamora, Esteban Echeverría, Ezeiza, Quilmes, Berazategui, Florencio Varela, Almirante Brown, Presidente Perón y San Vicente), que conforman parcialmente el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA).

Esta descripción se repite en gran parte de los proyectos que conforman el Plan de Inversiones. Se observa que la misma tiene carácter general, pero no indica con precisión dónde se realizarán las obras a que se refiere.

Respecto del objetivo y justificación del proyecto, se señala que el mismo consiste en implementar un plan de renovaciones parciales de red de distribución de baja presión en hierro fundido y de servicios de acero. Indica también que eventualmente se podrán renovar partes de la red de media presión de acero.

Con relación a este punto, debe observarse que si eventualmente se decidieran renovar partes de la red de media presión de acero, el costo sería diferente al aplicable para la renovación de la red de baja presión. Por este motivo, el monto que se solicita se vería modificado, aspecto que el Plan de Inversiones no contempla.

Agrega además que esta inversión permitirá repotenciar la red de distribución, absorbiendo el crecimiento vegetativo vertical. Con respecto a lo expresado, también corresponde señalar que la Autoridad Regulatoria le solicita que indique la cantidad de usuarios beneficiados y volúmenes de gas involucrados, lo cual omite en su presentación.

Posteriormente indica que el proyecto contempla la desvinculación de la cañería de hierro fundido de 24", que opera a media presión. Y contempla, en el caso de que sea necesario, el tendido de cañerías de polietileno en la red de media presión y servicios domiciliarios asociados, que permitirán desafectar la cañería de bombeo. También en este caso, resulta imprecisa la inversión correspondiente, siendo que se describe como parte del proyecto una posible obra adicional a realizar, que es de envergadura.

Más abajo, describe los métodos de instalación a utilizar: perforación horizontal dirigida, método combinado, cielo abierto, los cuales tienen diferente costo. Al no definir qué método se utilizará en cada caso, nuevamente surge una incertidumbre respecto del monto de inversión correspondiente.

Seguidamente, se refiere que "en la construcción y conversión de servicios domiciliarios se prevé la construcción del gabinete en el frente de la parcela con el fin de ubicar la nueva regulación y en aquellos casos en que el cliente acepte, se trasladará el medidor al nuevo gabinete". También aquí se debe señalar que el monto total al que llegará por estas tareas no es definible a partir de lo anteriormente detallado.

Pasa posteriormente a analizar el presupuesto de ejecución. Al referirse a los costos unitarios, dice que los mismos "fueron estimados a partir de contratos actuales utilizados para el mismo tipo de obras". Concluye que el costo unitario es de aproximadamente 2.080 pesos por metro lineal tendido.

Como se ve, este valor está englobando una cantidad de tareas de características muy diversas y provisión de materiales, válvulas y equipos también muy diversos. No se adjunta tampoco la documentación que da soporte a ese valor promedio aproximado, por lo que no es posible a partir de ese valor, verificar la corrección del valor propuesto, tal el objetivo de los diversos requerimientos de Enargas.

En relación al volumen planificado de tendido de cañerías, se indica para este proyecto un valor de 1.640 km, sin detallar diámetros, materiales, ni otros conceptos. El monto de inversión estimado para esta obra se establece en 3.411,01 \$MM, lo cual surge del producto de la longitud indicada por el costo unitario mencionado.

Resulta de interés destacar que la descripción del Proyecto N°1, presentada junto con la nota de fecha 28 de septiembre de 2016 menciona un volumen estimado también de 1100 km pero un monto de 2.275,12 \$MM, sin indicar el motivo del incremento entre una y otra presentación.

10.2. PROYECTO N°2 - RENOVACIÓN Y/O REMEDIACIÓN DE RAMALES DE ALTA PRESIÓN

Según lo indicado como objeto y justificación, esta línea de inversión se refiere a la remediación o reemplazo de ramales del sistema de alta presión de 10 y 22 bar. Los proyectos a incluir responden a los resultados de evaluaciones de riesgos e integridad que realiza METROGAS S.A.

sobre el sistema de alta presión, como así también de los que surjan de la aplicación de las modificaciones realizadas recientemente por el Enargas a la normativa NAG 100, Partes O y P.

Agrega que como parte esencial de los ramales se definen las válvulas de línea y se incluye el reemplazo o instalación de nuevas válvulas por razones de seguridad. Se incluye además la resolución de intrusiones puntuales sobre cañerías, que permita remediar la misma y devolverla a su condición original. Se indica que los proyectos a ejecutar se definirán año a año, de acuerdo con los resultados de las evaluaciones de integridad y de riesgo, o de las eventuales intrusiones que se presenten sobre la cañería.

Respecto de la descripción del proyecto, detalla que se planifica el tendido de la cañería de acero de alta presión para el reemplazo de la cañería existente. También indica que las renovaciones no se realizarán necesariamente en el mismo diámetro de la cañería a abandonar, sino que se evaluarán las necesidades de acuerdo con el crecimiento actual y potencial de la zona de influencia.

Agrega luego que se evaluarán las válvulas de línea y se definirá su reemplazo de ser necesario, como así también la colocación de nuevas válvulas en el sistema de alta presión, donde resulte necesario. Posteriormente lista los sistemas de instalación a utilizar: perforación horizontal dirigida, método combinado y cielo abierto.

Como en el Proyecto N°1, respecto del costo unitario definido, se indica que el mismo fue estimado a partir de contratos actuales utilizados para el mismo tipo de obras. Para este caso, refiere que el costo unitario será de 750 pesos por pulgada y por metro tendido. En cuanto al volumen de obra, menciona que se ha estimado 1.050.000 pulgadas metro, de cañerías que pueden variar en su diámetro de 10 a 24 pulgadas.

El monto de inversión estimado para este rubro es de 789,40 \$MM. Resulta de interés recordar que en la presentación de fecha 20 de septiembre de 2016, obrante a Fs. 26 del Expediente, los valores correspondientes a este rubro eran 820.000 pulgadas metro, con un monto de 789,40 \$MM. Como se ve, se incrementó el volumen de obra en un 28%, sin alterar el monto estimado para la misma.

METROGAS llega al valor de 789,40 \$MM como monto de obra sin explicar la metodología de cálculo adoptada, tal como lo establece la autoridad regulatoria. Tampoco da un detalle de los precios unitarios parciales utilizados para su estimación, teniendo en cuenta la diversidad de elementos y tareas contempladas en el trabajo: cañerías varias, indicando si varían los diámetros y calidades a emplear; cantidad, calidad y tipo de las válvulas a instalar, en el caso de corresponder; los porcentajes de cada uno de los métodos de instalación a utilizar; etc.

Adicionalmente, a Fs. 347 se encuentra bajo el título “Renovación de Ramal de Alta Presión Tramo 39 y 40 Etapa I”, información adicional para el reemplazo de los tramos 40 y 39, que de acuerdo con lo indicado en la nota de presentación corresponde a lo definido para los dos primeros períodos del plan. Se agregan dos planos correspondientes a un ramal de 10 bar en el camino general Belgrano. Este apartado tampoco indica el costo correspondiente a esta obra en particular.

Por lo expuesto, se destaca que tampoco se cumple en este proyecto con lo requerido por Enargas, respecto de la presentación del Plan de Inversiones.

10.3. PROYECTO N°3 – SERVICIO DE OBRA MECÁNICA Y CIVIL PARA LA REPARACIÓN Y EL MANTENIMIENTO DE REDES

El proyecto tiene como objeto la atención y reparación de redes de distribución de gas y, complementariamente otras tareas asociadas al mantenimiento correctivo y/o preventivo. Contempla la atención de la demanda de trabajos de emergencias originados por denuncias de terceros o detectados durante la ejecución del plan de relevamiento de pérdidas que lleva a cabo la compañía.

Más adelante, como justificación económica, se establece que de acuerdo a valores históricos, el costo de la reparación de escapes realizado con equipo contratado es de \$455 por punto de reparación. Siendo que se proyectan aproximadamente 1.006.000 puntos de reparación, la valorización de esta tarea arroja un monto de 458 \$MM.

A este valor se le agregan las evaluaciones históricas de obra civil, materiales, mano de obra propia, permisos municipales y reparación de calzada, remoción de cañerías por equipo propio y contratado, etc., alcanzando un monto total de 761 \$MM. Sin embargo, en la planilla adjuntada como Anexo I a Fs. 227 del Expediente, este proyecto está valorizado en 749.71 \$MM, por lo que se detecta una inconsistencia en la información presentada.

10.4. PROYECTO N°4 – RENOVACIÓN TOTAL O PARCIAL E INSTALACIÓN DE ERP

Con respecto al objeto y justificación de las obras, METROGAS S.A. explica que el proyecto plantea la renovación total o parcial de las estaciones reguladoras de presión. Además, se incluye la ejecución de las estaciones de regulación de presión necesarias para dotar de infraestructura a las redes de media presión que se instalan por renovación de la red de baja presión de hierro fundido.

En la descripción del proyecto se da cuenta en forma general de la cantidad de plantas a modificar, sin especificar los diferentes grados de cambios a realizar en cada una de ellas. Tampoco se informan las características operativas y de diseño de estas, que permitan definir técnicamente el proyecto propuesto, a los efectos de establecer la inversión correspondiente.

A estos efectos se hace necesario contar con una planilla donde se listen todas las Estaciones de Regulación de Presión que se van a construir o reparar, detalladamente según características particulares, indicando lugar aproximado de ubicación, capacidad, presiones operativas, características de diseño, obra civil y mecánica, etc.

En lo relativo al presupuesto de ejecución, METROGAS S.A. debe indicar valores por tipo de planta e instalación. Sin embargo, respecto de este tema, la Distribuidora indica, por ejemplo, que se adopta un costo unitario de 3,6 millones de pesos para una Estación de Regulación nueva y que se estima el 50% de este valor para la renovación parcial.

Los valores expresados en el texto, podrían indicarse en forma de tabla de la siguiente manera

Concepto	Costo Unitario \$
Estaciones Reguladoras Nuevas (Caudal y otros parámetros sin definir)	3,6 MM\$
Renovación Parcial de Estaciones Reguladoras (Caudal y otros parámetros sin definir)	1,8 MM\$

Como se observa, no se hace diferencia de precios según el caudal de la planta, ni las presiones de entrada y salida, o el tipo de instalación, datos básicos para definir el precio de una estación de regulación.

A Fs. 342 se encuentra bajo el título “Principales características de las Estaciones Reguladoras de Presión incluidas en el Plan de Inversiones 2017-2022 – RTI”, tres apartados encabezados por las siguientes denominaciones: ERP 3000 m³/h, ERP 15.000 m³/h y ERP de mayor capacidad. Allí se realiza una breve descripción de estaciones reguladoras de esas características, y se agregan planos típicos, pero sin mencionar costos.

Dada esta información, y teniendo en cuenta que se trata de 66 plantas de renovación parcial y 7 plantas nuevas, se establece un monto para este proyecto de 144,96 \$MM. Teniendo en cuenta todo lo expuesto se concluye que el valor a que llega METROGAS S.A. no responde a la metodología requerida por Enargas.

10.5. PROYECTO N°5 – SEGURIDAD E INTEGRIDAD – VEHÍCULOS

METROGAS S.A. indica que este proyecto tiene por objeto la renovación de la flota vehicular de la compañía, estimando la compra de 280 unidades. Además, se contempla la compra de accesorios utilizados en los vehículos, como cajas, cúpulas, grúas, equipos de GNC, etc.

No da a continuación mayores aclaraciones ni valores unitarios, mediante los cuales llega al monto de 105,33 \$MM, valor que se indica en el cronograma de ejecución física.

Por todo lo expuesto se considera que lo presentado no cumple con la metodología requerida por la Autoridad Regulatoria.

10.6. PROYECTO N°6 – SEGURIDAD E INTEGRIDAD – MEDIDORES RESIDENCIALES

METROGAS S.A. indica que este proyecto se basa en la compra de equipos nuevos de medición en operaciones de reemplazo por reclamos, emergencias y relocalaciones por rehabilitación de suministro.

No da a continuación mayores aclaraciones ni valores unitarios, mediante los cuales llega al monto de 45,30 \$MM, valor que se indica en el cronograma de ejecución física.

Por todo lo expuesto se considera que lo presentado no cumple con la metodología requerida por la Autoridad Regulatoria.

10.7. PROYECTO N°7 – SEGURIDAD E INTEGRIDAD – EQUIPOS

METROGAS S.A. indica que este proyecto está relacionado con la compra de herramientas utilizadas para el mantenimiento de redes y gasoductos de alta, baja y media presión.

Sin dar más aclaraciones ni detalles de los valores unitarios correspondientes, ni de la composición de la inversión, se indica un monto de 57,94 \$MM.

10.8. PROYECTO N°8 – SCADA

Como objetivo de este proyecto METROGAS S.A. indica: “Acompañar a las decisiones de los distintos negocios de la compañía, considerando la infraestructura de comunicaciones necesaria

para la ampliación de la red SCADA en nuevos puntos remotos de medición y toma de datos de consumo de la red de gas”. Y luego añade: “Incorporar, en la medida en que el equipamiento de medición en campo lo permita, a nuevos puntos remotos de mediciones de la red de METROGAS y consumos de Grandes Clientes”.

Posteriormente, describe el proyecto, informando que incluirá “más puntos de Comunicaciones SCADA – Radios Punto-Multipuntos y/o GPRS”. Indica que “se considera toda la infraestructura de comunicaciones, equipos, materiales, obra civil y servicios de implementación para nuevos puntos remotos de la red SCADA. Se estima durante el año 2017 y 2018 sumar entre 6 y 10 nuevos puntos a la actual red SCADA”.

Seguidamente, establece el valor estimado por equipo, detallando en todos los casos los precios en dólares. Asimismo, menciona un valor total unitario por cada nuevo punto de 30.000 USD. No tiene en cuenta que, de acuerdo con lo descripto, existen actividades como la obra civil, que deben ser evaluadas en pesos.

A continuación, menciona que el proyecto contempla el recambio del equipamiento de comunicaciones obsoletos que conforman parte de la red de comunicaciones del Sistema SCADA, para cumplir con la política de remediación por obsolescencia tecnológica. Detalla también en este caso los costos unitarios de los equipos de comunicaciones en dólares, sin indicar si existen otros componentes del presupuesto, que serían ejecutados en pesos.

Lo mismo aplica para los puntos siguientes contemplados dentro del proyecto, donde tampoco se discriminan las tareas que podrían ser evaluadas en pesos. Finalmente, no se señala en esta parte de la descripción del proyecto el monto de inversión total que, de acuerdo con lo establecido en la planilla de Anexo I, obrante a Fs. 227 del Expediente, es de 31,58 \$MM.

Por todo lo expuesto se considera que lo presentado no cumple con la metodología requerida por la Autoridad Regulatoria.

10.9. PROYECTO N°9 – SEGURIDAD E INTEGRIDAD – PROTECCIÓN CATÓDICA

METROGAS S.A. refiere que el proyecto involucra tareas de mantenimiento del parque de equipos rectificadores que componen el sistema de protección catódica. Indica que dichas tareas se identifican dentro de dos rubros: el recambio de gabinetes para alojamiento de unidades rectificadoras y la recuperación y reinstalación de ánodos dispersores deteriorados o agotados.

La descripción del proyecto no da detalles de la localización precisa de las tareas a realizar. Tampoco se proporcionan cantidad y tipo de componentes a instalar y los valores unitarios aplicables. No se presenta un presupuesto de ejecución, detallando los ítems correspondientes e indicando la metodología de cálculo para la determinación de la inversión, como lo exige la Autoridad Regulatoria.

Sin dar más aclaraciones ni detalles de los valores unitarios correspondientes, ni de la composición de la inversión, se indica un monto de 18,52 \$MM en la parte correspondiente a cronograma de desembolsos.

Por todo lo expuesto, se considera que lo presentado no cumple con lo requerido por Enargas.

10.10. PROYECTO N°10 – SEGURIDAD EN ESTACIONES REGULADORAS DE PRESIÓN

METROGAS S.A. señala que el objetivo de este proyecto es dotar a los puntos críticos de la red de gas de un sistema de alarma y video verificación para permitir su monitoreo remoto centralizado en Ombú.

Menciona asimismo que existen algunos puntos de la red, particularmente las Estaciones Reguladoras de Presión como la instalada en proximidades de Aeroparque o la City-Gate de Buchanan que no tienen ningún sistema de seguridad y su afectación puede resultar crítica.

En este proyecto, no se cumple con ninguno de los requerimientos establecidos por Enargas. Es decir, no se proporciona una localización precisa de las tareas, una descripción de características técnicas, precios unitarios, presupuesto de ejecución en pesos, etc.

10.11. PROYECTO N°11 – SEGUNDO ANILLO SUR

METROGAS S.A. indica que el proyecto tiene como objetivo la ampliación de la red de distribución de gas natural, facilitando la incorporación de nuevos clientes que no tienen acceso a la misma.

Refiere que se trata de un proyecto integral que abarca la construcción de ramales de alta presión de 22 bar de gran diámetro, 24 y 16 pulgadas, que vinculará las City-Gates de Ezeiza, Gutiérrez y Buchanan y una nueva City-Gate a construir en la zona de San Vicente, como así también de redes de distribución de media presión con su infraestructura asociada de estaciones reguladoras de presión y ramales de alta presión.

Luego añade que estos nuevos ramales troncales de alta presión son los que constituirán el “Segundo Anillo Sur”, que atravesará los partidos de Ezeiza, San Vicente, Presidente Perón y Florencia Varela, dotando de infraestructura de gas a zonas de importante crecimiento potencial, tanto de clientes residenciales como industriales. Indica, además, que dichos ramales se vincularán a través de Estaciones Reguladoras de Presión operativas con la red de 10 bar existente.

Continúa describiendo otras partes del proyecto hasta arribar a un cuadro donde indica las “Estaciones Reguladoras de Separación y/o Regulación y/o Medición y/u Odorización”, que al exponerlo sólo incluye los datos de presión máxima, mínima y regulada, caudal de diseño y lugar de emplazamiento. No se especifica en cuáles de ellas corresponde separación, regulación, medición y/u odorización.

Con respecto a la cantidad de usuarios potenciales se establece que la cantidad de usuarios potenciales a vincularse a las redes de distribución es de 46.000, y que otros 10.000 usuarios vincularán sus redes a la infraestructura que brindará el “Segundo Anillo Sur”. Más adelante indica que el proyecto incrementará la capacidad máxima de distribución a la zona de influencia en 6 M³/d, permitiendo la inclusión de hasta 250.000 clientes residenciales y el desarrollo de Parques Industriales. Faltaría indicar, en este punto, en qué parte de la presentación justifica esa cifra.

En lo relativo al presupuesto de ejecución, indica que los precios unitarios fueron estimados a partir de contratos actuales, utilizados para obras de similares características. Refiere que los costos incluyen todos los trabajos de obra civil y mecánica, los materiales necesarios y los permisos municipales. Detalla luego los costos unitarios para tendido de ramales, redes,

estaciones reguladoras de presión, etc., sin explicar la metodología seguida para la obtención de estos resultados.

Los valores expresados en el texto, podrían indicarse en forma de tabla de la siguiente manera (tipo de cambio 15,2 \$/usd en agosto 2016):

Concepto	Costo Unitario \$	Costo Unitario usd
Ramales Trazado Clase 1	740 \$/pulg.m	48,7 usd/pulg.m
Ramales Trazado Clase 3	1.060 \$/pulg.m	69,7 usd/pulg.m
Redes de PE	1.070 \$/m	70,4 usd/m
Estaciones Reguladoras 3.000 m3/h	3,6 MM\$	
Estaciones Reguladoras 15.000 m3/h	7,2 MM\$	

No se indica el precio de la estación reguladora principal de 250.000 m3/h (City Gate San Vicente)

Adicionalmente, a Fs. 373 se presenta información complementaria a la presentación del proyecto, donde se incluye la simulación del comportamiento de la red de Metrogas con la incorporación de las demandas agregadas según el proyecto denominado "Segundo Anillo Sur", y planos de anteproyecto correspondientes.

Finalmente, estima un volumen de la obra, explicando que la misma estará conformada por 117 km de cañería de acero de alta presión, la construcción de una City-Gate, 26 Estaciones Reguladoras de Presión, y 911 km de cañerías de distribución de polietileno. Se indica que el monto total de inversión es de 2.511,84 \$MM, sin proporcionar el presupuesto de ejecución detallado por ítems e indicando la metodología, tal lo solicitado por la Autoridad Regulatoria. Tampoco puede reconstruirse tal valor a partir de los datos aportados por la licenciataria. Esto implica un incumplimiento respecto de lo requerido.

10.12. PROYECTO N°12 – LOOP Y UPRATING NEUBA

METROGAS S.A. indica que el proyecto "incluye los trabajos necesarios para repotenciar el ingreso de gas a la zona de distribución, para incrementar la capacidad de distribución a las usinas de generación eléctrica (Costanera y Dock Sud) durante el período invernal". Menciona además que "los proyectos a ejecutar incluyen el aumento de la presión de distribución de 22 a 25 bar en los tramos I, IV, X Ban y XV y la construcción de un loop de 16" en el tramo IV, que pertenece al Gasoducto Neuba II".

Respecto de lo expuesto, se considera que hubiera sido conveniente agregar en este párrafo una descripción de los tramos que menciona, o bien indicar en qué parte de la presentación se aclara este aspecto.

Más adelante en su presentación, menciona que el incremento de capacidad de distribución con estas obras es de 6 MMm³/d, para el día de máximo consumo residencial.

También en este caso se estima que, debido a la importancia de la obra, se debería contar con una información más precisa respecto de la futura disponibilidad de esa cantidad de gas por parte de la Distribuidora. Por este motivo sería de interés que la Distribuidora agregue una referencia en relación con los trámites y su resultado realizados hasta el presente.

Indica finalmente que *“este proyecto tiene como hipótesis de trabajo la disponibilidad de gas natural para distribuir y la posibilidad que la transportadora pueda abastecer este gas a través de la City Gate de Ezeiza a una presión de 25 bar.”*

En cuanto a la descripción del proyecto, se refiere que se “planifica el tendido de cañería de alta presión de 16” de diámetro desde la Estación Reductora de Presión “La Noria”, cercana al Puente La Noria, y la Estación Reductora de Presión “Corrales” en la intersección de la Avenida Amancio Alcorta y Luna. El tendido de esta cañería constituirá un loop al ramal de 30” de diámetro, denominado Tramo IV del sistema de 22 bar”.

Además, menciona que se instalarán tres estaciones reductoras de presión, una al final del tramo X Ban, otra al final del tramo XV y otra en Ezeiza al comienzo del “Segundo Anillo Sur” que permitirán vincular los ramales de alta presión que funcionarán a 25 bar con el sistema de alta presión de 22 bar de METROGAS y con Gas Natural Fenosa, a través del punto de frontera “Matanza”.

Se indica que “para poder realizar el incremento de presión se dará cumplimiento a lo indicado en la parte K de la Norma NAG 100 y por consiguiente deberá realizarse la reprueba de algunos ramales de alimentación cuando esto sea posible o la construcción de uno nuevo cuando no pueda interrumpirse el suministro y otras obras complementarias”.

Posteriormente, se presenta un cuadro donde se indican las “Estaciones Reductoras de Separación y/o Regulación y/o Medición y/u Odorización” que componen al proyecto. Cabe destacar que se listan cuatro instalaciones de superficie, cuando en la descripción se mencionan únicamente tres de ellas. Por otro lado, sólo se incluyen los datos de presión máxima, mínima y regulada, caudal de diseño y lugar de emplazamiento, sin especificar en ese momento las características de las instalaciones de separación, regulación, medición y/u odorización, mencionadas en el título.

A continuación, con relación a los ramales, agrega otro cuadro, que hace exclusivamente referencia al diámetro, MAPO y longitud.

Es de destacar que no hace en este punto referencia alguna a cantidad de válvulas a utilizar, la necesidad de obras civiles, eléctricas, protección catódica, cruces especiales, si los hubiera, etc.

En lo relativo al presupuesto de ejecución, indica que los precios unitarios fueron estimados a partir de contratos actuales, utilizados para obras de similares características. Refiere que los costos incluyen todos los trabajos de obra civil y mecánica, los materiales necesarios y los permisos municipales. Detalla luego el costo unitario para tendido de cañería de acero (965 \$/pulg.m), sin mencionar otros costos unitarios implicados en el cálculo ni explicar la metodología seguida para la obtención de este valor. Este valor no coincide con ninguno de los indicados para la obra del “Segundo Anillo Sur”.

Los valores expresados en el texto, podrían indicarse en forma de tabla de la siguiente manera (tipo de cambio 15,2 \$/usd en agosto 2016):

Concepto	Costo Unitario \$	Costo Unitario usd
Tendido de cañería de acero	965 \$/pulg.m	63,5 usd/pulg.m

No se indica el precio de las estaciones reguladoras ni de la red.

Respecto de la definición de METROGAS S.A. para el volumen estimado, se menciona que se ha estimado en 10km de cañerías de 16 pulgadas y obras complementarias. Se considera que

debería extenderse en la explicación de la obra, teniendo en cuenta que se agrega otra información como los cuadros presentados en cuanto a ramales, redes y Estaciones de Regulación.

Adicionalmente, a Fs. 353 se presenta la Memoria Técnica AP-2316-M, que complementa la presentación de este proyecto, al describir los trabajos necesarios para incrementar la capacidad de distribución del sistema de alta presión, que actualmente opera con MAPO 22 bar. Se indica que a estos efectos se requiere realizar dos proyectos en forma paralela: el aumento de la MAPO de los Tramos I, IV y X, incrementándola a 25 bar y la construcción de un loop del Tramo IV desde Puente de la Noria hasta el Predio Corrales.

Posteriormente agrega una cantidad importante y compleja de documentación técnica justificatoria de las obras a realizar. A Fs. 378, como parte de las conclusiones del Informe Técnico de la Simulación del sistema para el proyecto “Loop y Uprating NEUBA”, se concluye que resulta necesaria la incorporación del Loop y Uprating del Tramo IV, para satisfacer el incremento de capacidad de distribución para el suministro de las Usinas Dock Sud y Central Costanera, el día de máximo consumo.

El monto de inversión se establece en 244,97 \$MM, sin detallar la metodología del cálculo con que se arriba a esa suma. Esto evidentemente constituye un incumplimiento a lo solicitado por la Autoridad Regulatoria.

10.13. PROYECTO N°13 – IMPLEMENTACIÓN SOLUCIÓN OPERACIONES Y COMERCIAL

METROGAS S.A. indica que este proyecto consiste en la implementación de una solución de software que soporte las actividades relacionadas con la gestión de las áreas de Operaciones y Comercial.

Se detallan luego una serie de soluciones con aplicación de tecnología que tienen como finalidad intervenir en distintos procesos, renovando tecnología obsoleta o fuera de mantenimiento. Este proyecto contempla la adquisición e implementación de tecnología moderna.

A continuación, se establece que la inversión será de 119,32 \$MM. Nuevamente, no se presenta un presupuesto de ejecución, detallando la metodología de cálculo, tal como lo solicita la Autoridad Regulatoria.

10.14. PROYECTO N°14 – REEMPLAZO Y ADAPTACIONES SOBRE APLICACIONES VARIAS

METROGAS S.A. indica que este proyecto se refiere al reemplazo y adaptación a nuevas versiones de los sistemas de información para poder soportar los procesos de la compañía y cubrir el ciclo de vida de las distintas aplicaciones.

Luego de describir el conjunto de soluciones propuestas se aclara que “los costos finales surgirán de las licitaciones de licencias, tecnología y servicios que se realizarán para cada ítem de proyecto”. Se indica además que “para los costos de servicios de consultoría e implementación se tomó un valor horario entre 60 y 100 dólares”, sin listar los costos unitarios correspondientes.

No se detalla tampoco, en este apartado, el monto de inversión correspondiente a este proyecto, ni la metodología de cálculo. Al respecto, en la planilla adjunta como Anexo I, obrante a Fs. 227 del Expediente se establece un valor de 261,79 \$MM.

10.15. PROYECTO N°15 – RENOVACIÓN TECNOLÓGICA

METROGAS S.A. indica que este proyecto tiene el objetivo de “cumplir con la política anual de renovación por obsolescencia tecnológica de la Compañía basada en prácticas usuales del mercado”. Asimismo, se indica que se incluye dentro de este proyecto la ampliación del parque tecnológico, como así también nuevas tecnologías, para soportar necesidades del negocio e inversiones en instalaciones de comunicaciones y procesamientos.

Respecto de la descripción del proyecto, se indica que el mismo contempla la renovación por obsolescencia de servidores, infraestructura de comunicaciones, terminales de usuarios, cabinas de almacenamiento, infraestructura de respaldo y otros equipamientos informáticos, dando detalles en cada caso de estos aspectos. Con respecto a la infraestructura de respaldo, se destaca que, como parte del proyecto, se estima el reemplazo por obsolescencia de las actuales librerías de back up.

También indica que incluye la implementación de nuevas o mejoras en las herramientas de gestión de IT y la implementación de remediación y de mejoras en el centro de procesamiento de datos.

Para todas estas líneas de inversión se proveen valores unitarios expresados en dólares, sin indicar los valores parciales que conforman el conjunto. Tampoco se proporciona un presupuesto de ejecución detallado, tal lo solicitado por la Autoridad Regulatoria.

10.16. PROYECTO N°16 – SEGURIDAD INFORMÁTICA

METROGAS S.A. detalla que este proyecto consiste en soluciones que garanticen el acceso a la información, monitoreo y resguardo de manera segura, adquisición de licencias de software, como así también seguridad en dispositivos móviles y nuevas tecnologías, para proveer servicio, soporte y mantenimiento.

Describe, seguidamente, las líneas de inversión contempladas, a saber: gestión de claves privilegiadas, actualización de tecnología de antivirus McAfee, implementación y upgrade de módulos SAP GRC, implementación solución SIEM, solución monitoreo y control para bases de datos, web application firewall, solución de seguridad perimetral, software para autenticación de módulos SAP, seguridad para el puesto de trabajo, reemplazo solución email Gateway y licenciamiento corporativo.

En todos los casos da detalles del alcance de cada una de las tareas. Además, para muchos de estos incisos provee precios unitarios en dólares estadounidenses, sin aclarar las cantidades correspondientes a la inversión. Tampoco se da información respecto del componente en pesos que tendrá la inversión.

Finalmente, tal como sucede en los proyectos analizados con anterioridad, tampoco se proporciona un presupuesto de ejecución como se solicita por parte de la Autoridad Regulatoria. No se detalla tampoco en este apartado el monto de inversión correspondiente, ni cómo se llega

a él. De acuerdo con la planilla adjunta a Fs. 227 del Expediente, éste se establece en 32,65 \$MM.

10.17. PROYECTO N°17 – CONFIABILIDAD – MEDIDORES RESIDENCIALES E INDUSTRIALES POR ALTA DE CLIENTES NUEVOS A LA RED Y REEMPLAZO POR OBSOLESCENCIA

Este proyecto se encuadra dentro de la categoría “Confiabilidad”, definida por la Distribuidora para su presentación.

METROGAS S.A. indica que este proyecto implica el reemplazo de medidores que no registren y/o permiten el paso de gas, y aquéllos que excedan su vida útil o hayan registrado altos valores de error en el muestreo. Y estima el cambio de 110.000 medidores por año.

Además, indica que contempla la instalación de medidores tanto residenciales como industriales para la incorporación de nuevos usuarios a la red, estimándose en 33.000 unidades por año.

Finalmente se indica que este proyecto incluye la mano de obra contratada que se requiere para la colocación de los medidores.

Sin dar detalle en referencia al tipo de medidores, en cuanto a su calidad y especificación, en relación con la tarea que le será asignada, es decir residencial, industrial, comercial, se concluye con la presentación del proyecto. Tampoco se aclara el tipo de servicios contemplados, los precios unitarios correspondientes, y otros aspectos relevantes para la evaluación del presupuesto.

Del cronograma de desembolsos surge que el monto de inversión correspondiente es de 467,36 \$MM, sin que sea posible determinar una correlación entre este valor y lo expuesto en referencia al proyecto.

Por todo lo dicho, se considera que lo presentado por la Distribuidora constituye un nuevo incumplimiento respecto de lo solicitado por Enargas.

10.18. PROYECTO N°18 – INCORPORACIÓN DE CLIENTES EN REDES EXISTENTES

METROGAS S.A. detalla que este proyecto comprende la construcción de servicios nuevos sobre redes de baja y media presión ante el pedido de nuevos clientes, y también extensiones y empalmes, interconexiones y refuerzos a cañerías existentes de alta y media presión.

Seguidamente, bajo el título “Justificación Económica” presenta un cuadro con montos a erogar para el período 2017-2022, indicando que la proyección del volumen físico se realizó en base a datos históricos, por un valor total de 270 \$MM, sin dar detalles de los valores unitarios considerados ni presentar la metodología de cálculo adoptada para la obtención del costo informado.

En este caso, de la planilla de Anexo I (Fs. 227) surge un monto de inversión de 265,68 \$MM, valor que no se desprende claramente de lo detallado en la descripción del proyecto.

10.19. PROYECTO N°19 – VINCULACIONES

METROGAS S.A. indica que este proyecto está destinado a repotenciar la red de distribución a través del tendido de cañería y/o la instalación de nuevas Estaciones Reguladoras de Presión, para satisfacer los incrementos de demanda puntuales debidos al crecimiento vegetativo de la zona.

Como descripción, se detalla que las obras a realizar bajo este proyecto son básicamente cañerías de alta presión de acero al carbono y tendido de red de baja o media presión para vincular áreas que presentan problemas de suministro de gas por haber sufrido una importante incorporación de clientes. Menciona, además, que “se analizarán para cada caso las alternativas de tendido de red o instalación de Estaciones Reguladoras de Presión, o bien combinación de ambas, con el objeto de obtener la solución óptima en cada caso”.

Indica en el texto los costos unitarios tenidos en cuenta, los cuales pueden resumirse en la siguiente tabla (tipo de cambio 15,2 \$/usd en agosto 2016):

Concepto	Costo Unitario \$	Costo Unitario usd
Ramales alta presión	750 \$/pulg.m	49,3 usd/pulg.m
Redes de PE	980 \$/m	64,5 usd/m
Estaciones Reguladoras	3,6 MM\$	

No se indica el caudal de la estación reguladora considerada, ni la clase de trazado para el ramal de alta presión y demás características de detalle de la cañería considerada.

Como se observa, los costos unitarios de ramales y redes no coinciden con los evaluados para otras obras mencionadas (“Segundo anillo sur” y “Loop y Uprating Neuba”). Tampoco se explica de donde provienen esas diferencias.

Sin dar otro detalle que el referido en el párrafo anterior respecto de las características técnicas de la obra, se arriba a un monto de inversión de 33,55 \$MM, sin explicar cómo llega a ese resultado, atendiendo a que maneja recursos muy disímiles y de costos muy diversos para la resolución del problema planteado. Por lo tanto, se requiere una mayor información respecto del método seguido para la determinación de la inversión.

Por lo expuesto, se considera que lo presentado constituye otro incumplimiento a lo solicitado por la Autoridad Regulatoria.

10.20. PROYECTO N°20 – CONFIABILIDAD – EQUIPOS

Se indica que el proyecto tiene como objeto la renovación tecnológica en puntos de frontera y centrales eléctricas (computadoras, sensores y demás elementos utilizados para la medición). Menciona que esta optimización instrumental resulta necesaria debido a la antigüedad de las instalaciones actuales.

Además, se indica que el proyecto contempla la adquisición de tres higrómetros fijos, para ser instalados en City-Gates.

No se da otro detalle respecto de los valores unitarios, características técnicas correspondientes a los instrumentos, cantidades de instrumentos de medición, sensores y computadoras – con

excepción de los higrómetros mencionados, que los cuantifica en tres – ni otras particularidades necesarias a los efectos de la evaluación del monto de inversión.

De acuerdo con lo expuesto en el cronograma de desembolsos, el monto de inversión correspondiente a este proyecto es de 6,97 \$MM, lo que no surge de un cálculo de unidad por cantidad, por carecer de valores unitarios, tal el requerimiento de Enargas.

También se considera que se realiza un incumplimiento a lo requerido.

10.21. PROYECTO N°21 – TELEMEDICIÓN MEDIDORES RESIDENCIALES

METROGAS S.A. refiere que el objeto de este proyecto es obtener mediciones periódicas de clientes, cuyos gabinetes de medición se encuentran en lugares inaccesibles para el lectorista, sin necesidad de ingresar al domicilio.

Se agrega que para el plazo del quinquenio 2017-2022 se ha previsto la instalación gradual de 11.500 nuevos puntos de telemedición.

Respecto del monto de inversión, la Distribuidora proporciona valores unitarios en dólares, constituyendo un monto total de 1.670.963 USD. Omite aclarar si existen tareas o servicios, contempladas dentro de esta cifra, que puedan ser consideradas en pesos.

De ser así, debe considerarse también en este caso un incumplimiento a lo solicitado por la Autoridad Regulatoria.

10.22. PROYECTO N°22 – ESTRATEGIA DE CANALES DE ATENCIÓN

Se indica que el objetivo de este proyecto es ampliar y fortalecer el mapa de canales de atención a clientes residenciales.

A tal fin el proyecto comprende la apertura de Centros de Atención Rápida (CAR), el aggiornamiento/modernización de todas las oficinas comerciales actuales y su reconversión a formato CAR y/ el traslado o relocalización de algunas de ellas. También se incluye la incorporación de funcionalidades y herramientas tecnológicas en las nuevas oficinas comerciales y mejoras en los canales de atención y de comunicación de clientes vía telefónica.

Respecto del monto de inversión, se establece un valor de 1.656.000 USD, valor al que se llega a partir de costos unitarios en dólares. Cabe destacar que dentro de la apertura de precios se menciona la remodelación de oficinas comerciales, por una total de 3.450 m², y la apertura de 7 Centros de Atención Rápida.

10.23. PROYECTO N°23 – MANTENIMIENTO DE EDIFICIO

METROGAS S.A. indica que el “proyecto comprende el reemplazo y la reparación de elementos vinculados a la infraestructura edilicia (equipos de climatización, tableros de distribución de electricidad y controles inteligentes)”. Agrega además que “prevé la adquisición de generadores, servidores, pararrayos y la realización de adecuaciones edilicias”.

También añade que otro objetivo es la expansión del laboratorio de calidad de gas, situado en el Centro Operativo Lamadrid, mediante la construcción de la planta alta.

Sin dar detalle respecto de la composición de la obra, ni presentar un presupuesto de ejecución, detallando metodología de cálculo y valores unitarios en pesos, establece un monto de inversión de 32,53 \$MM.

Por tal motivo, lo presentado incumple con lo solicitado por Enargas.

10.24. PROYECTO N°24 – AMPLIACIÓN CET

METROGAS S.A. indica que esta inversión apunta a soportar la actividad de capacitación y entrenamiento de tipo técnico necesaria para el quinquenio 2017-2022, tanto de empleados propios como terceros.

Señala como parte del proyecto la construcción de nuevos espacios de prácticas educativas, la compra de contenedores para simular la lucha contra el fuego, la actualización del sistema de encendido de instalaciones de práctica contra el fuego, sistema de seguridad redundante contra el fuego y equipamiento de lucha contra el fuego. También incluye la renovación de mobiliario de aulas y cañones de proyección.

Sin dar detalle respecto de la composición de la obra, ni presentar un presupuesto de ejecución, detallando metodología de cálculo y valores unitarios en pesos, establece un monto de inversión de 0,60 \$MM.

Por lo expuesto, se considera que se incumple con lo requerido al respecto por la Autoridad Regulatoria.

10.25. PROYECTO N°25 – CENTRAL DE OPERACIONES DE SEGURIDAD OMBÚ

METROGAS S.A. indica que los objetivos de este proyecto son centralizar la dirección de operaciones de seguridad de toda la compañía, optimizar la capacidad de video-verificación de alarmas, y actualizar y mejorar las capacidades de vigilancia de video perimetral e interno de los edificios corporativos.

En lo relativo a la descripción del proyecto, se menciona que las cámaras instaladas en Ombú son de tecnología obsoleta (blanco y negro) y están agotadas (aproximadamente 20 años de uso continuo), por lo que la calidad de imagen no resulta adecuada para cuestiones forenses.

Indica que mejorar estos aspectos permitirá reducir el empleo de recursos humanos de vigilancia, lo que se traduce en un ahorro de aproximadamente \$350.000 al año a valores actuales.

Si bien METROGAS S.A. identifica los puntos a mejorar, no da detalles de cómo realizará esa mejora. No se detallan equipos necesarios, sistemas operativos, servicios de operación, etc.

Cabe destacar que METROGAS S.A. informa el ahorro de costos que implica la efectivización de este proyecto. No obstante, no se proporciona la metodología de cálculo aplicada para dicha determinación.

Tampoco presenta una apertura de precios que permita respaldar el monto de inversión informado en la planilla de Fs. 227, que es de 0,50 \$MM, ni la metodología de cálculo correspondiente.

Por estos motivos, la presentación constituye un incumplimiento respecto de lo requerido por Enargas.

10.26. PROYECTO N°26 – LACTARIOS

Se indica que este proyecto comprende la construcción de lactarios en las sedes de la compañía. Sin dar detalles respecto de las características de dicha inversión, ni proporcionar los valores unitarios aplicables para establecer el monto total, se concluye la presentación, omitiendo informar el valor correspondiente.

En este sentido, se observa que no se proporcionan los elementos necesarios para evaluar dicho proyecto. Por lo tanto, también en este caso se considera que se incurre en un nuevo incumplimiento.

10.27. PROYECTO N°27 – PROVISIÓN DE GAS NATURAL A DOMSELAAR

El proyecto N°27 se incorpora dentro del Plan de Inversiones propuesto por METROGAS S.A. por nota de fecha 21 de noviembre de 2016, corriente a Fs. 652 del Expediente N° 30.046.

Este proyecto, de título “Provisión de gas natural a Domselaar”, se incluye dentro del rubro “Expansión”, y se desarrollará en la localidad de Domselaar, partido de San Vicente.

Se indica a Fs. 655 que el objetivo del proyecto es la expansión de la red de distribución de gas natural en la localidad de Domselaar y que la ejecución de esta obra permitirá la incorporación de nuevos clientes que hoy no tienen acceso al servicio de gas natural por redes.

METROGAS S.A. indica también que la ejecución del proyecto está sujeta a la cesión del terreno por parte del municipio de San Vicente para la ubicación de las Instalaciones de Superficie (City-Gate y Estación Reguladora de Presión). Y se aclara: “caso contrario, deberemos redimensionar el alcance del mismo en función de los terrenos disponibles”.

También menciona que “lo expresado impacta en el dimensionamiento del proyecto, dado que en la zona no hay redes existentes y por ello la ubicación de las instalaciones de superficie define el punto de alimentación a la red a construir”.

Finalmente, dice que la obra consiste en la instalación de una City-Gate TGS-METROGAS, una Estación Reductora de Presión, el tendido de un ramal de aproximación para alimentar la nueva estación reguladora y la red de distribución de polietileno, de diámetros variables entre 180mm y 50mm.

Más adelante, en lo relativo a la descripción del proyecto, menciona que la City-Gate proyectada constará de una primera parte para el tratamiento y medición del gas natural, una segunda parte integrada por una estación reductora de presión y un equipo para inyección de odorante automático. Y señala que la capacidad de la ERP a construir será de 3500m³/h, siendo las presiones de operación al ingreso de 60-25 bar, y la presión regulada de 1,5 bar. También se indica que la City-Gate incluirá todo el equipamiento e instrumentación para el monitoreo y operación de la misma.

Luego añade que la interconexión entre la City-Gate y el gasoducto operado por TGS se hará mediante el tendido de un ramal de alta presión.

En relación a lo expuesto por la Distribuidora, según se detalla en los párrafos precedentes, cabe realizar algunas observaciones. Si bien se dan las características operativas generales de las instalaciones de superficie, no da detalles de tipos y cantidad de equipos a instalar, los diámetros

de los mismos, obra civil y de protección catódica asociadas, instrumentación requerida para la operación y el monitoreo de la planta, ni otros aspectos necesarios para la definición técnica de la obra.

Tampoco se aclara cuál será el método previsto para la interconexión con el sistema de TGS, ni se define el diámetro, la calidad ni la longitud del ramal de interconexión correspondiente.

Respecto de los usuarios potenciales, menciona que se estima la incorporación de 250 usuarios potenciales, e indica que “se ha diseñado la red pensando en un crecimiento futuro que excede a los usuarios que podrán conectarse al gas natural, una vez terminada la red de distribución incluida en esta obra”. No obstante, no da proyecciones respecto de este incremento previsto.

Finalmente, se señala que no se proporcionan los costos unitarios adoptados para la valorización, si bien se indica que los mismos fueron estimados a partir de concursos de precios realizados específicamente para este proyecto. No se adjunta tampoco la mejor oferta recibida como respaldo. El monto total al que llega es de 24,10 \$MM, sin que esto surja de alguna discriminación de costos.

Por todo lo expuesto, la presentación de este proyecto constituye también un incumplimiento a lo requerido por Enargas.

11. ESCALONAMIENTO DE LAS INVERSIONES

Mediante la nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10421, de fecha 08 de noviembre de 2016, obrante a Fs. 651 del Expediente N° 30.046, Enargas requiere de la Distribuidora, respecto de su programa de inversiones, que se definan escalones de inversión, siguiendo las pautas de ordenamiento ya indicadas.

Analizada la presentación de METROGAS S.A. de fecha 21 de noviembre de 2016, obrante a Fs. 652, se concluye que no se explicita que se haya realizado tal escalonamiento, ni se observa que se haya detallado el mismo.

12. INFORME INTERGERENCIAL

A Fs. 673 del Expediente N° 30.046, Enargas agrega con fecha 30 de marzo de 2017, el INFORME GD N° 98/17, que cubre los siguientes aspectos:

1. Objeto
2. Consideraciones generales
3. Análisis preliminar
4. Desarrollo
5. Conclusiones

En dicho informe se establece que, en función de las inversiones propuestas por METROGAS S.A., se procedió a clasificar los proyectos presentados en “Inversiones obligatorias” e “Inversiones no obligatorias” o “Complementarias”.

De ello surge que el total de las inversiones, que deberán ser incorporadas en la revisión tarifaria integral como OBLIGATORIAS, asciende a la suma de 7.784,28 \$MM. Se indica asimismo que como obras complementarias podrá invertir el monto de 1.741,04 \$MM.

En las conclusiones al informe GD N° 98/17 se establece: “Siendo entonces que el monto total de las inversiones presentadas por METROGAS es de 9.620,32 MM de pesos, las consideraciones antes expuestas determinan que las inversiones a las que METROGAS estará obligada suman un total de 7.784,28 MM de pesos, en tanto como obras complementarias podrá invertir el monto de 1.741,04 MM de pesos”.

Agrega luego dos cuadros listando los proyectos correspondientes a las “Inversiones Obligatorias” y a las “Inversiones No Obligatorias o Complementarias”, los cuales se corresponden con los proyectos analizados anteriormente.

13.COSTOS UNITARIOS

De los análisis por proyectos detallados anteriormente, se pueden extraer las siguientes tablas de precios unitarios, los cuales se encuentran incluidos dentro del texto de las descripciones de las inversiones y no están presentados en forma de tabla o detalle de presupuestos, de lo cual carece toda la presentación de la Licenciataria.

En los cálculos se ha considerado un tipo de cambio 15,2 \$/usd (agosto 2016)

Proyecto 4 – Renovación Total o Parcial, instalación de ERP

Concepto	Costo Unitario \$
Estaciones Reguladoras Nuevas (Caudal y otros parámetros sin definir)	3,6 MM\$
Renovación Parcial de Estaciones Reguladoras (Caudal y otros parámetros sin definir)	1,8 MM\$

Proyecto 11 – Segundo Anillo Sur

Concepto	Costo Unitario \$	Costo Unitario usd
Ramales Trazado Clase 1	740 \$/pulg.m	48,7 usd/pulg.m
Ramales Trazado Clase 3	1.060 \$/pulg.m	69,7 usd/pulg.m
Redes de PE	1.070 \$/m	70,4 usd/m
Estaciones Reguladoras 3.000 m3/h	3,6 MM\$	
Estaciones Reguladoras 15.000 m3/h	7,2 MM\$	

Proyecto 12 – Loop y Uprating Neuba

Concepto	Costo Unitario \$	Costo Unitario usd
Tendido de cañería de acero	965 \$/pulg.m	63,5 usd/pulg.m

Proyecto 19 - Vinculaciones

Concepto	Costo Unitario \$	Costo Unitario usd
Ramales alta presión	750 \$/pulg.m	49,3 usd/pulg.m
Redes de PE	980 \$/m	64,5 usd/m
Estaciones Reguladoras	3,6 MM\$	

Como puede observarse, no existe uniformidad en la definición de los valores unitarios considerados para determinar las inversiones en gasoductos y redes, no habiendo encontrado en el expediente una explicación o justificación de esta disparidad.

En el caso de las estaciones reguladoras de presión, se observa que el monto de 3,6 MM\$ se aplica a estaciones de configuraciones y características diferentes, las cuales deberían tener por este motivo precios diferentes.

14. COMPARACIÓN DE MONTOS COMPROMETIDOS DE LAS OBRAS DEL PLAN DE INVERSIONES CON LOS GASTOS EROGADOS

Como se ha observado en numerosas ocasiones en este capítulo, la información acerca de los presupuestos de las inversiones no se encuentra detallada ni desagregada como solicita la autoridad regulatoria. Asimismo, los valores de las obras se encuentran agrupados de tal manera que no permiten realizar una comparación proyecto a proyecto, lo cual impide realizar el tipo análisis que se pretende en este apartado, ni llegar a conclusiones acerca de la procedencia de los montos establecidos para las inversiones.

15. RESOLUCIÓN I-4356

15.1. DISPOSICIONES DE LA AUTORIDAD REGULATORIA

Con fecha 30 de marzo de 2017 la Autoridad Regulatoria emitió la Resolución I-4356, donde se indican todos los aspectos a que debe dar cumplimiento la Licenciataria y mediante la cual se resuelve, entre otros aspectos, lo siguiente:

ARTÍCULO 1°: Aprobar los ESTUDIOS TÉCNICO-ECONÓMICOS sobre la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL de METROGAS S.A., realizados en cumplimiento de la Cláusula 4.2 del Acuerdo Transitorio 2016 y la Resolución MINEM N° 31/16, conforme los términos que surgen del Anexo I que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2°: Aprobar el cuadro tarifario de transición de METROGAS S.A., conforme las previsiones de la Resolución MINEM N° 74/2017 aplicable a partir del 1° de abril de 2017, el que obra como Anexo II del presente acto.

ARTÍCULO 3°: Aprobar el Plan de Inversiones de METROGAS S.A. obrante en el Anexo III del presente acto y la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias, que como Anexo IV forma parte de esta Resolución. Durante el período de transición, el alcance de las erogaciones comprometidas alcanzarán a un DIEZ POR CIENTO (10%) del monto total obrante en el Anexo III (Cuadro I), sin perjuicio del cumplimiento de la totalidad de las inversiones bajo los plazos y

modalidades previstas cuando entrare en vigencia el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral de la Licencia.

También se aclara:

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.

Y también indica respecto del Plan de Inversiones:

- i) Que, en el marco de los estudios correspondientes a 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.
- ii) Que, a partir del Plan de Inversiones presentado por la Licenciataria, esta Autoridad Regulatoria clasificó las obras y proyectos de aquél en “Inversiones Obligatorias” e “Inversiones No Obligatorias” o “Complementarias”, conforme se encuentran detalladas en el Anexo III que forma parte integrante de la presente.
- iii) 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.
- iv) Que las Inversiones No Obligatorias o Complementarias son aquellas necesarias para eliminar, 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.
- v) 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) del presente acto.
- vi) Que si la Licenciataria ejecutara las Inversiones Obligatorias a un costo total menor que la suma especificada a tal efecto en el Anexo III (Cuadro I), entonces deberá invertir la diferencia en obras y/o proyectos contemplados como “Inversiones No Obligatorias” o “Complementarias”, o en otras obras y/o proyectos que cuenten con la aprobación previa de esta Autoridad Regulatoria, dentro del período quinquenal.
- vii) 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 inversiones 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.

- viii) Que la Licenciataria deberá presentar anualmente satisfacción de esta Autoridad Regulatoria un informe detallado de avance del plan de Inversiones Obligatorias, pudiendo este Organismo aplicar sanciones por incumplimiento, conforme lo previsto en las Reglas Básicas de la Licencia.
- ix) Que, con relación a las Inversiones No Obligatorias o Complementarias, éstas no han sido consideradas en los cuadros tarifarios de la Licenciataria.
- x) 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) de este acto, 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, supuesto en que este Organismo, de considerar procedente la solicitud, deberá convocar a Audiencia Pública.
- xi) Que debe precisarse que durante el período de transición el alcance de las erogaciones comprometidas alcanzarán a un DIEZ POR CIENTO (10%) del monto total obrante en el Anexo III (Cuadro I) de la presente medida, sin perjuicio del cumplimiento de la totalidad de las inversiones bajo los plazos y modalidades previstos cuando entrare en vigencia el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral de la Licencia.

15.2. MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS

Posteriormente en el Anexo III de la citada Resolución se adjunta el Cuadro I, donde se detallan las Inversiones Obligatorias aprobadas por la Autoridad Regulatoria, con el plazo de ejecución en meses y el monto de inversión en millones de pesos, totalizando un valor de 7.784,29 \$MM. El Plan de Inversiones Obligatorias aprobado se detalla en el punto 10.1 del presente documento.

Finalmente, en el Cuadro II del Anexo III de la Resolución se detallan asimismo las Inversiones No Obligatorias o Complementarias definidas por Autoridad Regulatoria, por un monto total de 1.741,04 \$MM.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución I-4356, las obras listadas en Cuadro I han sido consideradas dentro de los cuadros tarifarios aprobados por el Artículo 2°. A partir de esto y en función del mecanismo compensatorio de la inversión establecida en los considerandos de la Resolución, la Licenciataria estaba obligada a erogar la suma especificada en calidad de inversión obligatoria, ya fuera en aquéllas o en otras obras y/o proyectos aprobados por esta Autoridad Regulatoria, dentro del período quinquenal.

Este mecanismo tiene por objeto equilibrar las diferencias que puedan surgir entre los costos reales de las obras y los especificados a tal efecto en el Anexo III. Dicha metodología garantiza que, cuando las obras resulten de un costo menor que el estimado por la Licenciataria, se realicen, en definitiva, inversiones por el total del monto aprobado.

15.3. METODOLOGÍA DE CONTROL DE INVERSIONES OBLIGATORIAS

Por otro lado, es de interés señalar que en el Artículo 3°, la Autoridad Regulatoria aprobó la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias, indicada en el Anexo IV de la Resolución. Esta metodología se compone de dos aspectos: el Control Físico de Inversiones Obligatorias

(Anexo IV, Apéndice A), y el Proceso Informativo de Gastos y Desembolsos (Anexo IV, Apéndice B).

Respecto del Control Físico de Inversiones Obligatorias, en el Anexo IV – Apéndice A de la Resolución, se indica que su objetivo es establecer criterios de control del Plan de Inversiones, a fin de verificar la ejecución física, el avance y el grado de cumplimiento de las Inversiones Obligatorias y/o aquellas que las sustituyan o reemplacen (conforme con lo dispuesto en el Anexo III de la Resolución).

Con relación a este tema, la Autoridad Regulatoria requerirá a la Licenciataria que informe inicialmente la planificación y programación de las Inversiones Obligatorias previstas en el Anexo III. Dicha 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, y los tiempos involucrados en la adquisición de materiales y equipos, cuando ello corresponda.

Toda vez que se soliciten modificaciones a los cronogramas presentados, la Licenciataria informará los motivos y las causas que dieran lugar a las mismas, conjuntamente con un nuevo cronograma propuesto. Para acreditar los avances físicos de las Inversiones Obligatorias la Autoridad Regulatoria requerirá a la Licenciataria la presentación de toda la documentación que considere necesaria, la que será suscripta por un profesional responsable y con competencia en la materia.

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

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.

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, aquélla elaborará Informes Técnicos, y 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.

En lo referente al Proceso Informativo de Gastos y Desembolsos, en el Anexo IV – Apéndice B de la Resolución se establecen los mecanismos de información relacionados con el Plan de Inversiones de la Licenciataria y el cronograma de desembolso anual correspondiente.

Se implementa un flujo informativo analítico por parte de la Licenciataria, el cual tiene carácter de Declaración Jurada, conteniendo Planes de Inversión y Cronograma financiero de desembolsos mensuales de cada uno de los proyectos que lo componen, correspondiente al año en curso; instrumentos de contratación afectados a los respectivos proyectos; y pagos que se efectúen en concordancia a los respectivos instrumentos de contratación.

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, 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.

16. DETALLE DE INVERSIONES APROBADAS POR ENARGAS

16.1. PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS

I.- PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS - MetroGas S.A.					
Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
1	Renovación de Redes de Distribución	Renovación de Redes de Baja Presión de Hierro Fundido y de Media Presión de Acero. Se incluye la renovación de Servicios domiciliarios	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	59	3411,01
2	Renovación y/o Remediación de AP	Renovación y/o Remediación de Ramales del Sistema de Alta Presión de 10 y 22 bar e Instalación y/o Renovación de Válvulas Troncales (*)	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	56	789,40
3	Servicio de obra mecánica y civil para la reparación y el mantenimiento de redes	Atención y reparación de redes de distribución de gas, y complementariamente otras tareas asociadas al mantenimiento correctivo y/o preventivo de las mismas. Además involucra las tareas correspondientes a las remociones de cañerías de alta y media presión.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	748,71
4	Renovación Total o Parcial e Instalación de ERP	Renovación Total o Parcial e Instalación de Estaciones de Regulación de Presión asociadas al Plan de Renovación de Redes de Distribución	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	47	144,98
5	Vehículos	Renovación de la flota vehicular de la compañía. Se estima la compra de 190 unidades aproximadamente. Además se contempla la compra de accesorios utilizados en los vehículos (cajes, cúpulas, grúas, equipos de GNC, etc.).	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	105,33
6	Medidores Residenciales	Compra de equipos nuevos de medición en operaciones de reemplazo por Reclamos, Emergencias y Reinstalaciones por rehabilitación de suministro.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	45,30
7	Equipos	Compra de herramientas utilizadas para el mantenimiento de redes y gasoductos de alta, baja y media presión.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	57,84
8	SCADA (*)	Incorporación de más puntos telesupervisados y DRP de la solución	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	25,11

I - 4 3 5 6



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
8	Protección Catódica	Tareas de mantenimiento del parque de equipos rectificadores que componen el sistema de protección catódica.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	18,52
10	Seguridad Estaciones Reguladoras de Presión	Mejoras en seguridad de Estaciones reguladoras de Presión y City gates	Buchanan Hidropuerto Corrales il	6	0,60
11	Segundo Anillo SUR (22bar)	Extensiones de Alta Presión, Instalaciones de Superficie y Redes de Distribución	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	54	1015,90
27	Provision de Gas Natural DOMSELAAR	Instalación de cañerías alta presión, instalaciones de superficie y redes de distribución a la localidad de Domsetear, Partido de San Vicente	San Vicente	12	24,10
17	Medidores residenciales e industriales por alta de clientes nuevos a la red y reemplazo por obsolescencia	Reemplazo de medidores que no registran y/o que permiten el paso del gas, y aquellos que excedan su vida útil o hayan registrado altos valores de error en el muestreo.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	467,36
18	Incorporación de clientes en redes existentes	Instalación de servicios nuevos para suministrar gas a clientes.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	285,68
13	Vinculaciones	Extensión de redes por crecimiento vertical	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	53	33,55
20	Equipos	Renovación tecnológica en puntos de frontera y centrales eléctricas.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	53	6,97
23	Mantenimiento de Edificio	Reemplazo y la reparación de elementos vinculados a la infraestructura edilicia.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	32,53
24	Ampliación CET	Ampliación Edilicia / Equipamiento	Lavallol	60	0,60
25	Central de Operaciones de Seguridad Ombú	Reemplazo y mejoras de CCTV	CABA	2	0,50
21	Telemedición Medidores Residenciales (gabinetes de medición no accesibles)	Proyecto destinado a obtener mediciones periódicas de clientes, cuyos medidores se encuentran en lugares inaccesibles para el lectorista sin necesidad del ingreso al domicilio.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	57	25,23

1 - 4 3 5 6



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
22	Estrategia de Canales de Atención	Comprende: a) Creación nuevas Oficinas Comerciales (CAR); b) Modernización Oficinas Comerciales actuales; y c) Mejoras en los canales de atención y de comunicación de clientes vía telefónica.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	25,01
13	Proyecto M360 - Implementación Solución de Operaciones y Comercial (*)	Consiste en implementar una solución de software que soporte las actividades relacionadas con la gestión de las áreas de Operaciones y Comercial, mejorando de esta forma los procesos de la compañía y realizando una renovación tecnológica. Los sistemas actualmente no se encuentran integrados y su funcionalidad resulta limitada, existiendo numerosos procesos manuales. Este proyecto permitirá la integración de los diferentes procesos y la integridad de la información generada por las distintas áreas.	CABA	20	115,83
14	Reemplazo y Adaptaciones sobre aplicaciones varias (*)	Implementaciones y modificaciones sobre aplicaciones, contempla el reemplazo y la adaptación a nuevas versiones de los sistemas de información de la compañía	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	238,84
15	Renovación Tecnológica (*)	Reemplazo por obsolescencia de hardware y software, como por ejemplo: computadores, servidores, almacenamiento, switches de red, etc.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	157,89
16	Seguridad Informática (*)	Consiste en soluciones que garanticen el acceso a la información, monitoreo y resguardo de manera segura, y la adquisición de licencias de software, para proveer servicio, soporte y mantenimiento.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	31,40
Monto de Inversión Comprometida					7.784,29

1 - 4 3 5 6



16.2. PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS

II.- PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS					
Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
26	Lactarios	Modificación Edilicia	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	0,13
11	Segundo Anillo SUR (22bar)	Extensiones de Alta Presión, Instalaciones de Superficie y Redes de Distribución	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	54	1495,94
12	Loop y Uprating Neuba	Extensiones de Alta Presión	CABA	13	244,97
Inversión Complementaria					1741,04

16.3. MONTO ANUAL DE EROGACIONES

METROGAS 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
773,17	1.724,21	1.665,74	1.824,71	1.796,46	7.784,28

17. PLAN DE INVERSIONES DE LITORAL GAS S.A.

Con fecha 04 de octubre de 2016 LITORAL GAS S.A. contesta por Nota GAF RTI - 16/0022 a la solicitud presentada por Enargas con fecha 11 de agosto de 2016 por nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07433 (Fs. 1 del Expediente N° 30.047), mediante la cual se requiere de la Distribuidora el envío del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado para el próximo quinquenio.

En la mencionada nota, corriente a Fs. 9 del Expediente N° 30.047, LITORAL GAS S.A. manifiesta que la misma tiene por objeto adjuntarle el Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado, previsto para el próximo quinquenio.

A más de otras consideraciones, añade “que resulta complejo para la empresa establecer y fijar un Plan de Inversiones, restando aún analizar y definir aspectos cruciales como, entre otros, la tasa de costo de capital, la base de activos regulatoria y la compensación que corresponde a la Licenciataria por los incumplimientos del Estado Nacional del Contrato de Licencia (Acta Acuerdo y perjuicios generados a partir de la Ley de Emergencia y el congelamiento tarifario)”.

Y prosigue: “En este contexto de incertidumbre respecto de las mencionadas variables hemos identificado y especificado las necesidades de inversiones operativas y de mantenimiento para una normal prestación del servicio de distribución, pero sin considerar, en esta instancia, las obras requeridas para la expansión del sistema”.

Y luego agrega: “Como es de conocimiento de esta Autoridad varios de los sistemas operados por Litoral Gas se encuentran con limitaciones para incorporar nuevos usuarios a partir de su saturación y requieren de obras adicionales, de las que ya hemos elaborado anteproyectos, para las cuales se deberán instrumentar los mecanismos de financiación y repago necesarios que posibiliten su ejecución”.

Es de interés señalar en este análisis que el mismo día de la presentación de la nota en parte transcrita con anterioridad, se presenta la nota GAF RTI - 16/0023, con fecha 04 de octubre de 2016 (Fs. 16 del Expediente), Ref: RTI-PIN-Obras requeridas por el sistema de distribución.

En la misma se indica que “se adjunta un listado de obras que requiere el sistema de distribución que opera esta Licenciataria, para resolver las restricciones actuales en la incorporación de nuevos usuarios, provocadas a partir de la saturación de la capacidad de distribución disponible, como así también posibilitar el abastecimiento a localidades que al día de hoy no cuentan con el servicio y cuyas autoridades lo han solicitado a LITORAL GAS”.

A continuación, agrega: “Asimismo, señalamos que el envío de la información adjunta no debe ser interpretado bajo ninguna consideración como un compromiso de inversión por parte de Litoral Gas, ni como obras que integran su Plan de Inversiones. La posibilidad de concreción de las mismas deberá ser analizada por ese Organismo, considerando también la definición e instrumentación de los mecanismos de financiación y repago necesarios que posibiliten su ejecución”.

Luego agrega en Anexo I un Cuadro que denomina “Obras de Ampliación Requeridas – Zona Litoral”, que incluye 19 obras, indicando para cada una de ellas el plazo de ejecución, monto, cantidad de beneficiarios potenciales, cantidad de m³/h / beneficiarios potenciales. La suma de todas las inversiones requeridas da un total de 6.213 MM\$.

Más adelante, con fecha 20 de octubre de 2016 Enargas le cursa a la Distribuidora la nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09756 (Fs. 26 del Expediente N° 30.047), donde le indica que considera práctico agrupar los datos recibidos en grandes rubros y conocer las bases que la Licenciataria utilizó para elaborar sus presupuestos. Agrega luego que deberá hacer su presentación indicando los datos a los que más adelante se hace referencia en esta nota.

Con fecha 28 de octubre de 2016, LITORAL GAS S.A. se dirige a la Autoridad Regulatoria por nota GAF RTI - 16/0030 (Fs. 26 del Expediente) a fin de ampliar la información expuesta en su nota anterior GAF RTI - 16/0023 y en respuesta a la nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09756, reiterando que la información adjunta no debe ser interpretada bajo ninguna consideración como un compromiso de inversión.

A continuación, agrega un cuadro similar al anteriormente mencionado que, bajo el mismo título, incluye un total de 40 obras de expansión, por un monto de 8.145 MM\$. Dentro de las cuales se incluyen algunas de las obras anteriormente mencionadas y también existe cierta variación en los montos establecidos.

Adjunto a esta nota se agrega gran cantidad de información técnica referida a las obras previstas de acuerdo a los formatos solicitados por Enargas.

Más adelante, con fecha 31 de octubre de 2016, por nota GAF RTI -16/0029, Ref: Nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09756 – Plan de Inversiones (Fs. 205), LITORAL GAS S.A. se dirige a Enargas a fin de ampliar la información expuesta en su nota anterior GAF RTI - 16/0022. Como anexos a dicha nota se presentan el Plan de Inversiones de Litoral Gas S.A., el detalle de cada uno de los proyectos identificados, el cronograma de ejecución física y el cronograma de desembolsos mensuales.

Se reiteran en esta nota las observaciones realizadas respecto del Plan de Inversiones y de que “el mismo no incluye en esa instancia las obras requeridas para resolver las restricciones actuales en la incorporación de nuevos usuarios y la expansión del sistema”.

A continuación, se incluye un cuadro en Anexo I por el que presenta los proyectos que conforman el Plan de Inversiones de la Distribuidora, que alcanza un monto de 139,1 \$MM, correspondiendo 79,04 \$MM para el año 1 y 65,06 \$MM para el año 2. Seguidamente se incluye como Anexo II la descripción de dichos proyectos, tal lo indicado en la nota de referencia.

Con fecha 08 de noviembre de 2016 (Fs. 220 del Expediente), Enargas remite la nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10425, donde se establece que se definan escalones de inversión al programa presentado por la Distribuidora.

En respuesta a dicha nota, LITORAL GAS S.A. envía la nota GAF RTI - 16/0035, fecha 23 de noviembre de 2016 (Fs. 222 del Expediente). Se indica que, respondiendo al apartado 1° de la nota de Enargas ya citada, se remite el plan de inversiones indispensables para atender la operación y mantenimiento, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras. Asimismo, se incorpora la obra de adecuación del servicio de gas en la localidad de Wheelwright al Plan de Inversiones remitido a través de la nota GAF RTI -16/0029. Con esta incorporación, el Plan de Inversiones asciende a un monto total de 231,1 \$MM.

Más adelante, con fecha 24 de noviembre de 2016, LITORAL GAS S.A. remite la nota GAF RTI - 16/0036 (Fs. 254 del Expediente), indicando que es en respuesta a los apartados 2° y 3° de la nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10425, relacionadas con el listado de obras que requiere el sistema de distribución que opera la Distribuidora para satisfacer el crecimiento de la demanda del quinquenio tanto en zonas ya abastecidas con redes de gas, como así también posibilitar el abastecimiento a localidades que no cuentan con el servicio y cuyas autoridades lo han solicitado a LITORAL GAS S.A.

Agrega junto con esta nota, el resumen de las obras de ampliación requeridas, abiertas en los rubros 2° y 3°, e indicando su prioridad de ejecución.

No obstante, reitera también en esta oportunidad los condicionamientos respecto de la información adjunta, en el sentido de que no debe ser interpretada bajo ninguna consideración como un compromiso de inversión por parte de LITORAL GAS S.A., ni como obras que integran su Plan de Inversiones.

Posteriormente, como anexo a la nota GAF RTI - 16/0036, agrega un cuadro en el que detalla las obras de ampliación requeridas, y que en su conjunto totalizan un monto de 1.240 \$MM para el Rubro 2 y de 7.535 \$MM para el Rubro 3.

Encontrándose el desarrollo del proceso de Revisión Tarifaria Integral, tal como se vino describiendo, corresponde señalar que con fecha 16 de noviembre de 2016, la Secretaría de Energía de la Provincia de Santa Fe, le remite al Interventor de Enargas la nota SEE N° 81, Ref: RTI – Servicio de gas natural (Fs. 522 del Expediente), donde se manifiesta la posición del gobierno de la provincia de Santa Fe, respecto de las obras a incorporar por la Licenciataria LITORAL GAS S.A en el proceso de revisión quinquenal de tarifas correspondiente.

Al mismo tiempo se le informa que se adjunta la nota remitida al Sr. Ministro de Energía y Minería de la Nación con el documento correspondiente y que ha mantenido reuniones con LITORAL GAS S.A. a los efectos de acercar posiciones respecto de este tema.

En relación con la nota mencionada se señala que desde la Provincia de Santa Fe se considera “prioritario resolver en esta RTI los problemas de falta de servicio en todas las localidades ya servidas por la Licenciataria que en su mayoría provienen de la transferencia de activos de Gas del Estado SE”. Dice luego que en el contexto de sinceramiento tarifario que se viene realizando en este proceso se considera inadecuado incorporar nuevos sistemas de gasoductos para alimentar a nuevas localidades a través de la RTI.

Y agrega: “esto se fundamenta además en el criterio histórico que el pago de las extensiones en media y/o alta presión lo afronten en un porcentaje mayoritario los nuevos usuarios en sus distintas categorías, además de aportes nacionales y provinciales y la totalidad de los usuarios actuales, que en el caso de la Provincia de Santa Fe ya pagaron su obra en el momento de tener su propio servicio”.

Se extiende luego en la consideración de las obras involucradas e informa que el Gobierno Provincial llamó a licitación para la elaboración de varios proyectos ejecutivos y que la Legislatura Provincial aprobó el presupuesto 2016, mediante la ley N° 13.525/16, donde autorizó al Estado Provincial a contraer endeudamiento mediante la emisión de letras a fin de realizar obras de infraestructura.

Con posterioridad, con fecha 10 de febrero de 2017, por nota SEE/SF N° 31 (Fs. 546 del Expediente), “Ref.: Notas SEE 156 – Nota Litoral 7527 – Exp. ENARGAS – Se cotejen proyectos – Audiencia pública – Solicita vista”, la Secretaría de Energía de la Provincia de Santa Fe se dirige al Sr. Interventor de Enargas a efectos de poner en su conocimiento la respuesta brindada por la Licenciataria LITORAL GAS S.A. a su nota N° SEE 156 y de solicitar la pertinente intervención de ese Organismo a su cargo.

Es de señalar que en un párrafo de dicha nota la Secretaría de Energía de la Provincia de Santa Fe destaca que existe cierto solapamiento entre los proyectos licitados por esta provincia y los presentados por LITORAL GAS S.A. en la RTI para similares corredores. En relación a la situación detallada, Enargas establece con posterioridad en el informe GD N° 96/17 (Fs. 557) que: “El análisis de las propuestas, se llevó a cabo, utilizando información relevada y solicitada mediante auditorías, y se identificaron aquellos emprendimientos que se prevé llevar a cabo mediando la intervención de Organismo de Gobierno por fuera del ENARGAS”.

Para una mayor claridad del análisis que se pasa a exponer, se considera apropiado listar las notas presentadas por ENARGAS y LITORAL GAS S.A., ya que se deberá recurrir reiteradamente a las consultas de ambas.

18. NOTAS RELATIVAS A LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

18.1. NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS

Las notas remitidas por ENARGAS en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N° 31/2016 y en consideración de los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación para la presentación del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado a que se está haciendo referencia, fueron las que se detallan:

1. Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07433 de fecha 11 de agosto de 2016 (Fs. 1 del Expediente N° 30.047), requiriendo de LITORAL GAS S.A., la presentación del plan de inversiones para el quinquenio 2017-2021, estableciendo asimismo los requerimientos mínimos establecidos al respecto.
2. Nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09756 de fecha 20 de octubre de 2016 (Fs. 24 del Expediente N° 30.047), requiriendo la presentación de la información pendiente a la fecha, incorporando requisitos adicionales a lo indicado con anterioridad.
3. Nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10425 de fecha 08 de noviembre (Fs. 220 del Expediente N° 30.047), donde se establece que se definan escalones de inversión al programa presentado por la Distribuidora.

18.2. NOTAS REMITIDAS POR LITORAL GAS S.A.

Las notas remitidas por LITORAL GAS S.A. con respecto al Plan de Inversiones a su cargo, atento a lo solicitado por Enargas en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N° 31/2016 y en consideración a los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación, fueron las que se detallan:

1. Nota GAF RTI – 16/0022 de fecha 04 de octubre de 2016, corriente a Fs. 8 del Expediente N° 30.047, en respuesta a la nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07433 (Fs.

- 1), efectuando la presentación de su Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado para el próximo quinquenio.
2. Nota GAF RTI – 16/0023 de fecha 04 de octubre de 2016 (Fs. 16 del Expediente N° 30.047), con el objeto de adjuntar el listado de obras que requiere el sistema de distribución que opera Litoral Gas para resolver las restricciones actuales en la incorporación de nuevos usuarios, provocadas a partir de la saturación de la capacidad de distribución disponible, como así también posibilitar el abastecimiento a localidades que no cuentan con el servicio.
3. Nota GAF RTI – 16/0030 de fecha 28 de octubre de 2016 (Fs. 26 del Expediente N° 30.047), de referencia “Obras requeridas por el sistema de distribución”, en respuesta a la nota Nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09756 de fecha 20 de octubre de 2016, y remitiendo la información relacionada con el listado de obras que requiere el sistema de distribución para resolver las restricciones en la incorporación de nuevos usuarios y posibilitar el abastecimiento a nuevas localidades.
4. Nota GAF RTI – 16/0029 de fecha 31 de octubre de 2016 (Fs. 205 del Expediente N° 30.047), con el objeto de ampliar la información expuesta en la nota GAF RTI – 16/0022.
5. Nota GAF RTI – 16/0035 de fecha 23 de noviembre de 2016 (Fs. 222 del Expediente N° 30.047), remitiendo el Plan de Inversiones, con la incorporación de la obra de adecuación del servicio de gas en la localidad de Wheelwright.
6. Nota GAF RTI – 16/0036 de fecha 24 de noviembre de 2016 (Fs. 254 del Expediente N° 30.047), con el objeto de ampliar la información expuesta en la nota GAF RTI – 16/0030 y respondiendo a los apartados 2° y 3° de la nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10425 de fecha 08 de noviembre.

19. REQUISITOS QUE SURGEN DE LAS NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS RELATIVAS A LA RTI PROGRAMADA

Según lo establecido en las notas anteriores, los requisitos solicitados por Enargas son los siguientes:

En Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°07433, S/RTI-PIN Solicitud de Plan de Inversiones y siguientes s/Notas adjuntas, se instruye en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral ya mencionado y lo dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N°31/2016 y considerando los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación, que cada Licenciataria deberá presentar un Plan de Inversiones, para la prestación del servicio regulado previsto para el próximo quinquenio.

El plan de inversiones solicitado deberá estar conformado por la totalidad de los proyectos específicos a ejecutar en el quinquenio, con independencia del mecanismo que se determine para su remuneración y contemplando los criterios establecidos por la Resolución ENARGAS N°1903/2000.

En cada caso, dichos proyectos específicos deberán desarrollarse cumpliendo los siguientes requisitos:

1. Denominación del proyecto y localización.
2. Objetivos del proyecto y justificación de su inclusión en el Plan de Inversiones.

3. Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto, incluyendo de corresponder, plano de anteproyecto.
4. Simulaciones del sistema involucrado para los escenarios estudiados.
5. Cronograma de ejecución física, valorando cada parte como un porcentaje del total, e indicando las tareas a desarrollar y las etapas de construcción.
6. Ubicación geográfica, especificando subzona correspondiente al proyecto, en caso de corresponder.
7. Número de Usuarios y volúmenes de gas involucrados. Se establecerá la cantidad de usuarios beneficiados y la proyección de incorporación de los mismos, estableciendo el crecimiento esperado de la demanda por categoría de usuario, indicando la metodología del cálculo utilizada.
8. Presupuesto de ejecución, detallando los ítems correspondientes, valorizados en pesos moneda nacional vigentes en agosto de 2016, sin incluir el IVA e indicando los volúmenes, cantidades, precios unitarios e incidencia en el monto total, de manera tal que permita verificar la procedencia de los costos asociados al proyecto. La presentación será realizada indicando la metodología de cálculo.
9. Cronograma de desembolsos mensuales en pesos moneda nacional, vigente en agosto de 2016.
10. Especificación de los ahorros de costos que se efectivizarían como consecuencia de la ejecución del proyecto correspondiente. Se indicará la metodología de cálculo aplicada.

Por otra parte, y respecto del mismo tema, con fecha 20 de octubre de 2016 y Nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09756, ENARGAS hace saber que se ha entendido indispensable avanzar en cuanto a los aspectos técnicos, para lo cual se ha considerado práctico agrupar las inversiones en grandes rubros, según su finalidad (Vg. Expansión, Seguridad e Integridad, Confiabilidad, Operación y Mantenimiento, Informática, etc.).

También al respecto señala que la Licenciataria:

1. Debe indicar los valores unitarios y los costos con los que arribó a los montos consignados para cada proyecto.
2. Para los proyectos que involucren nuevas ERP, debe señalar el costo estimado para una instalación típica, indicando sus características.
3. Debe identificar los proyectos del plan que ejecutará durante los dos primeros años del quinquenio, informando para cada uno de ellos el lugar de inicio de las obras. Además, debe acompañar la Memoria Descriptiva correspondiente a cada proyecto, definiendo objetivo y justificación.
4. Debe presentar las simulaciones correspondientes a las obras de expansión, para lo cual se expondrá: i) El sistema con su demanda tal como se presenta al inicio; ii) El mismo incorporando la demanda agregada y iii) El sistema potenciado, presentando los resultados que arroja el ejercicio con esta última demanda.

5. Debe especificar los proyectos de expansión y/o ampliación que involucren tendido de redes de distribución en media presión, teniendo como pauta ineludible que debe construir redes en zonas que a su juicio posean la mayor potencialidad respecto a la incorporación de nuevos Clientes, diferentes de las ya previstas en los proyectos de ampliación identificados con los números 3, 9, 10, 12, 14, 15 y 16.
6. Debe indicar si, de corresponder, ha comunicado su plan a las licenciatarias de transporte involucradas, y las respuestas que ellas hubieran brindado respecto de los requisitos para las nuevas condiciones de entrega y transporte.

Asimismo, con fecha 08 de noviembre de 2016 y Nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10425, ENARGAS establece que se definan escalones de inversión, siguiendo las pautas de ordenamiento indicadas a continuación:

1. Inversiones 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.
2. Además de las indicadas en el punto 1°, deberá realizar las inversiones necesarias para poder eliminar durante los próximos 5 años, todo tipo de restricciones que al presente donde existe red de distribución de gas, están limitando la realización de nuevas conexiones.
3. Inversiones para el abastecimiento a nuevas localidades o sectores que no cuentan al presente con el servicio de gas natural por redes, ordenándolas con indicadores tangibles (Ejemplo: Inversión/Usuario beneficiado), que permitan realizar una adecuada ponderación del proyecto en cuestión).

20. PLAN DE INVERSIONES – DETALLE

Atento a todo lo expuesto, se observa que el Plan de Inversiones propuesto por LITORAL GAS S.A., según se indica a Fs. 224, que fue remitido a la Autoridad regulatoria por nota GAF RTI - 16/0035, como consecuencia de la presentación realizada ante la misma por la Secretaría de la Provincia de Santa Fe, según nota SEE/SF N° 31, sufrió modificaciones hasta configurar lo finalmente aceptado por Enargas.

A Fs. 562 se ha agregado el Cuadro denominado "I.-PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS – Litoral Gas S.A." como parte del informe GD N° 96/17, donde se listan las obras definidas e incorporadas en la Revisión Tarifaria Integral como obligatorias. Se indica en dicho cuadro también una descripción de las mismas, su localización, plazo de ejecución y monto correspondiente a cada una, totalizando un valor de 2.282,00 \$MM.

Dado lo expuesto, se procederá a analizar el cumplimiento de las obras allí detalladas, respecto de lo requerido por Enargas.

20.1. PROYECTO N°1 – EXPANSIÓN SISTEMA MEDIA PRESIÓN BARADERO

LITORIAL GAS S.A. indica que el objetivo del proyecto es potenciar la capacidad de las redes de media presión de la zona sur de la Ciudad de Baradero, provincia de Buenos Aires, permitiendo en consecuencia la conexión de nuevos clientes residenciales.

El proyecto comprende la construcción de una nueva Estación Reguladora de Presión 10/1,5 bar, con un caudal de diseño de 3.500 m³/h, su ramal de alimentación y las interconexiones necesarias para vincularla a las redes existentes. Se indica que el ramal de alimentación se conectará al sistema de 10 bar existente y tendrá una longitud estimada de 150 m de cañería de 4". Se contempla asimismo la interconexión en media presión, comprendiendo la instalación de aproximadamente 400 m de cañería de polietileno de 180 mm.

Respecto de los usuarios beneficiados, se indica que la obra permitirá el beneficio inmediato de aproximadamente 600 clientes residenciales. Además, la instalación de la nueva ERP permitirá prever un potencial de 1400 clientes futuros adicionales. En el inciso "7. Usuarios/volúmenes involucrados" se indica que el proyecto prevé un caudal incremental de 1400 m³/h.

En relación al presupuesto de esta obra, se observa que llega a un valor de 7,55 \$MM, de acuerdo con lo indicado en el inciso "8. Presupuesto de Ejecución". Se señala que el presupuesto se confeccionó teniendo en cuenta valores de contratación recientes para obras similares. No se indican en el presupuesto los valores unitarios, aunque la información detallada permite inferirlos.

20.2. PROYECTO N°3 – REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA PRESIÓN EN LAS LOCALIDADES ABASTECIDAS DESDE EL GASODUCTO GNEA – PRIORIDAD 1

El proyecto se desarrollará en las localidades abastecidas por el Gasoducto GNEA, identificadas como "Prioridad 1" por la Autoridad Regulatoria.

Se prevé la construcción de las redes de distribución en las localidades abastecidas por el Gasoducto GNEA – Prioridad 1, de acuerdo con las previsiones de caudal realizadas por ENARSA para los distintos ramales de aproximación de esas localidades.

El proyecto representa un beneficio para más de 6.700 clientes residenciales de las localidades de Pedro Gómez Cello, Gobernador Crespo, Colonia Silva, Ramayón, San Justo, Videla, Marcelino Escalada, Margarita, La Criolla, Vera y Pintado, Nelson, Llambi Campbell, Emilia y Calchaquí. Se menciona que en total se estima instalar más de 123.000 m de tendido de cañerías de polietileno, adjuntándose los planos de anteproyecto correspondientes.

Respecto del presupuesto de ejecución, el mismo se establece en 104,3 \$MM. No se indican en el presupuesto los valores unitarios, aunque la información detallada permite inferirlos.

20.3. PROYECTO N°4 – EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE ALTA PRESIÓN DE ROSARIO Y ZONA METROPOLITANA

El proyecto abarca las localidades de Rosario, Soldini, Funes, Granadero Baigorria, Ibarlucea y Capitán Bermúdez.

Se indica que el mismo comprende el traslado de la ERP 40/25 operada por TGN a la cabecera del gasoducto "Cámara Norte", la construcción de aproximadamente 4.900 m de gasoducto de 20" y 500 m de gasoducto de 4" y la adecuación de la ERP 40/15, operada por TGN. Menciona además que esta obra permitirá aumentar la capacidad de inyección del Sistema "Cámara Norte" y disminuir a 25 bar la presión de operación de los tendidos que ingresan en zonas pobladas.

Según se indica, el gasoducto se desarrolla a lo largo de una traza, de clases de trazado 1 y 3. Y a lo largo del tendido, resulta necesario realizar numerosos cruces de vías y rutas.

Más adelante, se agrega una tabla que, bajo el título, "Estaciones reguladoras de presión", lista dos instalaciones cuyas presiones no coinciden con las indicadas en la descripción de la obra.

El presupuesto que se adjunta sigue la misma estructura que los presentados en los demás proyectos.

20.4. PROYECTOS N°5 Y 6 – GASODUCTO PARA NUEVA INYECCIÓN AL SISTEMA DE ALTA PRESIÓN DE ROSARIO Y ZONA METROPOLITANA

Los proyectos N°5 y 6 forman parte del proyecto denominado “Nueva Inyección al Sistema de Alta Presión de Rosario y Zona Metropolitana”, que abarca las localidades de Roldán, Funes y Rosario.

Como se desprende de lo indicado en la planilla resumen de las Inversiones Obligatorias, corriente a Fs. 562 del Expediente, para los Proyectos N° 5 y 6 se indica que se prevé la construcción de un nuevo punto de inyección al sistema de alta presión de 25/15 bar del Área Metropolitana de Rosario, comprendiendo lo siguiente:

1. En la etapa 1 se prevé la construcción de:
 - a. Una Estación de Separación y Medición, regulación 60/25 y odorización.
 - b. Tendido de un gasoducto de 25 bar de aproximadamente 13.120 m de extensión en cañería de acero de 16” de diámetro.
2. En la Etapa 2 se prevé la construcción de:
 - a. 8.640 m de extensión en cañería de acero de 16” de diámetro y 3.820 m de extensión en cañería de acero de 8” de diámetro, en 25 bar de presión.
 - b. Una ERP 25/15/1,5 bar.
 - c. 2.040 m de extensión en cañería de 8” de diámetro, 15 bar de presión.

Observamos que la descripción de las obras detallada en la planilla de Inversiones Obligatorias, anexa al informe GD N° 96/17 (Fs. 562) no coincide en el valor de diseño de la Estación de Separación Regulación y Odorización prevista para la Etapa 1 por la distribuidora, según se describe en Fs. 256. Asimismo, en la descripción particular del proyecto a Fs. 108, vemos que la distribuidora se refiere a valores de diseño distintos de los informados en su planilla.

Con respecto al presupuesto, cabe destacar que de la planilla de Inversiones Obligatorias de Fs. 562 surge que el monto de inversión para los Proyectos 5 y 6 es de 373,4 \$MM. Sin embargo, se observa que el presupuesto engloba además otros trabajos (proyecto 7) que totaliza una inversión de 446,5 \$MM.

20.5. PROYECTO N°9 – EXPANSIÓN – GASODUCTO REGIONAL CENTRO II – ETAPA 2

No se pudo identificar en el Expediente un legajo para este proyecto.

En las tablas de resumen de inversiones se describe sucintamente, indicando lo siguiente:

“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 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 Lehmann por un caudal de 1.900 m³/h” Luego continúa describiendo el sistema a construir, y agrega en la columna de Montos un valor de 43,10 MM\$.

La presentación de este proyecto, de acuerdo a lo encontrado en el expediente, no cumple con lo requerido por Enargas.

20.6. PROYECTO N°10 – EXPANSIÓN – GASODUCTO REGIONAL CENTRO II– ETAPA 3

No se pudo identificar en el Expediente la descripción de este proyecto.

En las tablas de resumen de inversiones se describe sucintamente, indicando los siguiente:

“Deriva del gasoducto regional Centro II Rafaela-Sunchales. Permitirá la expansión del sistema de distribución para ampliar el suministro a las localidades de Ataliva y Bella Italia” Luego continua describiendo el sistema a construir, y agrega en la columna de Montos un valor de 20,10 MM\$.

La presentación de este proyecto, de acuerdo a lo encontrado en el expediente, no cumple con lo requerido por Enargas.

20.7. PROYECTO N°17 – EXPANSIÓN – LOOP GASODUCTO REGIONAL OESTE

LITORAL GAS S.A. indica que el objetivo de este proyecto es ampliar la capacidad del Gasoducto Regional Oeste existente, representando un beneficio para las localidades de Las Parejas, Las Rosas, Los Cardos, El Trébol, Carlos Pellegrini, San Jorge, Sastre y María Juana.

Se señala que el proyecto comprende la construcción de un gasoducto de 10” de diámetro y presión de diseño de 60 bar, paralelo a la cañería existente de 8”, ubicada entre el punto de empalme al gasoducto de la Transportista y la localidad de Las Parejas. Asimismo, menciona que el proyecto prevé una Estación Limitadora de Presión 60/30 bar en cabecera, con el objeto de adecuar la presión de operación a las exigencias del trazado.

Se indica, por otro lado, que el tendido propuesto tiene una longitud estimada de 6.200 m y que resulta necesario realizar el cruce de la Ruta Nacional N° 178 y algunos cursos de agua, entre los que cabe destacar el cruce de la cañada Las Parejas.

El presupuesto que se adjunta sigue la misma estructura que los presentados en los demás proyectos.

20.8. PROYECTO N°18 – EXPANSIÓN – LOOP GASODUCTO ROJO-ROJAS

Se indica que el objeto de este proyecto es ampliar la capacidad del Gasoducto Regional Rojo-Rojas existente, entre las localidades de General Rojo y Acevedo, y entre Pergamino y Colón, Provincia de Buenos Aires.

Se indica que el proyecto comprende la construcción de un tramo de gasoducto de diámetro 12” y presión de diseño 60 bar, paralelo a la cañería existente de diámetro 12”, entre el punto de empalme de la Transportista y la localidad de Acevedo. Comprende también un segundo tramo de gasoducto de diámetro 10” y presión de diseño 60 bar, paralelo a la cañería existente de diámetro 8”, entre la derivación a Pergamino y la derivación a Colón. Se indica que se prevé, además, la modificación de la ESM y de la Estación Limitadora de Presión 60/36,5 bar existente en la cabecera.

Se menciona, asimismo, que los tendidos en 12” y 10” tienen una longitud estimada de 37.700 m y 12.000 m, respectivamente, y que a lo largo del mismo se deberá realizar el cruce de rutas y cursos de agua.

Más abajo, la Distribuidora señala que “la ejecución de la presente obra no sería necesaria en caso de disponer de un incremento de la presión garantizada a 35 barM en el punto de transferencia de TGN”. No aclara en su presentación si ha tramitado este incremento por parte de la Transportadora.

El presupuesto que se adjunta sigue la misma estructura que los presentados en los demás proyectos.

20.9. PROYECTO N°30 – EXPANSIÓN – GASODUCTO REGIONAL RUEDA-ALCORTA – ETAPA 1

El proyecto N°30 corresponde a la Etapa 1 del proyecto “Gasoducto Rueda-Alcorta”.

De acuerdo con lo indicado en la planilla resumen de las Inversiones Obligatorias, obrante a Fs. 563 del Expediente, este proyecto comprende:

1. Un gasoducto regional de aproximadamente 23.580 m en 60 bar, con cañería de acero de 6” de diámetro (considerando una presión de 30 bar garantizada por TGN en la cabecera del Gasoducto Regional).
2. Una Estación de Separación, Medición y Odorización.
3. Tres Estaciones Reguladoras de Presión 60/15/1,5.
4. Red de distribución en media presión por 9.430 m.

El presupuesto que se adjunta sigue la misma estructura que los presentados en los demás proyectos.

20.10. PROYECTO N°34 – REDES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA PRESIÓN EN LAS LOCALIDADES ABASTECIDAS DESDE EL GASODUCTO GNEA – ETAPA 2

El proyecto contempla parte de las localidades abastecidas por el Gasoducto GNEA, identificadas como Prioridad 3 por la Autoridad Regulatoria, abarcando las localidades de María Luisa, La Pelada, San Cristóbal, Arrufó, Hersilia y Ceres. Respecto de la descripción técnica, LITORAL GAS S.A. informa que en total se estima instalar más de 157.000 m de tendido de cañerías de polietileno en media presión.

En lo relativo al presupuesto de ejecución, el mismo se establece en 138,1 \$MM. El presupuesto que se adjunta sigue la misma estructura que los presentados en los demás proyectos.

20.11. PROYECTO N°37 – EXPANSIÓN – SISTEMA ALTA PRESIÓN DE SAN NICOLÁS

De acuerdo con la descripción de Fs. 484, este proyecto se denomina “Suministro a Villa General Salvio”. Según lo indicado en la planilla resumen a Fs. 260, esta obra deriva del Sistema de Alta Presión de San Nicolás, pero la obra no corresponde a una expansión del sistema de alta presión, por lo que el título de proyecto sería inadecuado.

En efecto, se indica que el proyecto comprende la construcción de las redes de media presión que alimentarán a Villa General Salvio, tomando suministro de un sistema de 4 bar existente en el Parque Industrial Comirsa, Ramallo.

En lo relativo al presupuesto de ejecución, el mismo se establece en 7,1 \$MM. El presupuesto que se adjunta sigue la misma estructura que los presentados en los demás proyectos.

20.12. PROYECTO N°41 – EXPANSIÓN – LOOP GASODUCTO REGIONAL SUR

LITORAL GAS S.A. indica que el objetivo de este proyecto es ampliar la capacidad del Gasoducto Regional Sur existente, representando un beneficio para las localidades de Los Molinos, Sanford, Villada, Chovet, Elortondo, Carmen, Santa Isabel, Villa Cañás, Teodelina, Venado Tuerto, Casilda, Chabás, Firmat, Murphy, Bombal y Bigand.

El proyecto comprende la construcción de dos tramos de gasoducto, siendo el primero de ellos de 44.000 m de longitud y 10" de diámetro, y ubicado entre las localidades de Firmat y Elortondo. El segundo tramo es de 5.860 m y 4" de diámetro, ubicado entre las localidades de Villa Cañás y Teodelina. Ambos tramos operarán a 60 bar.

Se indica, además, que el diseño fue concebido considerando una presión garantizada por TGN de 33 bar en la derivación, pero no se aclara si se ha obtenido confirmación por parte de la Transportadora en este sentido.

Por otro lado, se menciona que a lo largo del trazado se deberá realizar el cruce de rutas y cursos de agua.

Con respecto al presupuesto de ejecución, se establece un monto de inversión de 392,3 \$MM. El presupuesto que se adjunta sigue la misma estructura que los presentados en los demás proyectos

20.13. PROYECTO N°42 – EXPANSIÓN – AMPLIACIÓN SISTEMA DISTRIBUCIÓN EN MEDIA PRESIÓN – RUFINO

Se indica que el objetivo de este proyecto es expandir la red de GLP a sectores de la ciudad de Rufino que no cuentan con este servicio.

Respecto de la descripción del proyecto, se menciona que el mismo comprende la modificación de la planta de GLP existente y la ejecución de obras de refuerzos en la red de media presión. En particular, en la Planta de GLP se modificarán los puentes de regulación y medición. Respecto de la red de distribución, se instalarán 1.310 m de cañería de diámetro 63 mm, 620 m de cañería de diámetro 125 mm y 360 m de cañería de diámetro 180 mm.

Respecto del presupuesto de ejecución, obrante a Fs. 521, se incluye al final de la presentación una planilla que cuyo resultado totaliza un monto de inversión por 7.59 \$MM. El presupuesto que se adjunta sigue la misma estructura que los presentados en los demás proyectos. Se observa que se presenta un valor global para la modificación de la planta de GLP sin desglosar los componentes de dicho costo.

20.14. INVERSIONES OPERATIVAS

Las inversiones definidas bajo el título de Inversiones Operativas por el Enargas en su informe GD N° 96/17 se establecen en un monto de 470,2 \$MM (Fs. 563).

De acuerdo con el detalle adjunto a Fs. 564 dichas inversiones corresponden a lo presentado por LITORAL GAS S.A. con su nota GAF RTI - 16/0035, corriente a Fs. 222 del Expediente. Según lo indicado en el Anexo I de dicha presentación, el Plan de Inversiones corresponde a 144,29 \$MM para el año 1 y 86,81 \$MM para el año 2.

Se observa que la suma de los valores arriba mencionados ($144,29 + 86,81 = 231,10$ \$MM) no coincide con el monto de inversión por 470,2 \$MM, indicado por Enargas en su planilla de Fs.

563. No se ha encontrado en el Expediente una explicación que indique el motivo de esa diferencia, ni qué inversión se está considerando.

Seguidamente se desarrollará un análisis de las inversiones operativas, en lo relativo al su cumplimiento respecto de lo requerido por Enargas.

Los proyectos que componen inversiones operativas son las que se listan a continuación:

1. GCO-001 – Compra de medidores nuevos
2. GCO-002 – Compra de vehículos nuevos y reemplazos
3. GCO-003 – Aporte a obras de terceros grandes usuarios
4. GCO-004 – Reemplazo equipos de climatización en oficinas
5. GCO-005 – Instalación estanterías móviles para archivo
6. GCO-006 – Compra de vehículos nuevos bases operativas GNEA
7. GSI-001 – Sistemas de información
8. GAF-001 – Edificios, mejoras y ampliaciones
9. GAF-002 – Reemplazo de vehículo
10. GAF-003 – Mobiliario
11. GRH-001 – Generador eléctrico
12. GRH-002 – Sistema de climatización
13. GGE-001 – Estudio de factor de carga
14. GTE-001 – Vehículos
15. GTE-002 – Equipos y herramientas
16. GTE-003 – Equipos de comunicación y SCADA
17. GTE-004 – Edificios. Mejoras y ampliaciones
18. GTE-005 – Sistema medición industrial
19. GTE-006 – Odorización
20. GTE-007 – Protección anticorrosiva
21. GTE-008 – Seguridad y confiabilidad – Redes y servicios
22. GTE-009 - Seguridad y confiabilidad - Gasoductos
23. GTE-010 – Seguridad y confiabilidad – ERP
24. GTE-011 – Adecuación de GLP a gas natural en la localidad de Wheelright

20.15. PROYECTO N° 2 - PROVISIÓN DE GAS NATURAL A LA LOCALIDAD DE WHEELRIGHT

Se indica que el proyecto comprende la construcción de un gasoducto desde la localidad de Colón hasta Wheelright, con todas sus instalaciones de superficie, la instalación de una nueva

City-Gate para Wheelright, la vinculación a las redes de media presión existentes y la construcción de extensiones en media presión.

Se menciona luego que el gasoducto será de 4" de diámetro y aproximadamente 22.000 m de longitud y tomará suministro desde el Sistema Gasoducto Rojo-Rojas, que opera a una presión de 30 bar. Se señala, además, que el proyecto ha sido concebido considerando una presión garantizada por TGN en la Cabecera del Gasoducto Rojo-Rojas de 30 bar. Y posteriormente se menciona que a lo largo del tendido se deberán realizar numerosos cruces de rutas, vías y cursos de agua.

Respecto de las redes de media presión, se menciona que se deberán realizar tendidos de interconexión, a los efectos de vincular la nueva City-Gate con las redes existentes, y que se prevé también la ejecución de aproximadamente 2.570 m de cañería de polietileno.

Con respecto a la nueva City-Gate, surge de lo indicado en el presupuesto, que se trata de una Estación de Regulación de Presión 60/15/1,5 bar. Estos valores de diseño no coinciden con los indicados en la tabla de detalle adjunta en la descripción del proyecto (ERP 36/10/1,5), en la que se informan los valores de presión de entrada máxima y mínima, pero no se indica el valor de presión de diseño y la serie de construcción de la planta. Esto lleva a confusión respecto de las características proyectadas para la instalación.

En lo relativo al presupuesto, se informa un monto de inversión de 86,3 \$MM.

No se presenta en el presupuesto el componente correspondiente a la interconexión con los sistemas existentes.

21. OTRAS CUESTIONES A CONSIDERAR RESPECTO DE LA PRESENTACIÓN DE LITORAL GAS S.A.

21.1. INSTALACIONES TÍPICAS DEFINIDAS POR LITORAL GAS S.A.

En su nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09756 de fecha 20 de octubre de 2016 (Fs. 24 del Expediente N° 30.047), Enargas requiere de la Distribuidora que indique "para los proyectos que involucren nuevas ERP, el costo aproximado o estimado para una instalación típica indicando sus características, y especificar todo otro dato que permita entender claramente las diferencias entre plantas de distinta conformación, es decir los motivos que la aparten de la considerada típica".

Observemos que Enargas, respecto de la construcción de nuevas ERP para establecer el costo aproximado o estimado de la misma, hace referencia a una instalación típica. Es decir que el costo surgirá de la evaluación económica de la construcción de una planta similar en cuanto a su diseño y a su modelización. De ningún modo puede considerarse que es igual o similar el costo de una planta de un determinado caudal a la de otro mucho mayor.

En esta determinación tiene importancia el diseño, pero para diseños iguales, el costo debe averiguarse teniendo en cuenta la diferencia de caudales que se consideran. Por lo tanto, está mal interpretada la consigna de Enargas por la cual la Distribuidora toma un modelo determinado, lo independiza del caudal, y fija ese valor como inalterable. Este error de apreciación ha llevado a cometer algunas imprecisiones en la valorización de las instalaciones.

Tengamos en cuenta que se trata de un trabajo sobre inversiones y, por lo tanto, la cuestión costos es de muy importante consideración. Esto se aprecia también cuando se observa, en los casos en que se habla de cañerías, se considera el mismo costo unitario para una cañería que

opera a 10 bar que otra operando a 60 bar, del mismo diámetro, cuando está última tendrá un mayor espesor que la primera.

Todo esto se origina en el objetivo de simplificar el proceso de cálculo, lo que es válido, pero puede provocar grandes diferencias en las estimaciones de costos. Naturalmente, son muy variados los casos que correspondería analizar, pero a título ilustrativo se menciona que cuando corresponda considerar dos unidades, como una planta de Separación y Medición vinculada a una Estación de Regulación de Presión formando un conjunto, no es correcto tomar como valor la suma de dos valores típicos.

En estos casos, muchas cuestiones relativas a los costos constructivos se integran y contribuyen a disminuir el costo total. Asimismo, importa tener en cuenta la cantidad de unidades que se utilizarán en la obra, las especificaciones técnicas de cada caso, etc. Por lo tanto, no puede simplemente generalizarse a efectos de simplificar excesivamente la metodología de cálculo.

21.2. COMUNICACIÓN CON LA TRANSPORTADORA

En su nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09756 de fecha 20 de octubre de 2016 (Fs. 24 del Expediente N° 30.047), Enargas requiere de la Distribuidora que indique “si ha comunicado su plan a las licenciatarias de transporte involucradas, y las respuestas que ellas hubieran brindado respecto de los requisitos para las nuevas condiciones de entrega y transporte”.

Al respecto, LITORAL GAS S.A. indica en su nota Nota GAF RTI - 16/0030 de fecha 28 de octubre de 2016 (Fs. 27 del Expediente): “Con respecto a la comunicación a las licenciatarias de transporte, informamos que se han remitido notas a Transportadora de Gas del Norte S.A. sobre el tema en cuestión, pero que a la fecha de la presente aún no han sido respondidas por dicha empresa”.

Es de destacar que no existe otra referencia en el Expediente a la comunicación entre ambas Licenciatarias, ni a los resultados que de ella surgieran. De acuerdo con lo informado por LITORAL GAS S.A. existen numerosos proyectos que fundamentan sus criterios de diseño en determinadas condiciones de entrega por parte de la Transportadora.

22. INFORME INTERGERENCIAL

A Fs. 555 del Expediente N° 30.047, Enargas agrega con fecha 30 de marzo de 2017, el INFORME GD N° 96/17, firmado por el Gerente de Distribución, que cubre los siguientes aspectos:

1. Objeto
2. Consideraciones generales
3. Proyectos propuestos
4. Metodología de trabajo
5. Particularidades de los proyectos
6. Conclusiones

En dicho informe se establece que se contrastaron las propuestas con los antecedentes de estudios y alternativas de solución que durante los últimos años se fueron presentando, como así también se identificaron emprendimientos que se llevarían a cabo mediando la intervención de Organismos de Gobierno.

Por otra parte, señala que “con un aumento de las presiones mínimas garantizadas en determinados puntos de entrega de TGN, se podría evitar la ejecución o disminuir la magnitud de algunas inversiones, para de esa forma poder incluir como Obligatoria alguna/as de aquellas obras que se consideran como No Obligatorias/Complementarias”.

Finalmente, se indica que las obras que obran en Anexo A del informe son las consideradas como Obligatorias, cuyo monto total es de 2.282 \$MM. Y agrega, en dicho anexo, dos cuadros listando los proyectos correspondientes a las “Inversiones Obligatorias” y a las “Inversiones No Obligatorias o Complementarias”,

De ello surge que el total de las inversiones, que deberán ser incorporadas en la revisión tarifaria integral como OBLIGATORIAS, asciende a la suma de 2.282,00 \$MM, mientras que las obras complementarias suman un monto de 6.923,00 \$MM.

23. ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

Como se ha expresado en el análisis de las diversas obras, los presupuestos no detallan los precios unitarios considerados, sino que estos deben ser inferidos a partir de los valores totales y las características de la instalación.

A continuación se muestra una tabla donde se detallan algunas de las obras del plan de inversiones y los precios unitarios calculados a partir de la información de los presupuestos. Se aclara que se ha verificado que los valores unitarios de estas tablas se repiten para el resto de los proyectos presentados.

a) Gasoductos y Ramales

Proy.	Denominación	MAPO (BAR)	Diam (pulg)	Long (m)	Estimado (\$)	PU \$/pulg.m	PU usd/pulg.m
1	Expansion Sistema MP Baradero	10	4	150	630.000,00	1.050,0	69,08
2	Provisión a Wheelwright	60	4	22000	72.600.000,00	825,0	54,28
4	Culminación Loop 20"	60	20	4900	85.200.000,00	869,4	57,20
		60	4	500	2.100.000,00	1.050,0	69,08
17	Loop Gasoducto Regional Oeste	60	10	6200	51.150.000,00	825,0	54,28
41	Gasoducto Regional Sur	60	10	44000	363.000.000,00	825,0	54,28
		60	4	5860	19.338.000,00	825,0	54,28

b) Redes

Proy.	Denominación	Material	Diam (mm)	Long (m)	Estimado (\$)	PU \$/m	PU usd/m
1	Expansion Sistema MP Baradero	PE	180	400	920.000,00	2.300,0	151,32
2	Provisión a Wheelwright	PE	180	730	1.911.703,00	2.618,8	172,29
		PE	125	1530	3.178.922,00	2.077,7	136,69
		PE	90	120	164.652,00	1.372,1	90,27
		PE	63	190	153.875,00	809,9	53,28
3	Redes a Localidades del GNEA	PE	180	810	2.121.205,00	2.618,8	172,29
		PE	125	1170	2.430.941,00	2.077,7	136,69
		PE	90	90	123.489,00	1.372,1	90,27
		PE	63	2970	2.405.306,00	809,9	53,28
		PE	50	6530	4.891.042,00	749,0	49,28

c) Estaciones Regulatoras de Presión

Proy.	Denominación	PEMax (bar)	Preg (bar)	Caudal (m3/h)	Estimado (\$)	Estimado (usd)
1	Expansion Sistema MP Baradero	10	1,5	3500	6.000.000,00	394.737
2	Provisión a Wheelwright	36	1,5	4000	8.000.000,00	526.316
17	Loop Gasoducto Regional Oeste (E)	60	S/D	35000	18.000.000,00	1.184.211

Comparando estos valores con los determinados por la consultora contratada por Litoral Gas para la evaluación de sus activos (ver apartado “Análisis de la Base Tarifaria como activo físico de Litoral Gas SA”), se observa una correspondencia entre los valores unitarios aplicados para la evaluación de los valores de reposición de gasoductos y ramales con estos utilizados para la evaluación de las obras de inversión.

En cuanto a las redes el valor promedio de los costos unitarios considerados, también se encuentra en el orden de lo estimado por la Consultora al momento de evaluar los valores de reposición de los activos.

Respecto a las estaciones de regulación se observa una importante diferencia entre lo considerado por la Consultora y la evaluado en el costo de las obras, teniendo en cuenta que la primera definió un valor de 2,5 MM\$ para estación de 4.000 m³/h, mientras que para la obra del proyecto 2 se observa un costo de 8 MM\$ para una estación igual caudal.

24. COMPARACIÓN DE MONTOS COMPROMETIDOS DE LAS OBRAS DEL PLAN DE INVERSIONES CON LOS GASTOS EROGADOS

En el cuadro siguiente puede observarse una comparación de los gastos realmente erogados con los presupuestados, para las obras que originalmente figuraban en el plan de inversiones y que han sido finalizadas a la fecha, de modo de asegurar que no se realizarán nuevos desembolsos para esos proyectos. Los valores de los montos erogados fueron expresados en pesos a valores de diciembre de 2016, ajustados por IPIM nivel general, para poder efectuar la comparación, ya que los gastos efectivamente se realizaron a lo largo de los años 2017 a 2020.

Proy.	Denominación del Proyecto	Valor s/Resolución a Dic 2016	Montos Erogados a valores Dic 2016 (Ajust IPIM)	Diferencia \$	Dif. %
1	Sistema MP Baradero	\$ 9.300.000,00	\$ 5.146.262,18	\$ 4.153.737,82	81%
28	Gasoducto a Villa Amelia y Cnel. Dominguez (Complementar	\$ 53.000.000,00	\$ 36.021.942,78	\$ 16.978.057,22	47%
30	Gasoducto Regional Rueda - Alcorta: Etapa 1 (Ruta N° 90)	\$ 180.900.000,00	\$ 81.293.483,82	\$ 99.606.516,18	123%
36	Sistema Alta Presión Villa Constitución (*)	\$ 18.100.000,00	\$ 16.603.239,10	\$ 1.496.760,90	*
41	Gasoducto Regional Sur (**)	\$ 414.300.000,00	\$ 10.657.155,98	\$ 403.642.844,02	**

(*) Se modificó el alcance del proyecto de lo que se había determinado originalmente en la Resolución, agregándole las redes de distribución.

(**) Debido al aumento de presiones mínimas garantizadas por parte de TGN, solo fue necesaria la ejecución del loop de 5860 metros de 4".

De la comparación efectuada se observa que en todos los casos existió un excedente de presupuesto, como motivo de una sobrevalorización de las obras. Se observa en el proyecto 36 que a pesar de haber ampliado el alcance agregándole redes de distribución, aún existe un excedente respecto a lo presupuestado.

En el caso de la obra 41, solo se realizó el ramal de 5.860 m y diámetro 4", por un valor de \$ 10.657.155,98, lo que nos permite obtener el costo unitario de dicho ramal de 29,91 usd/pulg.m, que comparado con los 54,28 usd/pulg.m presupuestados (ver tabla del apartado anterior), significando que el monto presupuestado es 1,81 veces mayor que el erogado, constituyendo una sobrevalorización que excede con creces el rango esperado de precisión para este tipo de estimaciones. Este costo unitario fue replicado en todo el plan de obras, inclusive en algunos casos se han considerado valores cercanos a los 70 usd/pulg.m.

25. RESOLUCIÓN I-4361

25.1. DISPOSICIONES DE LA AUTORIDAD REGULATORIA

Con fecha 30 de marzo de 2017 la Autoridad Regulatoria emitió la Resolución I-4361, donde se indican todos los aspectos a que debe dar cumplimiento la Licenciataria y mediante la cual se resuelve, entre otros aspectos, lo siguiente:

ARTÍCULO 1°: 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 2°: 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 1° de abril de 2017, el que obra como Anexo II del presente acto.

ARTÍCULO 3°: 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 forma parte de esta Resolución.

También se aclara:

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.

Y también indica respecto del Plan de Inversiones:

- i) 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.
- ii) 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.
- iii) 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.
- iv) 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.
- v) 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.

- vi) Que si la Licenciataria ejecutara las Inversiones Obligatorias a un costo total menor que la suma especificada a tal efecto en el Anexo III (Cuadro I), entonces deberá invertir la diferencia en otras obras y/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.
- vii) 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 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.
- viii) Que la Licenciataria deberá presentar anualmente a satisfacción de esta Autoridad Regulatoria un informe detallado de avance del plan de Inversiones Obligatorias.
- ix) 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 1/1, como obras a realizar por factor K, en los términos del Numeral 9.4.1.3 de las Reglas Básicas de la Licencia, supuesto en que esta Autoridad Regulatoria, de considerar procedente la solicitud, deberá convocar a Audiencia Pública.

25.2. MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS

Posteriormente en el Anexo III de la citada Resolución se adjunta el Cuadro I, donde se detallan las Inversiones Obligatorias aprobadas por la Autoridad Regulatoria, con el plazo de ejecución en meses y el monto de inversión en millones de pesos, totalizando un valor de 2.282,00 \$MM. El Plan de Inversiones Obligatorias aprobado se detalla en el punto 8.1 del presente documento.

Finalmente, en el Cuadro II del Anexo III de la Resolución se detallan asimismo las Inversiones No Obligatorias o Complementarias definidas por Autoridad Regulatoria, por un monto total de 6.923,00 \$MM. Las Inversiones No Obligatorias aprobadas se detallan en el punto 8.2 del presente documento.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución I-4361, las obras listadas en Cuadro I han sido consideradas dentro de los cuadros tarifarios aprobados por el Artículo 2°. A partir de esto y en función del mecanismo compensatorio de la inversión establecida en los considerandos de la Resolución, la Licenciataria estaba obligada a erogar la suma especificada en calidad de inversión obligatoria, ya fuera en aquéllas o en otras obras y/o proyectos aprobados por esta Autoridad Regulatoria, dentro del período quinquenal.

Este mecanismo tiene por objeto equilibrar las diferencias que puedan surgir entre los costos reales de las obras y los especificados a tal efecto en el Anexo III. Dicha metodología garantiza que, cuando las obras resulten de un costo menor que el estimado por la Licenciataria, se realicen, en definitiva, inversiones por el total del monto aprobado.

25.3. METODOLOGÍA DE CONTROL DE INVERSIONES OBLIGATORIAS

Por otro lado, es de interés señalar que en el Artículo 3°, la Autoridad Regulatoria aprobó la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias, indicada en el Anexo IV de la Resolución. Esta metodología se compone de dos aspectos: el Control Físico de Inversiones Obligatorias

(Anexo IV, Apéndice A), y el Proceso Informativo de Gastos y Desembolsos (Anexo IV, Apéndice B).

Respecto del Control Físico de Inversiones Obligatorias, en el Anexo IV – Apéndice A de la Resolución, se indica que su objetivo es establecer criterios de control del Plan de Inversiones, a fin de verificar la ejecución física, el avance y el grado de cumplimiento de las Inversiones Obligatorias y/o aquéllas que las sustituyan o reemplacen (conforme con lo dispuesto en el Anexo III de la Resolución).

Con relación a este tema, la Autoridad Regulatoria requerirá a la Licenciataria que informe inicialmente la planificación y programación de las Inversiones Obligatorias previstas en el Anexo III. Dicha 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, y los tiempos involucrados en la adquisición de materiales y equipos, cuando ello corresponda.

Toda vez que se soliciten modificaciones a los cronogramas presentados, la Licenciataria informará los motivos y las causas que dieran lugar a las mismas, conjuntamente con un nuevo cronograma propuesto. Para acreditar los avances físicos de las Inversiones Obligatorias la Autoridad Regulatoria requerirá a la Licenciataria la presentación de toda la documentación que considere necesaria, la que será suscripta por un profesional responsable y con competencia en la materia.

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

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.

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, aquélla elaborará Informes Técnicos, y 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.

En lo referente al Proceso Informativo de Gastos y Desembolsos, en el Anexo IV – Apéndice B de la Resolución se establecen los mecanismos de información relacionados con el Plan de Inversiones de la Licenciataria y el cronograma de desembolso anual correspondiente.

Se implementa un flujo informativo analítico por parte de la Licenciataria, el cual tiene carácter de Declaración Jurada, conteniendo Planes de Inversión y Cronograma financiero de desembolsos mensuales de cada uno de los proyectos que lo componen, correspondiente al año en curso; instrumentos de contratación afectados a los respectivos proyectos; y pagos que se efectúen en concordancia a los respectivos instrumentos de contratación.

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, 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.

26. DETALLE DE INVERSIONES APROBADAS POR ENARGAS

26.1. PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS

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 Gato. 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; Ramón; San Justo; Vera y Pintado; 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; Ramón; 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 Gv. 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 Pca. de Santa Fe.	Rosario y zona metropolitana, Provincia de Santa Fe	12	106,50

I - 4361



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
5 y 6	Ampliación Rosario, Soldini, Funes, Cranadero Baigorria y Capitán Bermúdez	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 80/25 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". En la ETAPA 2 (Roldán - Funes) se prevé la construcción de: a) 8.640 metros de extensión en cañería de acero de 16" y 3.620 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. La habilitación permitirá la incorporación de 12600 clientes R, 1000 clientes SGP (P1 y P2) y caudal industrial	Rosario y zona metropolitana, Provincia de Santa Fe	24	373,40
9	Expansión - Gasoducto Regional Centro II- Etapa 2: Esperanza y Lehmann	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. 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.	Localidades de Esperanza y Lehmann, ambas de Provincia de Santa Fe	6	43,10

I - 4361



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	Deriva del Gasoducto Regional Centro II Rañuela-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. 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.	Localidades de Ataliva y Bella Italia, ambas de la Provincia de Santa Fe	12	20,10
17	Expansión - Sistema Gasoducto Regional Oeste	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°4328/17. 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.	Cercanías de la localidad de Las Parejas, Provincia de Santa Fe	18	73,10
18	Expansión - Sistema Gasoducto Regional Rojo-Rojas	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°4328/17. 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 m ³ /hora para clientes industriales de las localidades de Pergamino y Colón de la Prov. de Buenos Aires.	Provincia de Buenos Aires	24	

I - 4 3 0 1



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
30	Expansión - Gasoducto Regional Rueda - Alcorta - 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 odorización; tres estaciones reguladoras de presión 90/15/1,5 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 Gto. GNEA -Prioridad 9	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 8.092 (ocho mil sesenta y dos) clientes residenciales de las localidades de María Luisa, La Pelada, Elisa, San Cristóbal, Arrufó, Hércules y Ceres de la Pcia. de Santa Fe.	Localidades de: María Luisa, La Pelada, Elisa, San Cristóbal, Arrufó, Hércules 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 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

I - 4361

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
41	Expansión Gasoducto Regional Sur	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 7.800 (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 SDE. 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 supereditada a la Resol. ENRG N°4326/17	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

I - 4361

26.2. PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS

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 18" 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 15,700 m en diámetro 8"; 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 8"; 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. 96,600 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-Teodolina. 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



I - 4361

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, Godokan y Cañerata. 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, Godokan y Cañerata; 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: Magglio, 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 6"; b) 54,500 m aprox de gasoducto en 40 bar, diámetro 8"; 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: Magglio, María Teresa, Christophersen, San Gregorio, Diego de Alvear y Aarón Castellanos; todas de la Provincia de Santa Fe	12	889,00

I - 4361

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
19	Expansión - Gasoducto Regional OESTE II - Etapa 1	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 m ³ /h que contempla once localidades nuevas a abastecer y la expansión del Gasoducto Regional Oeste en aprox. 5.700 m ³ /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.	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	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.	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	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.	Ruta Provincial N° 34 - Localidades de: Centeno, Las Bandurrias y Casas. Provincia de Santa Fe	12	345,00

1 - 4 3 6 1



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 Rosquín 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 Rosquín 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; 66 clientes SGP1 y SGP2.	Ruta Provincial N° 20 - Localidades de: Tortugas y Montes de Oca. Provincia de Santa Fe	12	120,00

1 - 4 3 6 1



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) 17,800 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) 11,800 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 Armiñda, 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: Armiñda, 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; c) 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: Armiñda, Fuentes y Villa Mugueta. Provincia de Santa Fe.	12	218,00

1 - 4 3 6 1

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
27	Expansión - Gasoducto a Armiñda, Fuentes, Villa Mugueta y Pavón Arriba Etapa 2	Deriva del Gasoducto que llega a la localidad de Acebal (Pcia. de Santa Fe). Se ejecuta a partir 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 80 Bar que alimenta las localidades de Arroyo Seco/Gral. Lagos y Fighiere (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 50/15/1,5 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 8 desde Sgo. 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.: 1,811 clientes R; 73 clientes SGP1 y SGP2.	Ruta Provincial N° 90 - Localidades de: Santa Teresa y Peyrano. Provincia de Santa Fe	12	158,00

1 - 4 3 6 1



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.: 2,057 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 - Diaz	Deriva del Gasoducto Aídao - Santa Fe de TGN en las cercanías de la localidad de Monje (Pcia. De Santa Fe). El potencial total de gasoducto es de aprox. 2,810 m ³ /h que contempla abastecer a las localidades de Monje y Diaz. 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 Diaz. Se estima que beneficiará a aprox.: 1,098 clientes R; 50 clientes SGP1 y SGP2.	Ruta Provincial N° 65 - Localidades de: Monje y Dias Provincia de Santa Fe	12	81,00

4361



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 previsiones 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 Ibarluzea	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 Ibarluzea. 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 Ibarluzea, 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

E. BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO

27. ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO PARA METROGAS SA

27.1. ANTECEDENTES

La Distribuidora METROGAS es uno de los tres casos (junto con las Licenciatarias de Transporte) que a la fecha establecida por la Resolución MINEM N° 31/16 para concluir la RTI, no había suscripto todavía el Acta Acuerdo de Renegociación Integral por lo que se consideraron las previsiones convenidas en los Acuerdos Transitorios 2016 y 2017 como sustento para la aprobación de los estudios técnico-económicos sobre la RTI que formaron parte de la Resolución ENARGAS N° I-4356/2017 hasta la firma del Acta Acuerdo de Renegociación Integral.

Asimismo, mediante la referida Resolución ENARGAS N° I-4356/2017 se aprobaron los cuadros tarifarios de transición que entraron en vigencia el 1° de abril de 2017, de conformidad con lo establecido en el artículo 6 de la Resolución MINEM N° 74/17, toda vez que la puesta en vigencia de los cuadros tarifarios definitivos de la RTI se encontraban supeditados a la efectiva ratificación del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral, lo cual ocurrió finalmente en marzo de 2018 mediante el Decreto PEN N° 252/18.

En lo que concierne a los criterios a tomar en cuenta en la cuestión de la Base Tarifaria, el ANEXO del Acuerdo Transitorio 2016 fijó las siguientes pautas:

“1.6 - “Realización de la Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público. En la remuneración de la LICENCIATARIA el ENARGAS tomará en cuenta el costo de la Auditoría a contratar por la LICENCIATARIA de acuerdo a los términos establecidos en el punto 1.7.

1.7.- Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de la firma del presente, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.

Como criterio general, la Base de Capital de la LICENCIATARIA se determinará tomando en cuenta los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público. Para la valuación de dichos bienes se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el CONTRATO DE LICENCIA, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales 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 dichos bienes.

Para realizar dicha evaluación técnica el ENARGAS establecerá las bases, el objeto y alcances de la contratación y seleccionará un especialista, de reconocido prestigio en la

materia, de una lista de CINCO (5) consultores, propuestos por la LICENCIATARIA, no siendo recurrible dicha elección por parte del mismo.

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. Todo ello debe efectuarse teniendo en miras el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable”.

Por su parte, en la Cláusula Octava del Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Licencia celebrada entre el Estado Nacional y METROGAS, se enunciaban las Pautas que debían contemplarse con relación a la AUDITORÍA TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LOS BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO, a saber:

“8.1 EL LICENCIATARIO, bajo las pautas y supervisión del ENTE, procederá a realizar una Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL, mediante la contratación de especialistas.

8.2 Entre los objetivos que deberá contemplar la Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO deberá incluirse el control, verificación e información sobre los siguientes aspectos:

8.3. Existencia de los bienes declarados en el inventario físico mediante técnicas y registros apropiados. Identificación de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL destinados al servicio y los de otras actividades a fin que los usuarios del servicio regulado no contribuyan a recuperar costos de otras actividades.

8.4. Condiciones técnicas de las redes y del resto de los bienes y su nivel de depreciación y/u obsolescencia

8.5. Existencia de bienes no necesarios o redundantes para la prestación del servicio en condiciones de eficiencia. Identificación de los activos de actividades no reguladas.

8.6. Razonabilidad del valor de los bienes, su calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio, y la comparación con valores de reposición de dichos bienes.

8.7. Titularidad efectiva de cada uno de los bienes relevados, determinando si corresponden al LICENCIATARIO, al OTORGANTE o a un tercero”.

Asimismo, cabe poner de resalto las disposiciones del punto 11.3.3 de la Cláusula Décimo Primera, apartado 11.3 “CLÁUSULA DE INDEMNIDAD” referidos a la Base Tarifaria en el que se establece que “Con relación a los laudos obtenidos con anterioridad a la firma del ACTA ACUERDO por ex accionistas del LICENCIATARIO, el monto pagado por el ESTADO NACIONAL en virtud del laudo dictado en el arbitraje “BG Group Pie. vs. La República Argentina (UNC 54 KGA)”, con el porcentaje proporcional de quita que se hubiere establecido en el acuerdo de pago, excluyendo las sumas correspondientes a los intereses por mora en el pago del laudo, dichos montos calculados a valor presente, serán asumidos por el LICENCIATARIO; ello exclusivamente mediante inversiones sustentables, dentro del área de

su de LICENCIA, adicionales a las que establezca el ENARGAS como inversiones obligatorias en el marco de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL. El plan de inversiones adicionales será determinado por el ENARGAS, a propuesta de la LICENCIATARIA, una vez que entre en vigencia la Resolución que apruebe el Cuadro Tarifario resultante de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL o el último escalón del incremento, según corresponda. Estas inversiones no serán incorporadas en la base tarifaria de la LICENCIATARIA.

El plazo de ejecución del plan de inversiones adicionales no podrá exceder al de la finalización del CONTRATO DE LICENCIA, fecha en la que serán transferidas al OTROGANTE sin derecho al pago alguno a favor de la LICENCIATARIA, en las condiciones referidas en el artículo 5. 7 del CONTRATO DE LICENCIA”.

Por otra parte, cabe señalar que en la Cláusula Décimo Segunda del Acta Acuerdo de METROGAS, se estipuló una obligación de “trato equitativo”, que establecía lo siguiente: “*El OTORGANTE se compromete a disponer para el LICENCIATARIO un trato razonablemente similar y equitativo, en igualdad de condiciones, al que se otorgue a otras empresas del Servicio Público de Transporte y de Distribución de Gas Natural, en tanto ello sea pertinente a juicio del OTORGANTE, en el marco del proceso de renegociación de los contratos actualmente comprendidos en las Leyes N° 25.561, 25.790, 25.820, 25.972, 26.077, 26.204, 26.339, 26.456, 26.563, 26.729, 26.896 y 27.200 y el Decreto N° 367/2016.*”

Por último, corresponde señalar, con respecto a las normas que rigieron la valuación de la Base de Capital, que prevalecieron en principio las disposiciones de los Acuerdos Transitorios y el Acta Acuerdo de Renegociación, sin perjuicio de la aplicación de la Ley 24.076, el Decreto 1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (Decreto 2255/92), que se encontraban plenamente vigentes en todos aquellos aspectos que no fueron modificados ni se opusieron a las normas resultantes de la Ley 25.561.

27.2. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA

El trabajo realizado comprendió el análisis de la documentación aportada por el ENARGAS e incluyó todos aquellos documentos que se consideraron necesarios, de acuerdo al objeto de la auditoría en cuestión, a saber:

- ACUERDOS TRANSITORIOS 2016 y 2017 del 24/02/2016 y 30/03/2017 respectivamente
- ACTA ACUERDO ratificada el 28/03/2018 por el PEN por Decreto N° 252/2018.
- EXPEDIENTE ENARGAS N° 29242 – CONTRATACIÓN - CONSULTOR BASE TARIFARIA – RTI – METROGAS

El expediente se inicia el 13 de abril de 2016 con la NOTA ENRG/GDyE/GAL N° 2869 en la que el ENARGAS solicita a METROGAS la presentación de un listado de al menos cinco Consultoras que estarían en condiciones de presentarse al Concurso para la realización de la “Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL” (en adelante, LA AUDITORIA) en los términos previstos en los puntos 1.6 y 1.7 del Acta de Acuerdo Transitorio del año 2016 (en adelante, el ACUERDO TRANSITORIO), el que debía estar acompañado del detalle de antecedentes que evidencien la capacidad de cada una de ellas para llevar adelante la tarea, incluyendo experiencia en trabajos previos y currículums de los profesionales que participarían.

El listado enviado por METROGAS el 21/4/2016, junto con los antecedentes requeridos, está compuesto por las siguientes Consultoras o grupo de Consultoras:

- LEZA, ESCRIÑA Y ASOCIADOS – P.K.F. AUDISUR
- MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L.
- PSI CONSULTORES – ESTUVIDO ALBELOVICH, POLANO Y ASOCIADOS
- BECHER Y ASOCIADOS S.R.L. – BDO ARGENTINA
- ORGANIZACIÓN LEVIN – GRANT THORNTON ARGENTINA
- FREYRE Y ASOCIADOS – VILLARES Y ASOCIADOS
- L/F & ASOCIADOS S.A. – KPMG

Seguidamente se incorporan al expediente el *“Instructivo para la determinación de las incorporaciones y las bajas de activos a la Base de Capital durante el período 2001-2015 (GASNEA desde 1997) junto con el modelo de pliego para el llamado a Concurso para la contratación de LA AUDITORIA, que incluye el denominado “Anexo I – Base de Capital – Transportadoras y Distribuidoras.”*

El 3 de mayo de 2016 el ENARGAS remitió a METROGAS:

- NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3547/2016, en la que adjunta el referido instructivo para las altas y bajas, y

- NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3566/16, en la que junto con la aprobación del listado de Consultoras, remite el Modelo de Pliego y los Términos de Referencia para el llamado a Concurso para la contratación, por parte de METROGAS, de LA AUDITORÍA y dispone los *“Criterios para la Determinación de la Base de Capital”* que estableció los lineamientos para la determinación del valor actualizado de la Base de Capital de las Licenciatarias, complementando aquellos oportunamente establecidos en la Segunda Revisión Quinquenal de Tarifas, para todas aquellas Consultoras que lleven adelante LA AUDITORÍA. Estos eran:

“4.1 Se determinará para cada uno de los grupos de activos que componen el rubro de Bienes de Uso previstos en la Resolución ENARGAS N° 1660/00 y modificatorias, el valor de costo histórico en PESOS de los activos existentes al 31 de diciembre de 2015. A tal efecto, se procederá de la siguiente manera:

- a) *Se establecerá el valor inicial de los activos transferidos al momento de la privatización en función del monto total abonado por cada Licenciataria (incluyendo el pago en efectivo, los bonos de la deuda y los pasivos asumidos).*
- b) *Se detraerá de dicho importe el precio asignado a aquellos bienes considerados como no necesarios para prestar el servicio regulado. Además, se disminuirán del valor resultante: (i) por su valor total, aquellos bienes que se estén utilizando solo para sustentar actividades no reguladas, y (ii) en forma proporcional, si existiese algún grado de afectación de dichos activos a actividades reguladas.*
- c) *Al valor de la inversión inicial se le adicionará el importe anual –a valor de costo- de las inversiones en Activos Esenciales y/u otros activos necesarios para la prestación del servicio regulado efectuadas con posterioridad a la fecha de posesión y hasta el 31 de diciembre de 2015, atendiendo a un criterio de eficiencia. A tal efecto, y partiendo de los valores históricos que surgen de la contabilidad de la Licenciataria, se efectuarán los ajustes que pudieran corresponder a dichos valores en función de la normativa vigente.*

Se incluirán en este punto las incorporaciones de activos que hubieran sido financiadas bajo la modalidad de Proyectos K, las que serán valuadas a su costo de adquisición, o al valor oportunamente autorizado por el ENARGAS, el que resulte menor, como así también la incorporación de redes ejecutadas por terceros y cedidas a la distribuidora, las que serán valuadas de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución ENARGAS 1903/2000.-

- d) Se eliminará de la valuación 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.*

4.2 Se determinará el valor de las incorporaciones de activos ya efectuadas o a materializar, según corresponda, durante el año 2016, las que serán computadas en forma trimestral aplicando la siguiente metodología:

a) Para trimestres con balance trimestral cerrado a la fecha de la realización de la Consultoría, las incorporaciones de activo fijo se valuarán de acuerdo a lo previsto en el punto 4.1 c) precedente.

b) Para las inversiones previstas para el resto del año 2016, las mismas se consideran a valor de costo en moneda del momento de presupuestación, indicando la fecha a que se refiere dicho valor.

4.3. A los efectos de determinar el valor residual de los activos existentes al 31-12-15, a los valores determinados de acuerdo a lo indicado en el punto 4.1 precedente se les deducirá la sumatoria de las depreciaciones acumuladas al 31-12-15, las que serán calculadas utilizando el criterio de la línea recta y aplicando los años de vidas útiles máximas previstas por la Resolución 1903/00.

4.4. A los efectos de que el ENARGAS se expida respecto de los índices a utilizar para la actualización de la Base de Capital de las Licenciatarias, el Consultor determinará la estructura de costos de los distintos grupos de activos que componen la Base de Capital y propondrá los índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos.

4.5. Se determinará el valor actualizado al 31-12-15 del valor residual de los activos determinados en el punto 4.3 precedente, mediante la aplicación de los índices de actualización que, en función de lo indicado en el punto 4.4 precedente, establezca el ENARGAS.

4.6. Se procederá a la determinación de la valuación técnica de los bienes en existencia al 31-12-15, a cuyo efecto se tendrán especialmente en cuenta las condiciones técnicas de los activos, su nivel de depreciación y/u obsolescencia y el estado de conservación de los mismos.

4.7. En base a la información elaborada por el Consultor, el ENARGAS efectuará la comparación del valor actual determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.5 con la valuación técnica determinada de acuerdo a lo indicado en el punto 4.6 precedente y procederá determinar la Base de Capital al 31-12-15.

4.8. La Base de Capital al 31-12-15 será determinada por el ENARGAS, adicionado al valor determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.7 precedente el valor de las inversiones correspondientes al año 2016 determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.2

precedente, y deduciendo del valor resultante amortizaciones correspondientes al año 2016, las que serán calculadas utilizando el criterio de la línea recta, año de alta completo, aplicando los años de vidas útiles máximas previstas por la Resolución 1903/00. Finalmente, el valor residual obtenido será actualizado al 31-12-16 mediante la aplicación de los índices de actualización que, en función de lo indicado en el punto 4.4 precedente, establezca el ENARGAS.

Los criterios y metodología para la valorización de activos descriptos tienen como finalidad determinar objetiva y razonablemente la Base de Capital de la Licenciataria al 31-12-16, excluyendo aquellos activos que no resulten necesarios para una eficiente prestación del servicio regulado y efectuando las eventuales correcciones necesarias para adecuar la valuación de aquellos bienes cuyo valor contable de origen podría diferir en razón de haberse utilizado criterios de activación que se aparten del valor de costo de construcción o adquisición, y/o incluyan partidas que oportunamente hayan sido o pudieran ser observadas por el ENARGAS, y/o hubieran sido amortizados contablemente considerando distintas vidas útiles a las reconocidas por el ENARGAS.”

Por último, aclara el ENARGAS que “*con respecto a la consideración y determinación del costo de construcción de los activos construidos por o para las Licenciatarias que conforman los bienes necesarios para la prestación del servicio, se deberán seguir los lineamientos previstos en la Resolución ENARGAS N° 1903/00. Asimismo, resulta de interés señalar que, para el caso particular de obras incluidas en el patrimonio de las Licenciatarias que hayan sido total o parcialmente abonadas por los usuarios, el cómputo a los efectos de su inclusión en la Base de Capital deberá efectuarse al menor valor entre el costo de construcción, o –en caso de no conocerse aquél- el de reposición, y el de utilización económica de dicho activo, tal como se indica en la citada Resolución ENARGAS N° 1903/00”.*

El 24 de mayo de 2016 la Distribuidora trasladó al ENARGAS la consulta oportunamente efectuada por la Consultora BDO Argentina respecto de la posibilidad de extender por siete días el plazo límite para la presentación de la oferta en el marco del Concurso para la contratación de LA AUDITORIA “*en virtud de la complejidad y diversidad de las variables que intervienen en el dimensionamiento del servicio...*”.

En tal sentido, mediante NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4909 del 27/05/2016, el Ente Regulador expresó que, en virtud de las preocupaciones manifestadas por diversas consultoras respecto de la imposibilidad de poder cumplir en tiempo y forma con los requisitos para la presentación de las ofertas en el marco del referido Concurso de precios, no tenía objeciones para la prórroga del plazo previsto para la presentación de la referida información, “*con la condición de que la apertura del Concurso no se realice con posterioridad al día 3 de junio*” de dicho año.

Ese mismo día, el ENARGAS remitió a METROGAS la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4910 en la que efectúa una serie de aclaraciones en virtud de las inquietudes planteadas por distintas Consultoras. Entre las explicaciones brindadas resulta relevante señalar, a efectos del análisis que se realiza en este apartado, que:

- Con relación a la utilización de otros índices de precios para la elaboración de las tareas de acuerdo a lo establecido en la Parte III, punto 3.2 “Determinación de la Base de

Capital”, tarea h) del Pliego, el ENARGAS aclaró que solo se deben aplicar índices de precios oficiales.

- Con respecto a la valuación técnica de la Base de Capital (apartado 3. ALCANCE DE LOS SERVICIOS, punto 3.1.g), el Ente Regulador aclaró que a tales efectos debían tenerse especial consideración de las condiciones técnicas de los activos y estado de conservación, y que para el caso de *“las incorporaciones de activos que no hubieran sido totalmente costeadas por las Licenciatarias (obras construidas por fideicomisos, redes cedidas por terceros, etc.) el valor técnico deberá ser proporcionado a la participación del aporte efectuado por las Licenciatarias para la incorporación de dichos bienes. En dicho contexto, cabe aclarar que, para el caso de bienes operados por las Licenciatarias que fueran propiedad de terceros o que les hubieran sido transferidos a título gratuito, el valor técnico a considerar será igual a cero”*.

El día 31/5/16 METROGAS remite información contable solicitada por el ENARGAS en el *“Instructivo para la determinación de las incorporaciones y las bajas de activos a la Base de Capital durante el período 2001-2015 (GASNEA desde 1997)”* y efectúa una serie de aclaraciones y observaciones al respecto.

En tal sentido, se señalan algunas de las observaciones efectuadas por la Licenciataria en el punto 8. *“Otras consideraciones sobre la base de capital”,* puntualmente que *“La tarifa que estuvo vigentes desde el año 2002 hasta marzo de 2014 sin ajuste alguno en los márgenes de distribución, contemplaban el recupero de la amortización sobre valores históricos equivalentes al mes de julio de 1999, última oportunidad en que se actualizaron por el indicador de mercado internacional que se comenzó a aplicar en 1993, por ello gran parte de la inversión efectuada desde el inicio de la Licencia hasta el año 2001 no ha podido ser recuperada y reinvertida en los activos esenciales y una Base de Capital determinada sobre esos activos que en términos contables han continuado amortizándose no permitirá cumplir con el objetivo señalado en el párrafo anterior”*.

Y agrega METROGAS que *“En razón de lo expuesto, esta Distribuidora considera necesario explorar diversas alternativas que permitan obtener una tarifa razonable para estimular la inversión futura”,* y propone ejemplos de alternativas de metodología para la valuación de la Base Tarifaria.

El día 3/6/16 METROGAS, con presencia de funcionarios del ENARGAS, realizó la apertura de las propuestas presentadas en el marco del Concurso para realización de LA AUDITORIA.

El 4 de julio METROGAS envía al Ente Regulador su análisis de las propuestas (Actuación ENARGAS N° 20.297/16) siguiendo, según informa, los lineamientos establecidos por el ENARGAS.

Dicho análisis, detallado en los Anexos I a IV de la referida actuación, dio como resultado el siguiente listado de Consultoras, en orden descendente según el Factor de Adjudicación establecido en el Pliego:

- 1) LEZA, ESCRIBANA Y ASOCIADOS – PKF ADISUR S.R.L.
- 2) FREYRE Y ASOCIADOS – VILLARES S.R.L.
- 3) PSI CONSULTORES – ESTUVIDO ALBELOVICH, POLANO Y ASOCIADOS
- 4) MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L.

- 5) ORGANIZACIÓN LEVIN DE ARGENTINA S.A. – GRANT THORNTON S.A.
- 6) BECHER Y ASOCIADOS S.R.L.
- 7) KPMG con subcontratación de personal de L/F y Asociados.

Por su parte, el ENARGAS efectuó un análisis propio de los factores de adjudicación para las distintas ofertas presentadas a METROGAS, siguiendo los criterios previstos en las Pautas de Selección y Adjudicación del Pliego, y teniendo en cuenta la restricción de que ningún oferente podía resultar adjudicatario en más de dos concursos, dada la simultaneidad en la realización de los mismos por parte de todas las Distribuidoras y Transportistas.

El resultado de la evaluación integral y comparativa llevada a cabo por el ENARGAS para todas las Licenciatarias fue presentado en el Informe GDyE/GD N° 206 del 6/7/2016 (y anexos), indicando que la propuesta de ORGANIZACIÓN LEVIN DE ARGENTINA S.A. – GRANT THORNTON S.A. resultó ser la más conveniente para METROGAS.

Con fundamento en dicho informe y el Informe GAL N°1147/16 de la Gerencia de Asuntos Legales, el ENARGAS dictó la Resolución I/3881 del 7 de julio de ese año, en la que instruyó a METROGAS a suscribir la documentación pertinente para la contratación de ORGANIZACIÓN LEVIN DE ARGENTINA S.A. – GRANT THORNTON S.A. (en adelante, LA CONSULTORA) para la realización de LA AUDITORIA.

El 19 de septiembre de 2016 METROGAS remite al ENARGAS el “INFORME DE AVANCE N°1” elaborado por LA CONSULTORA. En este primer informe LA CONSULTORA indicó la metodología y pasos a seguir en el proceso de auditoría que llevaba a cabo, señalando el grado de avance alcanzado hasta ese momento.

En lo que respecta a la determinación de la estructura de costos de la Base de Activos y la identificación de los índices de actualización de los valores de origen de los activos, señala LA CONSULTORA que había avanzado un 90%. En tal sentido, en el apartado 4.2 de la sección 4 del informe (Análisis de la Estructura de Costos e Índices) se aclara que se agruparon los bienes entre aquellos de origen nacional y los bienes provenientes del extranjero “o que tienen una variación internacional”, y que para este último grupo de bienes se consideraría el valor de origen en moneda extranjera y las variaciones en la relación cambiaria entre monedas.

En el mismo apartado LA CONSULTORA indicó que dada la disparidad en la naturaleza de los bienes, llevaría a cabo un ajuste mediante una fórmula polinómica y brindó un detalle de los principales rubros de activos de la Distribuidora (ramales de alta presión, redes de media y baja presión, estaciones reductoras, medidores, edificios y construcciones) para cuya apertura de costos señala que utilizó información de costos proveniente de trabajos anteriores realizados por el estudio LEVIN junto con información de obras más recientes llevadas a cabo por METROGAS, contemplando las fórmulas de ajuste previstas en ciertos contratos.

En el apartado 4.3 del informe se listaron los índices de precios que se proponían utilizar, entre los que se encuentran la cotización del dólar publicada por el Banco Central de la República Argentina, el Índice de Salario Básico de la Industria y la Construcción (ISBIC) elaborado por el Ministerio de Trabajo de la Nación, varios subrubros del Índice de Precios al Productor (IPP) divulgados por el INDEC y algunos índices de precios de materiales

publicados por el U.S. Bureau of Labor Statistics (BLS), agencia gubernamental oficial que releva los indicadores de precios de los Estados Unidos de América.

Por último, en el punto 4.4 del Informe de Avance N°1 LA CONSULTORA realizó una serie de aclaraciones con respecto a la actualización de la Base Tarifaria por índices. En tal sentido, señaló que *“La actualización por índices, si bien es utilizada en forma generalizada, presenta desvíos importantes conforme se incrementa el lapso de actualización y según el ritmo inflacionario de los países proveedores de los bienes. Los índices oficiales pueden no reflejar la serie que expresa correctamente la evolución de precios para períodos largos. En términos generales, aún en contextos inflacionarios bajos se recomienda solamente actualizar por índices una valuación por períodos que no pasen los 3 o máximo 5 años, luego de eso se recomienda realizar una nueva valuación técnica completa”*.

Con respecto a la utilización de índices locales aclaró que *“es reconocido públicamente que los índices del propio Instituto de Estadísticas y Censos – INDEC no se presentan como confiables pues tienen desde múltiples cuestionamientos hasta inconsistencias metodológicas que los invalidan”*.

Por último, el informe incorpora como Anexo la apertura detallada de la estructura de costos que LA CONSULTORA indica como “sugerida” ya que aclara que podría verse alterada conforme el avance del trabajo de auditoría que se llevaba a cabo.

El día 19/9/2016 el ENARGAS remite sendas notas a los ex MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION y ex MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS DE LA NACION (NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 y 8828 respectivamente), indicando que en el marco de lo dispuesto en la Cláusula 12 de las ACTAS ACUERDO en cuanto a que *“Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la 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”*, solicita instrucciones acerca de la interpretación que debía efectuarse sobre el concepto de “índices oficiales”; si debía entenderse como aquellos elaborados por el INDEC u otros Organismos Oficiales de Argentina o podían considerarse índices elaborados por organismos oficiales de otros países.

En tal sentido, aclara el ENARGAS que dicho requerimiento se efectúa atento a que, de acuerdo a lo establecido en el apartado 4.4 de la Metodología para la Determinación de la Base de Capital en cuanto a que el Consultor *“propondrá los índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos”* y la tarea h) del punto 3.2.2. de la Parte III del Pliego, algunas Consultoras, en sus informes de avance, para la actualización de determinados rubros habían propuesto utilizar índices de precios elaborados por el Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América ajustados a moneda local aplicando el tipo de cambio oficial del dólar estadounidense.

Continúa el Expediente con la presentación de METROGAS del día 17 de octubre de 2016 (identificada como Actuación ENARGAS N° 34599/16) mediante la que remite el segundo informe de avance de LA CONSULTORA, en el que esta última informa el grado de avance en las tareas realizadas, indica la información adicional recibida por METROGAS y aquella pendiente de entrega por parte de la Distribuidora, reitera lo dicho respecto a la estructura de costos y los índices de actualización sugeridos, y señala que *“para elaborar el informe final y la determinación del valor actualizado al 31/12/2015, de acuerdo con lo requerido en el pliego*

de licitación, deberemos utilizar los índices de actualización que sean establecidos por el ENARGAS” y que “es necesario recibir la respuesta de la Licenciataria con las definiciones brindadas por el Ente para poder avanzar en esta etapa del proyecto”.

A continuación se incorporó al Expediente bajo análisis la NOTA ENRG/GDyE/GAL/I N° 9906 del 26/10/16 en la que el ENARGAS se dirigió al entonces SUBSECRETARIO DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION, quien el Ente Regulador entendió que se encontraba analizando la NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 del 19/9/2016 cursada a dicho Ministerio, solicitando una respuesta a la misma a la mayor brevedad que le fuera posible *“en virtud de los exiguos plazos que restan para la finalización del proceso de Revisión Tarifaria Integral”* y a fin de que las Consultoras pudiesen determinar el valor actualizado de la Base de Capital de las Licenciatarias.

El día 11 de noviembre de 2016 el Ministro del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION (mediante NO-2016-03240081-APN-MEM) respondió la consulta efectuada por el ENARGAS en la citada nota. Al respecto señaló que *“Sobre la base de las facultades propias del ENARGAS, atribuidas por la Ley N° 24.076, las referidas Actas Acuerdo disponen que dicho Organismo establecerá los criterios para la determinación de la Base de Capital. En ese marco, las actas mencionadas prevén en su Cláusula 12da., entre otros aspectos, que las valuaciones de bienes se efectuarán en moneda nacional y considerarán la evolución de índices oficiales o coeficientes locales representativos de la variación de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes, debiendo entenderse sobre ese particular que la referencia a índices oficiales incluye aquellos 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”.*

En tal sentido el Ministro citó como antecedente el Decreto 55 del 7 de enero de 2016 en el que el PODER EJECUTIVO NACIONAL declaró en estado de emergencia administrativa al Sistema de Estadístico Nacional (SEN) y al INDEC, listando asimismo las resoluciones y actos administrativos mediante los cuales diversos organismos oficiales utilizaron indicadores oficiales alternativos para medir variaciones de costos de sus áreas de competencia.

Finalmente señaló que *“en la valuación de los bienes que realice el ENARGAS, deberán tenerse en cuenta los objetivos y condiciones establecidos a ese efecto en la mencionada Cláusula 12da. de las respectivas Actas Acuerdo”.*

El 15/11 el ENARGAS remitió copia de la mencionada nota ministerial a METROGAS (NOTA ENRG GDYE/GAL/I N° 10682/2016)

Posteriormente, con fecha 2/12 METROGAS (por Actuación ENARGAS N° 39860/16) presentó al ENARGAS el Informe Final de LA AUDITORIA realizado por LA CONSULTORA.

En dicho informe LA CONSULTORA indica detalladamente la metodología empleada y las actividades realizadas a lo largo del proceso de auditoría llevado a cabo para la determinación de la Base de Capital de METROGAS.

Con respecto a la determinación de la estructura de costos, en el apartado 2.4.1 *“Determinación de estructuras de costos e índices específicos”* reitera la metodología utilizada de agrupamiento por origen de los bienes que componen el activo, la relevancia de ciertos

rubros de activos y señala sus componentes de costos más significativos, resumiéndolos de la siguiente forma:

	Mano de obra	Materiales de construcción civil y/o combustibles y/o uso de equipos nacionales	Cañerías y accesorios de caños de origen extranjero o con variaciones de precios internacionales	Equipos
Redes de distribución y ramales de acero	40-50%	20-30%	25-35%	
Redes de distribución de polietileno	40-50%	35-50%	10-13%	
Servicios	30-50%	10-15%	35-50%	
Medidores	30-50%			50-70%
Edificios y construcciones	40-55%	45-60%		

Continúa el informe señalando que en virtud de lo indicado por el Ente Regulador en su NOTA ENRG GDYE/GAL/I N° 10682/2016 respecto de la utilización de índices emitidos o adoptados por organismos o entidades públicas de la República Argentina, para la actualización de los valores de bienes de origen tanto nacional como extranjero, LA CONSULTORA utilizó índices nacionales.

En tal sentido, agrega que en virtud de lo señalado por el MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION en la nota adjunta a la emitida por el ENARGAS, respecto de la emergencia administrativa del SEN y el INDEC *“si bien hemos determinado estructuras de costo utilizando algunos índices provenientes del INDEC para distintos materiales, los mismos han sido recalculados desde el 01/01/2006 al 31/12/2015 utilizando como base para este ajuste el indicador del componente “Materiales” del Índice de Costo de la Construcción de Gran Mendoza (base 1988=100)”*.

A continuación, se detallan los índices utilizados por LA CONSULTORA para la actualización de los valores históricos de los activos:

- Dólar – BCRA
- ISBIC – Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación
- Artículos de hormigón, cemento y yeso (rubro 2695) – Índice de Precios Básicos del Productor (IPP) - INDEC
- Productos metálicos para uso estructural (rubro 2811) – IPP – INDEC
- Conductores eléctricos (rubro 313) – IPP – INDEC
- Productos refinados del petróleo (rubro 23) – IPP – INDEC
- Motores, generadores y transformadores eléctricos (rubro 311) – IPP – INDEC
- Vehículos automotores (rubro 341) – IPP – INDEC
- Máquinas y equipos (rubro 29) – IPP – INDEC
- Productos metálicos (rubro 281) – IPP – INDEC
- Muebles y otros productos industriales (rubro 36) – IPP – INDEC
- Máquinas de uso especial (rubro 292) – IPP – INDEC
- Caños y Tubos de polietileno (rubro 36320-3) – IPP – INDEC
- Materiales – índice de Costo de la Construcción – Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Gobierno de la Provincia de Mendoza.

En el punto 2.4.3 *“Corrección sobre las fechas de origen contable de los activos fijos”* LA CONSULTORA informa que, a efectos de la actualización de los valores históricos, en ciertos rubros de activos (como los ramales de alta presión, los conductos y redes de media y baja presión y estaciones de regulación y/o medición) modificaron la fecha de origen dado que en la base contable figuraba la fecha de capitalización o puesta en marcha del bien; pero al tratarse de activos cuya ejecución suele llevar meses o incluso años, LA CONSULTORA consideró conveniente corregir la fecha para que el ajuste se efectúe desde el momento efectivo de realización del gasto o inversión.

En la sección 5 *“Conclusiones del proyecto”*, particularmente en el apartado *“Actualización de Valores por Índices”* LA CONSULTORA reitera lo oportunamente señalado en su primer informe de avance en cuanto a que *“la actualización por índices, si bien es utilizada en forma generalizada, presenta desvíos importantes conforme se incrementa el lapso de actualización y según el ritmo inflacionario de los países proveedores de los bienes. Los índices oficiales pueden no reflejar la serie que expresa correctamente una evolución de precios para períodos largos. En términos generales, aún en contextos inflacionarios bajos se recomienda solamente ajustar por índices una valuación por períodos que no pasen los 3 o máximo 5 años, luego de eso se recomienda realizar una nueva valuación técnica completa”*.

Asimismo, vuelve a señalar LA CONSULTORA que *“Por otro lado, cuando se aplican fórmulas polinómicas de ajuste, existe otra fuente que puede ocasionar inexactitudes. Dado que el peso relativo de cada índice en un determinado rubro va variando en el tiempo, pues hubo un contexto de cambios en los precios relativos en las últimas dos décadas, lo que debería adoptarse es una polinómica por año y rubro, actividad que implicaría estudiar para cada uno de los años la composición relativa de Mano de Obra, Materiales, etc. de cada inversión. En este caso dada la información disponible y la dificultad que llevaría establecer polinómicas distintas para cada año, se adopta una única estructura de costos para cada rubro, y este punto implica una nueva fuente de desvío del método de ajuste de la contabilidad”*.

Con respecto a los índices de precios utilizados, reitera LA CONSULTORA los problemas de confiabilidad de los índices del INDEC; no obstante, presentó la estructura de costos que consideró más razonable y sugirió los índices más adecuados para la actualización de los valores contables, *“utilizando como corrección de los índices del INDEC, la serie de “Materiales” del índice de Costo de la Construcción de Gran Mendoza”*.

Por otra parte, con relación a Valuación Técnica de la Base Tarifaria LA CONSULTORA aclaró que procedió a la valorización bajo la premisa de uso continuado en el mismo lugar (ongoing concern).

Finalmente, como *“Conclusión de Valor”* LA CONSULTORA señala que *“la comparación realizada entre la Valuación Técnica al 31/12/2015 y los valores de la base contable ajustados por índices específicos a la misma fecha, nos permiten concluir que estos últimos no presentan razonabilidad en lo que refiere a una valuación real y actualizada de los activos fijos necesarios para la prestación del servicio de distribución de gas por redes, en el ámbito cubierto por MetroGAS”*.

El resultado obtenido por LA CONSULTORA en la valuación de la Base de Capital de METROGAS se encuentra resumido en el cuadro a continuación:

Base Tarifaria METROGAS - s/LA CONSULTORA	Millones de pesos
Valor actualizado al 31/09/2016 por polinómica de costos (incluyendo inversiones del 2016)	15.617,11
Valor técnico al 31/12/2015 (no incluye inversiones del 2016)	22.145,9

El día 2 de diciembre de ese año METROGAS también presenta dos archivos Excel con los valores de la Base Tarifaria rectificada al 31/12/2015 y actualizada al 30/06/2016.

Por su parte el 27/3/2017 el ENARGAS se dirige al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA mediante NOTA ENRG/GDyE/GAL/GT/GD/I N° 2477, complementada por la NOTA ENRG/GDyE/GAL/GT/GD/I N° 2518 del 29/3 de ese año, en la que solicitó conformidad para la utilización de un único índice compuesto para la actualización de la Base Tarifaria de todas las Licenciatarias de transporte y distribución de gas por redes, y que fue propuesto por Villares y Asociados, Consultora contratada por las transportistas. Dicho índice se compuso de la siguiente manera (de acuerdo al texto de la nota complementaria): *“una participación del 44% del ISBIC (Índice de Salarios Básicos de la Industria y la Construcción elaborado por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social)”* y *“ un 56% de un índice compuesto por el ICC Materiales (índice del Costo de la Construcción – Materiales, elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza) y el IPIM (índice de Precios Internos al Por Mayor elaborado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos)”*.

Respecto de la determinación de un único indicador para la actualización de la Base de Capital de todas las Licenciatarias de transporte y distribución de gas por redes, el ENARGAS aludió a la Cláusula Décimo Novena incluida en las Actas Acuerdo de CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A., CAMUZZI GAS DEL SUR S.A., LITORAL GAS S.A. y GASNOR S.A., de Trato Equitativo, que previó que *“El OTORGANTE se compromete a disponer para el LICENCIATARIO un trato razonablemente similar y equitativo, en igualdad de condiciones, al que se otorgue a otras empresas del servicio público de transporte y distribución de gas natural, en tanto ello sea pertinente a juicio del OTORGANTE, en el marco del proceso de renegociación de los contratos”*.

Aclara el Ente Regulador que en sus informes finales las Consultoras *“aplicaron índices de precios para ajustar la Base Tarifaria de las Licenciatarias que, en la totalidad de los casos, arrojan coeficientes de ajuste que oscilan entre treinta y tres veces y treinta y nueve veces cuando se computan para el período comprendido entre el 31 de diciembre de 1992 y el 31 de diciembre de 2016”*, resultando en valores de Bases Tarifarias que en todos los casos son inferiores a los valores técnicos de reposición por ellas calculados.

El MINISTERIO respondió el 30/3 mediante Nota NO-2017-04871382-APN-MEM en la que indicó que había dado intervención en el tema a la SUBSECRETARIA DE COORDINACIÓN DE POLITICA TARIFARIA y, compartiendo lo manifestado por dicha Subsecretaria, consideró que *“el índice de precios combinado seleccionado por el 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”*.

Finalmente, el 30 de marzo de 2017 el ENARGAS elaboró el Informe técnico (INFORME INTERGERENCIAL GDyE/GD N° 77/17) en el que detalla los antecedentes y lo actuado hasta el momento, analizó el estudio realizado por LA CONSULTORA para la valuación contable y técnica y aprobó el valor de la Base Tarifaria de METROGAS.

27.3. ANÁLISIS Y CONSIDERACIONES

A partir de los antecedentes expuestos, corresponde en esta instancia analizar si, en el marco de LA AUDITORIA, el procedimiento de valuación de la Base Tarifaria llevado a cabo por LA CONSULTORA se ajustó al alcance de los servicios detallado en el apartado 3 de la Parte 3 del Pliego de Bases y Condiciones para la contratación de LA AUDITORIA, tal lo requerido por el ENARGAS en los Términos de Referencia de la presente Auditoría ; y el desempeño del ENARGAS con relación al tratamiento de la Base Tarifaria desde el punto de vista económico, particularmente en lo concerniente al cumplimiento de los requerimientos y pautas establecidos en el ANEXO del Acuerdo Transitorio 2016, las disposiciones del Acuerdo Transitorio 2017 y la cláusula octava del Acta Acuerdo de Renegociación; así como lo actuado por todas las partes involucradas en el tratamiento del tema (la LICENCIATARIA, LA CONSULTORA, el ENARGAS, el Ministerio de Energía y Minería, el Ministerio de Hacienda).

Con relación a las tareas llevadas a cabo por LA CONSULTORA a efectos de dar cumplimiento a lo estipulado por el ENARGAS en el punto 3 de la Parte III del Pliego de Bases y Condiciones, corresponde señalar, en primer lugar, que en general ha dado cumplimiento a los plazos y requerimientos realizados por el Ente Regulador.

En cuanto al trabajo realizado por LA CONSULTORA, en esta sección se analizan los puntos a) y c) del Alcance de la Auditoría definido en el *Informe Final de la Auditoría Técnica y Económica de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO*, a saber:

“a) Análisis de la Auditoría de la información Contable aportada por la Licenciataria a los efectos de la determinación del valor residual contable actualizado de los activos necesarios para una operación eficaz y con indicadores de confiabilidad de clase mundial del servicio regulado”;

“c) La determinación de la base de capital de la Licenciataria siguiendo los lineamientos previstos en la mencionada Acta Acuerdo”.

En lo que respecta a la valuación de la Base Tarifaria a valor histórico, se advierte que LA CONSULTORA procedió en términos generales de acuerdo a las normas contables y regulatorias indicadas en el Pliego, a excepción de las consideraciones oportunamente mencionadas por el ENARGAS en su INFORME INTERGERENCIAL del 30 de marzo de 2017 respecto de las vidas útiles máximas de los bienes, ya que en algunos casos no se ajustó a lo estipulado en las Resoluciones ENARGAS N° 1660/2000 y 1903/2000, razón por la cual el ente regulador procedió a su corrección.

Por otra parte, el ENARGAS extendió el período de análisis para la determinación del valor de la Base de Capital por lo que modificó la valuación presentada por LA CONSULTORA en tanto incorporó inversiones obligatorias correspondientes al año 2016 que no se encontraban activadas al momento del cierre del estudio efectuado por la consultora. A tales efectos, el

ente regulador aclaró que dichas inversiones fueron incluidas contemplando los valores presupuestados y aprobados oportunamente, y agregó *“razón por la cual deberán ser objeto de análisis y eventual ajuste en oportunidad de la determinación de la Base de Capital a considerar en el próximo quinquenio”*.

Por último, para la actualización del valor contable de la Base de Capital, el ENARGAS aplicó un coeficiente de ajuste distinto al propuesto por LA CONSULTORA, tema al que nos referiremos en breve, obteniendo como resultado una Base Tarifaria al 31 de diciembre de 2016 y actualizada a valores de diciembre de 2016 que ascendía a **\$14.906,56 MM**.

En virtud de lo expuesto se puede concluir que el ENARGAS, en pleno ejercicio de las facultades y competencias establecidas en los Acuerdos Transitorios y Acta Acuerdo de Renegociación, actuó conforme a las pautas allí establecidas y en cumplimiento de las normas contables y regulatorias vigentes.

Sin embargo, corresponde efectuar algunas consideraciones respecto del factor de actualización seleccionado por el Ente Regulador para la corrección de la Base de Capital de METROGAS, distinto al propuesto por LA CONSULTORA.

En primer lugar cabe señalar que, tal como se detalló en los antecedentes del presente capítulo, a raíz de las propuestas formuladas por las consultoras respecto de los índices a considerar para la actualización de la Base Tarifaria en el marco de los requerimientos establecidos en el punto 4.4 de la Metodología para la Determinación de la Base de Capital, particularmente por la idea de considerar a tales efectos ciertos índices de organismos oficiales de otros países, el ENARGAS consultó formalmente a los entonces MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION y MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS DE LA NACION (NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 y 8828 respectivamente, ambas de septiembre de 2016), la interpretación que debía realizarse de lo indicado en el párrafo cuarto de la cláusula 12.7 del AA respecto del término *“índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía”*.

Asimismo, con relación a los índices oficiales, el Ministro aludió al Decreto 55 del 7 de enero de 2016 en el que el PODER EJECUTIVO NACIONAL declaró en estado de emergencia administrativa al Sistema de Estadístico Nacional (SEN) y al INDEC, y detalló ciertas resoluciones y actos administrativos mediante los cuales diversos organismos oficiales utilizaron indicadores oficiales alternativos para medir variaciones de costos de sus áreas de competencia.

En consecuencia, el ENARGAS, contando con la conformidad del Ministerio de Energía y Minería (NO-2017-04871382-APN-MEM) determinó *“un único criterio de cálculo aplicable para todas las Licenciatarias”*, seleccionando los índices de precios propuestos por Villares & Asociados (consultora que fue contratada por ambas transportistas) entendiéndose que cumplía con las normas regulatorias a la vez que *“permite incentivar la inversión en infraestructura necesaria para atender los requerimientos de nuevos usuarios y las necesarias en confiabilidad y seguridad de los sistemas de transporte y distribución de gas natural”*.

El criterio adoptado por el ENARGAS para la actualización de la Base Tarifaria de las licenciatarias, previa anuencia del Ministerio competente para atender cuestiones derivadas de los Acuerdos de Renegociación Contractual (conforme lo establecido en el Decreto

367/16), contemplando desde enero de 1993 hasta diciembre de 2016 inclusive, surge de una composición de índices formada por:

- un 44% del Índice de Salarios Básicos de la Industria y la Construcción elaborado por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación (ISBIC), y
- un 56% de un índice combinado, constituido por el Índice de Precios Internos al Por Mayor elaborado por el INDEC (IPIM) y el Índice de Costos de la Construcción, Materiales elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza (ICC-M Mza).

Este índice combinado fue elaborado tomando como base el IPIM en enero de 1993 y sus variaciones hasta enero de 2007; luego se contemplaron las variaciones del ICC-M Mza desde febrero de 2007 hasta diciembre de 2015. Por último, de enero de 2016 hasta diciembre del mismo año, se aplicaron las variaciones del IPIM.

En virtud de lo expuesto precedentemente se procedió a analizar los fundamentos que motivaron la decisión del ENARGAS respecto a la selección de los indicadores de actualización de la Base Tarifaria.

Al respecto, se ha observado tanto en la Nota ENRG N° 2477/17 dirigida al MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA como en el informe final de determinación de la Base de Capital elaborado por el ente regulador, que los argumentos esgrimidos fueron: 1) la necesidad de definir un único criterio aplicable a todas las licenciatarias, tema que se tratará más adelante, 2) el menor monto del resultado de la actualización en comparación con los valores técnicos estimados por las consultoras en todos los casos y 3) la afirmación de que *“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”*.

No se ha encontrado obrantes en el expediente estudios de la propuesta de índices de ajuste realizada por ORGANIZACIÓN LEVIN DE ARGENTINA S.A. – GRANT THORNTON S.A., ni argumentos para descartar su tratamiento, particularmente con relación a los índices de variación de precios de los materiales propuestos por LA CONSULTORA.

Asimismo, corresponde señalar con relación a la propuesta de actualización efectuada por ORGANIZACIÓN LEVIN DE ARGENTINA S.A. – GRANT THORNTON S.A., que no surge del informe de LA CONSULTORA aclaración alguna para la selección del indicador ICC-Materiales de Mendoza como variable de ajuste para la “corrección de los índices del INDEC” como tampoco un detalle de la metodología utilizada a tales efectos, ni los valores de los índices considerados.

Con respecto a la selección del ISBIC, en la que coinciden el ENARGAS y la propuesta de LA CONSULTORA, tampoco se ha encontrado – ya sea en el reporte final de ORGANIZACIÓN LEVIN DE ARGENTINA S.A. – GRANT THORNTON S.A. como en el informe final del ENARGAS– los motivos para seleccionar el ISBIC sobre otros índices de variación del costo de la mano de obra como por ejemplo el índice ICC-salarios o el índice de variación salarial, o una combinación de ellos.

En cuanto a los argumentos usados por la Consultora Villares y Asociados en su informe final para la selección de los índices que fueron finalmente seleccionados por el ENARGAS para la actualización de la Base de Capital de todas las licenciatarias, se destacan:

- Con respecto al índice de actualización de la componente de mano de obra, proponen utilizar el ISBIC, pero no brindan fundamentos para su selección por sobre otros índices.
- En cuanto al factor de actualización de los restantes componentes, Villares y Asociados refiere a la problemática del sistema de estadísticas nacionales descripto y citan una advertencia que aparecía en el sitio web del INDEC respecto de que las series estadísticas publicadas con posterioridad a enero de 2007 y hasta diciembre de 2015 debían ser consideradas con reservas. En virtud de ello es que dicha Consultora propone la construcción de un índice que combinó las variaciones del IPIM en los períodos sin cuestionamientos y las variaciones de otro índice local de costos de materiales.

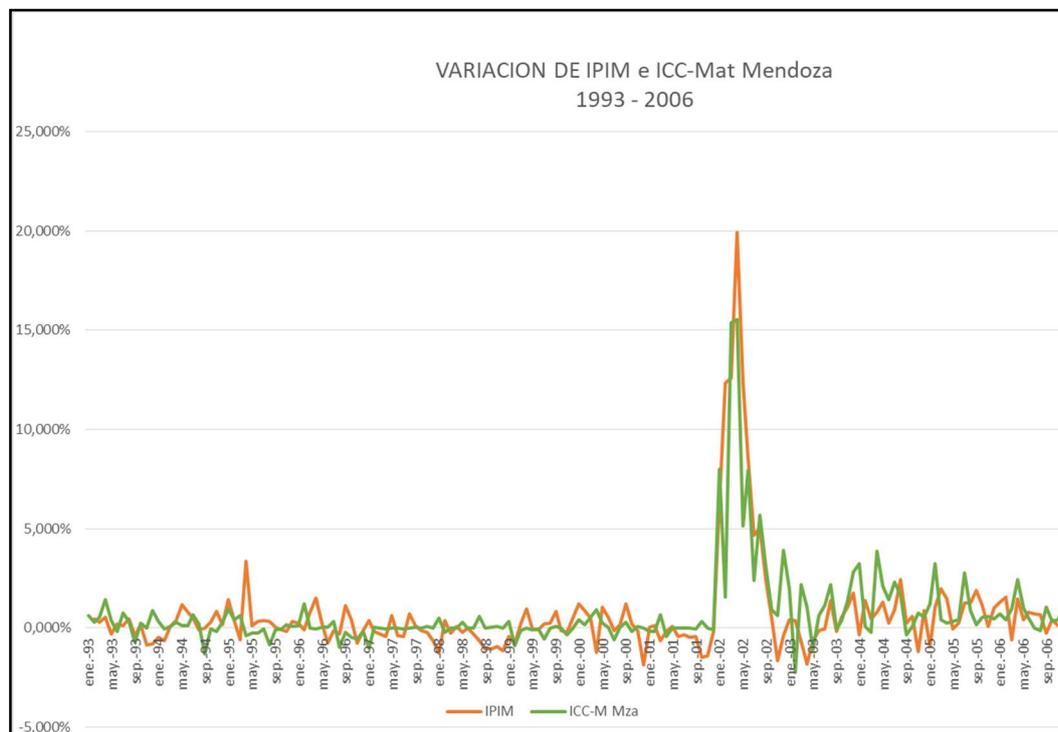
A tales efectos, señala la consultora en el Capítulo III – Determinación de la Base de Capital de su informe final de auditoría que se descartó el Índice de Costos de Materiales publicados por la Cámara Argentina de la Construcción por tratarse de un organismo no oficial.

Continúa el informe mencionado que identificaron índices provinciales y que *“el primer índice que ubicamos en tan corto tiempo, según nuestra revisión, fue el Índice de Costos de la Construcción, Materiales- Gran Mendoza”* y en segundo lugar el producido por la provincia de Córdoba, que según señalaron se comportaban de manera semejante entre el año 2005 y el 2015, diferenciándose del IPIM.

En tal sentido, se llevó a cabo un análisis del comportamiento del ICC-Materiales de Mendoza y del IPIM en todo el horizonte temporal en cuestión (desde el año 1993 al 2016).

Del análisis efectuado no se observa una correlación entre los índices ni un cambio de comportamiento en la relación de las variaciones del IPIM y del ICC-Materiales de Mendoza, por lo que el argumento de la Consultora Villares y Asociados respecto de que las variaciones del ICC-Materiales de Mendoza, y su equivalente producido por la provincia de Córdoba, estaban por encima de aquellas observadas en el IPIM para el período 2005-2015 resulta insuficiente y hasta contradictorio con su propuesta final de empalme de ambos indicadores.

A continuación, se exhibe un gráfico con las variaciones de los referidos índices entre los años 1993 y 2006 que evidencian lo señalado precedentemente:



Por otra parte, de acuerdo a lo establecido en el punto 4 “*Criterios para la determinación de la base de capital*”, particularmente el apartado 4.4, de la Metodología para la determinación de la Base de Capital, las Consultoras efectuaron un análisis de la estructura de costos de cada una de las licenciatarias a fin de que el ENARGAS pudiera expedirse respecto de los índices propuestos por dichas consultoras, asociadas a las estructuras de costos analizadas.

En tal sentido, con fundamento en la Cláusula 19 del Acta Acuerdo celebrado entre las Licenciatarias y el Estado Nacional, que prevé que “*el OTORGANTE se compromete a disponer para el LICENCIATARIO un trato razonablemente similar y equitativo, en igualdad de condiciones, al que se otorgue a otras empresas del servicio público de transporte y distribución de gas natural, en tanto ello sea pertinente a juicio del OTORGANTE*”, y con el consentimiento del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION, el ENARGAS optó por aplicar un criterio único de actualización, empleando idéntica fórmula de actualización de los componentes de la estructura de la Base de Activos para todas las licenciatarias, tanto de transporte como distribución de gas por redes.

Al respecto surge inevitablemente la cuestión en cuanto a si efectivamente podría considerarse “*razonablemente similar y equitativo*” el trato dispensado a las licenciatarias.

En consecuencia, se analizó la estructura de costos presentada por la Consultora ORGANIZACIÓN LEVIN DE ARGENTINA S.A. – GRANT THORNTON S.A. en el marco de LA AUDITORÍA realizada sobre la Base Tarifaria de METROGAS, comparándola con aquella implícita en el factor de actualización propuesto por Villares y adoptado por el ENARGAS, que se basó en la estructura de costos de las transportistas.

Como ya se mencionó, la ponderación de los índices seleccionada por el ENARGAS fue 44% ISBIC y 56% índice combinando IPIM e ICC-Materiales de Mendoza. Si se analiza la

estructura de costos de TGS, considerando los valores históricos de la Base de Capital presentados por la Consultora Villares y Asociados, se puede advertir la siguiente ponderación:

TRANSPORTADOR DE GAS DEL SUR S.A.

RUBROS DE LA BASE DE ACTIVOS	VALOR HISTÓRICO DE LA BAC SIN AJUSTE (EN M\$)	ESTRUCTURA DE COSTOS	
		SALARIOS (MANO DE OBRA)	ICC, MATERIALES, MAQUINAS Y EQUIPOS, OTROS
PLANTAS COMPRESORAS	687.740,00	42,37%	57,63%
OTRAS INSTALACIONES TÉCNICAS	20.673,00	75,32%	24,68%
GASODUCTOS	1.807.061,00	43,58%	56,42%
ESTACIONES DE MEDICION Y REGULACION	69.359,00	74,59%	25,41%
OTROS ACTIVOS	1.503.053,00	25,21%	74,79%
Promedio ponderado de todos los ítems		37,3%	62,7%
Prom. ponderado gasoductos y plantas compresoras		43,2%	56,8%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LOS INFORMES DE VILLARES Y ASOCIADOS

Como puede observarse la ponderación final del índice de actualización seleccionado por el ENARGAS refleja adecuadamente la relación de los componentes de los rubros del activo más relevantes dentro de la estructura de costos de la transportista (gasoductos y plantas compresoras representa, según los datos de la consultora Villares y Asociados, más del 70% de la Base Tarifaria).

Por otra parte, reproduciendo este análisis para el caso de la Base de Activos de METROGAS, teniendo en cuenta los datos detallados por LA CONSULTORA en los correspondientes informes de auditoría, se obtienen los siguientes resultados:

METROGAS S.A.

RUBROS DE LA BASE DE ACTIVOS	VALOR RESIDUAL HISTÓRICO DE LA BAC SIN AJUSTE (EN M\$)	ESTRUCTURA DE COSTOS	
		SALARIOS (MANO DE OBRA)	ICC, MATERIALES, MAQUINAS Y EQUIPOS, OTROS
EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES CIVILES	19.247,04	48,0%	52,0%
TERRENOS	6.672,52	0,0%	100,0%
OTRAS INSTALACIONES TÉCNICAS	9.786,81	40,0%	60,0%
MAQUINARIAS Y EQUIPOS	7.279,39	0,0%	100,0%
RODADOS	3.395,06	0,0%	100,0%
MUEBLES Y ÚTILES	1.314,16	0,0%	100,0%
SISTEMAS INFORMATICOS	52.265,41	10,0%	90,0%
EQUIPOS DE TELECOMUNICACION	10,58	10,0%	90,0%
ERP	27.303,19	40,0%	60,0%
RAMALES AP	174.300,99	45,0%	55,0%
CONDUCTOS Y REDES MBP ACERO	100.413,69	45,0%	55,0%
CONDUCTOS Y REDES MBP HF	42.565,87	45,0%	55,0%
CONDUCTOS Y REDES MBP PE	860.095,95	45,0%	55,0%
MEDIDORES	55.476,62	40,0%	60,0%
Promedio ponderado de todos los ítems		42,7%	57,3%
Prom. ponderado gasoductos y redes		44,7%	55,3%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LOS INFORMES DE ORGANIZACIÓN LEVIN ARGENTINA S.A. - GRANT THORNTON S.A.

En el caso de METROGAS puede apreciarse que la estructura de costos de la distribuidora, considerando como en el caso anterior solo sus principales activos (en este caso, gasoductos, redes y medidores), es similar a la de la transportista, pero que esto no se verifica si se considera el promedio ponderado de todos los ítems.

Por último, corresponde hacer mención a las cuestiones referidas al tratamiento de los montos abonados por el Estado Nacional en virtud del resultado del laudo en el arbitraje "BG Group Plc. vs. La República Argentina (UNC 54 KGA)" en el marco de la determinación de la Base de Capital de METROGAS.

En tal sentido, cabe señalar la importancia que reviste la correcta valuación de la Base Tarifaria, tal como lo describe el propio ENARGAS en el citado Informe Intergerencial N° 77/17, que se "deriva de la necesidad de asegurar a las compañías un flujo de ingresos que provea un adecuado retorno sobre el capital necesario invertido en la actividad, y a la vez asegurar a los usuarios que las tarifas no reconocerán por este concepto un monto mayor al correspondiente al estricto recupero de la inversión efectuada en activos necesarios para la prestación del servicio".

A la fecha de elaboración de la valuación de la Base Tarifaria de METROGAS se encontraban vigentes las disposiciones de los Acuerdos Transitorios celebrados por la Distribuidora con el Estado Nacional. Al respecto, cabe señalar el punto 1.2 de la Cláusula Primera “Contenido y Carácter del Acuerdo Transitorio” del Acuerdo Transitorio de 2016 que disponía que “La suscripción del presente ACUERDO TRANSITORIO tendrá los efectos expresamente previstos en su contenido y no implicará modificaciones ni alteración de otras posiciones o reclamos que, a la fecha de su firma, pudieran sostener las partes”.

Del mismo modo, en el Acta Acuerdo del año 2017, el punto 1.2 de la Cláusula Primera “Contenido y Carácter del Acuerdo Transitorio” establece que “La suscripción del presente ACUERDO TRANSITORIO 2017 tendrá los efectos expresamente previstos en su contenido y no implicará modificaciones ni alteración de otras posiciones o reclamos planteados por las partes a la fecha de su firma”.

Es decir que a la fecha de elaboración de los informes de LA CONSULTORA y el informe final de determinación de la Base de Capital por parte del ENARGAS, el Estado Nacional no se había pronunciado respecto al tratamiento a dispensar en el proceso de valuación de la Base de Capital de METROGAS al monto abonado en virtud del laudo dictado en el citado arbitraje.

Da cuenta de ello el considerando de la Resolución ENARGAS N° I-4356/17 que señala “Que corresponde al Orogante, en el marco del Acta Acuerdo, la consideración definitiva respecto de los laudos abonados por el Estado Nacional, en relación con eventuales incumplimientos derivados de la aplicación de la normativa de emergencia”.

Es decir que la cuestión respecto del monto abonado por el ESTADO NACIONAL a raíz del laudo referido anteriormente, no fue dirimida sino hasta la suscripción del Acta Acuerdo, ratificada por Decreto PEN N° 252 de marzo de 2018.

Particularmente el punto 11.3.3 de la Cláusula Décimo Primera del ACTA ACUERDO estableció que “Con relación a los laudos obtenidos con anterioridad a la firma del ACTA ACUERDO por ex accionistas del LICENCIATARIO, el monto pagado por el ESTADO NACIONAL en virtud del laudo dictado en el arbitraje “BG Group Plc. vs. La República Argentina (UNC 54 KGA)”, con el porcentaje proporcional de quita que se hubiere establecido en el acuerdo de pago, excluyendo las sumas correspondientes a los intereses por mora en el pago del laudo, dichos montos calculados a valor presente, serán asumidos por el LICENCIATARIO; ello exclusivamente mediante inversiones sustentables, dentro del área de su de LICENCIA, adicionales a las que establezca el ENARGAS como inversiones obligatorias en el marco de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL. El plan de inversiones adicionales será determinado por el ENARGAS, a propuesta de la LICENCIATARIA, una vez que entre en vigencia la Resolución que apruebe el Cuadro Tarifario resultante de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL o el último escalón del incremento, según corresponda. Estas inversiones no serán incorporadas en la base tarifaria de la LICENCIATARIA. El plazo de ejecución del plan de inversiones adicionales no podrá exceder al de la finalización del CONTRATO DE LICENCIA, fecha en la que serán transferidas al OTROGANTE sin derecho al pago alguno a favor de la LICENCIATARIA, en las condiciones referidas en el artículo 5. 7 del CONTRATO DE LICENCIA”.

28. ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO PARA LITORAL GAS SA

28.1. ANTECEDENTES

El Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Licencia celebrada entre el Estado Nacional y LITORAL, 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”*.

En este sentido, en la Cláusula Décimo Segunda del Acta Acuerdo se enunciaban las Pautas que debían contemplarse a tales efectos, y particularmente, con relación a la Base Tarifaria establecía:

“12.1.6 - Auditoría Técnica y Económica de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO: En la remuneración de la LICENCIATARIA el ENARGAS tomará en cuenta el costo de la Auditoría establecida en la Cláusula Décimo sexta del presente instrumento.

12.1.7 - Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de la firma del presente instrumento, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.

Como criterio general, la Base de Capital del LICENCIATARIO se determinará tomando en cuenta los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PÚBLICO. Para la valuación de dichos bienes se considerará el valor contable que surja de la aplicación de normas contables profesionales y regulatorias, el cual no podrá exceder la valuación técnica resultante de aplicar criterios fundados, dentro de los estándares de la práctica profesional que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes, considerando el valor de los mismos al comenzar la licencia, las incorporaciones posteriores, bajas y depreciaciones.

Para realizar dicha evaluación técnica el ENARGAS establecerá las bases, el objeto y alcances de la contratación y seleccionará un especialista, de reconocido prestigio en la materia, de una lista de CINCO (5) consultores propuesta por el LICENCIATARIO, no siendo recurrible dicha elección por parte del mismo.

Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la moneda nacional, y serán ajustadas por coeficientes locales representativos de la variación de los costos de dichas inversiones.

La tasa de rentabilidad se determinará conforme lo establecen los Artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076. Dicha tasa deberá ponderar la remuneración del capital propio y de terceros; a tal fin contemplará – de corresponder – la situación particular del LICENCIATARIO. En la determinación de la remuneración del capital propio, el ENARGAS fijará 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. A su vez, para determinar el costo de capital de terceros, el ENTE deberá reflejar el costo del dinero en los términos y condiciones vigentes para la financiación de empresas de servicios públicos”.

Por otra parte, en la Cláusula Décimo Sexta referida al mencionado Concurso para la evaluación técnica y económica de la Base Tarifaria, estableció que:

“16.1 EL LICENCIATARIO, bajo las pautas y supervisión del ENTE, procederá a realizar una Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL, mediante la contratación de especialistas.

16.2 Entre los objetivos que deberá contemplar la Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO deberá incluirse el control, verificación e información sobre los siguientes aspectos:

16.2.1. Existencia de los bienes declarados en el inventario físico mediante técnicas y registros apropiados. Identificación de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO y los activos de otras actividades-

16.2.2. Condiciones técnicas de las redes y del resto de los bienes y su nivel de depreciación y/u obsolescencia.

16.2.3. Existencia de bienes innecesarios o redundantes para la prestación del servicio en condiciones de eficiencia. Identificación de los activos de actividades no reguladas.

16.2.4. Razonabilidad del valor de los bienes, su calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio, y la comparación con valores de reposición de dichos bienes.

16.2.5. Titularidad efectiva de cada uno de los bienes relevados, determinando si corresponden al LICENCIATARIO, al OTORGANTE o a un tercero.

16.3. El ENTE establecerá las bases, el objeto, los alcances de la contratación y seleccionará el especialista que ejecutará la tarea de una lista de CINCO (5) consultores propuesta por el LICENCIATARIO, no siendo recurrible la elección por el LICENCIATARIO.”

Por otra parte, cabe señalar que en la Cláusula Décimo Novena del Acta de LITORAL, se estipuló una obligación de “trato equitativo”, que establecía lo siguiente: *“El OTORGANTE se compromete a disponer para el LICENCIATARIO un trato razonablemente similar y equitativo, en igualdad de condiciones, al que se otorgue a otras empresas del servicio público de transporte y de distribución de gas natural, en tanto ello sea pertinente a juicio del OTORGANTE, en el marco del proceso de renegociación de los contratos actualmente comprendidos en las Leyes Nros. 25.561, 25.790, 25.820, 25.972, 26.077, 26.204 y 26.339 y el Decreto Nro. 311/03.”*

Por último corresponde señalar, con respecto a las normas que rigieron la valuación de la Base de Capital, que prevalecieron en principio las disposiciones del ACTA, sin perjuicio de la aplicación de la Ley 24.076, el Decreto 1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (Decreto 2255/92), que se encontraban plenamente vigentes en todo aquellos aspectos que no fueron modificados ni se opusieron a las normas resultantes de la Ley 25.561.

28.2. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA

El trabajo realizado hasta la fecha comprendió el análisis de la documentación aportada por el ENARGAS e incluyó todos aquellos documentos que se consideraron necesarios, de acuerdo al objeto de la auditoría en cuestión, a saber:

- ACTA ACUERDO del 06/05/2008 ratificada por el PEN por Decreto N°2016/2008.
- EXPEDIENTE ENARGAS N° 15998 – REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL – AUDITORÍA TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LOS BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO” – LITORAL GAS

El expediente se inicia el 07 de julio de 2009 con una presentación realizada por LITORAL, con el objetivo de dar cumplimiento con lo dispuesto por la Cláusula Décimo Segunda del ACTA ACUERDO, punto 12.1.7 “Base de Capital y Tasa de Rentabilidad, donde se establece que LA LICENCIATARIA debe proponer una lista de CINCO (5) consultores. Mediante dicha presentación, LITORAL, presenta un listado y adjunta los antecedentes pertinentes:

- PriceWaterhouseCoopers - PriceWaterhouseCoopers
- KPMG y Sibille Sociedad Civil – MCA Consultores S.A.
- Bértora y Asociados – Organización Levin
- Becher y Asociados (BDO) – Leza, Escriña y Asociados
- Horwath Consulting – Loxx Service S.R.L.
- Grant Thornton Argentina S.C. – BAMCO S.A.

El 22 de septiembre de 2009, el ENARGAS mediante NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/i N° 11.975, remite a LITORAL en el marco del proceso de la Revisión Tarifaria Integral, Cláusula Décimo Sexta del ACTA ACUERDO, los Pliegos de Bases y Condiciones y los términos de Referencia. Adicionalmente, se le indica a LITORAL que debe iniciar el procedimiento de elección de la consultora en un plazo de quince días, teniendo los antecedentes presentados por cada una de ellas.

Con fecha 8 de octubre de 2009, LITORAL interpone un Recurso de Reconsideración y alzada en subsidio de la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/i N° 11.975, en tanto que el Pliego de Bases y Condiciones para la Revisión Tarifaria integral *“hacen caso omiso de las definiciones expuestas en las Notas LEG 038.09 del 28/05/2009; UNIREN N° 226/09 del 10/06/09; UNIREN N° 237 del 12/06/09”*, conforme a lo expuesto en el ACTA ACUERDO, Cláusula 12.1.7. Dos de las cuestiones principales que se presentan en dicho Recurso son:

- 1) la metodología de cálculo de las Inversiones Factores K:

“Dado que la metodología de cálculo de los Factores K y la mecánica de implementación de las tarifas ofrecía incentivos suficientes para la búsqueda de la mayor eficiencia por parte de las Licenciatarias, no resulta razonable utilizar el criterio del menor costo entre el autorizado y el efectivamente erogado, especialmente en el caso de realizarse una revisión integral de los niveles tarifarios. De este modo, corresponde valorizar dichas inversiones por los valores efectivamente erogados”.

- 2) que en el apartado 3.2.2.1 h) del mencionado Pliego, se contrarían los preceptos expuestos por UNIREN. El Pliego disponía que:

“h) Actualizar el valor residual de los activos existentes al 31-12-2008, aplicando a tales efectos, en los periodos en que hubiera tenido vigencia, la normativa relativa a ajuste por inflación de Estados Contables emanada del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires”.

Mientras que las Notas UNIREN N° 226/09 y 237/09 expone que:

“h) *Actualizar el valor residual de los activos existentes al 31-12-2008, aplicando la evolución de los índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes*”. Entre los índices mencionados se encuentra el IMPIM, TC, ICC, IPIM-M, ICC.S.

Asimismo, menciona que “*no obstante que el Índice del Pliego de Bases y Condiciones (...) se enuncia como parte integrante del documento ‘PARTE IV- CLAUSULAS GENERALES’ esa Autoridad Regulatoria (se agrega ENARGAS) no ha remitido dicho detalle*”, es por ello que LITORAL remite la propuesta solicitando que se incorpore el cambio anteriormente en relación con la valuación residual de activos, entre otros cambios.

Con fecha 08 de marzo de 2010, el ENARGAS dicta la Resolución N° 1092, concede el efecto suspensivo del Recurso de Reconsideración con Alzada en subsidio, y rechaza el Recurso de Reconsideración. Entre los motivos menciona que no es correcto computar a los costos de las inversiones efectivamente erogados únicamente, pues si así fuera “*la empresa no tendría incentivos para reducir sus costos a los óptimos valores compatibles con niveles de calidad y eficiencia, ya que los mayores valores pagados se estarían trasladando al usuario a través de mayores tarifas*”. Dicha Resolución es comunicada con misma fecha a la LICENCIATARIA mediante Nota ENRG/SD N° 02497.

Posteriormente, el 13 de abril de 2016 con la NOTA ENRG/GDyE/GAL N° 2877 en la que el ENARGAS solicita a LITORAL la presentación de un listado de al menos cinco Consultoras que estarían en condiciones de presentarse al Concurso para la realización de la “*Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL*” (en adelante, LA AUDITORIA) en los términos previstos en la Cláusula Décimo Sexta del Acta Acuerdo (en adelante, el ACTA), el que debía estar acompañado del detalle de antecedentes que evidencien la capacidad de cada una de ellas para llevar adelante la tarea, incluyendo experiencia en trabajos previos y currículums de los profesionales que participarían.

LITORAL envía un listado el 21 de abril de 2016, junto con los antecedentes requeridos, compuesto por las siguientes Consultoras o grupo de Consultoras:

- Grant Thomson Argentina – Organización Levin de Argentina
- Quantum América
- First Corporate Finance Advisors S.A.
- Crowe Horwath – Loxx S.R.L.
- Bértora y Asociados S.R.L – Mercados Energéticos Consultores
- PKF Audisur – Leza Escriña y Asociados S.A.
- PriceWaterhouseCoopers
- Rioi, Margariti y Asociados – BDO
- KPMG

Seguidamente se incorpora al expediente el denominado “Anexo I – Base de Capital – Transportadoras y Distribuidoras”. Mediante dicho instrumento, remitido por el Ente Regulador a LITORAL el día 3/5/2016 (NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3554/16 y NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3564/16) junto con la aprobación del listado de Consultoras, el ENARGAS:

- formula el “*Instructivo para la determinación de las incorporaciones y las bajas de activos a la Base de Capital durante el período 2001-2015 (GASNEA desde 1997)*”,
- remite el Modelo de Pliego para el llamado a Concurso para la contratación, por parte de LITORAL, de la LA AUDITORÍA y
- dispone los criterios para la Determinación de la Base de Capital” que estableció los lineamientos para la determinación del valor actualizado de la Base de Capital de las Licenciatarias, complementando aquellos oportunamente establecidos en la Segunda Revisión Quinquenal de Tarifas, para todas aquellas Consultoras que lleven adelante LA AUDITORÍA. Estos eran:

“4.1 Se determinará para cada uno de los grupos de activos que componen el rubro de Bienes de Uso previstos en la Resolución ENARGAS N° 1660/00 y modificatorias, el valor de costo histórico en PESOS de los activos existentes al 31 de Diciembre de 2105. A tal efecto, se procederá de la siguiente manera:

- a) Se establecerá el valor inicial de los activos transferidos al momento de la privatización en función del monto total abonado por cada Licenciataria (incluyendo el pago en efectivo, los bonos de la deuda y los pasivos asumidos).*
- b) Se detraerá de dicho importe el precio asignado a aquellos bienes considerados como no necesarios para prestar el servicio regulado. Además se disminuirán del valor resultante: (i) por su valor total, aquellos bienes que se estén utilizando solo para sustentar actividades no reguladas, y (ii) en forma proporcional, si existiese algún grado de afectación de dichos activos a actividades reguladas.*
- c) Al valor de la inversión inicial se le adicionará el importe anual –a valor de costo- de las inversiones en Activos Esenciales y/u otros activos necesarios para la prestación del servicio regulado efectuadas con posterioridad a la fecha de posesión y hasta el 31 de diciembre de 2015, atendiendo a un criterio de eficiencia. A tal efectos, y partiendo de los valores históricos que surgen de la contabilidad de la Licenciataria, se efectuarán los ajustes que pudieran corresponder a dichos valores en función de la normativa vigente. Se incluirán en este punto las incorporaciones de activos que hubieran sido financiadas bajo la modalidad de Proyectos K, las que serán valuadas a su costo de adquisición, o al valor oportunamente autorizado por el ENARGAS, el que resulte menor, como así también la incorporación de redes ejecutadas por terceros y cedidas a la distribuidora, las que serán valuadas de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución ENARGAS 1903/2000.-*
- d) Se eliminará de la valuación 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.*

4.2 Se determinará el valor de las incorporaciones de activos ya efectuadas o a materializar, según corresponda, durante el año 2016, las que serán computadas en forma trimestral aplicando la siguiente metodología:

- a) Para trimestres con balance trimestral cerrado a la fecha de la realización de la Consultoría, las incorporaciones de activo fijo se valuarán de acuerdo a lo previsto en el punto 4.1 c) precedente.*
- b) Para las inversiones previstas para el resto del año 2016, las mismas se consideran a valor de costo en moneda del momento de presupuestación, indicando la fecha a que se refiere dicho valor.*

4.3. A los efectos de determinar el valor residual de los activos existentes al 31-12-15, a los valores determinados de acuerdo a lo indicado en el punto 4.1 precedente se les deducirá la sumatoria de las depreciaciones acumuladas al 31-12-15, las que serán calculadas utilizando el criterio de la línea recta y aplicando los años de vidas útiles máximas previstas por la Resolución 1903/00.

4.4. A los efectos de que el ENARGAS se expida respecto de los índices a utilizar para la actualización de la Base de Capital de las Licenciatarias, el Consultor determinará la estructura de costos de los distintos grupos de activos que componen la Base de Capital y propondrá los índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos.

4.5. Se determinará el valor actualizado al 31-12-15 del valor residual de los activos determinados en el punto 4.3 precedente, mediante la aplicación de los índices de actualización que, en función de lo indicado en el punto 4.4 precedente, establezca el ENARGAS.

4.6. Se procederá a la determinación de la valuación técnica de los bienes en existencia al 31-12-15, a cuyo efecto se tendrán especialmente en cuenta las condiciones técnicas de los activos, su nivel de depreciación y/u obsolescencia y el estado de conservación de los mismos.

4.7. En base a la información elaborada por el Consultor, el ENARGAS efectuará la comparación del valor actual determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.5 con la valuación técnica determinada de acuerdo a lo indicado en el punto 4.6 precedente y procederá determinar la Base de Capital al 31-12-15.

4.8. La Base de Capital al 31-12-15 será determinada por el ENARGAS, adicionado al valor determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.7 precedente el valor de las inversiones correspondientes al año 2016 determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.2 precedente, y deduciendo del valor resultante amortizaciones correspondientes al año 2016, las que serán calculadas utilizando el criterio de la línea recta, año de alta completo, aplicando los años de vidas útiles máximas previstas por la Resolución 1903/00. Finalmente, el valor residual obtenido será actualizado al 31-12-16 mediante la aplicación de los índices de actualización que, en función de lo indicado en el punto 4.4 precedente, establezca el ENARGAS.

Los criterios y metodología para la valorización de activos descriptos tienen como finalidad determinar objetiva y razonablemente la Base de Capital de la Licenciataria al 31-12-16, excluyendo aquellos activos que no resulten necesarios para una eficiente prestación del servicio regulado y efectuando las eventuales correcciones necesarias para adecuar la valuación de aquellos bienes cuyo valor contable de origen podría diferir en razón de haberse utilizado criterios de activación que se aparten del valor de costo de construcción o adquisición, y/o incluyan partidas que oportunamente hayan sido o pudieran ser observadas por el ENARGAS, y/o hubieran sido amortizados contablemente considerando distintas vidas útiles a las reconocidas por el ENARGAS.”

Por último aclara el ENARGAS que “con respecto a la consideración y determinación del costo de construcción de los activos construidos por o para las Licenciatarias que conforman los bienes necesarios para la prestación del servicio, se deberán seguir los lineamientos

previstos en la Resolución ENARGAS N° 1903/00. Asimismo, resulta de interés señalar que, para el caso particular de obras incluidas en el patrimonio de las Licenciatarias que hayan sido total o parcialmente abonadas por los usuarios, el cómputo a los efectos de su inclusión en la Base de Capital deberá efectuarse al menor valor entre el costo de construcción, o –en caso de no conocerse aquél- el de reposición, y el de utilización económica de dicho activo, tal como se indica en la citada Resolución ENARGAS N° 1903/00”.

El día 3 de mayo de 2016, el ENARGAS mediante NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3554, formula un requerimiento de información referido a la Base de Capital, correspondiente al periodo comprendido entre 1/1/2001 y el 31/12/2015, utilizando el “*Instructivo para la determinación de las incorporaciones y las bajas de activos a la Base de Capital durante el periodo 2001-2015 (GASNEA desde 1997)*”.

El 23 de mayo de 2016, LITORAL envía al ENARGAS preguntas formuladas por las consultoras. La respuesta del Ente se formuló bajo la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4920. Entre las explicaciones brindadas resulta relevante señalar, a efectos del análisis que se realiza en este apartado, que:

- En relación la determinación de la estructura de costo “*para cada grupo homogéneo de bienes se deberá determinar en función de los distintos componentes del costo que intervienen en su construcción, teniendo en cuenta las particularidades propias de cada área de licencia o sistema licenciado*”.
- Con relación a la utilización de otros índices de precios para la elaboración de las tareas de acuerdo a lo establecido en la Parte III, punto 3.2 “Determinación de la Base de Capital”, tarea h) del Pliego, el ENARGAS aclaró que solo se deben aplicar índices de precios oficiales.
- Con respecto a la valuación técnica de la Base de Capital (apartado 3. ALCANCE DE LOS SERVICIOS, punto 3.1.g), el Ente Regulador aclaró que a tales efectos debían tenerse especial consideración de las condiciones técnicas de los activos y estado de conservación, y que para el caso de “*las incorporaciones de activos que no hubieran sido totalmente costeadas por las Licenciatarias (obras construidas por fideicomisos, redes cedidas por terceros, etc.) el valor técnico deberá ser proporcionado a la participación del aporte efectuado por las Licenciatarias para la incorporación de dichos bienes. En dicho contexto, cabe aclarar que, para el caso de bienes operados por las Licenciatarias que fueran propiedad de terceros o que les hubieran sido transferidos a título gratuito, el valor técnico a considerar será igual a cero*”.

Con igual fecha el ENARGAS emite la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4923 en la que autoriza una prórroga del plazo previsto para la presentación de las ofertas en el marco del Concurso referido anteriormente, con la condición de que la apertura de sobres no se realizara con posterioridad al día 3 de junio de ese año.

El día 2 de junio de 2016, LITORAL con presencia de funcionarios del ENARGAS, realizó la apertura de las propuestas presentadas en el marco del Concurso para realización de LA AUDITORIA. Las ofertas realizadas fueron las siguientes

1. Becher y Asociados S.R. - Monto oferta: \$ 1.990.000 + IVA
2. Leza Escriña y Asociados S.A. - Monto oferta: \$ 970.000 + IVA
3. KPMG - Monto oferta: \$ 3.880.000 + IVA

4. Bértora y Asociados S.R.L – Mercados Energéticos Consultores - Monto oferta: \$ 2.287.500 + IVA
5. PriceWaterhouseCoopers - Monto oferta: \$ 2.037.000 + IVA
6. Organización Levin de Argentina - Monto oferta: \$ 2.330.000 + IVA
7. Horwath Consulting S.A. – Monasterios y Asociados S.R.L - Monto oferta: \$ 1.216.200+ IVA
8. Quantum América – No cotiza
9. First Corporate Finance Advisors S.A. – No cotiza

El 8 de junio LITORAL envía al Ente Regulador un análisis de las mismas siguiendo, según informa, los lineamientos establecidos por el ENARGAS en el Punto 3. “Calificación de las Ofertas” la Parte II “Pautas de Selección y Adjudicación” del Pliego de Bases y Condiciones.

El análisis de las propuestas llevado a cabo por LITORAL dio como resultado, en orden descendente según el Factor de Adjudicación establecido en el Pliego:

1. Leza Escriña y Asociados S.A. y PFK Audisur SRL – Factor de adjudicación 100
2. Horwath Consulting S.A. – Monasterios y Asociados S.R.L - Factor de adjudicación 93,9
3. Riol, Margaitti y Asociados – BDO - Factor de adjudicación 84,6
4. PriceWaterhouseCoopers - Factor de adjudicación 84,3
5. Bértora y Asociados S.R.L – Mercados Energéticos Consultores - Factor de adjudicación 82,7
6. Grant Thomson y Organización Levin de Argentina - Factor de adjudicación 82,5
7. KPMG - Factor de adjudicación 77,5

Por su parte, el ENARGAS efectuó un análisis propio de los factores de adjudicación para las distintas ofertas presentadas a LITORAL, siguiendo los criterios previstos en las Pautas de Selección y Adjudicación del Pliego, y teniendo en cuenta la restricción de que ningún oferente podía resultar adjudicatario en más de dos concursos, dada la simultaneidad en la realización de los mismos por parte de todas las Distribuidoras y Transportistas.

El resultado de la evaluación integral y comparativa llevada a cabo por el ENARGAS para todas las Licenciatarias fue presentado en el Informe GDyE/GD N° 207, con 6 de Julio de 2016, indicando que la propuesta de LEZA ESCRIBIÑA Y ASOCIADOS S.A. – PKF AUDISUR S.R.L. resultó ser la más conveniente para LITORAL. Cuya oferta económica fue de PESOS NOVECIENTOS SETENTA MIL (\$970.000) más IVA.

Con fundamento en dicho informe y el Informe GAL N° 1146/16 de la Gerencia de Asuntos Legales, el ENARGAS dictó la Resolución I/3885 del 7 de julio de ese año, en la que instruye a LITORAL a “suscribir la documentación pertinente para la contratación de LEZA ESCRIBIÑA Y ASOCIADOS S.A. – PKF AUDISUR S.R.L.” (en adelante, LA CONSULTORA) para la realización de LA AUDITORIA. Mediante la nota ENRG/SD N° 6228 del 11 de Julio de 2016, se le notifica a LITORAL de dicha Resolución.

El 30 de agosto de 2016, LITORAL remite el primer informe elaborado por LA CONSULTORA en el marco de la RTI (NOTA GAF RTI N° 16/0017). En dicho informe se presenta un detalle de “la estructura de costos de los distintos grupos de activos que componen la Base de Capital, con la propuesta de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos”.

Entre los resultados del análisis económico que presenta LA CONSULTORA, se puede mencionar:

- En relación con el cálculo del valor de las inversiones realizadas en el periodo 2001-2015, *“no se identificaron diferencias entre los valores expuestos en la Base de Capital y los Estados Contables”*.
- Dentro de la Base de Capital se incluyen rubros como Materiales, Obras en Curso y Anticipo que no se incluyen dentro del Sistema de Activo Fijo. Realizando el análisis se concluye que no hay diferencias significativas entre el Sistema de Activo Fijo y los Listados de Altas Contables.

El día 16 de septiembre de 2016, LITORAL envía una nota al ENARGAS, con el propósito de informarle al Ente, las respuestas a las observaciones que LA LICENCIATARIA le realizó a LA CONSULTORA. En tal sentido, se comunica que:

- *“los modelos de costos informados en nuestro informe periódico deben considerarse como provisionales, dado que la elaboración de la valuación técnica implica el desarrollo de modelos más detallados que pueden presentar variaciones.*
- *los modelos de costos han sido calculados con los costos vigentes al 30 de diciembre de 2015, motivo por el cual puede ocurrir que los costos se hubieran incrementado durante los 8 meses transcurridos y los costos actuales difieran de los modelos de costos que hemos presentado.*
- *los modelos de costos que hemos presentado no incluyen costos indirectos, gasto y beneficio del constructor (...).”*

El 19 de septiembre de 2016 el ENARGAS remite sendas notas a los ex MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION y ex MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS DE LA NACION (NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 y 8828 respectivamente), en el marco de lo dispuesto en la Cláusula 12 de las ACTAS ACUERDO en cuanto a que *“Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la 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”*, en las que solicita instrucciones acerca de la interpretación que debía efectuarse sobre el concepto de “índices oficiales” (si debía entenderse como aquellos elaborados por el INDEC u otros Organismos Oficiales de Argentina o podían considerarse índices elaborados por organismos oficiales de otros países).

En tal sentido, aclara el ENARGAS que dicho requerimiento se efectúa atento a que, de acuerdo a lo establecido en el apartado 4.4 de la Metodología para la Determinación de la Base de Capital en cuanto a que el Consultor *“propondrá los índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos”* y la tarea h) del punto 3.2.2. de la Parte III del Pliego, algunas Consultoras, en sus informes de avance, para la actualización de determinados rubros habían propuesto utilizar índices de precios elaborados por el Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América ajustados a moneda local aplicando el tipo de cambio oficial del dólar estadounidense.

LITORAL remite el segundo informe de avance de LA CONSULTORA el día 03 de octubre de 2016 (NOTA GAF RTI N° 16/0021) en el que esta última señala las mismas conclusiones realizadas en el primer informe de avance. En este sentido, LA CONSULTORA argumenta que, en relación a las inversiones, las bajas y el cálculo de las amortizaciones realizadas en

el periodo 2001-2015, no tiene observaciones que realizar, excepto por un ajuste sobre el valor del origen de las inversiones relacionados con el capital de trabajo y las obras en curso.

El 05 de octubre de 2016, LITORAL remite a ENARGAS, mediante Nota GAF 16/2004, observaciones que LA LICENCIATARIA le realiza a LA CONSULTORA en relación al tercer informe que se encontraba en elaboración, solicitando que para el cálculo del valor residual contable al 31-12-2015, *“la aplicación de los índices de actualización desarrollados (...) deberán realizarse con los índices que autorice e indique el ENARGAS”*. En este sentido, la respuesta de LA CONSULTORA coincide con dicha observación e indica que *“el informe final quedará supeditado a las definiciones del ENARGAS”*.

Con fecha 17 de octubre de 2016, LITORAL remite la información inicial solicitada en relación con las Altas, Bajas y Amortizaciones correspondientes al periodo comprendido entre 01/01/2001 y el 31/12/2015 con el formato solicitado por el ENARGAS.

A continuación se incorporó al Expediente bajo análisis la NOTA ENRG/GDyE/GAL/I N° 9906 del 26 de octubre de 2016, en la que el ENARGAS se dirigió al entonces SUBSECRETARIO DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION, quien el Ente Regulador entendió que se encontraba analizando la NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 del 19 de septiembre de 2016 cursada a dicho Ministerio, solicitando una respuesta a la misma a la mayor brevedad que le fuera posible *“en virtud de los exiguos plazos que restan para la finalización del proceso de Revisión Tarifaria Integral”* y a fin de que las Consultoras pudiesen determinar el valor actualizado de la Base de Capital de las Licenciatarias.

El día 11 de noviembre de 2016 el Ministro del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION (mediante NO-2016-03240081-APN-MEM) respondió la consulta efectuada por el ENARGAS en la citada nota. Al respecto señaló que *“Sobre la base de las facultades propias del ENARGAS, atribuidas por la Ley N° 24.076, las referidas Actas Acuerdo disponen que dicho Organismo establecerá los criterios para la determinación de la Base de Capital. En ese marco, las actas mencionadas prevén en su Cláusula 12da., entre otras aspectos, que las valuaciones de bienes se efectuarán en moneda nacional y considerarán la evolución de índices oficiales o coeficientes locales representativos de la variación de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes, debiendo entenderse sobre ese particular que la referencia a índices oficiales incluye aquellos 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”*.

En tal sentido el Ministro citó como antecedente el Decreto 55 del 7 de enero de 2016 en el que el PODER EJECUTIVO NACIONAL declaró en estado de emergencia administrativa al Sistema de Estadístico Nacional (SEN) y al INDEC, listando asimismo las resoluciones y actos administrativos mediante los cuales diversos organismos oficiales utilizaron indicadores oficiales alternativos para medir variaciones de costos de sus áreas de competencia.

Finalmente señaló que *“en la valuación de los bienes que realice el ENARGAS, deberán tenerse en cuenta los objetivos y condiciones establecidos a ese efecto en la mencionada Cláusula 12da. de las respectivas Actas Acuerdo”*.

El 15 de noviembre de 2016 el ENARGAS remitió copia de la mencionada nota ministerial a LITORAL.

Posteriormente, con fecha 30 de noviembre de 2016, LITORAL (por Actuación ENARGAS N° 39586/16) presentó al ENARGAS un Informe con resultados provisorios de la Base Tarifaria Ajustada al 31/08/2016 realizado por LA CONSULTORA. A modo de síntesis, los valores provisorios de la Base Tarifaria al 31/12/2016 ascienden a pesos 4.345.208.506,63.

El 21 de febrero de 2017, LITORAL (por actuación ENARGAS N° 5295/17), presentó al ENARGAS el Informe Final de LA AUDITORÍA realizada por LA CONSULTORA. Hay dos conceptos que conforman la Base Tarifaria al 31/12/2016:

- *“En primer término, se replican los valores resultantes de la Base Tarifaria al 31/12/2016 según el mencionado Informe Final, que contempla la Base Tarifaria al 31/12/2015 ajustada por índices al 31/12/2016 y amortizada a esa misma fecha.*
- *Asimismo, corresponde considerar las altas, bajas y depreciaciones del año 2016.*
- *De igual modo, deben adicionarse las inversiones comprometidas dentro del Programa de Inversiones Obligatorias 2016, y a ejecutarse durante el primer trimestre de 2017.”*

El total de la base tarifaria al 31 de diciembre de 2016 calculado por LA CONSULTORA fue de pesos 4.526.919.605.

En el informe se detalla que se utilizaron el criterio de los índices oficiales notificados por el ENARGAS. Que tal como fue remitido por la nota 15 de noviembre de 2016, los índices oficiales deben ser 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”*. En este sentido LA CONSULTORA propuso un cálculo de índices *“que reflejan la variación de cada uno de los componentes del costo”*. Para el análisis se ha realizado una discriminación de los principales componentes de la estructura de costos, entre los cuales la mano de obra, materiales, amortización de equipos y costos indirectos. En este caso, LA CONSULTORA presentó una base de índices entre los que se incluyeron series del INDEC (Índice del Costo de la Construcción – diversos conceptos), del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social (Índice de salarios básicos de la Industria y la construcción – ISBIC) y Provincia de Mendoza (Índice del costo de la Construcción Concepto materiales y Concepto mano de obra).

Por su parte el 27 de Marzo de 2017 el ENARGAS se dirige al MEM mediante NOTA ENRG/GDyE/GAL/GT/GD/I N° 2477, complementada por la NOTA ENRG/GDyE/GAL/GT/GD/I N° 2516 del 29/3 de ese año, en la que solicitó conformidad para la utilización de un único índice compuesto para la actualización de la Base Tarifaria de todas las Licenciatarias de transporte y distribución de gas por redes, y que fue propuesto por Villares y Asociados, Consultora contratada por las transportistas. Dicho índice se compuso de la siguiente manera (de acuerdo al texto de la nota complementaria): *“una participación del 44% del ISBIC (Índice de Salarios Básicos de la Industria y la Construcción elaborado por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social)”* y *“ un 56% de un índice compuesto por el ICC Materiales (índice del Costo de la Construcción – Materiales, elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Ministerio de Economía, Infraestructura y*

Energía de la Provincia de Mendoza) y el IPIM (índice de Precios Internos al Por Mayor elaborado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos)”.

Respecto de la determinación de un único indicador para la actualización de la Base de Capital de todas las Licenciatarias de transporte y distribución de gas por redes, el ENARGAS aludió a la Cláusula Décimo Novena incluida en las Actas Acuerdo de CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A., CAMUZZI GAS DEL SUR S.A., LITORAL GAS S.A. y GASNOR S.A., de Trato Equitativo, que previó que *“El OTORGANTE se compromete a disponer para el LICENCIATARIO un trato razonablemente similar y equitativo, en igualdad de condiciones, al que se otorgue a otras empresas del servicio público de transporte y distribución de gas natural, en tanto ello sea pertinente a juicio del OTORGANTE, en el marco del proceso de renegociación de los contratos”.*

Aclara el Ente Regulador que en sus informes finales de las Consultoras *“aplicaron índices de precios para ajustar la Base Tarifaria de las Licenciatarias que, en la totalidad de los casos, arrojan coeficientes de ajuste que oscilan entre treinta y tres veces y treinta y nueve veces cuando se computan para el período comprendido entre el 31 de diciembre de 1992 y el 31 de diciembre de 2016”*, resultando en valores de Bases Tarifarias que en todos los casos son inferiores a los valores técnicos de reposición por ellas calculados.

El MINISTERIO responde el 30/3 mediante Nota NO-2017-04871382-APN-MEM en la que indicó que había dado intervención en el tema a la SUBSECRETARIA DE COORDINACIÓN DE POLITICA TARIFARIA y, compartiendo lo manifestado por dicha Subsecretaria, consideró que *“el índice de precios combinado seleccionado por el 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”.*

Finalmente, el 30 de marzo de 2017 el ENARGAS elaboró el Informe técnico Intergerencial GDyE/GD N° 81/17 en el que detalla los antecedentes y lo actuado hasta el momento, analiza el estudio realizado por LA CONSULTORA para la valuación contable y técnica cuyo monto arrojó \$ 4.416 MM.

Tomando como base de cálculo el informe de LITORAL el ENARGAS aplicó las siguientes correcciones:

- *“Extensión del periodo de análisis para determinar el valor de la Base de Capital incluyendo las inversiones obligatorias correspondientes al año 2016 que aún no se encontraban activadas al momento del relevamiento realizado por la Consultora. A los efectos de su consideración en la Base de Capital, dichas inversiones han sido incorporadas en función del presupuesto oportunamente aprobados, razón por la cual deberán ser objeto de análisis y eventual ajuste en oportunidad de la determinación de la Base de Capital a considerar el próximo Quinquenio.*
- *Cambios referidos al cómputo de las amortizaciones para corregir diferencias de cálculo con respecto de las vidas útiles máximas previstas por el ENARGAS para las distintas clases de activos, según lo consignado en las Resoluciones ENARGAS N° 1660/2000 Y 1903/2000.*

- *Modificación de los coeficientes de actualización utilizando el índice combinado que fuera convalidado por el Ministerio de Energía y Minas mediante Nota NO-2017-04871382-APN-MEM”.*

Como resultado de la aplicación de las correcciones se determinó una Base de Capital “al 31-12-2016, expresada a valores de diciembre de 2016, cuyo monto total asciende a \$ 4.109,7 MM”, siendo que “el valor obtenido resulta inferior a la valuación técnica de los bienes realizado por la Consultora, cuyo monto total asciende \$ 10.881,4 MM”.

28.3. ANÁLISIS Y CONSIDERACIONES

En lo que respecta a la valuación de la Base Tarifaria a valor histórico, se advierte que LA CONSULTORA procedió en términos generales de acuerdo a las normas contables y regulatorias indicadas en el Pliego, no obstante lo cual el ENARGAS procedió a realizar las correcciones mencionadas en la sección previa.

El ENARGAS actuó de acuerdo a las pautas establecidas en el Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Licencia celebrada entre el Estado Nacional y LITORAL, particularmente su Cláusula Décimo Primera, en la cual se preveía la realización de una Revisión Tarifaria Integral.

En lo que respecta a la actualización de la base de capital, análogamente a lo sucedido con todas las licenciatarias, el ENARGAS procedió a utilizar un índice de precios que surge de una composición de índices formada por:

- un 44% del Índice de Salarios Básicos de la Industria y la Construcción elaborado por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación (ISBIC), y
- un 56% de un índice combinado, constituido por el Índice de Precios Internos al Por Mayor elaborado por el INDEC (IPIM) y el Índice de Costos de la Construcción, Materiales elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza (ICC-M Mza).

Este índice combinado fue elaborado tomando como base el IPIM en enero de 1993 y sus variaciones hasta enero de 2007; luego se contemplaron las variaciones del ICC-M Mza desde febrero de 2007 hasta diciembre de 2015. Por último, de enero de 2016 hasta diciembre del mismo año, se aplicaron las variaciones del IPIM.

En este sentido, cabe destacar que, al igual que en el caso de las licenciatarias analizadas hasta el momento, resulta muy relevante analizar la estructura de costos de LITORAL con el objetivo de comprender si el índice de actualización logra reflejar adecuadamente la evolución de los costos de la licenciataria.

El Cuadro 1, elaborado en base a la información presentada por LA CONSULTORA en el informe final presentado con fecha 31 de enero de 2017 y remitido por LITORAL al ENARGAS con fecha 21 de febrero del mismo año, refleja las principales partidas que componen el valor residual histórico de las inversiones realizadas en el período 2001-2015:

Cuadro 1

Rubro	Valor Residual Histórico	% sobre total	Mano de obra	Otros
Medidores	\$ 40,420	27.5%	0.00%	100.00%
Conductos redes y aceros	\$ 24,481	16.7%	51.30%	48.70%
Ramales AP	\$ 19,630	13.4%	46.17%	53.83%
Redes PE	\$ 12,443	8.5%	68.83%	31.17%
Gasoductos	\$ 8,525	5.8%	51.09%	48.91%
ERP	\$ 7,607	5.2%	40.52%	59.48%
TOTAL ACUMULADO / PROMEDIO PONDERADO	\$ 146,909	77.0%	33.3%	66.7%

Elaboración propia en base al informe presentado por Leza, Escriña y Asociados S.A

Montos expresados en miles de pesos

Siguiendo la información presentada por LA CONSULTORA, se observa que las inversiones realizadas durante el período 2001-2015 se concentraron en el rubro “Medidores”, con aproximadamente el 27,5% del total invertido, seguido por el rubro “Conductos, redes y aceros”, con el 16,7%, y “Ramales de alta presión”, con el 13,4%.

Asimismo, el cuadro presenta la estructura de costos para cada uno de los rubros. La misma, en busca de facilitar el análisis, se divide en dos categorías: mano de obra y otros. La categoría de mano de obra, en teoría, debería ser la que se encuentra representada por la ponderación elegida en el índice de actualización para el ISBIC, mientras que la categoría de otros debería encontrarse representada por el peso que el índice de actualización otorga a la serie combinada IPIM-ICC Mendoza.

Procediendo a ponderar el peso de las categorías de mano de obra y otros para el valor residual de las inversiones realizadas en el período 2001-2015, se observa que el 77% de las mismas fueron intensivas en este último, que básicamente incluye materiales y equipos. En efecto, dos tercios del valor residual histórico (66,7%) es explicado por esta categoría, mientras que solamente el tercio restante (33,3%) corresponde a mano de obra.

Como se ha analizado previamente, las ponderaciones elegidas por el ENARGAS para actualizar la base de capital han sido 44% para mano de obra y 56% para materiales. En principio, se debe señalar que tal índice no representa adecuadamente la estructura de costos de los principales rubros de inversión de LITORAL. Este problema se ha presentado por la búsqueda del ENARGAS de aplicar el mismo índice de actualización a todas las licenciatarias, cuando las mismas presentan estructuras de costos diferentes.

Las consecuencias de esta sub-ponderación de la categoría mano de obra y sobre-ponderación del rubro materiales ha tendido a incrementar la medición de la base de capital. En efecto, el Cuadro 2 muestra la evolución, punta a punta, del índice ISBIC, del índice combinado/empalmado y del índice de actualización que se desprende de la ponderación elegida por el ENARGAS. Tal como puede observarse, el ISBIC experimentó un mayor incremento que el índice combinado (4237% vs 2362%). De esta manera, el índice de actualización del ENARGAS utilizó una ponderación mayor para el índice que experimentó el mayor incremento.

Cuadro 2

	INDICE ISBIC	INDICE EMPALMADO	INDICE DE ACTUALIZACION	(33,3% ISBIC - 66,6% EMPALMADO)
ene-93	100.0	100.0	100.0	100.0
dic-16	4337.0	2462.5	3287.3	3084.2
Variación Acum.	4237%	2362%	3187%	2984%

A efectos de calcular la sobre-estimación de la base de capital llevada adelante por el ENARGAS, es posible construir un índice hipotético en el que se utilicen las ponderaciones que se desprenden del análisis de LA CONSULTORA. El Cuadro 2 presenta este índice en su última columna. El índice se construye utilizando una ponderación de 33,3% para el ISBIC y 66,6% para el índice empalmado/combinado. El incremento punta a punta experimentado por este nuevo índice asciende a 2984%, inferior al 3187% aplicado por el ENARGAS. Esto demuestra que la ponderación utilizada por el ENARGAS resulta en un coeficiente de actualización superior al que hubiera resultado de la utilización de la ponderación de las principales categorías de costos presentes en el informe de LA CONSULTORA.

En efecto, el coeficiente de actualización elegido por el ENARGAS, punta a punta, asciende a 33 veces, mientras que el resultante de la ponderación propuesta en base a la estructura de costos de la licenciataria implicaría un ajuste de 31 veces.

Las consecuencias de esta sobre-estimación, cabe destacar, implican un perjuicio para el consumidor, puesto que cuando la estimación de la base de capital es mayor, el aumento de tarifas necesario para amortizar la misma también es superior. En tal sentido, se puede concluir que:

1. En términos formales, el ENARGAS actuó de acuerdo a las pautas establecidas en el Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Licencia celebrada entre el Estado Nacional y LITORAL, procediendo a la Revisión Tarifaria Integral, tal como preveía su Cláusula Décimo Primera.
2. La actualización del valor residual de la base tarifaria efectuada por ENARGAS se realizó en base a un índice de actualización cuyas ponderaciones, en el caso de Litoral, tendieron a incrementar el valor de la base tarifaria.
3. El coeficiente de actualización utilizado por el ENARGAS, punta a punta, implicó multiplicar el valor residual histórico por 33, mientras que el coeficiente que surge de la ponderación de los índices seleccionados por el ENARGAS, pero de acuerdo a la estructura de los costos de LITORAL sería 31.

F. BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO

29. ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO DE METROGAS SA

29.1. ANTECEDENTES

Tal como se ha establecido en el análisis de la base tarifaria como activo económico y financiero, según lo establecido en las actas acuerdo, las empresas auditoras contratadas por las licenciatarias para la “*Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público*”, debían realizar una serie de tareas para verificar la “*razonabilidad del valor de los bienes, su calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio, y la comparación con valores de reposición de dichos bienes.*”

Para obtener este resultado era necesario, según se expresaba en las actas acuerdo y en los términos de referencia para la contratación de las firmas auditoras, determinar o verificar, además:

- La existencia de los bienes declarados en el inventario físico al 31-12-2015 mediante técnicas y registros apropiados.
- La identificación de los activos destinados a la prestación del servicio regulado y los afectados a otras actividades.
- La verificación de las condiciones técnicas de los gasoductos; ramales, redes, compresoras, estaciones de regulación, puentes de medición y del resto de los bienes y su nivel de depreciación y/u obsolescencia.
- La verificación de la razonabilidad del valor de los bienes.
- La verificación de la calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio de distribución de gas natural por redes.
- La valuación técnica al 31-12-2015 de los bienes de uso necesarios para la prestación del servicio aplicando criterios fundados que expresen en forma justa y razonable el estado actual de conservación de estos, a los efectos de su comparación con la información contable auditada por el Contratista y el consiguiente análisis de razonabilidad del valor asignado a la base de capital.

Del proceso de selección de las firmas auditoras que se describirá en el apartado correspondiente al análisis de la base tarifaria como activo económico financiero, resultó seleccionada para el caso de Metrogas S.A. (Metrogas) a la consultora formada por “Organización Levin de Argentina S.A. y Grant Thornton S.A.”

29.2. ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN

El 11 de Julio de 2016, mediante nota ENRG/SD N° 06222, Enargas notifica a Metrogas la resolución N° I/3881, con la designación de la consultora a cargo de las tareas de auditoria mencionados, instruyéndolo a suscribir el pertinente contrato con la firma Organización Levin de Argentina S.A.-Grant Thornton S.A.

Con fecha 19 de Setiembre de 2016 Metrogas presenta el primer informe de avance elaborado por la consultora, donde describe los objetivos del trabajo, las actividades del proyecto y su grado de avance, la información recibida y un análisis de estructuras de costos e índices. Respecto a la verificación técnica de los activos físicos y su valuación, en este primer informe, indican el porcentaje de avance de dichas tareas sin mayor detalle.

El segundo informe de avance presentado el 17 de Octubre de 2016, no contiene tampoco detalles respecto a la valuación de los activos físicos, indicándose los porcentajes de avance de las distintas tareas, estimando un avance global de un 78%.

El informe final es presentado el día 30 de Noviembre de 2016, conteniendo un detalle de los objetivos y alcance de la auditoría, la metodología de trabajo aplicada, los resúmenes de los valores de base de capital ajustada por índices, los resúmenes de la valuación técnica y las conclusiones del trabajo. En anexo agregan los procedimientos y conclusiones de la auditoría contable, un cuadro detallando la estructura de costos e índices utilizados y los cuadros de base de capital.

Respecto a la auditoría técnica se informa que fue realizada mediante la información recibida respecto a inventarios y datos técnicos, y validada mediante reuniones con personal de Metrogas y a través de inspecciones in situ de una muestra de activos en las instalaciones concentradas de Metrogas, en particular estaciones de medición y regulación.

En cuanto a la estimación de la vida útil total y las expectativas de vida remanente, indica que se enfocaron sobre los activos más significativos como ramales de alta presión, redes de media y baja presión, estaciones reguladoras e instalaciones de medición de consumos, utilizando información contable, reportes de mantenimiento y reuniones técnicas con Metrogas.

El apartado 2.5 del informe final se refiere a la "Valuación técnica de los activos fijos", e indica que utiliza como premisa para efectuar la valuación el criterio de "Continuación de operaciones en el mismo lugar", que considera que *"los bienes permanecerán instalados en el mismo lugar donde hoy se encuentran y con un nivel de actividad tal, que los beneficios que generen en su vida útil remanente permitirán recuperar el Valor Revaluado alcanzado (asume que el valor asignado a una capacidad de producción ofrecida por el activo, no excede el valor de recuperación de los mismos a través de la generación de flujos futuros). Se estará pagando por la capacidad de uso existente, incluyendo los costos requeridos para su instalación y montaje."*

La técnica de valuación utilizada por la consultora fue la del "Enfoque de Costos" para la mayoría de los bienes, y la del "Enfoque de Mercado" para el caso de los terrenos, edificios en zonas comerciales y vehículos.

Respecto a estas técnicas expresa que el "Enfoque de Costos" estima el valor del activo *"en comparación con el costo de producir un nuevo activo o una propiedad sustituta, lo que el mercado sugiera como más apropiado. El costo se compara con el valor del activo existente y es ajustado por diferencias en edad, condición y utilidad del activo. En su forma más simple, el Enfoque de Costos está representado por el Costo de Reposición Nuevo menos todos los tipos de depreciación."*

El informe continúa con la descripción del método aplicado para la determinación del valor de reemplazo a nuevo de los activos fijos, para los cuales consideraron el precio básico, gastos de

importación para los bienes importados, fletes, montaje y cargos generales hasta la puesta en operación de dichos activos.

Un aspecto a destacar de la metodología de valuación detallada por la consultora es que han considerado la actualización tecnológica al evaluar activos antiguos tales como redes construidas de hierro fundido o de acero, para lo cual hoy se utiliza cañería de polietileno de mucho menor costo. Esta tarea implicó la aplicación de criterios de ingeniería, que se encuentran detallados en el informe y se consideran correctos para la obtención de los valores de reposición a nuevo.

La metodología detalla a continuación la manera en que se realiza la depreciación: *“los valores a nuevo obtenidos con la metodología expuesta previamente fueron depreciados para dar lugar a los correspondientes valores razonables. La depreciación se realizó en base a criterios de aceptación general, conducentes a reflejar los valores depreciados técnicos del activo fijo. Consideraremos, entre otros factores, la antigüedad, vida residual probable, estado de conservación y grado de obsolescencia de las distintas instalaciones”*. Detalla seguidamente el procedimiento aplicado.

Luego expone la siguiente tabla resumen con los valores obtenidos de la metodología aplicada:

Valores al 31/12/2015 – Expresados en Pesos Argentinos

Rubro Enargas	Valor de Reemplazo a Nuevo	Valor Razonable
Conductos y Redes MyB AC	10.892.733.753	4.974.267.143
Conductos y Redes MyB HF	10.036.184.215	1.173.549.248
Conductos y Redes MyB PE	12.315.001.050	8.568.482.050
Edificios y construcciones civiles	668.983.209	366.195.522
Equipos	37.331.763	16.227.236
Equipos de telecomunicación	295.773	43.593
Estaciones de regulación y medición	2.667.142.182	1.170.957.845
Herramientas	4.694.272	1.847.581
Instalaciones de edificios	1.975.486	19.907.945
Instalaciones de medición de consumos	1.935.590.149	450.668.287
Maquinas	867.342	576.733
Muebles y útiles	19.184.339	745.330
Ramales de alta presión	12.222.304.155	5.023.986.377
Sistema SCADA	4.304.655	860.931
Sistemas informáticos	257.254.415	111.445.138
Terrenos	251.526.584	251.526.584
Vehículos livianos	81.139.808	14.618.349
Total general	51.396.513.150	22.145.905.892

En las conclusiones del informe, la consultora expresa que *“la comparación realizada entre la Valuación Técnica al 31/12/2015, y los valores de la base contable ajustados por índices específicos a la misma fecha, nos permiten concluir que estos últimos no presentan razonabilidad en lo que refiere a una valuación real y actualizada de los activos fijos necesarios para la prestación del servicio de distribución de gas por redes, en el ámbito cubierto por MetroGAS”*

La comparación a que hace referencia tal afirmación es la siguiente:

Activo	Valor Técnico Residual al 31-12-2015	Valor Contable Residual Ajustado al 31-12-2015	Valor Contable Residual Ajustado al 30-09-2016
Total	\$ 22.145.905.892	\$ 13.243.377.572	\$ 15.617.110.028

Es decir, que el valor técnico es 1,67 veces mayor que el valor contable al 31-12-2015, de acuerdo con los cálculos realizados por la consultora. Como se explica en el apartado correspondiente a “Base Tarifaria como activo económico financiero”, el valor finalmente aplicado al cálculo tarifario fue definido a partir del valor contable ajustado con índices y una estructura de costos definida por Enargas, lo que no coincide con lo determinado por la consultora.

Con fecha 30 de marzo de 2017, la Gerencia de Distribución y la Gerencia de Desempeño y Economía emiten el informe Intergerencial que analiza lo actuado por la consultora formada por “Organización Levin de Argentina S.A. y Grant Thornton S.A.” para determinar la Base de Capital de la licenciataria, a considerar en el proceso de la RTI.

En dicho informe Enargas realiza correcciones a la valuación contable realizada por la consultora, tomando como base la información elaborada por esta, extendiendo el periodo de análisis para incluir inversiones obligatorias del año 2016 no activadas, corrigiendo las vidas útiles previstas de acuerdo con las resoluciones Enargas 1660/2000 y 1903/2000, y modificando los coeficientes de actualización.

De dicho procedimiento surge un valor para la Base de Capital al 31-12-2016 cuyo monto asciende a \$ 14.906.562.433, utilizado luego para la determinación de las nuevas tarifas.

29.3. CONCLUSIONES

Del análisis de los informes de la consultora respecto a la determinación de la Valuación técnica de los bienes de la licenciataria, se observa que la metodología aplicada es consistente y correcta, y responde a los objetivos establecidos en las actas acuerdo y en los términos de referencia de su contrato. Por otro lado, el informe no contiene las planillas de cálculo detallado de los valores de reemplazo a nuevo y los valores razonables, para poder emitir opinión al respecto. Solo se muestra en el informe la planilla resumen reproducida.

30. ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO DE LITORAL GAS SA

30.1. ANTECEDENTES

Tal como se ha establecido en el análisis de la base tarifaria como activo económico y financiero, según lo establecido en las actas acuerdo, las empresas auditoras contratadas por las licenciatarias para la “*Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público*”, debían realizar una serie de tareas para verificar la “*razonabilidad del valor de los bienes, su calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio, y la comparación con valores de reposición de dichos bienes.*”

Para obtener este resultado era necesario, según se expresaba en las actas acuerdo y en los términos de referencia para la contratación de las firmas auditoras, determinar o verificar, además:

- La existencia de los bienes declarados en el inventario físico al 31-12-2015 mediante técnicas y registros apropiados.
- La identificación de los activos destinados a la prestación del servicio regulado y los afectados a otras actividades.
- La verificación de las condiciones técnicas de los gasoductos; ramales, redes, compresoras, estaciones de regulación, puentes de medición y del resto de los bienes y su nivel de depreciación y/u obsolescencia.
- La verificación de la razonabilidad del valor de los bienes.
- La verificación de la calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio de distribución de gas natural por redes.
- La valuación técnica al 31-12-2015 de los bienes de uso necesarios para la prestación del servicio aplicando criterios fundados que expresen en forma justa y razonable el estado actual de conservación de estos, a los efectos de su comparación con la información contable auditada por el Contratista y el consiguiente análisis de razonabilidad del valor asignado a la base de capital.

Del proceso de selección de las firmas auditoras que se describirá en el apartado correspondiente al análisis de la base tarifaria como activo económico financiero, resultó seleccionada para el caso de Litoral Gas S.A. (Litoral) a la consultora formada por “Leza Escriña y Asociados SA – PKF Audisur SRL”

30.2. ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN

El 11 de Julio de 2016, mediante nota ENRG/SD N° 06228, Enargas notifica a Litoral la resolución N° I/3885, con la designación de la consultora a cargo de las tareas de auditoria mencionados, instruyéndolo a suscribir el pertinente contrato con la firma Leza Escriña y Asociados SA – PKF Audisur SRL

Con fecha 30 de Agosto de 2016 Litoral remite el primer informe de avance elaborado por la consultora, donde presenta los avances obtenidos a esa fecha, referidos a tareas preliminares, reuniones con la licenciataria, relevamientos de campo, determinación de las estructuras de costo, selección de índices para el ajuste de la base tarifaria y el establecimiento de costos de referencia por medio de indicadores.

Para la definición de la estructura de costos de los distintos grupos de activos de la licenciataria, la consultora elabora modelos de costos para los mas importantes, según su criterio:

- Medidores
- Conductos y Redes de Acero
- Ramales de Alta Presión
- Redes de Polietileno
- Gasoductos
- Estaciones Reguladoras de Presión

Es necesario aclarar que se hace mención de esta parte del informe referida a la determinación de la estructura de costos, debido a que la consultora utiliza los indicadores y valores determinados en este apartado, para la posterior valuación técnica de los activos de la compañía.

Respecto al desarrollo del modelo de costos que utiliza, indica que *“se ha discriminado los componentes en mano de obra, materiales y amortización de equipos, que corresponden a los costos directos de los bienes y servicios de los diferentes rubros. Los costos indirectos, gastos de estructura y beneficio de los proveedores fueron calculados como un porcentaje de los costos directos, motivo por lo cual no se especifica un componente de costos específico”*.

Se ha verificado en los cálculos que se ha agregado al efecto un porcentaje sobre los costos directos (en algunos casos del 25 %), que consideraría la situación antes descrita, respecto a costos indirectos, estructura y beneficio del proveedor, aunque no se encuentra explicitado en los desarrollos. Los valores unitarios (costos por metro o por pulgada metro) calculados en las tablas que siguen tendrían en cuenta este porcentaje.

Para el caso de “Conductos y redes de acero”, determina los componentes de sus costos considerando una red de 5.000 metros en zona urbana con rotura de veredas en el 100% del recorrido. Indica también que *“se tuvo en cuenta que las redes de acero son las mas antiguas y han quedado confinadas en el centro de los centros urbanos.”*

Los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla:

Conductos y Redes de Acero

Fecha de cálculo	31/12/2015
Material	Acero
Longitud	5.000 m
Diámetro	Varios
Movimiento de Suelo	2.880 m ³
Pavimento	90 m ³
Plazo	90 días
Valor Dólar	13,9 \$/usd
Costo Promedio por Metro (\$)	2.184 \$/m
Costo Promedio por Metro (usd)	157 usd/m

Para la determinación de los componentes de costos del rubro “Conductos de Alta Presión” considera un “gasoducto de 5.000 metros de 3” de diámetro en zona semiurbana, con rotura de 2.500 metros de contrapisos. En particular se tuvo en cuenta que la longitud seleccionada se corresponde con la longitud media de los gasoductos existentes”.

Los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla:

Conductos de Alta Presión

Fecha de cálculo	31/12/2015
Material	Acero
Longitud	5.000 m
Diámetro	3"
Tipo de Trazado	3
Movimiento de Suelo	2.880 m ³
Pavimento	2.500 ml
Plazo	90 días
Valor Dólar	13,9 \$/usd
Costo Promedio por Metro (\$)	2.051,11 \$/m
Costo Metro Pulgada (\$)	683,70 \$/m.pulg
Costo Promedio por Metro (usd)	147,56 usd/m
Costo Metro Pulgada (usd)	49,18 usd/m.pulg

Para la determinación de los componentes de costos del rubro “Redes de Polietileno” considera “una red de 10.000 metros en zona semiurbana con rotura de veredas en el 50% para abastecer 600 usuarios con servicio corto”

Los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla:

Redes de Polietileno

Fecha de cálculo	31/12/2015
Material	PE
Longitud	10.000 m
Diámetro	Varios
Movimiento de Suelo	9.000 m ³
Contrapisos	361 m ³
Servicios	600
Valor Dólar	13,9 \$/usd
Valor por Metro (\$)	920,3 \$/m
Valor por Metro (usd)	66,2 usd/m

Teniendo en cuenta que los costos directos determinados por la consultora para este rubro ascienden a \$ 6.406.908.- y teniendo en cuenta el agregado del 25% para costos indirectos, el valor por metro en pesos debería ser de \$ 800,86 en lugar de los \$ 920,3. No se ha encontrado justificación para esta diferencia.

Para la determinación de los componentes de costos del rubro “Gasoductos de Alta Presión” considera *“un gasoducto de 5.000 m de 6” de diámetro en zona rural. En particular se tuvo en cuenta que la longitud y el diámetro corresponde a la media de los gasoductos existentes.”*

Los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla:

Gasoductos de Alta Presión

Fecha de cálculo	31/12/2015
Material	Acero
Longitud	5.000 m
Diámetro*	3"
Tipo de Trazado*	3
Movimiento de Suelo	2.880 m3
Pavimento*	2.500 ml
Plazo	90 días
Valor Dólar	13,9 \$/usd
Costo Promedio por Metro (\$)	2.282,23 \$/m
Costo Metro Pulgada (\$)	760,74 \$/m.pulg
Costo Promedio por Metro (usd)	164,18 usd/m
Costo Metro Pulgada (usd)	54,72 usd/m.pulg

*Se observa que los valores consignados en esta tabla no se corresponden con la descripción del rubro, en cuanto a diámetro tipo de trazado, movimiento de suelo y pavimento (se aclara que estos valores son corregidos en el informe final, indicando correctamente un diámetro de 6”, un trazado tipo 1 y una longitud de pavimento de 250m). Tampoco coinciden los valores unitarios con los calculados a partir de la tabla detalle de costos directos, cuyo valor total asciende a \$ 17.694.407 dando un valor por metro de \$ 3.538,88, que al agregarle el 25 % de indirectos da un valor de \$ 4.423,6 muy distinto al costo promedio por metro de \$ 2.282,23 indicado. El valor por pulgada metro considerando 3” sería \$ 1.474,53 en lugar de los \$ 760,74 consignados.

Para la determinación de los componentes de costos del rubro “Estaciones Reguladoras de Presión” considera *“una estación reguladora construida en zona urbana de 10.000 m3/h de caudal y un salto de 10/1,5 m3/h (sic).”*

Los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla:

Estaciones Reguladoras de Presión

Fecha de cálculo	31/12/2015
Salto	10/1,5 kg/cm ²
Caudal	10.000 m ³ /h
Calentador	No
Separador	No
Puente de Medición	Si
Iluminación*	No
Odorización	Si
Costo Total Directo (\$)	2,79 MM\$
Costo Total Directo (usd)	201.000 usd

Se observa que en la tabla de detalle del informe se incluye la iluminación que en la tabla resumen se indica como no considerada. Si bien no se detalla en esta tabla ni en la descripción, se observa en el cálculo del costo directo que se ha considerado su instalación en cabina de mampostería. Respecto al valor indicado de 2,79 MM\$ no incluye los costos indirectos, del cual no se indica cual sería el porcentaje a considerar para este rubro.

En referencia a la determinación del valor técnico, indican de manera general los avances realizados sin mayor detalle.

Con posterioridad a la presentación del primer informe de avance, y con fecha 07 de setiembre de 2016, Litoral envía a la consultora una nota con observaciones a dicho informe, indicando respecto al apartado 4.3 (“Avances en relación con la determinación de la estructura de costos...”), *“que los valores allí identificados distan de las mejores informaciones de que disponemos en cuanto a los costos actuales.”*

La consultora contesta a Litoral, informando que los valores son a diciembre de 2015, y que los costos pueden haberse incrementado durante los ocho meses transcurridos. También aclara que los modelos no incluyen costos indirectos, gastos y beneficio del constructor, y que el margen de estos conceptos puede variar dependiendo de la magnitud de las obras y su especialización. Agrega además que los ajustes necesarios serán tenidos en cuenta en el desarrollo del segundo informe.

Con fecha 3 de Octubre de 2016, Litoral presenta el segundo informe de avance de la consultora.

Respecto a las observaciones de Litoral al primer informe, la consultora corrige las planillas de costos de los distintos rubros, modificando los valores y realizando una mayor apertura del rubro materiales, distinguiendo cañerías y accesorios del resto de los materiales.

Del resultado de esta corrección se observa que los valores totales de los costos directos calculados para los rubros “Conductos y Redes de Acero” y “Conductos de Alta Presión” prácticamente no sufrieron modificación. El rubro “Redes de Polietileno” se incrementó en un

15%, mientras que el rubro "Gasoductos" disminuyó un 15%. El Rubro "Estaciones Reguladoras" se incrementó en un 11,3%.

Se observa además que el porcentaje de la Mano de Obra respecto del total se incrementó en la mayoría de los casos, respecto a los valores del primer informe, entre un 24% y un 34%, salvo en el caso de "Conductos de alta presión" que no sufrió variaciones.

En este segundo informe se detalla la metodología para la obtención del Valor Técnico de los bienes de la compañía. Indican que, para la determinación de los valores de reposición, adoptan los criterios del Tribunal de Tasaciones de la Nación, y se definen los conceptos de Valor de Mercado, Valor del Costo de Reposición (nuevo y depreciado), y el Valor de Uso.

En el apartado 4.5.2.2 "Determinación del Costo de Reposición Bruto unitario de los bienes", se indica que se han "utilizado como base, los modelos de costos utilizados para la determinación de los índices de actualización (punto 4.3 del informe), pero teniendo en cuenta que dichos modelos de costos se refieren únicamente a los costos directos y no incluyen costos indirectos, gastos y beneficio del constructor, y que por tales motivos el valor final que se asigne en la valuación puede variar significativamente dependiendo de la dimensión de las obras y de su especialización, lo cual implican mayor responsabilidad y calificación".

Con fecha 05 de Octubre de 2016, Litoral envía a Enargas una nota con Observaciones al segundo informe realizado por la consultora, donde expresa entre otras cosas que "en relación al punto 4.5 "determinación del valor técnico al 31-12-2015 de los bienes de uso" señalamos que nos reservamos la facultad de realizar observaciones sobre dicho punto, dado el carácter preliminar del mismo".

El informe Final de la consultora es presentado a Enargas el día 22 de febrero de 2017.

Respecto a los Costos Directos que venimos tratando en apartados anteriores, se resumen a continuación los valores indicados en este informe final, aclarando que estos "no incluyen costos indirectos, gastos y beneficio del constructor", y que se tiene en cuenta un tipo de cambio de 13,9 \$/usd según lo indicado por la consultora.

Costos Directos de los Rubros analizados

Costos Directos	Características	Mano de Obra (\$)	Cañería y Acc. (\$)	Materiales (\$)	Equipos (\$)	Total (\$)
Conductos y Redes de Acero	Long. 5.000m / Diam. Varios	4.493.072,00	1.423.880,00	2.739.196,00	103.051,20	8.759.199,20
Conductos de Alta Presión	Long. 5.000m / Diam. 3"	3.780.928,00	1.930.840,80	2.090.908,00	386.576,76	8.189.253,56
Redes de Polietileno	Long. 10.000m / Diam. Varios	5.067.609,00	751.964,60	1.414.076,00	129.060,00	7.362.709,60
Gasoductos	Long. 5.000m / Diam. 6"	7.692.875,00	5.290.950,00	936.000,00	1.138.365,50	15.058.190,50
Estaciones Reguladoras	Caudal 10.000 m3/h / Pr 10/1,5	1.259.604,00	1.561.549,00	229.672,75	57.580,00	3.108.405,75

Costos Unitarios Directos de los Rubros analizados

Costos Directos	Características	\$/m	\$/m.pulg	usd/m	usd/m.pulg
Conductos y Redes de Acero	Long. 5.000m / Diam. Varios	1.751,84	-	126,0	-
Conductos de Alta Presión	Long. 5.000m / Diam. 3"	1.637,85	545,95	117,8	39,3
Redes de Polietileno	Long. 10.000m / Diam. Varios	736,27	-	53,0	-
Gasoductos	Long. 5.000m / Diam. 6"	3.011,64	501,94	216,7	36,1
Estaciones Reguladoras	Caudal 10.000 m3/h / Pr 10/1,5	-	-	-	-

Asimismo, el informe contiene los valores definitivos de los costos directos considerados para la valuación de los bienes, y agrega en los anexos 2A y 2B las planillas de cálculo del valor técnico de los bienes de uso detallando los valores de reposición obtenidos, las depreciaciones

consideradas y el valor remanente. La diferencia entre ambas tablas 2A y 2B reside en el criterio de depreciación, ya que la primera utiliza el criterio de la consultora, mientras que la segunda el del Enargas según surge de la Resolución 1903/2000.

En el apartado 6.3 “Desarrollo de la Valuación técnica” detalla:

“Para la determinación de los valores unitarios hemos utilizado como base, los modelos de costos (punto 5 del presente informe), pero teniendo en cuenta que dichos modelos de costos se refieren únicamente a los costos directos y no incluyen costos indirectos, gastos y beneficio del constructor, y que por tales motivos el valor final que se asigne en la valuación puede variar significativamente dependiendo de la dimensión de las obras y de su especialización, lo cual implican mayor responsabilidad y calificación.

Los valores unitarios de la valuación técnica fueron establecidos según las normas y estándares actuales de fabricación de equipos y construcción de obras de infraestructura, y en algunos casos resultan mayores que los valores contables históricos actualizados por índices, debido a que actualmente requieren de un mayor costo de supervisión, vigilancia, estudios ambientales e incluso porque actualmente son zonas urbanas que al momento de realizarse las inversiones eran zonas suburbanas”

“El valor de los edificios, gasoductos, ramales y redes se determinó mediante un cómputo métrico donde se tuvo en cuenta los principales rubros de obra. Se consultó a proveedores de materiales, contratistas y empresas que hayan realizado obras similares en los últimos años.”

“Los activos cedidos por terceros han sido valorizados en el total del rubro correspondiente y luego fueron afectadas por un factor que tiene en cuenta la participación de Litoral Gas en el costo de construcción.

En la estimación de la participación de Litoral Gas se ha tenido en cuenta el promedio de activación de los activos y de la contraprestación pactada, que alcanza al 6% del valor de las redes, como promedio ponderado para la totalidad de los activos cedidos.”

Respecto al estado de los bienes, el informe indica que se verificó mediante inspecciones de 21 estaciones reguladoras y la planta de GLP en Rufino, y se asignó un valor de 1 a 9 según el estado (1 nuevo – 9 sin valor).

El resultado de la valuación técnica, con depreciación según criterio Enargas, se resume en la siguiente tabla:

Concepto	Montos \$
CRB (Costo de Reposición Bruto)	\$ 22.462.661.415
CRD (Costo de Reposición Depreciado)	\$ 10.881.404.645
BT Ajustada al 31/12/2015	\$ 3.817.771.241

Es decir, que el costo de reposición depreciado es 2,85 veces el valor de la base tarifaria ajustada al 31/12/2015, según los cálculos efectuados por la consultora.

En las tablas de los anexos 2A y 2B se pueden inferir los costos unitarios (\$/unidad, \$/metro ó \$/pulg.metro) aplicados en el cálculo del costo de reposición bruto.

Los resultados obtenidos se observan en las siguientes tablas:

a) Estaciones Reguladoras de Presión

Caudal m3/h	CRB
1.000	\$ 1.336.554
1.500	\$ 1.547.803
2.000	\$ 1.759.052
2.500	\$ 2.493.778
3.000	\$ 2.684.552
4.000	\$ 2.553.939
5.000	\$ 3.237.490
7.500	\$ 3.561.239
10.000	\$ 3.952.976
15.000	\$ 4.862.160
20.000	\$ 5.494.241
25.000	\$ 6.153.550
30.000	\$ 7.384.259
40.000	\$ 9.845.679
50.000	\$ 11.691.744
80.000	\$ 16.836.112
130.000	\$ 24.622.813

Se observa que el valor asignado a las estaciones reguladoras de presión es el mismo para cada valor de caudal, sin diferenciar los tipos de instalación (estaciones aéreas en cabina, con cerco olímpico ó subterráneas) ni por las presiones de entrada y salida. Ambos factores afectan fuertemente el costo de las estaciones. En anexo se agrega tabla de detalle completa.

Por otro lado, de la estación reguladora tomada como modelo (Caudal 10.000 m3/h, Salto de presión 10/1.5 kg/cm², aérea en cabina) solo se observa que existe una en toda la lista de estaciones de la licenciataria, denominada San Nicolás MP, de la localidad de San Nicolás, por lo que no puede considerarse representativa del total de las estaciones de la licenciataria.

Para ese caso en particular, el costo de reposición considerado es de \$ 3.952.976.-, mientras que el costo directo calculado por la consultora es de \$ 3.108.405.-, lo cual implica una diferencia de 27,2 % atribuible a costos indirectos, gastos y beneficio del constructor.

La consultora no explica extrapola u obtiene los valores correspondientes a los demás tipos de estaciones. Tampoco explica porque las estaciones con un caudal 4.000 m3/h tienen un menor valor que las de 3.000 m3/h.

b) Gasoductos

Habiendo evaluado todos los gasoductos con una longitud mayor a 1.000 m, de las tablas del anexo 2A y 2B se observa la aplicación de un costo unitario entre 56,1 y 56,5 usd/pulg.m, en todos los casos analizados, lo que representa un valor 55% más elevado que el calculado como

costo directo (36,1 usd/pulg.m), tomado como referencia. Esta diferencia no puede explicarse como incremento por costos indirectos, gastos y beneficio del constructor. En anexo se agrega la tabla de detalle de los gasoductos.

c) Ramales

Habiendo evaluado todos los ramales con una longitud mayor a 1.000 m, de las tablas del anexo 2A y 2B se observa la aplicación de distintos costos unitarios entre 56,1 y 56,5 usd/pulg.m, para algunos casos, de 70,1 a 70,6 usd/pulg.m, para otros, y en algunas ocasiones valores en torno a los 93 usd/pulg.m, en los casos analizados los cuales se detallan en anexo, lo que representa un valor 43%, 79% y 140% más elevado respectivamente que el calculado como costo directo (39,3 usd/pulg.m), tomado como referencia. Estas diferencias no pueden explicarse como incremento por costos indirectos, gastos y beneficio del constructor.

Llegado este punto, es necesario comparar estos valores y los definidos para gasoductos, con los determinados por las licenciatarias Camuzzi Gas Pampeana y Transportadora de Gas del Sur para la misma tarea, los cuales rondaban entre 35 y 40 usd/pulg.m., lo cual muestra una importante diferencia de los valores considerados por Litoral respecto a las Licenciatarias mencionadas.

Asimismo, el análisis efectuado respecto a los precios de las obras considerados en el plan de inversiones también se aplica en este caso, mostrando que los costos unitarios considerados están sobrevaluados.

d) Redes de Acero y Polietileno

La información volcada en las tablas del anexo 2A y 2B no permiten obtener conclusiones respecto a los costos unitarios considerados, ya que no hay magnitudes físicas, solamente se indica el monto en pesos considerado por cada ítem de red.

Posteriormente, con fecha 30 de marzo de 2017 el informe Intergerencial informa al interventor que el valor considerado para la valuación técnica depreciada de la licenciataria es la calculada por la consultora e igual a \$ 10.881.404.645.- (al 31/12/2015), mucho mayor a la base de capital a valores históricos y actualizada a diciembre de 2016 definida con las correcciones incorporadas por Enargas de \$ 4.109.656.056.-

30.3. CONCLUSIONES

Del análisis de los informes de la consultora respecto a la determinación de la Valuación técnica de los bienes de la licenciataria, se han observado inconsistencias y en algunos casos sobrevaluaciones, como en el caso de los valores considerados para gasoductos y ramales, en la definición de los valores de reposición que componen los bienes regulados de la compañía.

Por otro lado, tampoco se ha considerado el cambio tecnológico en la definición de los costos de reposición de redes, teniendo en cuenta que actualmente la reposición a nuevo se debería realizar con polietileno y no con los materiales y métodos constructivos que se construyeron históricamente, de mayor costo a los actuales.

Si bien la valuación técnica de los bienes no ha sido considerada para la definición de la base tarifaria, es necesario hacer notar la existencia de inconsistencias en la determinación de su valor final.

30.4. ANEXOS - TABLAS VALORES DE REPOSICIÓN BRUTO

Estaciones Reductoras de Presión (ordenadas por caudal creciente, mayores 1000 m3/h)

Localidad	Sistema	Presión de operación	Presión de salida	Tipo	Caudal Ramal	Valor total \$
ALDAO	ALDAO MP	23,6	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
ANDINO	ANDINO MP	23,6	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
CASRCARAÑA	CARCARAÑA P. INDUSTRIAL	23,5	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
CHOVET	CHOVET MP	40	34	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
CONESA	CONESA MP	36,5	25	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
DE LA PEÑA	DE LA PEÑA	25	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
EREZCANO	EREZCANO MP	40	2,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
GRAL.ROJO	GRAL.ROJO MP	13	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
GUERRICO	GUERRICO MP	60	36,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
LA EMILIA	LA EMILIA-VILLA CAMPI MP	23	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
PAVON	PAVON MP	23	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
RAFAELA	RAFAELA MP	10	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
RAMALLO	RAMALLO 5 BAR	25	5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
RAMALLO	RAMALLO MP	25	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
SAN CARLOS SUD	SAN CARLOS C Y S MP	10	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
SAN LORENZO	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	1,5	SUBTERRANEA	1.000	\$ 1.336.554
SANTA ISABEL	SANTA ISABEL MP	34	2,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
SOLDINI	SOLDINI MP	40	2,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
TIMBUES	TIMBUES MP	23,5	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
V. CONSTITUCION	VILLA CONSTITUCION MP	23	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
VENADO TUERTO	VENADO TUERTO MP	20	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
VENADO TUERTO	VENADO TUERTO MP	20	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
VILLA CAMPI	LA EMILIA-VILLA CAMPI MP	23	1,5	AEREA	1.000	\$ 1.336.554
ACEVEDO	ACEVEDO MP	36,5	1,5	AEREA	1.500	\$ 1.547.803
BARRANCAS	BARRANCAS MP	25	2,5	AEREA	1.500	\$ 1.547.803
E.V. CONSTITUCION	EMP V. CONSTITUCION MP	36,5	1,5	AEREA	1.500	\$ 1.547.803
FIGHIERA	FIGHIERA MP	36,5	1,5	SUBTERRANEA	1.500	\$ 1.547.803
FUNES	FUNES MP	23,5	1,5	AEREA	1.500	\$ 1.457.803
GRAL. LAGOS	P.RSTHER-G.LAGOS-ALVEAR MP	60	25	SUBTERRANEA	1.500	\$ 1.547.803
LOS CARDOS	LOD CARDOS MP	20	1,5	AEREA	1.500	\$ 1.547.803
LOS CARDOS	LOS CARDOS 20 BAR	30	20	AEREA	1.500	\$ 1.547.803
PERGAMINO	PERGAMINO MP	10	1,5	AEREA	1.500	\$ 1.547.803
PUJATO	PUJATO MP	70	1,5	AEREA	1.500	\$ 1.547.803
RICARDONE	RICARDONE MP	23,5	1,5	AEREA	1.500	\$ 1.547.803
SANTA FE	SANTA FE MP	10	1,5	AEREA	1.500	\$ 1.547.803
SERODINO	SEODINO MP	60	25	AEREA	1.500	\$ 1.547.803
V. CONSTITUCION	VILLA CONSTITUCION MP	10	1,5	AEREA	1.500	\$ 1.547.803
V. CONSTITUCION	VILLA CONSTITUCION 10 BAR	23	10	AEREA	1.500	\$ 1.547.803
ZAVALLA	ZAVALLA MP	60	2,5	AREA	1.500	\$ 1.547.803

Localidad	Sistema	Presión de operación	Presión de salida	Tipo	Caudal Ramal	Valor total \$
ACEBAL	ACEBAL MP	15	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
ACEBAL	ACEBAL 15 BAR	32	15	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
ALVEAR	P.ESTHER-G.LAGOS-ALVEAR MP	25	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
ARRECIFES	ARRECIFES MP	10	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.082
CARMEN	CARMEN MP	30	25	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
ELORTONDO	ELORTONDO MP	30	20	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
FUNES	FUNES MP	15	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
G.BAIGORRIA	ROSARIO Y ZONA MP	15	1,5	SUBTERRANEA	2.000	\$ 1.759.052
LEHMANN	LEHMANN 10 BAR	33	10	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
MACIEL	MACIEL MP	60	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
MARIA JUANA	MARIA JUANA MP	20	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
MARIA JUANA	MARIA JUANA 20 BAR	30	20,1	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
P. ESTHER	P. RDTHER -G.LAGOS-ALVEAR MP	25	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
RAMALLO	RAMALLO MP	10	1,5	SUBTERRANEA	2.000	\$ 1.759.052
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
SAN CARLOS CENTRO	SAN CARLOS C Y S MP	10	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
SAN PEDRO	SAN PEDRO MP	10	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
SANTO TOME	SANTO TOME MP	24	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
SANTO TOME	SANTO TOME MP	25	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
SASTRE	SASTRE MP	20	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
SASTRE	SADTRE 20 BAR	30	1,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
VILLA ELOISA	VILLA ELOISA MP	33	2,5	AEREA	2.000	\$ 1.759.052
ALVAREZ	ALVAREZ MP	32	1,5	AEREA	2.500	\$ 2.493.778
BARADERO	BARADERO MP	13	1,5	AEREA	2.500	\$ 2.493.778
CAP. BERMUDEZ	ROSARIO Y ZONA MP	12,59	1,5	AEREA	2.500	\$ 2.493.778
CARLOS PELEGRINI	CARLOS PELEGRINI MP	13	1,5	AEREA	2.500	\$ 2.493.778
CARLOS PELEGRINI	CARLOS PELEGRINI 25 BAR	25	1,5	AEREA	2.500	\$ 2.493.778
CORREA	CORREA MP	36,5	1,5	AEREA	2.500	\$ 2.493.778
PEREZ MILLAN	PEREZ MILLAN MP	25	1,5	AEREA	2.500	\$ 2.493.778
PEREZ MILLAN	PEREZ MILLAN 25 BAR	60	25	AEREA	2.500	\$ 2.493.778
PTO. SAN MARTIN	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	1,5	SUBTERRANEA	2.500	\$ 2.493.778
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	1,5	SUBTERRANEA	2.500	\$ 2.493.778
ROSARIO	ROSARIO 15 BAR	23,5	15	SUBTERRANEA	2.500	\$ 2.493.778
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	15	1,5	AEREA	2.500	\$ 2.493.778
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	15	1,5	AEREA	2.500	\$ 2.493.778
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	1,5	SUBTERRANEA	2.500	\$ 2.493.778
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	1,5	AEREA	2.500	\$ 2.493.778
SAN J.DE LA ESQ	SAN J. DE LA ESQ. MP	10	1,5	AEREA	2.500	\$ 2.493.778
SAN LORENZO	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	1,5	SUBTERRANEA	2.500	\$ 2.493.778
VILLA RAMALLO	VILLA RAMALLO MP	10	1,5	SUBTERRANEA	2.500	\$ 2.493.778
CAP. BERMUDEZ	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	1,5	AEREA	3.000	\$ 2.684.552
FRAY L.BELTRAN	ROSARIO Y ZONA MP	33	10	SUBTERRANEA	3.000	\$ 2.684.552
FUNES	FUNES MP	15	1,5	SUBTERRANEA	3.000	\$ 2.684.552
G.BAIGORRIA	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	1,5	AEREA	3.000	\$ 2.684.550
LAS ROSAS	LAS ROSAS MP	20	1,5	AEREA	3.000	\$ 2.684.552
LAS ROSAS	LAS ROSAS 20 BAR	30	20	AEREA	3.000	\$ 2.684.552
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	15	1,5	AEREA	3.000	\$ 2.684.552

Localidad	Sistema	Presión de operación	Presión de salida	Tipo	Caudal Ramal	Valor total \$
SAN J.DE LA ESQ	SAN J. DE LA ESQ. 10 BAR	70	10	AEREA	3.000	\$ 2.684.552
SAN NICOLAS	SAN NICOLAS MP	25	1,5	AEREA	3.000	\$ 2.684.552
SANTA FE	SANTA FE MP	25	1,5	AEREA	3.000	\$ 2.684.552
SAUCE VIEJO	SAUCE VIEJO MP	25	20	AEREA	3.000	\$ 2.684.552
SAUCE VIEJO	SAUCE VIEJO 25 BAR	60	1,5	AEREA	3.000	\$ 2.684.552
SUNCHALES	SUNCHALES MP	10	1,5	AEREA	3.000	\$ 2.684.552
TEODELINA	TEODELINA MP	34	2,5	AEREA	3.000	\$ 2.684.552
AREQUITO	AREQUITO MP	33	2,5	AEREA	4.000	\$ 2.553.939
ARRECIFES	ARRECIFES MP	10	1,5	SUBTERRANEA	4.000	\$ 2.553.939
BARADERO	BARADERO MP	60	1,5	SUBTERRANEA	4.000	\$ 2.553.939
C.DE GOMEZ	CAÑADA DE GOMEZ MP	60	1,5	AEREA	4.000	\$ 2.553.939
EL TREBOL	EL TREBOL MP	23	1,5	AEREA	4.000	\$ 2.553.939
EL TREBOL	EL TREBOL 20 BAR	20	1,5	AEREA	4.000	\$ 2.553.939
LAS PAREJAS	LAS PAREJAS MP	10	2,5	AEREA	4.000	\$ 2.553.939
LAS PAREJAS	LAS PAREJAS 10 BAR	30	10	AEREA	4.000	\$ 2.553.939
ROLDAN	ROLDAN MP	60	2,5	AEREA	4.000	\$ 2.553.939
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	1,5	SUBTERRANEA	4.000	\$ 2.553.939
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	15	1,5	AEREA	4.000	\$ 2.553.939
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	15	1,5	SUBTERRANEA	4.000	\$ 2.553.939
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	1,5	AEREA	4.000	\$ 2.553.939
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	1,5	SUBTERRANEA	4.000	\$ 2.553.939
ROSARIO	ROSARIO 15 BAR	23,5	15	SUBTERRANEA	4.000	\$ 2.553.939
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	15	1,5	SUBTERRANEA	4.000	\$ 2.553.939
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	15	1,5	SUBTERRANEA	4.000	\$ 2.553.939
SAN NICOLAS	SAN NICOLAS MP	25	1,5	AEREA	4.000	\$ 2.553.939
SAN NICOLAS	SAN NICOLAS MP	10	1,5	SUBTERRANEA	4.000	\$ 2.553.939
V. CONSTITUCION	VILLA CONSTITUCION MP	10	1,5	SUBTERRANEA	4.000	\$ 2.553.939
VENADO TUERTO	VENADO TUERTO MP	20	1,5	AEREA	4.000	\$ 2.553.939
ARROYO SECO	ARROYO SECO MP	13	1,5	SUBTERRANEA	5.000	\$ 3.237.490
C.DE GOMEZ	CAÑADA DE GOMEZ MP	13	1,5	AEREA	5.000	\$ 3.237.490
GALVEZ	GALVEZ MP	23,5	1,5	AEREA	5.000	\$ 3.237.490
PERGAMINO	PERGAMINO MP	10	1,5	AEREA	5.000	\$ 3.237.490
PERGAMINO	PERGAMINO MP	10	1,5	AEREA	5.000	\$ 3.237.490
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	15	1,5	SUBTERRANEA	5.000	\$ 3.237.490
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	15	1,5	SUBTERRANEA	5.000	\$ 3.237.490
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	1,5	AEREA	5.000	\$ 3.237.490
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	15	1,5	SUBTERRANEA	5.000	\$ 3.237.490
ROSARIO	ROSARIO Y ZONA MP	23,5	15	SUBTERRANEA	5.000	\$ 3.237.490
ROSARIO	ROSARIO 15 BAR	23,5	1,5	SUBTERRANEA	5.000	\$ 3.237.490
SAN CARLOS	SAN CARLOS 10 BAR	25	10	AEREA	5.000	\$ 3.237.490
SAN CARLOS	SAN CARLOS 25 BAR	60	25	AEREA	5.000	\$ 3.237.490
SAN JORGE	SAN JORGE MP	25	1,5	AEREA	5.000	\$ 3.237.490
SAN JORGE	SAN JORGE 25 BAR	30	25	AEREA	5.000	\$ 3.237.490
SAN NICOLAS	SAN NICOLAS MP	25	1,5	AEREA	5.000	\$ 3.237.490
SANTA FE	SANTA FE MP	25	1,5	AEREA	5.000	\$ 3.237.490
SANTA FE	SANTA FE MP	25	1,5	AEREA	5.000	\$ 3.237.490
SANTO TOME	SANTO TOME MP	10	1,5	AEREA	5.000	\$ 3.237.490
V. CONSTITUCION	VILLA CONSTITUCION MP	23	1,5	SUBTERRANEA	5.000	\$ 3.237.490

Localidad	Sistema	Presión de operación	Presión de salida	Tipo	Caudal Ramal	Valor total \$
SANTA FE	SANTA FE 10 BAR	25	10	AEREA	15.000	\$ 4.862.160
SANTA FE	SANTA FE 10 BAR	25	10	AEREA	15.000	\$ 4.862.160
SAN PEDRO	SAN PEDRO 10 BAR	25	10	AEREA	20.000	\$ 5.494.241
LAS PAREJAS	LAS PAEWJAS-MARIA JUANA 30 BAR	60	30	AEREA	25.000	\$ 6.153.550
OLIVEROS	OLIVEROS 25 BAR	60	25	AEREA	25.000	\$ 6.153.550
RAMALLO	SAN NICOLAS 25 BAR	60	25	AEREA	25.000	\$ 6.153.550
V. GDOR GALVEZ	ROSARIO 15 BAR	32	15	AEREA	30.000	\$ 7.384.259
ROSARIO	ROSARIO 15 BAR	23,5	15	AEREA	40.000	\$ 9.845.679
SANTO TOME	REGIONAL CENTRO 33 BAR	60	33	AEREA	40.000	\$ 9.845.679
GRAL.ROJO	ROJO-ROJAS 36,5 BAR	36,5	1,5	AEREA	50.000	\$ 11.691.744
LOS MOLINOS	REGIONAL SUR 40 BAR	60	40	AEREA	50.000	\$ 11.691.744
ALVAREZ	CAMARA SUR ROSARIO 32 BAR	80	32	AEREA	80.000	\$ 16.836.112
SOLDINI	CAMARA NORTE ROSARIO 40 BAR	60	40	AEREA	130.000	\$ 24.622.813

Ramales (ordenada por diámetro y longitud, mayores a 1000 m)

Localidad	Sistema	Presión de operación	Diámetro (")	Longitud (m)	Valor total ARS	usd/pulg.m
FIGHIERA	de red pr 86.00 mal pr1089.00	13,0	2	1.003	1.969.592	70,6
FIGHIERA	de der ceramica fighiera a ser ceramica fighiera	13,0	2	1.058	2.077.595	70,6
San Nicolas	de ser bernell a ser carsignom	25	2	1.120	2.200.170	70,7
Los Molinos	de der Los Molinos (Reg Sur) a red pr 1151	40	2	1.151	1.808.176	56,5
Colón	de emp pr 51627,19 aserCargIIICalle 25/Calle 76	36,5	2	1.172	1841794	56,5
Erezcano	de der Erezcano a ser ERP 60/1.5 Erezcano	36,5	2	1210	1.900.862	56,5
La Emilia	de mar F Cordova/Acevedo a ser ERP 25/1.5 V Campi	23	2	1.258	2.470.336	70,6
Funes	de valv Housay/Catamarca a ser Colegio Salesiano	15	2	1.425	2.798.274	70,6
Perez	de emp glo 2" existente a ser Indugas	40	2	1.427	2.802.201	70,6
Guerrlco	de valv pr3.00 a ser ERP 60/1.5 Guerrlco	36,5	2	1.561	2.452.270	56,5
Villa Callas	De emp gto Carmen-Teodellna pr 11783 a Ser Fumlsem	34	2	1629	2.559.550	56,5
Galvez	deder Colombo Hnos. aserColomboHnos,	25	2	1.639	2.574.270	56,5
Pto San Martin	de emp pt peron/h de malv a ser ecology systems	23,5	2	1.647	3.234.215	70,6
FIGHIERA	de ma pr1089 a barrancas fighiera	13,0	2	1.750	2.749.181	56,5
Empalme V. Const.	de der Ciñeres a ser Ciñeres	23	2	1.789	3.513.061	70,6
Santo Tome	de erp 60/10 a ser oleos santafesinos	10	2	1.879	3.689.794	70,6
Andino	de valv 2" der finiara a ser frigorifico finlar	23,5	2	2.332	4.580.077	70,6
Arroyo Seco	der Cerámica ASeco a pr2S59 gto Cerámica A Seco	13	2	2.659	4.177.184	56,5
Arroyo Seco	de pr2659 gto Cerámica ASeco a ser Ceram A Seco	13	2	2.922	5.737.934	70,6
Camarañá	de der Frlg, Clmcart a ser Frigorifico Clmcart	13	3	1.003	2.936.249	70,2
San Nicolas	de emp pr848 sluis/belgra red 3"x2" peron/herandez	25	3	1.040	3.041.888	70,1
Rafaela	ser curtiembre oeste a der edival	10	3	1.063	3.169.182	71,5
FIRMAT	de der cjoubin/colon a ser vasalli	10	3	1.072	3.136.993	70,2
Chabas	de derRlcedal a serRlcedal	10	3	1.092	3195519	70,2

Localidad	Sistema	Presión de operación	Diametro (")	Longitud (m)	Valor total ARS	usd/pulg.m
Arequito	de ELP arequito/V elisa a emp pr 1104	33,0	3	1.104	2.584.507	56,1
Santa Fe	de der gnc 4 enero/ferrer a ser gnc 4 enero/ferrer	10	3	1.157	3.385.728	70,2
Villa Gob. Gálvez	de derGNC S Marín/Perún a serGNC S Martín/Perón	15	3	1.169	3.420.644	70,2
Funes	de ser Liceo Aeronáutica a ser Rose»	15	3	1.186	3.470.591	70,2
San Nicolás	de Echeverría/America a mal 20m de Reynoso/Urquiza	10	3	1.200	3.511.559	70,2
Aldao	de der Refinería Lujan a der ERP 25/4 Aldao	23,5	3	1222	2.860.750	56,1
Timbues	de der erp 25/1.5 timbues a ser erp 25/1.5 timbues	23,5	3	1.237	2.895.866	56,1
Pergamino	de ser ERP Rocha/Pueyrred a ser GNC Alsina/G Pico	10	3	1.275	3.731.031	70,2
Rosarlo	de emp gtoexist Segul/Avell a serGNC Avell/27deFeb	15	3	1.279	3.741.274	70,1
Villa Eloisa	de elp v eloisa/arequito a prof pr 1290	33	3	1290	3.019.941	56,1
Villa Gob. Galvez	de emp s.luis/av san diego a ser gnc av san diego/ avper	15	3	1293	3.784.290	70,2
Casilda	de ser ERP 25 Mayo/Yrlgoyen a ser Coop C Casado II	10	3	1.301	3.807.115	70,2
Rafaela	der basso a emp ruta 70/paretti	10	3	1.322	3.668.568	66,5
FIRMAT	de ser viveros firmat a ser gnc ruta 33/93	10	3	1.326	3.108.900	56,2
Santo Tome	emp r11/t.lubary a ser nestle m arg 270m n de rich	25	3	1.330	3.891.978	70,2
Cap. Bermúdez	de emp Belgr/L.Crfsant. a serL.Crfsant. pr1 267.2	23,5	3	1.345	3.936.165	70,2
San Nicolas	de cl.tr pr800 s/Rayn a GNC megastop aubsas km 233	25	3	1.355	3.172.389	56,1
San Nicolas	de emp san jose/gardel a ser gnc savio/san lorenzo	25	3	1.374	4.020.735	70,2
Santo Tome	de der r. purina hoy nestle arg a casq pr 1380 m.arg	10	3	1.385	3.241.637	56,1
Venado Tuerto	de prof caseros/j.c.alberdi a emp piacenza/chapuis	20	3	1.463	4.281.176	70,2
Esperanza	de derCórdoba/Hohenfels a ser Curtiembre Melners	10	3	1.471	4.304.586	70,2
Timbues	de traz pr 2508 a red cruce autopista	23,5	3	1.480	4.330.923	70,2
Esperanza	de ser GNC Lillan Roth a der GNC rula 6/Pueyrredón	10	3	1484	4.342.628	70,2
Colón	de ERP 60/25 a ser Mazzlerl	25	3	1.690	4.945.446	70,2
General Lagos	de der BASF a ser ERP General Lagos	13	3	1.696	4.963.003	70,2
San Pedro	de derGNC ruta9/ruta 1001 a ser GNC ruta 9/1001	22	3	1.722	5.039.087	70,2
San Nicolás	de der España/Rocaa der GNC MorenoA/iale	10	3	1.865	5.457.548	70,2
San Nicolás	de red Mendoza/Reynoso a ser Bcnell II	25	3	1.870	5.472.180	70,2
C. Pellegrini	de válv sal2"ERP60/25 CPelleg a serGNC CPelleg.	25	3	1908	5.583.964	70,2
Soldini	de lm perez/soldini a re 3"x2" pr 2648	40	3	1.935	4.529.911	56,1
Villa Eloisa	de emp pr 3307 a emp pr 5250	33	3	1943	4.548.639	56,1
La Emilia	de prof pr 6000 a prof A" Del Medio	23	3	2.149	5.030.894	56,1
Sauce Viejo	de emp r nac11km 454,852 a erp 25/1.5 leiva/roverano	25	3	2.344	6.859.245	70,2
Pavón	de ser ERP Emp V Constitución a ser ERP Pavón	23	3	2.460	7.198.696	70,2
Timbues	de der gnc autop ros/s fe km 28 a traz pr 2508	23,5	3	2.508	5.871.327	56,1
Colón	de emp ruta 8/Calle 44 a ser San Sebastián	25	3	2.554	7.473.768	70,2
Ramallo	De emp colectora Este Km 208,675 a mat pr 2622	10	3	2.748	8.041.470	70,2
Chovet	de derChoveta ser ERP 70/1.5 Chovet	40	3	3.050	7140170	56,1

Localidad	Sistema	Presión de operación	Diametro (")	Longitud (m)	Valor total ARS	usd/pulg.m
Empalme V.Const.	de der Emp V Const/Pavón a ser ERP Emp V Consl	23	3	3.150	9.217.843	70,2
Venado Tuerto	de v.e.pr46,37 a ser gnc esp/sfa	20	3	3.542	10.365.010	70,2
Rafaela	de ser gnc santa fe/rio de janeiro a der appa	10	3	3.560	10.388.362	70,0
Arequito	de corr pr 6060 a ser ERP 60/1.5 arequito	33,0	3	3.720	8.708.666	56,1
Elortondo	de der Elortondo a cor pr 4916.3	40	3	4.916	11.509.252	56,1
La Emilia	de der La Emilia a prof pr 5700	23	3	5.700	13.343.924	56,1
Arequito	de emp pr 1104 a corr pr 5950	33,0	3	5.950	13.929.184	56,1
Villa Eloisa	de emp pr 2550 a emp pr11422	33	3	6172	14.448.895	56,1
Elortondo	de com pr 4916.3 a ser ERP 70/1.5 Elortondo	40	3	6.521	15.266.386	56,1
Pueblo Esther	de emp pr 78.10 a red pr 9474	25	3	9.396	27.495.215	70,2
Carmen-Teodelina	de pr 44971 ser ERP V.Canás a red pr62529	34	3	17.558	41.103.969	56,1
Arrecifes	de ser coop agricola ganadera a ser tobias	10	4	1.000	3.927.402	70,6
San jose de la esquina	de valv rivadavia/ruta 92 a ser erp 10/4	10	4	1.024	4.021.659	70,6
Casilda	de der 25 Mayo/La Rloja a der La Rloja/O Lagos	10 •	4	1.050	4123772	70,6
Pto. San Martín	de interc Ruta 11/Ruta 175 a ser Cerámica R Paraná	23,5	4	1.099	4.316.293	70,6
San Pedro	de der Arcar a serArcor	10	4	1.108	4.351.561	70,6
Villa Gob. Gálvez	de puente Molino Blanco a ser ERP Tboimas/San Diego	15	4	1.138	4.469.383	70,6
Ramallo	de darIDM prO.OO a corrpr 1140.50	10	4	1.141	3.583.361	56,5
Pergamino	de emp Ugarte/Monievideo a ser GNC S.Luls/Fredlanl	10	4	1.186	4.656.327	70,6
Casilda	de esp pr8001 a d. traz, pr9200	40	4	1.199	4708954	70,6
San jose de la esquina	de erp 60/10 a der papelera san jorge	10	4	1.200	4.712.882	70,6
Venado Tuerto	de der micoyen a ser micoyen	20	4	1.211	4.756.083	70,6
Venado Tuerto	de der novartis a ser frigorifico cepa	20	4	1.259	3.955.679	56,5
Ramallo	de corr pr 1262.7 a ser IDM y casquete pr 2558,2	10	4	1.294	4.066.934	56,5
Ramallo	de decCarboqulmica a ser Sldecccom	25	4	1.300	5.105.622	70,6
Arroyo Seco	de der SAIPA a ser Jabonera Solls pr2050	13	4	1.327	5.211.662	70,6
Ramallo	de ser Grefar a ser Refractorlos Argentinos	5	4	1.343	5.274.500	70,6
Santa Fe	de ser gnc parera/gorosi a ser erp b° las flores	24	4	1.350	5.301.992	70,6
San jorge	de valv sal erp 60/25/1.5 s. jorge a casq pr 1393,6	25	4	1.394	4.378.581	56,5
Carmen-Teodelina	de vías FFCC emp pr 10986	34	4	1.395	4.382.980	56,5
Villa Constitución	de profruta 21/Brasil a p ref ruta 21/J Ingenieros	23	4	1430	5.616.184	70,6
San Nicolás	de red3"x4" Reynoso/Urquiza a emp ruta 21/Brasil	10	4	1.437	5.643.676	70,6
Baradero	de ser Papelera CEP a emp pr 1456	10	4	1.458	5.718.297	70,5
Rosario	de der gnc e peron/wilde a ser erp azcue/condar	15	4	1.477	4.640.618	56,5
Santa Fe	de der autopista/peron a der gnc zapata/del valle	24	4	1.500	5.891.102	70,6
Cañada de Gómez	de ser Cereales Cañada a ser Cooperativa Mixia	13	4	1.520	5.969.650	70,6
Arroyo Seco	de der Mitre/AArgentina a der SAIPA	13	4	1.531	6.012.852	70,6
Venado Tuerto	de ser essen l a ser coop agricola de consumo	20	4	1.633	6.413.447	70,6
Rosario	de emp argentino/venezuela a valv morrison/sarrate	15	4	1.640	5.152.751	56,5

Localidad	Sistema	Presión de operación	Diametro (")	Longitud (m)	Valor total ARS	usd/pulg.m
Arrayo Seco	de A° Arroyo Seco a der Dreyliis	13	4	1.646	6.464.503	70,6
Rosario	de emp rondeau/marull a ser erp rondeau/gallo	23,5	4	1.660	6.519.487	70,6
San Pedro	de der Papel Prensa a ser Papel Prensa	22	4	1.744	6.849.388	70,6
Lehmann	de esp pr 367,99 a pr 2200	10	4	1.832	5.756.031	56,5
Funes	de mat D.L.Torre/Salta A mat Rlvadavia/S.Jose	15	4	1.841	7.229.168	70,6
Arroyo Seco	de der Mltre/A Argentina der Versailles	13	4	1.857	7.293.185	70,6
FIGHIERA	de cer constantini a der moscariello	13	4	1.873	7.356.023	70,6
Venado Tuerto	de der 2 de abril/los andes a ser essen aluminio	20	4	1.938	7.611.304	70,6
Funes	de A° Luduefta der Aeropuerto	15	4	1.939	6.092.185	56,5
Sanearlos	de der Críst San Carlos a ser ERP Sanearlos Sud	10	4	1.960	6.221.004	57,1
Funes	de der Aeropuerto a valv Da la Torre/Catamarca	15	4	1.968	7.729.126	70,6
San Pedro	de der Preara ser Prear	22	4	2.302	9.040.878	70,6
Alvarez	de emp pr 4455 a emp pr6855	32	4	2400	7.540.611	56,5
FIGHIERA	de der agroser fighiera a ser tableros del parana	13	4	2.433	9.555.368	70,6
Santa Fe	de red godoy/vias ffcc a ser erpb° l.flores pr 4769.95	24	4	2.491	9.783.157	70,6
Villa Constitución	de ERP Rivarola/Cemjak a ser ERP Dorrego/S Cruz	10	4	2579	10.128.769	70,6
Venado Tuerto	de ser francia/s peña a der novartis	20	4	2.630	8.263.253	56,5
Lehmann	de der Lehmann a válv entr ERP 60/10 bar	33	4	2.747	8.631.203	56,5
San Pedro	de mat R.Prov 1001/C.Vechnal a ser Ramón Rosa II	10	4	2.772	10.885.775	70,6
Carmen-Teodelina	de ruta 8 a vías FFCC	34	4	2.842	8.929.340	56,5
Villa Gob. Galvez	de der unilever a ser unilever	15	4	2850	11.193.094	70,6
Villa Gob. Galvez	de der frig paladini a ser frig paladini	15	4	2876	11.295.207	70,6
San jeronimo sud	de der erp 10/1.5 a ser bunge(ex gipaba)	10	4	3.294	10.349.489	56,5
Alvarez	de Infere gto 4" Alvarez-Acebal a emp pr4205	32	4	3742	11.757.069	56,5
Arroya Seco	de der Versailles a ser ERP Flightera	13	4	4.120	16.180.894	70,6
Carmen-Teodelina	de valv aerea pr 15.00 a emp pr4200	34	4	4.185	13.148.940	56,5
Carmen-Teodelina	de red pr 62529 a ser ERP 60/2.5 Teodellna	34	4	4.725	14.845.578	56,5
Andino	de ERP 60/25 aldao a pr 4805,7 der papelera andina	23,5	4	4.806	15.099.131	56,5
Carmen-Teodelina	de ruta 90 a ruta 8	34	4	6.239	19.602.447	56,5
Carmen-Teodelina	de valv pr 11149 a bañados pr 20440	34	4	9.291	29.191.590	56,5
Carmen-Teodelina	de red pr 15691 a der ERP 6D/2.5 Santa Isabel	34	4	10.930	34.341.199	56,5
Perez Millán	de ERP 60/25 Perez Millán a ERP 25/1.5	25	4	17.440	54.796.332	56,5
Carmen-Teodelina	de der ERP S.Isabel a pr 44971 ser ERP V.Caflás	34	4	18.350	57.654.255	56,5
FIRMAT	de der nestle a der cjoubin/colon	10	6	1.007	4.714.853	56,1
San Lorenzo	de esp pr 1013 a serVicenttn	23,5	6	1.007	5.893.567	70,2
Acebal	de trazado pr 12400 a casq pr 13410	32	6	1010	5.911.124	70,2
Villa Gob. Galvez	der ecuador/rio parana a ecuador/c.del inmigrante	15	6	1024	4.793.980	56,1
Pergamino	de RPN°32/RNN°168 a emp Av.PeronW Pergamino	10	6	1.033	6.046.319	70,2
Esperanza	de red 6x4 pr7.65 a derCórdoba/Hohenfels	10	6	1.050	4.916.183	56,1

Localidad	Sistema	Presión de operación	Diametro (")	Longitud (m)	Valor total ARS	usd/pulg.m
Esperanza	de der Córdoba/Hohenfels a der Córdoba/Moreno	10	6	1.061	6.209.607	70,2
Ramallo	De emp Trav/C.la Costa pr4078 S RED 8"x6" pr5161.9	10	6	1.102	5.157.591	56,1
Rosario	de corr Magallanes/Pelleg a corr F.Moré/Pelleg	23,5	6	1.114	6.522.428	70,2
Rosario	de der ERP Garzón/Pelleg a corr F.Moré/Pelleg	15	6	1.120	6.554.910	70,2
Arrayo Seco	de emp viejo ref pr 200 a ser GNC Ruta 26/AU	13	6	1.122	5.253.292	56,1
Funes	de S.José/Gallindo a Infere Av. F.Aérea/Galindo	15	6	1.138	6.660.257	70,2
Rosario	de der gnc pelleg/avell a ser erp pelleg/crespo	23,5	6	1.145	6.701.225	70,2
Rosario	de red pr 10.00 a ser ERP avellaneda/santa fe	23,5	6	1.174	9.161.267	93,6
Rosario	de Infero Tucumán/Francla a ser ERP Tucumán/Oroño	15	6	1.179	9.200.285	93,6
Arrecifes	de ERP 60/10 a prof pr 1185	10	6	1.185	5.548.263	56,1
San Nicolás	de ERP 25/10 Rlcja/España a ser ERP Savia/España	10	6	1.246	7292338	70,2
San Pedro	de ser M Sobrado 1 a ser ERP 10/1,5 25 Mayo/Moreno	10	6	1.250	7.315.748	70,2
Sunchales	de red 3"x6" pr 10,5m a der actis	10	6	1.254	7.336.232	70,1
San Pedro	de esp Belgrano/Caseros a derTerminal Puerto	10	6	1.255	7.345.011	70,2
Galvez	de der GNC GALVENSE a serCzerweni	25	6	1.275	5.969.650	56,1
Rafaela	De red prog 10,00 a serenirada ERP 60/10 Rafaela	33	6	1.322	6.188.538	56,1
Santa Fe	de der erp las heras/via a ser gnc zavalla/zeballos	24	6	1.371	8.023.912	70,2
Rosario	de corr pelleg/b avellaneda a red pelleg/ s. nicolas	15	6	1.416	8.268.918	70,0
Rosario	de emp alem/27 de feb a interc alem/segui	15	6	1.420	8.310.690	70,2
Baradero	de der ERP Ayacucho/Pueyrredon a ser Papelera CEP	10	6	1.440	8.427.742	70,2
Santa Fe	de der c termica oeste a der erp 1 junta/gaboto	24	6	1.467	8.585.762	70,2
Pergamino	de emp Rocha/S.del Estero a ser ERP Tucumán/VSarfl	10	6	1.486	8.696.961	70,2
San Lorenzo	de emp san juan/vias a prof thompson 310,8m de urq	23,5	6	1.486	8.695.791	70,2
Villa Constitución	de derP.Melal (Ex Ford) a Lam.Ind. RP21 pr1564.47	23	6	1564	9.156.215	70,2
Galvez	de canal San Eugenio a acceso San Eugenio	25	6	1.568	7.341.499	56,1
Colón	de ERP 60/25 a ser ERP Calle 17/Calle 53	25	6	1.608	9.410.978	70,2
Arroyo Seco	de ser GNC Ruta 26/Autop a der Mitre/A.Argentina	13	6	1.685	9.861.628	70,2
Santa Fe	de ser gnc zavalla/zeballos a der gnc rissod/vall.	24	6	1.686	9.867.481	70,2
Roldán	de C.Rural pr4200 Ref Gto Roldán a fin Raf pr5926	60	6	1726	8.081.268	56,1
Ramallo	de ERP 2515 P Industrial a ser Grefar	5	6	1.730	8.099.996	56,1
Alvarez	de emp pr973 C.Sur a Interc gto 4" Alvarez-Acebal	32	6	1750	8.193.638	56,1
San Pedro	de emp RPN'1001/CNvilcoy a emp N S Socorm/3 Feb	10	6	1.760	10.300.573	70,2
Alvear	deválv pr4712 der Pque Ind Alveara pr 1800	25	6	1800	10.534.677	70,2
Galvez	de pr3700 s/RPN°80 cl.trz a ser Juan Bertollo	25	6	1.900	8.895.950	56,1
San Pedro	de ser Pradec e der Papelera Jujuy	10	6	1.900	11.119.937	70,2
Rosario	de erp pelleg/crespo a der erp tucum/mujica	15	6	1.926	11.272.105	70,2
Pergamino	de ERP 60/25 Pergamino a pr2015	10	6	2.015	9.434.389	56,1
Casilda	de pr0.00(e/ VE y VA) a pr2097 Fin Ref Gto Casilda	35	6	2.097	9.819.256	56,1

Localidad	Sistema	Presión de operación	Diametro (")	Longitud (m)	Valor total ARS	usd/pulg.m
Santa Fe	de der autop/lamadrid a der derqui/vias ffcc	24	6	2.143	12.542.118	70,2
Venado Tuerto	servicio coop obras sanitarias	20	6	2.284	10.693.868	56,1
Arrecifes	de ser GNC pr2200 a der Bahllo Hnos	10	6	2.450	14.338.866	70,2
San Nicolás	de ser ERP Rloja/España a red Mendoza/Reynoso	25	6	2.490	14.572.970	70,2
Alvear	de pr 1800 apr4364	25	6	2564	12.004.850	56,1
Carca rañá	de ERP 60/13 a emp pr 2574	13	6	2.574	12.051.671	56,1
Venado Tuerto	de ERP 60/25 a derSilva/Neuquén	20	6	2669	12.496.468	56,1
San Carlos	de ERP 25/10 a ser Ladeos Matilde	10	6	2.715	12.711.844	56,1
Pergamino	de der Monsanto a ser Monsanto	10	6	2.885	16.767.694	69,7
Acebal	de ser ERP 60/4 Alvarez a trazado pr3000	32	6	3000	17.557.795	70,2
Galvez	de der Colombo Hnos. a canal San Eugenio	25	6	3.147	14.734.502	56,1
Galvez	de ERP 60/25 a pr3200 s/RPN°80	25	6	3.200	14.982.652	56,1
FIRMAT	de red pr13.00 a der nestle	10	6	3.215	18.816.104	70,2
Baradero	de ERP 25/10 a Inter Lavalle/Del Corro	10	6	3.340	19.547.679	70,2
Venado Tuerto	de der nidera a ser nidera	20	6	3.410	15.965.889	56,1
Roldán	de red pr13,80 s/ref a fin Ref Gto Roldán pr3600	60	6	3586	16.790.871	56,1
Roldán	de ERP60/15 Roldán a ERP TS3 pr 3835	15	6	3.836	22.449.397	70,2
Cañada de Gómez	de ERP 60/10 C de Gómez a ser GNC Santa Fe/España	13	6	4.263	24.949.627	70,2
Carcarafiá	de dar Frig Clmcart Av.Arg/Av.Umg a ser Pque Ind	13	6	4.408	25.796.254	70,2
Baradero	de der GNC RNN°9/Acc Baradero a ser ERP 25/10/1.5	22	6	4.500	21.069.354	56,1
Venado Tuerto	de erp 60/25 a emp sarmiento/ruta9	20	6	5.466	25.601.607	56,2
Baradero	de prof pr 2400 a der GNC RNN°9/Acceso Baradero	22	6	7.080	33.149.117	56,1
Galvez	de vías FFCC a der GNC GALVENSE	25	6	8.984	42.063.795	56,1
Acebal	de trazado pr 3000 a trazado pr 12400	32	6	9400	44.011.540	56,1
San Carlos	de ELP 60/25 San Carlos a ser ERP 25/10 San Carlos	25	6	21.950	102.771.628	56,1
Fray Luis Beltrán	da prof Ruta 11/G. López a derERP Sarmiento/G Paz	23,5	8	1.017	7.949.176	70,3
Rosario	de der Montev/1 Mayo a ser ERP 1 Mayo/Cordoba	15	8	1.060	11.047.036	93,7
Rosarlo	emp V Mujica/Salta a red interc gla Franda/Junín	15	8	1.064	11.085.701	93,7
Alvear	de emp pr3617 a dor General Motors	25,0	8	1.069	6.684.499	56,2
Santo Tome	de erp 60/10 a ser drogueria del sur	10	8	1.077	8.418.154	70,3
San Nicolás	de ser ERP Balcarce/Porvenlr a emp Rloja/Primavera	25	8	1.100	8.597.929	70,3
San Lorenzo	de im beltran/san lorenzo a der vicentin	23,5	8	1.120	8.754.255	70,3
San Lorenzo	de emp Estrada/FFCCNCA a emp Estrada/FFCCGMB	23,5	8	1.151	8.999.374	70,3
Pergamino	de der INTA a der Parque Industrial	10	8	1.200	7.503.647	56,2
Rosario	de emp cavia/washington a der erp baigorri/mgarcia	23,5	8	1.210	12.610.296	93,7
Rosario	de ser c c libertad a ser erp b y ordoñez/paraguay	15	8	1.273	9.950.149	70,3
Alvear	de ser dunlop a emp pr 3617	25,0	8	1.313	8.210.241	56,2
Pergamino	de ERP 60/10 a der INTA	10	8	1.442	9.016.883	56,2
Alvear	de der ERP 60/25 a ser ERP 60/25	32,0	8	1.450	11.333.634	70,3
Colón	de der Colón a red pr. 1500	36,5	8	1.500	9379559	56,2

Localidad	Sistema	Presión de operación	Diametro (")	Longitud (m)	Valor total ARS	usd/pulg.m
Rosario	de vias sarratea/morrison a ref ERP azc/condarco	15	8	1.526	11.927.673	70,3
San Pedro	de derGNC ruta 9/ruta 1001 a der Prear	22	8	1.550	9.692.211	56,2
San Pedro	de esp pr 14104 a der Papel Prensa	22	8	1.565	9.786.007	56,2
Rafaela	de emp falucho/hirig a emp del valle/liniers pr 1584	10	8	1.580	12.349.753	70,3
Villa Constitucion	de mat pr2776.83 a der la emilia	23	8	1587	9.923.573	56,2
Las Parejas-M. Juana	de el. trazado pr116750 a el. trazado pr11B350	30	8	1.600	12.506.079	70,3
Timbues	de emp peron/e.lopez pr0,00 a e.lopez pr1600	23,5	8	1.600	10.004.863	56,2
Las Parejas-M. Juana	de el. trazado pr118350 a valv bloq Sastre	30	8	1.624	10.164.936	56,3
Alvear	de mat pr 162 a ser Pagila	25	8	1642	10.267.491	56,2
Rosario	de der borneman a der erp conway/calderon	23,5	8	1.650	14.460.154	78,8
San Pedro	de der Papel Prensa a ser ERP 25/10	22	8	1.655	10.348.780	56,2
Rosario	de red 4"x8" venez/argent a vias sarratea/morrison	15	8	1.658	12.959.424	70,3
Rosario	de ser erp b ordoñez/parag a interc b ordoñez/ayac	15	8	1.746	18.196.345	93,7
Rosario	de p.l.funes/gorriti a valv enlcace/gorriti	23,5	8	1.774	13.866.115	70,3
Villa Constitucion	de erp 60/25 a mat pr 1994,43	23	8	1904	12.471.249	58,9
Rosario	a emp Alem/Segul a Interc. Segut/Dorrego	15	8	1.942	15.180.816	70,3
Rosario	de V.Sarsf/Solls prO.OO a V.Sarsf/AvSabin pr2047	23,5	8	2.047	16.003.482	70,3
Rosario	de interc b ordoñez/ayac a emp lituania/arjon	15	8	2.082	16.273.535	70,3
San Nicolás	de der GNC Savlo/Yrlgo a ser ERP Balcarce/Porvenlr	25	8	2.150	16.805.043	70,3
Villa Constitucion	de der la emilia a prof pr 7300	23	8	2160	13.506.565	56,2
Casilda	de ERP 70/10 a der De la Torre/25 Mayo	10	8	2.229	17422531	70,3
Rafaela	emp DelValle/Anduza fin ref RPN°70 Jockey C.Rafa	10	8	2.300	17.977.488	70,3
San Pedro	de der Preara esp pr 14104	22	8	2.480	15.507.538	56,2
Baradero	de el. traz. pr 550 a esp pr 3081	22	8	2.531	15.826.443	56,2
Funes	de lIm Ras/Fun Ref Gto Funes a T.Torre pr2940,45	15	8	2.734	21.371.716	70,3
Colón	de mat pr. 1506 a pr. 4400m clase traz	36,5	8	2.894	18096296	56,2
Baradero	de esp pr 10251 a ser ERP 25/10/1.5	22	8	3.011	18.827.902	56,2
Rosario	de der erp conway/calderon a ser clay frac	23,5	8	3.100	24.230.528	70,3
Baradero	de ERP 25/10/1.5 a ser Barrio Hlslsa pr 3.832	10	8	3.632	29.952.059	74,2
Villa Gob. Galvez	de pr 797,74 vias ffcc a servicio cargill	15	8	3884	30.359.600	70,3
Ramallo	Da emp Di Bacco/Traverso a Trav/C.la Cosía pr4078	10	8	4.078	25.499.895	56,2
Villa Constitucion	de prof pr7700 a der emp v constitucion/pavon	23	8	4360	27.264.502	56,2
Villa Gob. Galvez	de der erp gto cargill pr8364 c.sur a red 8"x6"	32	8	4853	37.935.236	70,3
Las Parejas-M. Juana	de valv bloq O. Pellagrini a prog 91394	30	8	5.202	32.528.311	56,2
Timbues	de emo e.lopez pr 2300 a ser noble pr8900,9	23,5	8	6.601	41.275.668	56,2
Baradero	de esp pr 3081 a ser SM Metalúrgica	22	8	6.646	41.557.700	56,2
Villa Constitucion	de der emp v. const/pavon a interc bolivia/rivarola	23	8	6850	42.833.320	56,2
Colón	devatv pr 16261a der M.Alfonso pr 25660	36,5	8	9.399	58.772.317	56,2
Las Parejas-M. Juana	de prog 76326 a prog 85B42	30	8	9.516	59.503.923	56,2
Colón	de pr 6011 clase lraz a valv pr 16261	36,5	8	10.250	64093654	56,2

Localidad	Sistema	Presión de operación	Diametro (")	Longitud (m)	Valor total ARS	usd/pulg.m
Las Parejas-M. Juana	de cor pr 106299 a el. trazado prl 16750	30	8	10.451	65.350.514	56,2
Las Parejas-M. Juana	de emp prog 66152 a prog 76326	30	8	11.174	87.339.327	70,3
Colón	De der M.Alfonso Pr 25660 a Valv. pr 39394	36,5	8	13.734	85.879.243	56,2
Colón	da valv pr 39394 a ser ERP 60/25 Colón	36,5	8	13.970	87.354.960	56,2
Las Parejas-M. Juana	de prog 91394 corr pr 105266	30	8	13.972	86.742.162	55,8
Las Parejas-M. Juana	de valv bloq SBstre ERP 60/25 M.Juana	30	8	14.576	91.144.302	56,2
Las Parejas-M. Juana	de valv bloq L.Cardos a valv bloq E.Trebol pr63840	30	8	17.701	110.685.050	56,2
- Las Parejas-M. Juana	de ERP 60/25 Las Rosas a valv bloq Los Cardos	30	8	20.411	159.538.463	70,3
Regional Centro	De emp pr 32033 a emp pr 33033	33	10	1.000	7.624.000	54,8
Piñero	de prSSO Ref. C.Sur a pr 2000 Ref. C.Sur	32	10	1.008	9.858.240	70,4
Oliveros	de el. trazado pr2880.56 a Rio Carcarañá Llm. Loe.	25	10	1058	10.350.761	70,4
Santa Fe	de der gnc pelleg/25 de mayo a ser erp balca/alberdi	10	10	1.075	10.513.500	70,4
Piñero	de pr200D Ref.C.Sur RP18 a Interc pr3134 Ref.C.Sur	32	10	1.134	11.090.520	70,4
Rosario	de der Dorrego/27 Feb a V.E. Dorrego/Saavedra	15	10	1.161	15.139.440	93,8
Piñera	der p hester pr4590 c.sur a ser met piñera pr5757	32	10	1.166	9.122.784	56,3
Villa Ramallo	de der ERP 10/1.5 V Ramallo a esp prB555	10	10	1.177	11.511.060	70,4
Regional Sur	de pr20882 apr22072	40	10	1.190	9.310.560	56,3
Piñera	de erp gmpr3320 a der p hester pr4590 c.sur	32	10	1.288	12.596.640	70,4
Regional Centro	de mat pr33993 Ref RCTro a mal pr35293 Ref RCTro	33	10	1.300	10.171.200	56,3
Alvear	esp pr3400 Ref. C.Sur a pr4780 Ref. C.Sur	32	10	1380	13.496.400	70,4
Rosario	de emp sorrento/calvo a ser erp rondeau/gurruchaga	15	10	1.392	13.613.760	70,4
Rosario	de derMóreno/Montevideo a der 27 Febrero/Dorrego	15	10	1.427	18.608.080	93,8
Aldao	de der Refinería Lujan a Infere pr 6552	23,5	10	1440	14.083.200	70,4
Santa Fe	de esp pr 302 esp pr 1747	10	10	1.446	14.132.100	70,3
Piñera	de ser met piñera pr5757 c.sur a val pr7349 c.sur	32	10	1.575	15.403.500	70,4
Villa Ramallo	de esp pr 8555 a ser El Nhull 2 pr 10140	10	10	1.585	15.501.300	70,4
Regional Sur	de emp pr 24764 a emp pr 26276	40	10	1.618	12.659.232	56,3
Piñera	de emp pr973 gto c.sur a emp pr2750 gto c.sur	32	10	1.777	17.379.060	70,4
Rosario	de interc dorrego/seguí a emp garibaldi/legos	15	10	1.903	18.611.340	70,4
Rafaela	de ser Coop. Agr. Ganadera Lehmann a der Basso	10	10	1.915	18.728.700	70,4
Santa Fe	de erp parque garay a der gnc 25 mayo/pellegrini	10	10	1.955	19.119.900	70,4
Regional Centro	de nuevo ser ERP S. Jerónimo Norte a emp pr 32033	33	10	2.000	15.648.000	56,3
Timbues	de cl.trazado pr6500 a mat pr8743,9	25	10	2.039	19.937.410	70,3
Rosario	de mat pr10430 C.Sur a ser ERP Cámara Sur pr13247	32	10	2.050	27.876.619	97,8
Piñera	de val pr7349 c.sur a val pr9542 c.sur	32	10	2.193	21.447.540	70,4
Pto San Martín	de 10"x8" peron pr 10.80 a emp peron pr2343.5	23,5	10	2.334	22.821.630	70,3
Villa Constitución	ref emp pr2355odo a emp con gto 8"pr4814.56	23	10	2360	18.461.197	56,3
Regional Centro	de válv pr 16033 a nueva der Franck-Esperanza	33	10	2.467	19.301.808	56,3
Regional Sur	de pr 22072 a emp pr 24764	40	10	2.692	21.062.208	56,3

Localidad	Sistema	Presión de operación	Diametro (")	Longitud (m)	Valor total ARS	usd/pulg.m
Oliveros	de ERP 60/25 Oliveros a el. trazado pi28B0.56	25	10	2.881	22.537.501	56,3
Pto. San Martín	de Int.RN11/Peron pr8605 a der exResInfor pr11545	23,5	10	2.940	23.002.560	56,3
Villa Constitución	de emp Gto 8" salida ERP 60/25Bar a pr3051 EstOdo .	23	10	3051	23.871.024	56,3
San Lorenzo	emp v.e.RPN°10 ref nd a interc con ser f. paglia	23,5	10	3.063	23.967.650	56,3
Regional Sur	de valv pr 17782 a pr20BB2	40	10	3.100	24.254.400	56,3
Timbues	de rio carcaraña lm loc pr 3938,92 a mat pr6080,35	25	10	3.200	25.035.157	56,3
Pto. San Martín	de Infere pr 55S2 a ser Cartonera Puerto pr 8410	23,5	10	3.410	33.349.800	70,4
Ramallo	de. der Cooperativa Agrícola a derIDM	10	10	3.450	26.992.800	56,3
Aldao	de prSB.OO Gto Odo a der Refinería Lujan	23,5	10	3534	27.650.485	56,3
Regional Sur	de der Casilda a der Los Molinos	40	10	3.565	27.892.560	56,3
Las Parejas-M. Juana	de ser ELP Las Parejas-Ma Juana a esp pr 373'	30	10	3.733	36.508.740	70,4
Regional Centro	de esp pr8031 a esp pr 12021	33	10	3.990	31.217.760	56,3
Regional Centro	deespr12021 aválv pr 16033	33	10	4.016	31.421.184	56,3
Regional Sur	de der Los Molinos a der Sanford	40	10	4.084	31.953.216	56,3
Pto San Martín	de emp pr5552 a emp pr 9652	23,5	10	4.100	32.078.400	56,3
Regional Sur	de pr 30553 a emp pr 34717	40	10	4.164	32.579.136	56,3
Regional Sur	de emp pr 26276 a pr 30553	40	10	4.277	33.463.248	56,3
Regional Centro	de nueva der Franck-Esperanza a emp pr 24033	33	10	5.533	43.290.192	56,3
Regional Centro	de emp pr 24033 a nuevo ser ERP S Jerónimo Norte	33	10	6.000	46.944.000	56,3
Ramallo	de ERP 60/10 a ser AgroIndustrias Inca	10	10	7.000	54.768.000	56,3
Regional Centro	de ELP Reg Centro a emp pr7994	33	10	7.994	62.545.056	56,3
Regional Sur	de ELP Reg Sura derCasllda (Refuerzo)	40	10	8.836	69.132.864	56,3
Las Parejas-M. Juana	de esp pr 3733 a ERP 60/25 Las Rosas	30	10	23.257	181.962.768	56,3
Rosario	de der erp n huapi/mosconi a valv garib/suipacha	15	12	1.020	11.978.575	70,4
Rosario	de emp 1815/ roullon a puente garibaldi/avellaneda	15	12	1.025	9.629.835	56,3
Rosario	de Campb/27Febrero a prof Campbell/Cochabam	23,5	12	1.052	12.349.676	70,4
Rosario	de emp campbell/ calle 1825 a campb/27 febrero	23,5	12	1.073	12.605.688	70,4
Ramallo	de A" Ramallo a der Parque Industrial	25	12	1.105	10.381.431	56,3
San Nicolás	de corr pr 10820 a der Sevedno Florentino	25	12	1.155	10.851.180	56,3
Rosario	de llm Perez/Rosario pr 10960 alrazpr 12200	40	12	1.240	11.649.751	56,3
Rosario	de interc fraga/r negro a der gnc cordoba/p unidas	15	12	1.247	14.644.395	70,4
San Nicolás	da der S Florentino a manifold E Campo/Malpu	25	12	1.690	19.846.854	70,4
Soldini	de nueva valv salida ELP a fin gto ref pr 2000	40	12	2.000	18.789.921	56,3
Rosario	de valv campo/gorriti a mat cullen/sorrento	15	12	2.071	24.320.500	70,4
Villa Constitución	de ser ERP 25/10/1.5 a ser Aclndar Semlelaborados	23	12	2105	24.720.490	70,4
Perez	de valv pr8727 a llm Perez/Rosario pr 10960	40	12	2.233	20.978.947	56,3
San Nicolás	de ERP 60/25 a corr pr10800	25	12	2.475	23.252.528	56,3
Rosario	detraz pr12800a Interc 60/25 Segui/1818 pr16934	40	12	4.334	40.717.759	56,3
Rosario	de prof der sefui/rouil 12" a interc fraga/rnegro	15	12	4.406	51.742.746	70,4

Localidad	Sistema	Presión de operación	Diámetro (")	Longitud (m)	Valor total ARS	usd/pulg.m
San Nicolás	de ERP 60/25 a ser Proarmet	25	12	4.850	56.956.949	70,4
Villa Constitución	de pr 5890 a der Emp V Constilución/Pavón	23	12	4890	45.941.357	56,3
Villa Constitución	de ERP 60/25 a pr58S0	23	12	5890	55.336.318	56,3
Aldao	de emppr 19,50 a mat pr 6701,59	23,5	12	6702	62.965.026	56,3
Villa Constitución	de der Emp V Const/Pavón a Interc Bollvla/Rivarola	23	12	6850	64.355.480	56,3
Soldini	de valv salida elp lm soldini/perez pr 7865	40	12	7.865	73.891.365	56,3

Gasoductos (ordenada por diámetro y longitud, mayores a 1000 m)

Localidad	Sistema	Presión de operación	Longitud (m)	Diámetro (pulg)	Valor total ARS	usd/m.pulg
ALDAO	P. SAN MARTIN-NO ODORIZADO	34,55	3.600	10	\$ 28.166.400	56,3
ALDAO	P. SAN MARTIN-NO ODORIZADO	34,55	1.945	10	\$ 15.217.680	56,3
ALDAO	ALDAO - SAN LORENZO	36,00	7.530	12	\$ 70.744.054	56,3
ANGÉLICA	ANGÉLICA	73,00	3.513	3	\$ 8.224.071	56,1
ARMSTRONG	ARMSTRONG	81,82	3.460	3	\$ 8.099.996	56,1
ARRECIFES	ARRECIFES-SALTO	98,00	41.684	8	\$ 260.653.694	56,2
ARRECIFES	ARRECIFES-SALTO	98,00	19.551	8	\$ 122.253.173	56,2
ARRECIFES	ARRECIFES-SALTO	65,45	13.264	6	\$ 62.103.092	56,1
ARRECIFES	ARRECIFES-SALTO	65,45	3.435	6	\$ 16.082.940	56,1
ARRECIFES	ARRECIFES-SALTO	68,18	19.490	4	\$ 61.236.045	56,5
ARROYO SECO	A.SECO-FIGHIERA-GRAL	83,95	4.071	4	\$ 12.790.761	56,5
ARROYO SECO	A.SECO-FIGHIERA-GRAL	83,95	2.175	4	\$ 6.833.679	56,5
CAP. BERMÚDEZ	ROSARIO-SAN LORENZO	27,14	1.700	8	\$ 10.630.167	56,2
CAP. BERMÚDEZ	ROSARIO-SAN LORENZO	27,14	2.410	8	\$ 15.069.825	56,2
CARMEN-TEODELINA	CARMEN-TEODELINA	79,09	6.730	6	\$ 31.510.390	56,1
CARMEN-TEODELINA	CARMEN-TEODELINA	79,09	8.900	6	\$ 41.670.501	56,1
CASILDA	CASILDA	79,55	7.488	4	\$ 23.526.706	56,5
FRANCK	FRANCK-ESPERANZA	82,09	3.328	8	\$ 20.810.115	56,2
FRANCK	FRANCK	82,45	1.792	3	\$ 4.193.972	56,1
FRANCK-ESPERANZA	FRANCK-ESPERANZA	82,09	15.392	8	\$ 96.246.782	56,2
FRAY LUIS BELTRÁN	ROSARIO-SAN LORENZO	27,14	2.650	8	\$ 16.570.554	56,2
G.BAIGORRIA	G. BAIGORRIA-INTERC.	25,33	1.000	12	\$ 9.394.961	56,3
G.BAIGORRIA	ROSARIO-SAN LORENZO	30,40	1.840	8	\$ 11.505.592	56,2
LAS PAREJAS	LAS PAREJAS	81,82	5.667	8	\$ 35.436.975	56,2
LOS MOLINOS	LOS MOLINOS	83,64	1.115	3	\$ 2.610.259	56,1
MACIEL	MACIEL	60,00	1.570	3	\$ 3.674.964	56,1
MURPHY	MURPHY	80,09	5.307	3	\$ 12.423.896	56,1
P. SAN MARTIN	P. SAN MARTIN	25,33	4.040	10	\$ 31.608.960	56,3
PTO. SAN MARTIN	P. SAN MARTIN -NO ODORIZADO	26,67	3.183	6	\$ 14.903.057	56,1
P. SAN MARTIN	P. SAN MARTIN	47,33	1.475	12	\$ 13.857.567	56,3
PUJATO	PUJATO	70,00	4.450	4	\$ 13.981.550	56,5

Localidad	Sistema	Presión de operación	Longitud (m)	Diámetro (pulg)	Valor total ARS	usd/m.pulg
PUJATO	PUJATO	70,00	3.414	4	\$ 10.726.519	56,5
PUJATO	PUJATO	70,00	2.182	4	\$ 6.855.672	56,5
PUJATO	PUJATO	70,00	2.553	4	\$ 8.021.325	56,5
RAFAELA	RAFAELA	33,30	1.304	3	\$ 3.052.715	56,1
RAMALLO	RAMALLO - ARGENER	81,82	1.800	2	\$ 2.827.729	56,5
RAMALLO	RAMALLO - ARGENER	81,82	2.300	16	\$ 28.763.981	56,2
RAMALLO	RAMALLO - ARGENER	81,82	1.607	16	\$ 20.097.269	56,2
RAMALLO	RAMALLO - ARGENER	81,82	1.430	16	\$ 17.883.693	56,2
RAMALLO	RAMALLO - ARGENER	81,82	1.443	16	\$ 18.046.272	56,2
RAMALLO	RAMALLO - ARGENER	60,00	1.187	16	\$ 14.844.715	56,2
RAMALLO	RAMALLO - ARGENER	81,82	4.800	16	\$ 60.029.178	56,2
RAMALLO	RAMALLO	60,00	2.774	8	\$ 17.345.931	56,2
RAMALLO	SAN NICOLAS	45,45	2.230	10	\$ 17.447.520	56,3
REGIONAL CENTRO	REGIONAL CENTRO	82,59	1.000	10	\$ 7.824.000	56,3
REGIONAL CENTRO	REGIONAL CENTRO	82,59	16.225	10	\$ 126.943.226	56,3
REGIONAL CENTRO	REGIONAL CENTRO	60,57	1.600	10	\$ 12.518.400	56,3
REGIONAL CENTRO	REGIONAL CENTRO	81,82	17.982	10	\$ 140.688.038	56,3
REGIONAL CENTRO	REGIONAL CENTRO	82,59	24.425	10	\$ 191.101.200	56,3
REGIONAL CENTRO	REGIONAL CENTRO	82,59	10.352	10	\$ 80.994.048	56,3
REGIONAL CENTRO	REGIONAL CENTRO	82,27	4.139	10	\$ 32.383.536	56,3
REGIONAL CENTRO	REGIONAL CENTRO	82,27	1.218	10	\$ 9.531.197	56,3
REGIONAL CENTRO	REGIONAL CENTRO	82,27	18.200	10	\$ 142.396.800	56,3
REGIONAL CENTRO	REGIONAL CENTRO	82,27	10.695	10	\$ 83.677.680	56,3
REGIONAL CENTRO	REGIONAL CENTRO	73,00	23.150	8	\$ 144.757.861	56,2
REGIONAL CENTRO	REGIONAL CENTRO	73,00	14.320	8	\$ 89.543.524	56,2
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR	75,14	10.776	10	\$ 84.311.424	56,3
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR	75,14	14.690	10	\$ 114.934.560	56,3
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR	55,60	1.179	10	\$ 9.222.149	56,3
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR	75,74	24.298	10	\$ 190.109.899	56,3
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR	75,68	4.411	10	\$ 34.514.168	56,3
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR	75,68	11.427	10	\$ 89.404.848	56,3
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR	75,68	2.495	10	\$ 19.520.880	56,3
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR	75,68	13.748	10	\$ 107.564.352	56,3
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR	75,77	13.147	10	\$ 102.862.128	56,3
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR	75,77	8.916	10	\$ 69.754.872	56,3
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR	75,77	3.075	10	\$ 24.058.800	56,3
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR	75,77	2.874	10	\$ 22.486.176	56,3
ROJO - ROJAS	ROJO - ROJAS	36,50	11.990	8	\$ 74.973.942	56,2

Localidad	Sistema	Presión de operación	Longitud (m)	Diámetro (pulg)	Valor total ARS	usd/m.pulg
ROJO - ROJAS	ROJO - ROJAS	36,50	6.720	8	\$ 42.020.425	56,2
ROJO - ROJAS	ROJO - ROJAS	36,50	2.241	12	\$ 21.054.107	56,3
ROJO - ROJAS	ROJO - ROJAS	36,50	3.031	12	\$ 28.480.259	56,3
ROJO - ROJAS	ROJO - ROJAS	36,50	6.417	12	\$ 60.287.462	56,3
ROJO - ROJAS	ROJO - ROJAS	36,50	7.973	12	\$ 74.906.021	56,3
ROJO - ROJAS	ROJO - ROJAS	36,50	8.744	12	\$ 82.149.536	56,3
ROJO - ROJAS	ROJO - ROJAS	36,50	3.810	12	\$ 35.794.800	56,3
ROJO - ROJAS	ROJO - ROJAS	36,50	5.152	12	\$ 48.402.837	56,3
ROJO - ROJAS	ROJO - ROJAS	36,50	9.750	12	\$ 91.600.866	56,3
ROJO - ROJAS	ROJO - ROJAS	36,50	12.825	12	\$ 120.490.370	56,3
ROJO - ROJAS	ROJO - ROJAS	36,50	6.183	3	\$ 14.473.476	56,1
ROJO - ROJAS	ROJO - ROJAS	36,50	1.430	12	\$ 13.434.794	56,3
SAN LORENZO	ALDAO - SAN LORENZO	36,00	1.728	12	\$ 16.234.492	56,3
SAN LORENZO	ALDAO - SAN LORENZO	36,00	1.092	12	\$ 10.259.297	56,3
SAN LORENZO	ALDAO - SAN LORENZO	36,00	1.513	12	\$ 14.214.575	56,3
SAN LORENZO	ALDAO - SAN LORENZO	31,68	1.630	12	\$ 15.313.876	56,3
SAN LORENZO	ALDAO - SAN LORENZO	26,40	1.115	12	\$ 10.475.381	56,3
SAN LORENZO	P. SAN MARTIN	27,14	1.450	6	\$ 6.789.014	56,1
SAN NICOLAS	SAN NICOLAS	60,00	6.569	12	\$ 61.715.496	56,3
SAN NICOLAS	SAN NICOLAS	60,00	1.173	12	\$ 11.020.289	56,3
SAN NICOLAS	SAN NICOLAS	60,00	8.325	12	\$ 78.213.047	56,3
SAN PEDRO	ARRECIFES - SALTO	65,45	12.615	6	\$ 59.064.423	56,1
SAN PEDRO	SAN PEDRO	68,18	9.875	8	\$ 61.747.513	56,2
SAN PEDRO - ARRECIFE	ARRECIFES - SALTO	65,45	12.251	6	\$ 57.360.147	56,1
SANTA FE	SANTA FE	24,00	2.050	12	\$ 19.259.669	56,3
SANTA FE	SANTA FE	24,00	1.332	12	\$ 12.514.088	56,3
SAUCE VIEJO	SAUCE VIEJO	81,82	3.679	6	\$ 17.223.027	56,1
SERODINO	SERODINO	60,00	1.402	2	\$ 2.202.487	56,5
SERODINO	SERODINO	60,00	2.855	2	\$ 4.485.093	56,5
SERODINO	SERODINO	60,00	2.015	2	\$ 3.165.486	56,5
ZAVALLA	ZAVALLA	81,82	3.000	3	\$ 7.023.118	56,1

G. FLUJO DE FONDOS PARA CÁLCULO TARIFARIO

31. ANTECEDENTES

De acuerdo a la cláusula Décimo Segunda de las Actas Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia se estipularon, entre otras cosas, los criterios generales a observarse en el proceso de la RTI.

En tal sentido, se hace necesario mencionar que a los efectos de la fijación de las tarifas máximas deben considerarse una serie de elementos como el costo del capital, el valor de la base de capital, las inversiones, una rentabilidad justa y razonable al capital invertido, las estimaciones de los gastos, principalmente los referidos a operación y mantenimiento, los cambios esperados en la productividad y en la eficiencia y las estimaciones de la evolución de la demanda; de modo tal que el nuevo cuadro tarifario surja como resultado de un análisis de flujos de fondos que contemplen los elementos mencionados.

A tales efectos, en esta etapa inicial se analizó la descripción metodológica y procedimental que se desprende los informes intergerenciales referidos en el inicio del capítulo, particularmente aquello que surge de los siguientes informes: INFORME INTERGERENCIAL GDyE/GD/GRGC/GCER/GMAyAD/DTI/G N° 93/2017 y el INFORME INTERGERENCIAL GDyE/GD/GRGC/GCER/GMAyAD/DTI/G N° 89/2017, obrantes en los Expedientes ENARGAS N° 15.488 y 29.055, de LITORAL y METROGAS respectivamente.

Estos informes, a su vez, hacen referencia a los informes interdisciplinarios en los que los equipos técnicos y legales del ENARGAS desarrollan las tareas llevada a cabo con relación a cada uno de los temas relevantes para el flujo de fondos como la demanda, el costo de capital, la base tarifaria, las inversiones y los gastos de administración, comercialización y operación y mantenimiento.

Por otra parte, el ENARGAS ha puesto a disposición del equipo de auditores el modelo de cálculo tarifario empleado en el proceso de Revisión Tarifaria Integral, otorgándonos a tales efectos un usuario con su correspondiente clave de acceso, puntualmente para el análisis de los Modelos Tarifarios de Distribución de Litoral Gas S.A. y Metrogas S.A., ambos desarrollados sobre una plataforma denominada Cubeplan.

Con respecto al desarrollo del modelo en la interface Cubeplan podemos señalar que se observa que es una herramienta necesaria para el procesamiento de información y cálculo multidimensional de gran escala, siendo un instrumento de proceso de datos superior a las hojas de cálculo de Excel. Se ha podido verificar que es una plataforma para el desarrollo de modelos de cálculos multidimensional complejos, también utilizada por empresas y organismos del sector energético y de infraestructura en otros países de la región.

32. ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACION RECIBIDA

32.1. CONSIDERACIONES SOBRE EL INCREMENTO TARIFARIO DE METROGAS S.A.

En el INFORME INTERGERENCIAL GDyE/GD/GRGC/GCER/GMAyAD/DTI/G N° 89/2017 del 30 de marzo de ese mismo año se expone el procedimiento general llevado a cabo por el ENARGAS para la determinación de los estudios tarifarios resultantes de la RTI de METROGAS.

En lo que concierne al tema bajo análisis, en la Sección III de dicho informe se enuncian los “*Criterios metodológicos para la determinación del costo de capital y los componentes del caso base*”, en donde se tratan las siguientes cuestiones:

- Costo de Capital
- Base de Capital o Base Tarifaria
- Plan de Inversiones
- Capital de Trabajo
- Gastos Corrientes; en este apartado a su vez se hace una distinción con respecto a: i) Gastos recurrentes de la estructura y organigrama al 31 de diciembre de 2015; ii) Gastos no recurrentes de la estructura y organigrama al 31 de diciembre de 2015 y gastos recurrentes y no recurrentes correspondientes a variaciones en la estructura y organigrama proyectados, contemplando en este último caso los Gastos de Operación y Mantenimiento, Gastos Comerciales y los Gastos de Administración; y iii) Gastos con Tratamiento Particular, entre los que se distinguen: a) Gas No Contabilizado; b) Deudores Incobrables y Gastos de Cobranzas; c) Servidumbres de Paso; d) Tasa de Fiscalización y Control; e) Seguros; y f) Gastos relacionados con insumos o equipamiento informático o de Tecnología de la Información.

En la Sección IV se mencionan las tareas realizadas con relación a los Impuestos, la Sección V trata los aspectos referidos a la Demanda y por último en la sección VII se hacen consideraciones concernientes al incremento tarifario resultante.

En la sección VII se explica el procedimiento desarrollado para la determinación del cuadro tarifario. Allí se indica que en función de la información y la metodología empleadas, detalladas en las secciones anteriores, se contemplaron los valores de costos que surgieron de aplicar dichos criterios y así obtuvieron los valores de la necesidad de ingresos de la Licenciataria para el quinquenio siguiente de modo tal que la empresa realice una prestación adecuada del servicio de distribución, considerando el cumplimiento del plan de inversiones comprometido y obtenga por ello una remuneración justa y razonable sobre el capital invertido. El monto calculado del requerimiento de ingresos, por año, se adjuntó como Anexo I al citado informe.

Sobre los montos anuales de ingresos requeridos por la Licenciataria aclara el informe que se realizaron algunas deducciones correspondientes a ingresos obtenidos por la distribuidora en conceptos que no son remunerados por la tarifa de distribución de gas natural. En este caso, las Tasas y Cargos que cobra la distribuidora por la realización de determinadas tareas o servicios cuyo valor surge de un listado de precios particular que en oportunidad de la RTI fue

actualizado y aprobado mediante la Resolución ENARGAS N° I-4313/17 y su modificatoria (Resolución ENARGAS N° I-4325/17). A fin de determinar el monto a deducir por este concepto, el ENARGAS indica que solicitó a la Licenciataria la información relativa a las cantidades proyectadas de Tasas y Cargos, y junto con los valores aprobados por las mencionadas resoluciones, se obtuvieron las sumas a deducir por este concepto.

Luego, para la determinación del nuevo cuadro tarifario se indica en el informe que, calculado el monto de los ingresos requeridos neto definido de acuerdo a los criterios señalados y contemplando la estructura tarifaria correspondiente y considerando la demanda proyectada, se determinó el incremento tarifario tal que el cuadro tarifario resultante permitiría a la Distribuidora obtener en el quinquenio un valor presente neto de ingresos equivalente al requerimiento de ingresos neto calculado.

Por último, cabe señalar que en el referido Informe Intergerencial N° 89/2017, a diferencia de lo observado en los informes intergerenciales en los que se determinan los cuadros tarifarios resultantes de la RTI de las restantes Distribuidoras analizadas, no se advierten las cuestiones referidas al tratamiento de la estructura tarifaria (como la eliminación de la Factura Mínima, la agregación del Cargo Fijo por Factura y el Monto Fijo por Factura, y el procedimiento de cálculo aplicado a los cargos fijos de los usuarios SGP1 y SGP2 y al de los usuarios Subdistribuidores).

32.1. CONSIDERACIONES SOBRE EL INCREMENTO TARIFARIO DE LITORAL GAS S.A.

En el INFORME INTERGERENCIAL GDyE/GD/GRGC/GCER/GMAyAD/DTI/G N° 93/2017 del 30 de marzo de ese mismo año se expone el procedimiento general llevado a cabo por el ENARGAS para la determinación de los cuadros tarifarios resultantes de la RTI de LITORAL.

En lo que concierne al tema bajo análisis, en la Sección III de dicho informe se enuncian los “*Criterios metodológicos para la determinación del costo de capital y los componentes del caso base*”, en donde se tratan las siguientes cuestiones:

- Costo de Capital
- Base de Capital o Base Tarifaria
- Plan de Inversiones
- Capital de Trabajo
- Gastos Corrientes; en este apartado a su vez se hace una distinción con respecto a: i) Gastos recurrentes de la estructura y organigrama al 31 de diciembre de 2015; ii) Gastos no recurrentes de la estructura y organigrama al 31 de diciembre de 2015 y gastos recurrentes y no recurrentes correspondientes a variaciones en la estructura y organigrama proyectados, contemplando en este último caso los Gastos de Operación y Mantenimiento, Gastos Comerciales y los Gastos de Administración; y iii) Gastos con Tratamiento Particular, entre los que se distinguen: a) Gas No Contabilizado; b) Deudores Incobrables y Gastos de Cobranzas; c) Servidumbres de Paso; d) Tasa de Fiscalización y Control; e) Seguros; y f) Gastos relacionados con insumos o equipamiento informático o de Tecnología de la Información.

En la Sección IV se mencionan las tareas realizadas con relación a los Impuestos, la Sección V trata los aspectos referidos a la Demanda y por último en la sección VII se hacen consideraciones concernientes al incremento tarifario resultante.

En la sección VII se explica el procedimiento desarrollado para la determinación del cuadro tarifario. Allí se indica que en función de la información y la metodología empleadas, detalladas en las secciones anteriores, se contemplaron los valores de costos que surgieron de aplicar dichos criterios y así obtuvieron los valores de la necesidad de ingresos de la Licenciataria para el quinquenio siguiente de modo tal que la empresa realice una prestación adecuada del servicio de distribución, considerando el cumplimiento del plan de inversiones comprometido y obtenga por ello una remuneración justa y razonable sobre el capital invertido. El monto calculado del requerimiento de ingresos, por año, se adjuntó como Anexo I al citado informe.

Sobre los montos anuales de ingresos requeridos por la Licenciataria aclara el informe que se realizaron algunas deducciones correspondientes a ingresos obtenidos por la distribuidora en conceptos que no son remunerados por la tarifa de distribución de gas natural.

Por un lado, las Tasas y Cargos que cobra la distribuidora por la realización de determinadas tareas o servicios cuyo valor surge de un listado de precios particular que en oportunidad de la RTI fue actualizado y aprobado mediante la Resolución ENARGAS N° I-4313/17 y su modificatoria (Resolución ENARGAS N° I-4325/17). A fin de determinar el monto a deducir por este concepto, el ENARGAS indica que solicitó a la Licenciataria la información relativa a las cantidades proyectadas de Tasas y Cargos, y junto con los valores aprobados por las mencionadas resoluciones, se obtuvieron las sumas a deducir por este concepto.

También en el caso de LITORAL se dedujeron los ingresos por la prestación del servicio de distribución de GLP indiluido por redes, a cuyos efectos se consideró la información de demanda remitida por la Licenciataria y el cuadro tarifario propio de dicho servicio que fue actualizado también en oportunidad de la RTI y su tratamiento obra en el Informe Intergerencial GDyE/GD N° 114/17.

El informe continúa con la mención de algunas consideraciones realizadas con respecto a la estructura tarifaria. En tal sentido, el ENARGAS aclara que en términos generales se mantuvo la estructura tarifaria vigente al momento de dictar la resolución de la RTI, constituida por los componentes fijos (Cargo Fijo y Monto Fijo, por factura), los cargos por metro cúbico de consumo y los cargos por reserva de capacidad.

Sin embargo se mencionan ciertas modificaciones a la estructura tarifaria vigente, entre ellas la incorporación del Monto Fijo por Factura aprobado por Resolución ENARGAS N° I-2407/12 al Cargo Fijo por Factura de la categoría correspondiente (salvo el tratamiento otorgado a las categorías Servicio General P1 y P2 y Subdistribuidores, que se mencionarán a continuación), derogando su aplicación, ya que dichos montos fijos *“fueron otorgados a cuenta de los cuadros tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria Integral con el fin de ser utilizados exclusivamente para la ejecución de obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación, expansión y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo necesario para la prestación del servicio público de distribución de gas de las Licenciatarias durante el período de transición”*.

En tal sentido, en el caso de las categorías Servicio General P1 y P2, indica el ENARGAS que dado que los referidos Montos Fijos eran diferentes, el ente regulador optó por el menor de ellos para su incorporación al Cargo Fijo único de la categoría.

Con respecto al Cargo Fijo por Factura también aclara el ENARGAS que para el caso de la categoría Subdistribuidores, fundado en los volúmenes que opera dicha categoría tarifaria, se lo equiparó al Cargo Fijo de un usuario de Servicio General G.

Otra de las modificaciones realizadas a la estructura tarifaria fue la eliminación del cargo por Factura Mínima.

Finalmente, para la determinación del nuevo cuadro tarifario se indica en el informe que, calculado el monto de los ingresos requeridos neto definido de acuerdo a los criterios señalados y contemplando la estructura tarifaria resultante de las precisiones reseñadas, considerando la demanda proyectada, se determinó el incremento tarifario tal que el cuadro tarifario resultante permitiría a la Distribuidora obtener en el quinquenio un valor presente neto de ingresos equivalente al requerimiento de ingresos neto calculado.

33. MODELO DE CALCULO TARIFARIO DESARROLLADO EN CUBEPLAN. ANALISIS DE LA INFORMACION INGRESADA A LA PLATAFORMA

En lo que respecta al análisis de los flujos de fondos utilizados por el ENARGAS para la determinación del cuadro tarifario resultante del proceso de Revisión Tarifaria, el ente regulador puso a disposición del equipo de auditores el modelo de cálculo tarifario utilizado a tales efectos por la autoridad regulatoria, otorgando un usuario con su correspondiente clave de acceso que permite ingresar esencialmente a los Modelos Tarifarios de Distribución de Metrogas S.A. y de Litoral Gas S.A., ambos desarrollados sobre una plataforma denominada Cubeplan.

33.1. MODELO DE CALCULO TARIARIO DE DISTRIBUCION - METROGAS S.A.

Ingresando al link de Cubeplan facilitado por el ENARGAS (<http://cubeplat.com/cubeplanapp/#>) se accede a una carpeta llamada "FIUBA" que contiene a su vez una carpeta denominada "Metrogas", subcarpeta "100 y Escalones" compuesta por: un libro en Excel "Template Parametros Generales.xls", "Template Tarifas de Transporte-MTT.xls", una subcarpeta "Litoral Gas" y un archivo llamado "100 y Escalones.ana".

El libro Excel "Templates Parametros Generales.xls" consta de varias hojas de cálculo en las que se encuentra la información referida a:

- Indices Generales del Modelo, entre los que se listan los Rubros de Activos relacionados con las Inversiones, las rutas de transporte vinculadas a las Distribuidoras y subzonas, las Categorías de Usuarios consideradas en la Demanda y Parámetros referidos al cálculo del WACC.
- Precios de Gas por Cuenca (en \$/m³) por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022
- Precios de Gas por Cuenca Alt (en \$/m³) por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022, que de acuerdo a lo que indica la planilla "aplica para las siguientes subzonas tariarias: Camuzzi Gas Sur (todas sus subzonas), Camuzzi Gas Pampeana (Sur y Norte) y Gasnor (Salta Puna)"

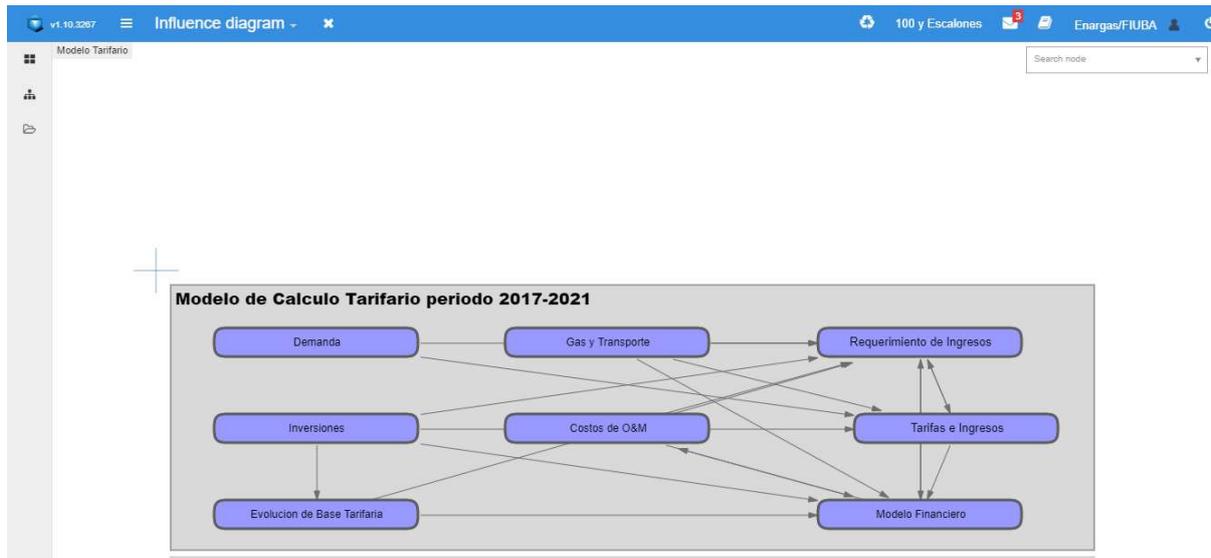
- Porcentaje de Gas Retenido, por Distribuidora y subzona
- Variación de la Componente de Transporte, por mes, por Transportista. La planilla aclara que se deben cargar los porcentajes de variación del transporte respecto de la situación vigente antes del ajuste y que el modelo hará “*Tarifa Actual * (1+Variacion)*”
- Precio medio de gas para pérdidas, en \$/m³, por Distribuidora y subzona, por mes para el período 2017-2022
- Porcentaje de capital de trabajo, por Distribuidora, por mes para el período 2017-2022
- Alocación Tarifas Diferenciales, que contiene tablas con índices en los que se hacen equivalencias: Distribuidora-subzona diferencial y la Subzona del modelo; Categoría Diferencial por Distribuidora y categoría del modelo.
- Factor Rebalanceo Tarifario, por Distribuidora y Categoría; por defecto se indica que el factor debe encontrarse en 1.
- Otras hojas de cálculo vinculadas a los ajustes semestrales: Índices de Actualización, Precios de Gas por Cuenca (Ajuste), en \$/m³, por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022; Precios de Gas por Cuenca Alt (Aju) en \$/m³, por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022, que de acuerdo a lo que indica la planilla “aplica para las siguientes subzonas tarias: Camuzzi Gas Sur (todas sus subzonas), Camuzzi Gas Pampeana (Sur y Norte) y Gasnor (Salta Puna)”; Porcentaje de Gas Retenido (Ajust); Contratos de Transporte, por Distribuidora-subzona y ruta contratada, cantidad de EDs contratados, Volumen Diario Contratado; y Datos de Transporte, en el que se detalla la información referida al Alfa de transporte de Metrogas a Abril de 2017 y una ruta de transporte de TGN por fuera del modelo MTT (TF TGN-Neuquen-Neuquen-Central Norte)

El libro Excel “*Template Tarifas de Transporte-MTT.xls*” contiene las tarifas de TGS y TGN, por mes, por fecha de Escalón de ajuste y característica del servicio, para el período abril de 2017-abril de 2018 (TGS Tarifas – Escalones y TGN Tarifas – Escalones) y las tarifas de las transportistas, con el mismo nivel de detalle, ajustadas a partir de octubre de 2018 (TGS Tarifas – Ajustes y TGN Tarifas – Ajustes).

La carpeta “*Metrogas Gas*” contiene una serie de libros Excel a saber: 1- Formulario Demanda – Metrogas; 2 – Formulario Inversiones – Metrogas; 3 – Base Tarifaria – Metrogas; 4 – Formulario Costos – Metrogas; 5 – Formulario Costo Gas y Transporte – Metrogas; 6 – Formulario Modelo Regulatorio – Metrogas; 7 – Formulario Tarifas Actuales – Metrogas; 8 – Formulario Financiero – Metrogas.

Los libros referidos precedentemente (tanto los llamados Templates como los denominados Formularios) son utilizados por el modelo como base de información para realizar el proceso de cálculo.

Por último, el archivo “*100 y Escalones.ana*” permite ejecutar el modelo de cálculo, al que se puede acceder mediante una representación del tipo diagrama de flujo. A modo de ejemplificación se muestra a continuación el diagrama principal de flujo:



The control panel is divided into two main sections:

- Outputs:**
 - Requerimiento de ingreso mensual neto de Ajustes (Miles \$) [Calc]
 - Tarifas (Gas y Transporte Proyectado) (Miles \$) [Calc]
 - Demanda Total (Clientes-m3 - m3/día) [Calc]
 - Cuadro de Resultados Anual (Millones \$) [Calc]
- Tablero de Inputs:**
 - Selección datos a modelar: METROGAS [v] Inicio del Periodo Tarifario [Calc]
 - Moneda del Modelo [Calc]
 - 1- Resetear a componente de Distribucion actual
 - 2- Cerrar Requerimiento de Ingresos
 - 4- Cerrar RI Diferidos 30/40/Ajuste
 - Cierre de RI (M\$) [Calc]
 - Variables Publicas

Asimismo, el modelo desarrollado cuenta con una sección de reportes en la que se encuentra una síntesis de los resultados del modelo (reporte “Metrogas RI”; en la imagen que se adjunta a continuación se observa que el reporte corresponde a una copia del reporte original – “Copy of Metrogas RI” – realizada a fin de ajustar sólo el formato y poder observar todos los valores correspondientes al cuadro “Requerimiento de ingreso mensual” en una única imagen).

Copy of Metrogas RI - 100 y escalones Enargas/FIUBA

Cierre de RI (M\$) -0 M\$

1- Resetear a componente de Distribución actual 2- Cerrar Requerimiento de Ingresos

Requerimiento de ingreso mensual (\$)

Componentes del RI	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
COK	1.360.111.864	1.422.026.519	1.504.977.767	1.590.025.619	1.672.569.100	7.550.510.948
CMK	711.699.296	762.469.189	809.902.505	859.427.414	916.320.667	4.059.819.072
OPEX	2.143.262.041	2.244.347.974	2.313.438.340	2.353.138.495	2.364.668.313	11.418.855.163
Perdidas	441.089.087	770.090.895	1.333.008.589	1.383.077.021	1.250.497.357	5.177.762.950
IIGG Comp Basica	732.367.927	766.137.356	810.372.644	856.167.641	900.614.174	4.065.659.741
IIGG por Dif. Depreciacion	329.298.913	323.544.964	318.110.315	312.966.000	309.027.294	1.592.948.285
Total	5.717.829.128	6.289.416.898	7.089.810.159	7.354.802.989	7.413.696.985	33.685.556.159

Ingresos por Tasas y Cargos

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	120.009.087	120.653.416	121.056.977	121.459.544	121.731.050	604.910.074

Inversiones Totales

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	773.167.826	1.724.211.883	1.665.735.688	1.824.707.427	1.796.461.417	7.784.284.242

NPV Ingresos a Tarifas Actuales (AR\$) 11,439,432,423 AR\$

NPV Ingreso nuevas tarifas (AR\$) 26,395,465,576 AR\$

Incremento tarifario (Factor reposiciona... 130.741%

Requerimiento de Ingreso Anual Prome... 6,652,129,217

BT Inicial (MM Mon Rev) 14,906,562,433 MM Mon Rev

Haciendo una comparación con el resumen del flujo de fondos del Anexo I de la Resolución I-4356/17, donde se aprobaron los nuevos cuadros tarifarios para la distribuidora, se observa:

ANEXO I DE LA RESOLUCION N° I - 4 3 5 6

Resultado Revisión Tarifaria Integral Metrogas S.A.

Base Tarifaria Inicial \$ 14.906.562

Costo del Capital 9,33%

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Rentabilidad	\$ 1.360.112	\$ 1.422.827	\$ 1.504.978	\$ 1.590.028	\$ 1.672.569
Depreciación	\$ 711.699	\$ 762.469	\$ 809.903	\$ 859.427	\$ 916.321
Gastos Propios	\$ 2.584.351	\$ 3.014.439	\$ 3.646.447	\$ 3.736.216	\$ 3.615.166
Impuesto a las Ganancias	\$ 1.061.667	\$ 1.089.682	\$ 1.128.483	\$ 1.169.134	\$ 1.209.641
Requerimiento de Ingresos	\$ 5.717.829	\$ 6.289.417	\$ 7.089.810	\$ 7.354.803	\$ 7.413.697
Ingresos por Tasas y Cargos	\$ 120.009	\$ 120.653	\$ 121.057	\$ 121.460	\$ 121.731
Monto a Remunerar via Tarifas	\$ 5.597.820	\$ 6.168.763	\$ 6.968.753	\$ 7.233.343	\$ 7.291.966

Valores expresados en miles de pesos.

Se puede observar una correspondencia entre los valores publicados y los obtenidos del software. Se verifica también que el valor de las inversiones se corresponde con los montos aprobados por el ENARGAS.

En el reporte principal también se muestra el incremento de ingresos obtenido por la Distribuidora en términos porcentuales: 130,741% respecto de las tarifas vigentes.

El nuevo cuadro tarifario se obtiene aplicando este incremento a cada una de las tarifas del cuadro vigente.

33.1. MODELO DE CALCULO TARIFARIO DE DISTRIBUCION – LITORAL GAS S.A.

Ingresando al link de Cubepplan facilitado por el ENARGAS (<http://cubepplat.com/cubepplanapp/#>) se accede a una carpeta llamada “FIUBA” que contiene a su vez una carpeta denominada “Litoral”, subcarpeta “100 y Escalones” compuesta por: un libro en Excel “*Template Parametros Generales.xls*”, “*Template Tarifas de Transporte-MTT.xls*”, una subcarpeta “Litoral Gas” y un archivo llamado “100 y Escalones.ana”.

El libro Excel “*Templates Parametros Generales.xls*” consta de varias hojas de cálculo en las que se encuentra la información referida a:

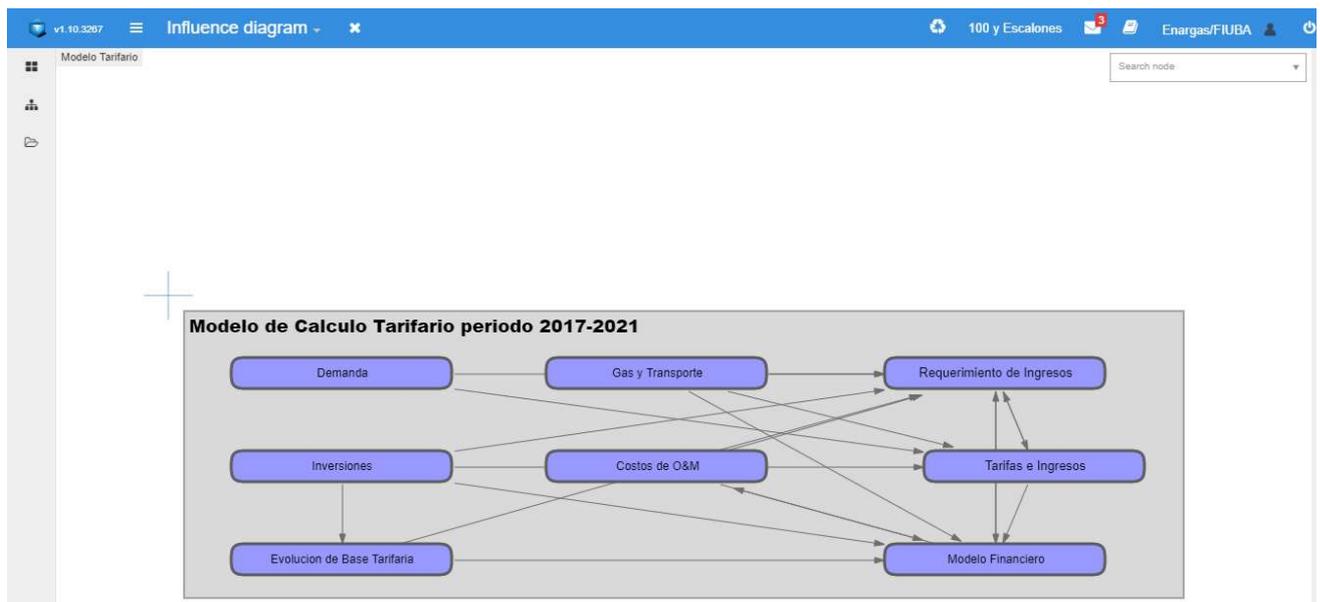
- Indices Generales del Modelo, entre los que se listan los Rubros de Activos relacionados con las Inversiones, las rutas de transporte vinculadas a las Distribuidoras y subzonas, las Categorías de Usuarios consideradas en la Demanda y Parámetros referidos al cálculo del WACC.
- Precios de Gas por Cuenca (en \$/m³) por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022
- Precios de Gas por Cuenca Alt (en \$/m³) por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022, que de acuerdo a lo que indica la planilla “*aplica para las siguientes subzonas tariarias: Camuzzi Gas Sur (todas sus subzonas), Camuzzi Gas Pampeana (Sur y Norte) y Gasnor (Salta Puna)*”
- Porcentaje de Gas Retenido, por Distribuidora y subzona
- Variación de la Componente de Transporte, por mes, por Transportista. La planilla aclara que se deben cargar los porcentajes de variación del transporte respecto de la situación vigente antes del ajuste y que el modelo hará “*Tarifa Actual * (1+Variacion)*”
- Precio medio de gas para pérdidas, en \$/m³, por Distribuidora y subzona, por mes para el período 2017-2022
- Porcentaje de capital de trabajo, por Distribuidora, por mes para el período 2017-2022
- Alocación Tarifas Diferenciales, que contiene tablas con índices en los que se hacen equivalencias: Distribuidora-subzona diferencial y la Subzona del modelo; Categoría Diferencial por Distribuidora y categoría del modelo.
- Factor Rebalanceo Tarifario, por Distribuidora y Categoría; por defecto se indica que el factor debe encontrarse en 1.
- Otras hojas de cálculo vinculadas a los ajustes semestrales: Índices de Actualización, Precios de Gas por Cuenca (Ajuste), en \$/m³, por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022; Precios de Gas por Cuenca Alt (Aju) en \$/m³, por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022, que de acuerdo a lo que indica la planilla “*aplica para las siguientes subzonas tariarias: Camuzzi Gas Sur (todas sus subzonas), Camuzzi Gas Pampeana (Sur y Norte) y Gasnor (Salta Puna)*”; Porcentaje de Gas Retenido (Ajust); Contratos de Transporte, por Distribuidora-subzona y ruta contratada, cantidad de EDs contratados, Volumen Diario Contratado; y Datos de Transporte, en el que se detalla la información referida al Alfa de transporte de Metrogas a Abril de 2017 y una ruta de transporte de TGN por fuera del modelo MTT (TF TGN-Neuquen-Neuquen-Central Norte)

El libro Excel “*Template Tarifas de Transporte-MTT.xls*” contiene las tarifas de TGS y TGN, por mes, por fecha de Escalón de ajuste y característica del servicio, para el período abril de 2017-abril de 2018 (TGS Tarifas – Escalones y TGN Tarifas – Escalones) y las tarifas de las transportistas, con el mismo nivel de detalle, ajustadas a partir de octubre de 2018 (TGS Tarifas – Ajustes y TGN Tarifas – Ajustes).

La carpeta “*Litoral Gas*” contiene una serie de libros Excel a saber: 1- Formulario Demanda – Litoral; 2 – Formulario Inversiones – Litoral; 3 – Base Tarifaria – Litoral; 4 – Formulario Costos – Litoral; 5 – Formulario Costo Gas y Transporte – Litoral; 6 – Formulario Modelo Regulatorio – Litoral; 7 – Formulario Tarifas Actuales – Litoral; 8 – Formulario Financiero – Litoral.

Los libros referidos precedentemente (tanto los llamados Templates como los denominados Formularios) son utilizados por el modelo como base de información para realizar el proceso de cálculo.

Por último, el archivo “*100 y Escalones.ana*” permite ejecutar el modelo de cálculo, al que se puede acceder mediante una representación del tipo diagrama de flujo. A modo de ejemplificación se muestra a continuación el diagrama principal de flujo:





Asimismo, el modelo desarrollado cuenta con una sección de reportes en la que se encuentra una síntesis de los resultados del modelo (reporte “Litoral RI”; en la imagen que se adjunta a continuación se observa que el reporte corresponde a una copia del reporte original – “Copy of Litoral RI” – realizada a fin de ajustar sólo el formato y poder observar todos los valores correspondientes al cuadro “Requerimiento de ingreso mensual” en una única imagen).

Componentes del RI	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
COK	380,908,381	394,965,395	410,458,849	445,660,951	467,269,261	2,099,262,837
CMK	226,051,663	235,135,925	244,409,346	260,095,673	271,085,233	1,236,777,840
OPEX	606,854,029	641,129,247	668,137,025	686,677,141	690,729,312	3,293,526,754
Perdidas	81,834,843	153,285,085	291,908,803	341,914,079	345,906,011	1,214,848,822
IIGG Comp Basica	205,104,513	212,673,674	221,016,303	239,971,281	251,606,525	1,130,372,297
IIGG por Dif. Depreciacion	105,452,838	103,574,865	101,798,136	100,286,558	98,629,447	509,741,844
Total	1,606,206,267	1,740,764,192	1,937,728,463	2,074,605,682	2,125,225,789	9,484,530,393

Componentes del RI (all)	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	32,166,642	33,702,348	34,919,205	35,849,307	36,493,979	173,131,481

Componentes del RI (all)	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	330,402,000	404,682,000	409,092,000	756,692,000	381,132,000	2,282,000,000

NPV Ingresos a Tarifas Actuales (AR\$)	2,892,378,281 AR\$
NPV Ingreso nuevas tarifas (AR\$)	7,282,478,145 AR\$
Incremento tarifario (Factor reposiciona...)	151.782%
Requerimiento de Ingreso Anual Prome...	1,836,241,708
BT Inicial (MM Mon Rev)	4,109,656,056 MM Mon Rev

Haciendo una comparación con el resumen del flujo de fondos del Anexo I de la Resolución I-4361/17, donde se aprobaron los nuevos cuadros tarifarios para la distribuidora, se observa:

ANEXO I DE LA RESOLUCION N° I - 4 3 6 1

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	\$ 445.861	\$ 467.289
Depreciación	\$	226.052	\$ 235.136	\$ 244.409	\$ 260.096	\$ 271.085
Gastos Propios	\$	688.680	\$ 704.414	\$ 960.046	\$ 1.028.501	\$ 1.036.635
Impuesto a las Ganancias	\$	310.557	\$ 316.249	\$ 322.814	\$ 340.258	\$ 350.238
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.

Se puede observar una correspondencia entre los valores publicados y los obtenidos del software. Se verifica también que el valor de las inversiones se corresponde con los montos aprobados por el ENARGAS.

En el reporte principal también se muestra el incremento de ingresos obtenido por la Distribuidora en términos porcentuales: 151,782% respecto de las tarifas vigentes.

El nuevo cuadro tarifario se obtiene aplicando este incremento a cada una de las tarifas del cuadro vigente, contemplando las modificaciones a los cargos señaladas en el CITADO INFORME INTERGERENCIAL N° 93/2017.

H. ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS DE DEMANDA

34. ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR METROGAS SA

34.1. ANALISIS DEL EXPEDIENTE

Se procedió a analizar la información que se encuentra disponible en el expediente 30.490 en su cuerpo N°1 cuyo asunto es “Revisión Tarifaria Integral – Demanda- METROGAS S.A.”, creado el 4/11/2016.

En su inicio el ENARGAS, haciendo mención a lo establecido en artículo 1 la resolución MEyM 31/2016 en su artículo 1, requiere información a la Distribuidora mediante su NOTA ENRG/GDyE/GD/GT/GRGC/GAL/I N°10342/16.

En su nota solicita:

- Detalle de la demanda correspondiente al año 2013.
- Proyección de la demanda del periodo 2017-2021, que deberá elaborarse considerando como año base el 2013 y de acuerdo a los criterios y esquema establecidos en el Anexo a la presente.

Para la entrega de la información se requiere que se siga un formato particular del ANEXO Metodológico cuyo archivo se encontraría disponible en la Web del SARI

También hace mención que la entrega de la documentación deberá ser dentro de los 5 días siguiendo los lineamientos mencionados en la NOTA ENRG/GDyE/GRGC/GREX/GAL/I N°3428/16 no adjunta en expediente.

La nota hace mención a la imposibilidad de alterar el formato de la información donde la Distribuidora deberá cargar los datos solicitados del año 2013 y de la proyección 2017-2021.

En su desarrollo hace expresa mención a al consumo medio resultante indicando que: “el cociente entre los volúmenes entregados por categoría/subcategoría y el respectivo número de usuarios – consumo medio resultante de aplicar lo indicado previamente deberá mantenerse constante con respeto a igual mes del año base. El criterio expuesto implica que la única variación admitida será la del incremento vegetativo del número de usuarios del periodo 2017-2021.”

En el mismo ANEXO Metodológico, menciona un apartado para incluir la variación de demanda asociada al plan de inversiones. Para este concepto las distribuidoras deberían enviar un documento adjunto donde se desagreguen la variación total mensual estimada de los volúmenes y del número de usuarios entre los distintos proyectos.

En relación con los usuarios a incorporar su texto expresa la condición que deberán cumplir “*debiéndose mantener la participación relativa del número de usuarios por subcategoría dentro de cada categoría y los respectivos consumos medios, ambos referidos a cada uno de los meses del año base*”, y pone énfasis en la consistencia de la información mencionando “*Es importante resaltar que las variaciones indicadas deberán coincidir exactamente con las variaciones*

estimadas informadas en la presentación de cada uno de los proyectos de inversión incluidos en el plan de inversiones previsto por esa Licenciataria”

En el final de la nota hace mención a la presentación de la estimación del crecimiento de usuarios y demanda asociadas a otras causas que la Licenciataria estime pertinentes como ser los usuarios a incorporar como resultado de las redes cedidas por terceros y que no se encuentren asociadas a proyectos del plan de inversiones 2017-2021. Solicita que también que en este último concepto se desagregue la variación total mensual estimada en volumen y en número de usuarios, explicitando los criterios de cálculos aplicados.

La contestación de la Licenciataria que consta en el expediente es la nota ingresada con fecha del 16/11/16 que da lugar a la actuación 38074/16 donde hace referencia a la NOTA ENRG/GDyE/GD/GT/GRGC/GAL/I N°10342/16.

En el contenido de esa nota la Licenciataria elabora una respuesta a lo solicitado, pero manifiesta la necesidad de hacer algunas aclaraciones respecto a lo pautado por el ENARGAS en la conformación de las proyecciones de consumo de los usuarios.

Temperatura Promedio y Volumen Entregado Metrogas – En °C y Mm³ – 2013 vs 2016

Período Mayo-Septiembre	2013	2016	Diferencia
Temp. Promedio (°C)	13,26	12,18	-1,1
Gas Entregado Residencial (Mm ³)	1.510.424	1.427.391	-83.033

Metrogas sostiene en la nota que la utilización del consumo promedio del año 2013 genera una sobrestimación de la demanda, la Distribuidora presenta una tabla donde se verifica que posteriormente al año 2013 hubo inviernos más fríos y los consumos de gas natural fueron menores.

En su nota la Distribuidora expresa un cambio de consumo de los usuarios producto de políticas tarifarias que promueven en ahorro del consumo de gas y cambios de los aparatos utilizados para calefaccionar o cocinar.

Metrogas indica que para la confección de la proyección de demanda utilizó los siguientes supuestos:

- 1.1% de crecimiento vegetativo promedio por año de los clientes residenciales ya existentes.
- Temperatura promedio invernal correspondiente a un año medio de 13.4°C.
- Para los períodos invernales se asumió una baja en el volumen entregado a los clientes residenciales debido a un cambio en el comportamiento de consumo de los últimos tres años.
- Los clientes SGP que tienen un consumo similar a los residenciales están incluidos dentro de los supuestos anteriores.
- 1.2% de crecimiento promedio de consumo de clientes industriales.
- Se adoptó una venta promedio de 2.500.000 m³ considerando las restricciones actuales del sistema.

Con respecto a otras variaciones de la demanda proyectada Metrogas indica que *“No se consideraron usuarios incorporados como resultado de las inversiones autorizadas con anterioridad al 2017, ya que las inversiones de los últimos años fueron dirigidas al mantenimiento del sistema de distribución. Por otra parte el crecimiento vegetativo considerado ya está prevista la incorporación de usuarios sobre redes existentes.”*

La licenciataria adjunta un estudio de demanda realizado para todas las Distribuidoras por la Empresa Quantum en el cual hace una introducción teórica y aplica una serie de supuestos de la evolución de las variables económicas que este estudio considera relevantes.

Incorpora conceptos como la elasticidad ante variaciones de los precios relativos con otros combustibles, y el concepto de tarifa real.

Posteriormente en el expediente se encuentra un documento representativo el cual fue generado por el ENARGAS a través de un consultor externo con fecha del 06/03/2017.

El trabajo encara un análisis no determinístico, lo deja expresado en frases como *“La especificación propuesta es flexible y la misma permite identificar y contabilizar la contribución de las tarifas de y la electricidad, así como la actividad económica sobre la demanda de gas natural propuesta de trabajo consiste en la identificación de evidencia empírica que respalde la existencia de componentes no lineales en la determinación de la demanda de gas natural para Argentina”*.

En dicho informe también vuelve a tomar el concepto de coeficientes de elasticidad de la demanda de corto y largo plazo. *“El presente estudio tiene como propósito elaborar un modelo autorregresivo con transición suave (STAR) para caracterizar la relación entre la demanda de gas natural, el precio del gas natural, el precio de la electricidad y el nivel de actividad económica. El modelo STAR es considerado como uno de los procedimientos econométricos de cambio de régimen más importantes porque permite introducir de manera secuencial no linealidades en la relación entre las variables relevantes mediante el uso de la función de transición.”*

El autor manifiesta su no conformidad por las especificaciones tomadas por las Licenciatarias para estimar las demandas del quinquenio, argumenta que la omisión de los factores macroeconómicos y el haber adoptado una especificación lineal generaron una sub-estimación de la demanda indicando que puede haber movimientos nominales de la tarifa de gas, pero que los mismos no superarán a la inflación del período, motivo por el cual a su criterio tienen un efecto neutral sobre la demanda de gas en el mediano plazo.

En el folio 81 y 82 del expediente 30.490 se adjunta un cuadro del Informe GDyE N° 55/17 donde se detallan los volúmenes estimados de demanda para el quinquenio en función de lo expuesto anteriormente.

ANEXO INFORME GDyE N°55/17



SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
R1	cantidad de clientes	749.163	756.583	764.275	772.318	778.304
R1	volumen	186.428.852	186.312.399	187.755.913	189.735.554	191.656.875
R2-1	cantidad de clientes	175.688	177.819	179.915	181.927	183.443
R2-1	volumen	117.432.307	117.665.477	118.810.441	120.139.803	121.446.272
R2-2	cantidad de clientes	158.227	160.145	162.033	163.845	165.211
R2-2	volumen	131.107.038	131.389.968	132.674.208	134.154.354	135.623.654
R2-3	cantidad de clientes	181.390	183.590	185.754	187.831	189.397
R2-3	volumen	180.906.279	181.322.344	183.101.214	185.138.241	187.178.514
R3-1	cantidad de clientes	172.838	174.934	176.995	178.974	180.467
R3-1	volumen	212.486.564	213.005.847	215.103.599	217.489.964	219.901.099
R3-2	cantidad de clientes	120.808	122.273	123.714	125.098	126.141
R3-2	volumen	179.990.996	180.452.139	182.233.155	184.249.725	186.301.729
R3-3	cantidad de clientes	89.626	90.713	91.782	92.809	93.582
R3-3	volumen	158.737.511	159.153.678	160.727.288	162.503.674	164.319.004
R3-4	cantidad de clientes	133.994	135.619	137.217	138.751	139.908
R3-4	volumen	414.188.472	415.341.105	419.450.274	424.058.653	428.816.402
TS - R1	cantidad de clientes	187.315	189.587	191.821	193.966	195.583
TS - R1	volumen	46.611.124	46.683.123	47.133.506	47.667.516	48.175.595
TS - R2-1	cantidad de clientes	43.922	44.455	44.979	45.482	45.861
TS - R2-1	volumen	29.358.107	29.416.444	29.702.476	30.034.988	30.361.601
TS - R2-2	cantidad de clientes	39.557	40.036	40.508	40.961	41.303
TS - R2-2	volumen	32.776.802	32.847.474	33.168.563	33.538.449	33.905.948
TS - R2-3	cantidad de clientes	45.348	45.898	46.439	46.958	47.349
TS - R2-3	volumen	45.226.502	45.330.428	45.775.348	46.284.731	46.794.452
TS - R3-1	cantidad de clientes	43.210	43.733	44.249	44.744	45.117
TS - R3-1	volumen	53.121.761	53.251.174	53.776.105	54.372.329	54.975.605
TS - R3-2	cantidad de clientes	30.202	30.568	30.929	31.274	31.535
TS - R3-2	volumen	44.997.902	45.113.008	45.558.256	46.062.277	46.575.514
TS - R3-3	cantidad de clientes	22.407	22.678	22.946	23.202	23.396
TS - R3-3	volumen	39.684.289	39.787.983	40.181.913	40.625.823	41.079.580
TS - R3-4	cantidad de clientes	33.498	33.905	34.304	34.688	34.977
TS - R3-4	volumen	103.546.626	103.835.588	104.862.549	106.015.018	107.204.469

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
P1	cantidad de clientes	31.641	32.470	32.681	32.893	33.053
P1	volumen	113.313.142	112.153.865	111.904.975	108.072.733	92.168.229
P2	cantidad de clientes	30.102	29.407	29.598	29.790	29.934
P2	volumen	172.202.258	170.287.851	169.890.470	184.183.693	200.233.741
P3	cantidad de clientes	1.155	1.155	1.155	1.155	1.155
P3	volumen	305.048.735	308.435.215	308.481.812	316.234.934	310.898.646
TS - P1	cantidad de clientes	3.516	3.608	3.631	3.655	3.673
TS - P1	volumen	7.770.614	7.693.149	7.678.313	7.845.991	8.721.480
TS - P2	cantidad de clientes	3.345	3.268	3.289	3.310	3.326
TS - P2	volumen	21.079.398	20.829.070	20.780.459	21.287.672	22.248.190
TS - P3	cantidad de clientes	87	87	87	87	87
TS - P3	volumen	12.732.548	12.580.805	12.548.601	12.921.551	13.772.153

ANEXO INFORME GDyE N°55/17

FOLIO 52

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
G	cantidad de clientes	41	42	42	42	42
G	volumen	41.074.587	42.249.577	42.307.301	42.729.952	42.650.434
G	capacidad	150.183	159.199	159.199	159.199	159.199

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
SDB - P - Firme	cantidad de clientes	-	-	-	-	-
SDB - P - Firme	volumen	-	-	-	-	-
SDB - RESTO - Firme	cantidad de clientes	1	1	1	1	1
SDB - RESTO - Firme	volumen	2.736	2.817	2.816	2.845	2.808
GNC - Firme	cantidad de clientes	354	354	354	354	354
GNC - Firme	volumen firme	549.448.324	563.637.249	564.710.538	570.121.453	556.928.507
GNC - Firme	volumen interrumpible	-	-	-	-	-
GNC - Firme	capacidad	2.358.647	2.418.475	2.423.707	2.446.749	2.385.049
GNC - Interrumpible	cantidad de clientes	-	-	-	-	-
GNC - Interrumpible	volumen	-	-	-	-	-
GU - FD - Firme	cantidad de clientes	44	43	43	43	43
GU - FD - Firme	volumen firme	531.714.250	532.731.882	531.067.805	536.112.796	522.869.629
GU - FD - Firme	volumen interrumpible	-	-	-	-	-
GU - FD - Firme	capacidad	1.328.262	1.336.979	1.343.057	1.355.841	1.321.988
GU - FT - Firme	cantidad de clientes	-	-	-	-	-
GU - FT - Firme	volumen firme	-	-	-	-	-
GU - FT - Firme	volumen interrumpible	-	-	-	-	-
GU - FT - Firme	capacidad	-	-	-	-	-
GU - ID - Interrumpible	cantidad de clientes	6	6	6	6	6
GU - ID - Interrumpible	volumen	3.672.700.029	3.747.856.514	3.760.883.970	3.793.900.700	3.642.178.819
GU - IT - Interrumpible	cantidad de clientes	1	1	1	1	1
GU - IT - Interrumpible	volumen	705.108.374	723.036.293	724.572.477	731.468.925	713.215.912

Si tomamos la previsión de demanda realizada por el ENARGAS para el segmento Residencial se obtiene el siguiente cuadro:

Cliente	Concepto	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
Residencial	N° de usuarios	2.227.193	2.252.536	2.277.860	2.302.828	2.321.674
	Volumen [m³]	1.976.601.132	1.980.908.174	2.000.014.808	2.022.071.099	2.044.316.313

Tomando la información que se encuentra disponible en las páginas del ENARGAS tenemos que la demanda real para el consumo residencial para el período 2017 al 2019 es el siguiente:

Cliente	Concepto	2017/18	2018/19	2019/20
Residencial	Volumen [m³]	1.694.624.000	1.740.032.000	1.655.852.000

Lo que representa un desvío en términos porcentuales del consumo residencial de:

	2017/18	2018/19	2019/20
Variación	-14%	-12%	-17%

La demanda de consumo estimada resultó ser mayor que la de la demanda real a pesar que el número de usuarios residenciales reales estuvo por encima de las previsiones, conforme se muestra en el siguiente cuadro:

Concepto	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
N° de usuarios proyectado	2.227.193	2.252.536	2.277.860	2.302.828	2.321.674
N° de usuarios informado	2.305.475	2.315.446	2.323.561		

34.2. CONCLUSIONES

Se ha realizado el análisis del estudio presentado por METROGAS SA, verificando que al igual del resto de las Distribuidoras, el estudio presentado fue elaborado por la consultora Quantum. Dicho trabajo y las consideraciones tenidas en cuenta para su elaboración no cumplieron con los requisitos de la metodología establecida por Enargas, incorporando además en dicho estudio el factor de elasticidad de la demanda respecto a la tarifa. Posteriormente, la autoridad regulatoria contrata su propio estudio de estimación de demanda, desestimando lo presentado por la Distribuidora y adoptando para el proceso de revisión tarifaria el elaborado por esta. Se observa que dicho estudio considera la influencia de las tarifas de gas y electricidad, y la actividad económica, sobre la demanda, y las proyecciones macroeconómicas, considerando que el estudio presentado por las Distribuidoras subestima la demanda futura. Asimismo, asegura que la modificación de tarifas no tendrá efectos relevantes sobre la demanda de gas natural para el 2017.

Entre otras condiciones de borde, estima valores de inflación para los años del quinquenio muy inferiores a las que realmente se produjeron, y sobrestima el crecimiento de la economía en ese periodo.

Finalmente, se observa que la comparación de la demanda real en el sector residencial de los años 2017 a 2019 fue de un 14% a un 17 % menor que la estimada, para el área comprendida por la distribuidora en estudio.

Como consecuencia de este análisis puede afirmarse que el estudio de demanda elaborado por Enargas fue conservador respecto a las expectativas de consumo.

35. ANALISIS DEL ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR LITORAL GAS SA

35.1. ANALISIS DEL EXPEDIENTE

Se procedió a analizar la información que se encuentra disponible en el expediente 30.491 en su cuerpo N°1 cuyo asunto es "Revisión Tarifaria Integral – Demanda- LITORALGAS S.A.", creado el 4/11/2016.

En su inicio el ENARGAS, haciendo mención a lo establecido en artículo 1 la resolución MEyM 31/2016 en su artículo 1, requiere información a la Distribuidora mediante su NOTA ENRG/GDyE/GD/GT/GRGC/GAL/I N°10346/16.

En su nota solicita:

- Detalle de la demanda correspondiente al año 2013.
- Proyección de la demanda del periodo 2017-2021, que deberá elaborarse considerando como año base el 2013 y de acuerdo a los criterios y esquema establecidos en el Anexo a la presente.

Para la entrega de la información se requiere que se siga un formato particular del ANEXO Metodológico cuyo archivo se encontraría disponible en la Web del SARI

También hace mención que la entrega de la documentación deberá ser dentro de los 5 días siguiendo los lineamientos mencionados en la NOTA ENRG/GDyE/GRGC/GREX/GAL/I N°3422/16 no adjunta en expediente.

La nota hace mención a la imposibilidad de alterar el formato de la información donde la Distribuidora deberá cargar los datos solicitados del año 2013 y de la proyección 2017-2021.

En su desarrollo hace expresa mención a al consumo medio resultante indicando que: *“el cociente entre los volúmenes entregados por categoría/subcategoría y el respectivo número de usuarios – consumo medio resultante de aplicar lo indicado previamente deberá mantenerse constante con respeto a igual mes del año base. El criterio expuesto implica que la única variación admitida será la del incremento vegetativo del número de usuarios del período 2017-2021.”*

En el mismo ANEXO Metodológico, menciona un apartado para incluir la variación de demanda asociada al plan de inversiones. Para este concepto las distribuidoras deberían enviar un documento adjunto donde se desagreguen la variación total mensual estimada de los volúmenes y del número de usuarios entre los distintos proyectos.

En relación con los usuarios a incorporar su texto expresa la condición que deberán cumplir *“debiéndose mantener la participación relativa del número de usuarios por subcategoría dentro de cada categoría y los respectivos consumos medios, ambos referidos a cada uno de los meses del año base”,* y pone énfasis en la consistencia de la información mencionando *“Es importante resaltar que las variaciones indicadas deberán coincidir exactamente con las variaciones estimadas informadas en la presentación de cada uno de los proyectos de inversión incluidos en el plan de inversiones previsto por esa Licenciataria”*

En el final de la nota hace mención a la presentación de la estimación del crecimiento de usuarios y demanda asociadas a otras causas que la Licenciataria estime pertinentes como ser los usuarios a incorporar como resultado de las redes cedidas por terceros y que no se encuentren asociadas a proyectos del plan de inversiones 2017-2021. Solicita que también que en este último concepto se desagregue la variación total mensual estimada en volumen y en número de usuarios, explicitando los criterios de cálculos aplicados.

La contestación de la Licenciataria que consta en el expediente es la nota ingresada con fecha del 16/11/16 que da lugar a la actuación 37967/16 donde hace referencia a la NOTA ENRG/GDyE/GD/GT/GRGC/GAL/I N°10346/16.

En el contenido de esa nota la Licenciataria elabora una respuesta indicando los distintos supuestos que se utilizaron para hacer las proyecciones de demanda solicitadas por el ENARGAS.

LITORAL GAS sostiene en la nota que el aumento del precio del gas natural respecto de otras alternativas de provisión generará que parte de la demanda de la industria aceitera no vuelva a renovar los contratos de demanda en firme, volviendo a los valores de consumo anteriores.

En cuanto al abastecimiento de las usinas, la estimación de la distribuidora es que no se renovarán los servicios en firme y que el volumen de gas abastecido en calidad de servicio interrumpible seguirá su tendencia declinante.

La Distribuidora prevé una recuperación de la demanda del segmento siderometalúrgico a partir el 2017 pero sin llegar a los valores alcanzados en el 2014.

Para el segmento de GNC se seguirá con una tendencia a la baja por el aumento del valor relativo, situación que generará una baja en la capacidad de reserva.

Se prevé que la demanda de los clientes SGG se mantendrá constante a la ocurrida en el 2016.

La Distribuidora adjunta los resultados estimados de la corrida con el software utilizado por parte de la consultora QUANTUM.

El informe hace una introducción teórica y aplica una serie de supuestos de la evolución de las variables económicas que este estudio considera relevantes.

Incorpora conceptos como la elasticidad ante variaciones de los precios relativos con otros combustibles, y el concepto de tarifa real.

Posteriormente en el expediente se encuentra un documento representativo el cual fue generado por el ENARGAS a través de un consultor externo con fecha del 06/03/2017.

El trabajo encara un análisis no determinístico, lo deja expresado en frases como *“La especificación propuesta es flexible y la misma permite identificar y contabilizar la contribución de las tarifas de y la electricidad, así como la actividad económica sobre la demanda de gas natural propuesta de trabajo consiste en la identificación de evidencia empírica que respalde la existencia de componentes no lineales en la determinación de la demanda de gas natural para Argentina”*.

En dicho informe también vuelve a tomar el concepto de coeficientes de elasticidad de la demanda de corto y largo plazo. *“El presente estudio tiene como propósito elaborar un modelo autorregresivo con transición suave (STAR) para caracterizar la relación entre la demanda de gas natural, el precio del gas natural, el precio de la electricidad y el nivel de actividad económica. El modelo STAR es considerado como uno de los procedimientos econométricos de cambio de régimen más importantes porque permite introducir de manera secuencial no linealidades en la relación entre las variables relevantes mediante el uso de la función de transición.”*

El autor manifiesta su no conformidad por las especificaciones tomadas por las Licenciatarias para estimar las demandas del quinquenio, argumenta que la omisión de los factores macroeconómicos y el haber adoptado una especificación lineal generaron una sub-estimación de la demanda indicando que puede haber movimientos nominales de la tarifa de gas, pero que los mismos no superarán a la inflación del período, motivo por el cual a su criterio tienen un efecto neutral sobre la demanda de gas en el mediano plazo.

En el folio 60 y 61 del expediente 30.490 se adjunta un cuadro del Informe GDyE N° 59/17 donde se detallan los volúmenes estimados de demanda para el quinquenio en función de lo expuesto anteriormente.

ANEXO INFORME GDyE N°59/17



SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
R1	cantidad de clientes	160.000	163.218	167.297	171.831	175.146
R1	volumen	47.252.713	44.390.870	44.632.879	45.859.417	47.365.284
R2-1	cantidad de clientes	63.178	64.449	66.058	67.845	69.151
R2-1	volumen	35.335.272	33.364.426	33.592.858	34.496.357	35.619.751
R2-2	cantidad de clientes	63.854	65.136	66.754	68.548	69.860
R2-2	volumen	43.926.942	41.562.256	41.859.230	42.969.837	44.361.386
R2-3	cantidad de clientes	82.303	83.951	86.018	88.306	89.977
R2-3	volumen	69.567.322	65.954.274	66.429.260	68.155.354	70.344.378
R3-1	cantidad de clientes	87.932	89.687	91.866	94.268	96.025
R3-1	volumen	92.258.538	87.632.445	88.256.626	90.490.666	93.362.193
R3-2	cantidad de clientes	66.843	68.172	69.805	71.597	72.909
R3-2	volumen	85.589.170	81.413.833	81.981.828	84.002.152	86.635.286
R3-3	cantidad de clientes	52.613	53.656	54.926	56.313	57.329
R3-3	volumen	80.360.401	76.517.008	77.033.736	78.888.466	81.332.621
R3-4	cantidad de clientes	71.886	73.306	75.017	76.879	78.243
R3-4	volumen	164.406.416	156.545.945	157.537.871	161.249.714	166.187.239
TS - R1	cantidad de clientes	8.508	8.679	8.894	9.132	9.306
TS - R1	volumen	2.520.639	2.368.109	2.380.420	2.444.983	2.524.007
TS - R2-1	cantidad de clientes	3.737	3.812	3.906	4.011	4.087
TS - R2-1	volumen	2.094.314	1.977.756	1.990.881	2.043.726	2.109.703
TS - R2-2	cantidad de clientes	4.070	4.152	4.254	4.367	4.449
TS - R2-2	volumen	2.803.928	2.653.249	2.671.590	2.741.430	2.829.329
TS - R2-3	cantidad de clientes	5.191	5.294	5.423	5.566	5.670
TS - R2-3	volumen	4.390.541	4.162.808	4.191.849	4.299.202	4.435.952
TS - R3-1	cantidad de clientes	5.737	5.851	5.992	6.146	6.259
TS - R3-1	volumen	6.020.854	5.719.212	5.758.402	5.901.631	6.086.729
TS - R3-2	cantidad de clientes	4.476	4.565	4.673	4.791	4.877
TS - R3-2	volumen	5.729.850	5.450.397	5.487.203	5.620.208	5.794.541
TS - R3-3	cantidad de clientes	3.986	4.065	4.158	4.260	4.335
TS - R3-3	volumen	6.086.267	5.795.104	5.831.194	5.966.765	6.147.429
TS - R3-4	cantidad de clientes	6.702	6.833	6.987	7.152	7.273
TS - R3-4	volumen	15.325.754	14.593.552	14.674.667	15.002.271	15.445.916

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
P1	cantidad de clientes	27.128	27.578	27.748	27.835	27.888
P1	volumen	59.694.439	58.741.542	58.784.148	57.834.819	56.347.493
P2	cantidad de clientes	2.041	2.116	2.132	2.133	2.133
P2	volumen	64.642.348	63.724.395	63.636.181	62.752.404	61.926.401
P3	cantidad de clientes	273	275	275	275	275
P3	volumen	145.931.381	134.212.845	132.123.436	153.012.160	171.501.541
TS - P1	cantidad de clientes	2.156	2.188	2.200	2.207	2.212
TS - P1	volumen	4.884.044	4.806.025	4.809.899	4.731.728	4.610.084
TS - P2	cantidad de clientes	155	159	160	160	161
TS - P2	volumen	4.887.985	4.820.866	4.815.700	4.742.211	4.639.329
TS - P3	cantidad de clientes	17	17	17	17	17
TS - P3	volumen	4.626.681	4.568.411	4.559.155	4.491.572	4.373.620

ANEXO INFORME GDyE N°59/17

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
G	cantidad de clientes	38	38	38	38	38
G	volumen	8.981.091	8.046.841	7.896.615	7.928.486	8.012.407
G	capacidad	79.600	79.600	79.600	79.600	79.600

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
SDB - P - Firme	cantidad de clientes	10	10	10	10	10
SDB - P - Firme	volumen	20.918.487	20.669.056	20.616.621	20.317.202	20.409.156
SDB - RESTO - Firme	cantidad de clientes	10	10	10	10	10
SDB - RESTO - Firme	volumen	125.835.292	123.754.861	123.903.573	121.852.112	122.386.826
GNC - Firme	cantidad de clientes	174	174	174	174	174
GNC - Firme	volumen firme	304.846.648	301.184.437	300.410.172	296.034.887	297.342.077
GNC - Firme	volumen interrumpible	8.429.993	8.321.509	8.306.031	8.182.434	8.214.948
GNC - Firme	capacidad	1.419.139	1.400.912	1.398.115	1.377.267	1.383.442
GNC - Interrumpible	cantidad de clientes	-	-	-	-	-
GNC - Interrumpible	volumen	-	-	-	-	-
GU - FD - Firme	cantidad de clientes	65	65	65	65	65
GU - FD - Firme	volumen firme	2.336.190.849	2.310.018.288	2.302.901.830	2.270.168.773	2.279.252.318
GU - FD - Firme	volumen interrumpible	433.117.053	429.063.637	427.288.224	421.632.632	422.962.560
GU - FD - Firme	capacidad	4.299.741	4.251.873	4.238.126	4.177.871	4.194.855
GU - FT - Firme	cantidad de clientes	-	-	-	-	-
GU - FT - Firme	volumen firme	-	-	-	-	-
GU - FT - Firme	volumen interrumpible	-	-	-	-	-
GU - FT - Firme	capacidad	-	-	-	-	-
GU - ID - Interrumpible	cantidad de clientes	9	9	12	13	13
GU - ID - Interrumpible	volumen	139.524.359	138.596.965	137.617.633	135.913.967	136.562.626
GU - IT - Interrumpible	cantidad de clientes	1	1	1	1	1
GU - IT - Interrumpible	volumen	16.344.855	16.160.350	16.110.165	15.880.157	15.946.374

Si tomamos la previsión de demanda realizada por el ENARGAS para el segmento Residencial se obtiene el siguiente cuadro:

Cliente	Concepto	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
Residencial	N° de usuarios	691.016	704.826	722.028	741.011	754.895
	Volumen [m³]	663.668.921	630.101.244	634.310.394	650.132.179	670.571.744

Tomando la información que se encuentra disponible en las páginas del ENARGAS tenemos que la demanda real para el consumo residencial para el período 2017 al 2019 es el siguiente:

Cliente	Concepto	2017/18	2018/19	2019/20
Residencial	Volumen [m³]	613.505.000	586.225.000	571.708.000

Lo que representa un desvío en términos porcentuales del consumo residencial de:

	2017/18	2018/19	2019/20
Variación	-8%	-7%	-10%

La demanda de consumo estimada resultó ser menor que la de la demanda real al igual que el número de usuarios residenciales reales respecto de las previsiones, conforme se muestra en el siguiente cuadro:

Concepto	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
N° de usuarios proyectado	691.016	704.826	722.028	741.011	754.895
N° de usuarios informado	690.189	699.814	701.962		

35.2. CONCLUSIONES

Se ha realizado el análisis del estudio presentado por Litoral Gas SA, verificándose que al igual del resto de las Distribuidoras, el estudio presentado fue elaborado por la consultora Quantum. Dicho trabajo y las consideraciones tenidas en cuenta para su elaboración no cumplieron con los requisitos de la metodología establecida por Enargas, incorporando además en dicho estudio el factor de elasticidad de la demanda respecto a la tarifa. Posteriormente, la autoridad regulatoria contrata su propio estudio de estimación de demanda, desestimando lo presentado por la Distribuidora y adoptando para el proceso de revisión tarifaria el elaborado por esta. Se observa que dicho estudio considera la influencia de las tarifas de gas y electricidad, y la actividad económica, sobre la demanda, y las proyecciones macroeconómicas, considerando que el estudio presentado por las Distribuidoras subestima la demanda futura. Asimismo, asegura que la modificación de tarifas no tendrá efectos relevantes sobre la demanda de gas natural para el 2017.

Entre otras condiciones de borde, estima valores de inflación para los años del quinquenio muy inferiores a las que realmente se produjeron, y sobrestima el crecimiento de la economía en ese periodo.

Finalmente, se observa que la comparación de la demanda real en el sector residencial de los años 2017 a 2019 fue de un 7% a un 10 % menor que la estimada, para el área comprendida por la distribuidora en estudio.

Como consecuencia de este análisis puede afirmarse que el estudio de demanda elaborado por Enargas fue conservador respecto a las expectativas de consumo.

I. ANÁLISIS DE GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

36. ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR METROGAS SA

36.1. ANALISIS DEL EXPEDIENTE

El día 1º de junio del 2016 el ENARGAS envía una serie de notas tendientes a solicitar información a la Distribuidora para ser utilizada como base de la revisión quinquenal de tarifas 2017/2021, el objeto de esta solicitud recae sobre el envío de documentación de los costos, gastos de estructura y de operación y mantenimiento.

Mediante la Nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05068/16, el ENARGAS solicita el envío inicial de información contable, la cual deberá seguir los lineamientos definidos en los Anexos I y II con la apertura del cuadro de gastos de los Estados Contables al 31/12 de cada año desde el 2012 al 2015, incluyendo la apertura mensual para el último año, según plan de cuentas regulatorio Res ENRG N°1660/2000 y en un todo de acuerdo con lo comunicado en la nota ENRG/GDyE/GRGC/GREX/GAL N°3428/16.

Con la Nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05057/16, le envía a la Distribuidora el requerimiento de información sobre:

1. Estructura y detalle analítico de los haberes liquidados al 12/2015.
2. Organigrama funcional detallado al 31/12 de cada año desde 2012 al 2015.
3. Información de cada sector de la empresa como ser la cantidad de personal asignado y una breve descripción de las funciones de área, indicando asimismo si las personas prestan servicios para el desarrollo de la activada regulada, no regulada o actividad en otra empresa de la Licenciataria.

Conjuntamente con las notas anteriores el ENARGAS emite la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5078/16 donde solicita información sobre el sistema operado por la distribuidora para la prestación del Servicio.

En el caso puntual del informe sobre los sistemas para la prestación del servicio se solicita el siguiente desglose:

- Equipamientos, maquinarias y herramental.
- Flota de vehículos
- Trabajos contratados a terceros
- Descripción de las instalaciones:
 - i. Líneas de transmisión
 - ii. Instalaciones de superficie
 - iii. Plantas Reguladoras y Plantas compresoras
 - iv. Instalaciones complementarias.

- v. líneas de distribución y servicios.
- vi. Detalle del parque de medidores, anticuado por año de instalación.
- Cantidad de usuarios por categoría.
- Detalle de actividades no reguladas.

En la cuarta nota que envía 1/6/16, la ENRG/GDyE/ GRGC/GAL/I N°5077/16 solicita información referida a la Atención comercial. En la cual hace hincapié en los siguientes puntos.

1. Para cada oficina destinada a la atención comercial.
 - Denominación de la oficina por la cual es identificada.
 - Domicilio
 - Días y horarios destinados a la atención a usuarios.
 - Días y horarios destinados a la atención a matriculados.
 - Breve detalle de tipo de trámites y de operaciones que se realizan en la oficina.
 - Cantidad de usuarios en el área de influencia de cada oficina.
 - Cantidad de personal de la oficina, por tipo de tarea.
2. Respecto del funcionamiento del Centro de Atención telefónica Comercial y de emergencia.
 - Cantidad de operadores disponibles en el CAT, detallando por turno y prioridad de atención.
 - Relación de cantidad de operadores por supervisor.

Con la respuesta de Metrogas que da lugar a la Actuación N° 17881 del 14/06/16 se envía información contable respondiendo a la nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05068/16.

El envío de documentación contable continua con la nota ingresada el 15/6/16 como Actuación ENARGAS N° 18251; la nota hace referencia a que el envío es complementario del ingresado anteriormente y adjunta copias impresas de la documentación.

Con fecha del 16/6/16 Metrogas ingresa una nota (Actuación ENARGAS N° 18607/16) donde aclara que respondiendo con el envío de la información contable remite el cuadro de gastos de los Estados Contables de los años 2012 al 2015, de acuerdo con el esquema definido en los Anexos I y II de la nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05068/16.

Destaca en la nota que los datos enviados “se encuentran expresados en moneda de cada momento, los que en virtud del proceso inflacionario no representan una base homogénea de comparación y tampoco son útiles en el estado en que se presentan para una proyección a futuro. Por otra parte, las restricciones financieras que ha soportado la compañía en los últimos años, ha incidido notablemente en el nivel de erogaciones, las que no representan el nivel deseable y óptimo respecto de una compañía estabilizada y con un flujo de ingresos suficientes para el cumplimiento de los indicadores de calidad establecidos a la fecha”.

También aclara que en la nota oportunamente ingresada al ENARGAS como Actuación N° 17881 se envió documentación a través de SARI (Sistema automático de remito de información) que fuera solicitada en la nota ENRG/GDyE/ GRGC/GAL/I N°5077/16.

El 16/06/16 Metrogas ingresa una nota (Actuación N° 18610/16) dando respuesta a la ENRG/GDyE/ GRGC/GAL/I N°5077/16 donde se requiere el envío de información comercial al 31/12/15.

En la nota aclara que en el envío de información mediante el sistema SARI se incluyeron los archivos correspondientes a la presente nota como así también los archivos que corresponden a los solicitados en la nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05068/16.

En la nota que Metrogas ingresa como Actuación N° 19769 del 28/6/16 responde a lo solicitado en nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05057 referida a la información del Organigrama y de las Remuneraciones.

Esta última hace hincapié en la confidencialidad de la información suministrada, se aclara que no se envía toda la documentación en formato impreso y que los archivos tendrán una clave para su apertura, la cual fue enviada en forma separada.

Aclara que en la información enviada no fue considerada la liquidación de remuneraciones que aun correspondiendo al año 2015 se materializan en el año siguiente.

El mismo día que la nota citada anteriormente, mediante Actuación N° 19771/16 Metrogas responde a lo solicitado en la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5078/16 enviando documentación referida a su sistema.

Con la nota del 14/7/16 de Metrogas (Actuación N° 21786) envía una rectificativa de la información enviada oportunamente que daba cumplimiento a la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/ GRCC/GAL/I N°05057 referida a la información del Organigrama y de las Remuneraciones.

El primer informe que aparece en el expediente es el GCER N°478/2016 RTI – Haberes del 8/8/16; menciona las auditorías realizadas los días 19/07/2016 y 27/07/16. Dentro de las tareas realizadas se menciona que se verificaron la concordancia de la masa salarial informada con los registros contables, registración en el libro ley de sueldos y Jornales y el formulario AFIP 931 y se constató la cantidad de personal. En el mismo se hace aclaraciones a distintas consideraciones sobre el trabajo que se llevó adelante para el personal que se encuentra fuera de convenio y del que está bajo ese marco.

El 14/9/2016 se agrega al expediente otro informe de la GCER N°599/2016 RTI Gastos “Anexo H”, que da continuidad al informe GCER N°478/16 en lo atinente a constatar que la información correspondiente al resto de los gastos de Administración, Comercialización y Operación y Mantenimiento incluidos en el Cuadro de Gastos “Anexo H” sean concordantes con la documentación de respaldo.

En ese informe se mencionan que se detrajo de las cuentas todo aquello que no tenía que ver con la actividad regulatoria o relación directa con la prestación del servicio en los gastos de Administración, Comercialización y O&M, los conceptos activables del Anexo H, conceptos de publicidad y propaganda no relativos a la prevención y uso de artefactos, los gastos de seguros y gastos de vehículos no utilizados para la prestación del servicio.

Luego de eliminar una serie de montos que se encontraban en los saldos de las cuentas de gastos el ENARGAS reacomoda el Anexo H.

Con su nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09255 del 4 de octubre, el ENARGAS solicita que la Distribuidora le remita la proyección de gastos para el quinquenio 2017-2021, con periodicidad mensual, a valores de agosto de 2016, siguiendo el esquema de las planillas de gastos correspondientes a la estructura y organigrama actuales con la apertura indicada en los Anexos II y III (Gastos Recurrentes y Gastos no recurrentes). Asimismo, solicita que se envíe con idéntica apertura la proyección de gastos que correspondan a cambios en la estructura y en el organigrama. Y menciona que los Anexos II a V deben seguir lo establecido en la Resolución ENARGAS 1903/2000.

También solicita que se detallen los Gastos Operativos del quinquenio de acuerdo con el ANEXO VI de la Resolución ENARGAS N°1976/2000, aclarando que dicha proyección de gastos deberá encontrarse justificada mediante un análisis respaldatorio detallado de las tareas involucradas.

El 26 de octubre del 2016 se confecciona un acta de auditoría entre el ENARGAS y Metrogas celebrada en la oficinas de la Distribuidora con el objeto de acordar puntos sobre el pedido informativo realizado en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09255 relativa a la proyección de Gastos para el Quinquenio.

En el informe se menciona que la Distribuidora incluye dentro del Anexo II gastos relacionados al incremento de estructura, los cuales deberán ser desagregados y expuestos en los Anexos IV y V. El acta dice que la información deberá ser enviada al ENARGAS para su análisis dentro de los dos días.

Con fecha del 26 de octubre Metrogas entrega una nota (Actuación ENARGAS N° 35736/16) con información de la proyección de gastos para el quinquenio haciendo aclaraciones sobre 3 puntos:

1. La proyección 2017/2021 fue realizada teniendo en cuenta los costos para operar la compañía cumpliendo los estándares de calidad, lo cual conlleva una importante incorporación de personal.
2. Los valores serán expresados en moneda del mes de agosto 2016
3. Los costos de personal deberán ser ajustados una vez finalizada la paritaria con el gremio para el 2016.

En la misma nota Metrogas expresa algunos conceptos que fueron excluidos y por lo tanto sus montos no forman parte de la presentación.

El 2/11/16 Metrogas entrega una nota (Actuación N° 36388/16) donde declara haber realizado un envío rectificativo de la información relacionada con la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09255, que fuera enviada el 25/10/16 vía SARI.

Complementariamente el 4 de noviembre mediante la Actuación N° 36706/16 Metrogas vuelve a mandar una nota comunicando que ha detectado un error en la sumatoria de los archivos y que realizó los envíos correspondientes de los nuevos archivos a través del sistema SARI, reemplazando en un todo a lo enviado con fecha del 26/10/16.

El 8/11/2016 con la Actuación N° 36950/16 Metrogas envía copias impresas de la información enviada para cumplir lo solicitado en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09255 - Proyección de gastos para el quinquenio.

El informe del ENARGAS GCER N°733 menciona una serie de observaciones y desvíos respecto a los solicitado en las notas del organismo Regulador, el documento habla de cuatro

observaciones y luego en su conclusión final deja expresamente aclarado que las presentaciones realizadas hasta el momento no cumplen con lo establecido en las notas ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09255.

El informe GCER N°760/16 del 15/11/16 tiene como objetivo reexpresar los valores de los gastos recurrentes que correspondan dentro Anexo II a octubre del 2016.

En sus conclusiones se transcribe en Anexo H de gastos, reexpresados al mes de octubre del 2016, con los ajustes correspondientes una vez eliminados los montos que no corresponden.

Junto con el nuevo Anexo H, el ENARGAS realiza otros cuadros comparativos.

Con fecha 21/11/16 el ENARGAS envía la nota ENRG/GRGC N°10861 para continuar con los requerimientos informativos de la RTI. En particular en la nota solicita el envío de información correspondiente a la incorporación de personal proyectada para el quinquenio.

El 29/11/16 Metrogas mediante la Actuación N° 39162/16 ingresa una nota adjuntando el comprobante del envío efectuado a través del SARI y reitera conceptos que estaban en las notas de las Actuaciones N° 36338/16 y 35736/16.

Conjuntamente con la nota anterior Metrogas entrega información (Actuación N° 39165) relacionada con la nota ENRG/GRGC N°10861.

El 29 de noviembre del 2016 el ENARGAS emite su nota ENRG/GMAyAD/GAL N°11292 con pedido de información de servidumbres dado que ha observado que no se habían proyectado erogaciones en tal concepto por el período 2017/2021.

Se confecciona el Informe GCER N°812/16 del 5/12/16 RTI Gastos Recurrentes Anexo II para verificar la presentación rectificativa efectuada con fecha posterior al informe GCER N°760/16 en lo atinente a la desagregación mensual de los saldos al 2015, reexpresados a agosto de 2016.

En el informe se declara el criterio utilizado en cuanto que la modificación de los montos se hace unicamente en aquellos rubros donde la discrepancia entre lo estimado por la Distribuidora o por el ENARGAS supera el 5%.

Con las conclusiones se expresa la comparativa del Anexo H entre lo presentado por la Distribuidora y la propuesta del ENARGAS.

El 16 de diciembre con Actuación N° 41075/16 Metrogas expresa que los valores en concepto de servidumbres para el quinquenio fueron considerados como gastos menores, por lo que no se han considerado erogaciones específicas.

Argumenta que no han sido contactados para el cobro de ese tipo de cánones, como así también la inexistencia de denuncias al respecto.

En la nota ENRG/GRGC N°12369 del 28/12/16 el ente regulador solicita información a fin de subsanar observaciones respecto a los gastos de comercialización. El ENARGAS requiere mayores aclaraciones dado que no puede validar información por falta de datos, inconsistencias en el personal asignado a cada oficina, etc.

También requieren información del Anexo III por los gastos no recurrentes relacionados con los importes proyectados en las subcuentas "Asesoramiento Legal" y "Servicios contratados diversos".

Se pide mayor detalle de información sobre las cuentas que tienen relación con “Remuneraciones de Personal” y “Arrendamientos”.

Para contestar la nota anteriormente citada Metrogas envía una nota (Actuación N° 439/17 del 5/1/17) adjuntando el comprobante de la entrega de los archivos en forma digital a través del SARI, pero no da aclaraciones expresas de las observaciones de la nota.

El 10/01/17 en la Sede del ENARGAS se realiza una reunión entre representantes de varias Gerencias del Ente con los representantes de varios sectores de la Licenciataria con el objeto de definir el encuadre final por parte de la Licenciataria, del proceso informativo establecido que sea compatible con solicitado en las notas ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°9255 y poder ajustar los criterios en lo atinente a los gastos recurrentes y no recurrentes de los anexos II y V que permitan arribar a una presentación definitiva.

El 16 de enero el ENARGAS emite la Nota ENRG/GD N°0393/17 indicado que en virtud de ciertos proyectos de normas que se encontraban aún en elaboración (como es el caso de la parte P de la NAG 100) cuya vigencia no tenía aún fecha definida de publicación, los gastos asociados a la misma debían ser excluidos.

Con la nota de la Distribuidora del 20 de enero del 2017 (Actuación N° 2058) La Distribuidora envía una contestación al acta de reunión y a la Nota ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°9255, adjuntando el comprobante de envío del SARI.

El 27/01/17 el ENARGAS confecciona su informe GCER N° 56/17 donde concluye que la Licenciataria no ha dado cumplimiento a los lineamientos establecido para la confección del Anexo II - Gastos Recurrentes, reiterando en los sucesivos envíos de información, las mismas acciones que dieron origen a las observaciones del informe GCER N°733/16 del 8/11/16.

Tomando la documentación enviada por la Licenciataria, el ENARGAS realiza algunos ajustes, esta vez cambiando nuevamente el mes de referencia de los valores (originalmente era agosto de 2016 y en el informe los lleva a diciembre de 2016) detrayendo los montos de los conceptos mal interpretados por Metrogas y presenta el Anexo II y los cuadros que a su criterio deberán ser tenidos en cuenta para la revisión de tarifas.

Con el informe GCER N° 14/17 el ENARGAS analiza la razonabilidad de la información referente a los Gastos de Comercialización proyectados para el 2017/2021, Anexos III -Gastos no recurrentes, Anexo IV Gastos Recurrentes correspondientes a variaciones de estructuras y organigrama y Anexo V Gastos No recurrentes correspondientes a variaciones en la estructura. Se hace mención a una serie de tareas realizadas, se destaca la inconsistencia del número de personal notificado por nota y el auditado, también menciona otras observaciones formulando finalmente unos nuevos anexos con los importes modificados según el análisis.

El 1/02/17 Metrogas mediante la Actuación N° 3034/17 envía información sobre los gastos de servidumbres para el quinquenio. Aclara que el monto estaba incluido en otra cuenta y por lo tanto deberá restarse de las presentaciones anteriores los valores de gastos diversos del Anexo I y Anexo II.

El 20 de febrero el ENARGAS mediante la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GAL/I N°1337 intima a que en un plazo de 2 días envíe información de la memoria de cálculo y detalle de precios y cantidades de la proyección de gastos.

Luego de esa nota Metrogas comienza a enviar la documentación via SARI desde el 23/02/17 al 17/03/17 generando diecinueve actuaciones dando respuesta a los siguientes pedidos:

- Respondiendo a la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GAL/I N°1337 estan las actuaciones del 23/02/17 N° 5479, luego figura una nota de Metrogas que no tiene N° de actuación del 24/2/17, y con fecha del 2/3/17 estan las actuaciones 5830, 5834, 5903,5907,5908 y el 17/3/17 se dio lugar a las actuaciones 8133,8135,8137,8138,8140,8141 y 8142.
- Relacionados con la nota ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°9255 dentro del mismo período ingresaron las actuaciones 5557 y 5606 el 24/2/17, la 5678 el 1/3/17, y finalmente las 5902,5904,5906 el 2/3/17.

En el memorandum GCER N°22/17 la Gerencia de Control Económico manda a la Gerencia de Desempeño y Economía copia de los informe finales de todas las Licenciatarias.

Corresponde a Metrogas el informe GCER N°121 donde menciona que el objetivo es readecuar la reexpresión efectuada en el informe GCER N° 56/2017 en base a los nuevos lineamientos establecidos por la intervención de este Organismo y las Gerencias intervinientes, en lo atinente a la información contenida en el Anexo II - Gastos Recurrentes, incluyendo la información rectificativa de las Actuaciones Nos. 5479 del 23/02/17; N° 5557, N° 5606 del 24/2/17; N° 5714 que no figura en el expediente 29.530, y las Actuaciones Nos. 5903 y 5906 del 2/03/17. Luego de enunciar el alcance, las aclaraciones previas, las tareas realizadas y las observaciones, el informe concluye con los cuadros finales.

La gerencia de Medio Ambiente y Afectación al Dominio en su informe Técnico GMAyAD N°21/17, eleva una copia de todos los informes correspondientes a cada una de las Licenciatarias.

En el informe GMAyAD N°18/17 del 29/03/17 remarca que todos los montos asignados por ese concepto de la Distribuidora fueron contemplados gastos menores por lo que no se han considerado erogaciones específicas.

En en Memorandum ENRG/DTI N° 19/17 del 30/03/17 el Departamento de Tecnología de la Información eleva una copia de los informes de las Licenciatarias con el análisis de los gastos informados vinculados a su área de competencia .

El Informe de la DTI N°3 del 29/03/17 corresponde a Metrogas en el cual no valida monto alguno para los conceptos de “Servicios Contratados Diversos”, “Licencias” y valida aproximadamente un 31% del monto en “Mantenimiento y Reparación otros activos”.

En el memorandum GRGC N° 53/ la Gerencia de Regulación de Gestión Comercial le eleva a la Gerencia de Desempeño y Economía copia de los informes correspondientes al análisis de gastos Comerciales de las Distribuidoras.

El informe de la GRGC N°26 retoma el informe ya elaborado N°14 y lo modifica y/o complementa con la información recibida mediante las Actuaciones Nos. 5714/17, 5903/17 y 5907/17. En función de la nueva información aportada por la Licenciataria re-elabora los cuadros anexos.

La Gerencia de Distribución le envia mediante el memorandun GD N°41 a la Gerencia de Desempeño y Economía una copia del Informe GD N° 76 relacionado con el Gas Natural No contabilizado y su tratamiento dentro de la RTI. En su conclusión informa una tabla con valores que deberían alcanzars en el quinquenio las distribuidoras.

Mediante el memorandum GD N° 43/17 la Gerencia de Distribución manda a Gerencia de Desempeño y Economía los informes referidos a la RTI- Gastos Operativos “Anexos III, IV, y V” para el quinquenio.

En el informe GD N° 88/17 menciona una disminución de los montos reconocidos para los Anexos III, IV, y V en función del análisis efectuado internamente.

El informe de GDyE N°65/17 se enfoca en el análisis de los gastos no recurrentes de la estructura y gastos recurrentes y no recurrentes de las variaciones de la misma.

El informe hace mención a las tareas realizadas en términos de verificación de la información, al análisis de la información enviada por la Distribuidora, exceptuando todos aquellos rubros que fueran analizados por otras áreas específicas de ese organismo.

Finalmente en función de todo el análisis expone los resultados del Cuadro 1: de gastos de Administración.

En el informe GDyE N° 117/17 se elevan para la consideración los gastos relacionados con primas de seguros y de tasa de Fiscalización y Control proyectados para el quinquenio.

Para la determinación de las tarifas se trabajó inicialmente en la consolidación del año base 2015 y luego en las proyecciones para el quinquenio.

En el envío de documentación correspondiente al año base presentado por la Distribuidora se realizaron una serie de ajustes. Estos ajustes responden a las pautas de trabajo que indicaba el ENARGAS.

En el siguiente cuadro podemos observar los valores que se ajustaron según lo indicado en el informe GCER N° 733 y 760.

Rubro	METROGAS	AJUSTE ENARGAS	VALOR CONSOLIDADO
Remuneraciones y otros beneficios al personal	\$ 515.379.629		\$ 515.379.629,00
Cargas Sociales	\$ 90.982.727		\$ 90.982.727,00
Honorarios de Directores y Síndicos	\$ 2.340.750		\$ 2.340.750,00
Honorarios por Servicios Profesionales	\$ 10.255.939	\$ 643.235,16	\$ 9.612.703,84
Materiales Diversos	\$ 12.879.692	\$ 989.631,00	\$ 11.890.061,00
Servicios y Suministros de Terceros	\$ 124.374.141	\$ 2.667.455,00	\$ 121.706.686,00
Gastos de Correo y Telecomunicaciones	\$ 54.583.811	\$ 1.148.900,91	\$ 53.434.910,09
Arrendamientos	\$ 3.952.166		\$ 3.952.166,00
Transportes y Fletes	\$ 8.064.127		\$ 8.064.127,00
Materiales de Oficina	\$ 3.959.835		\$ 3.959.835,00
Viajes y Estadías	\$ 2.294.309		\$ 2.294.309,00
Primas de Seguros	\$ 12.365.899	\$ 224.230,48	\$ 12.141.668,52
Mantenimiento y Reparación	\$ 165.315.411	\$ 3.561.650,34	\$ 161.753.760,66
Depreciación de edificios	\$ 93.984.729		\$ 93.984.729,00
Impuestos, Tasas y contribuciones	\$ 239.243.875	\$ 100.845.002,54	\$ 138.398.872,46
Publicidad y Propaganda	\$ 5.498.155	\$ 1.576.616,47	\$ 3.921.538,53
Deudores Incobrables	\$ 9.722.267		\$ 9.722.267,00
Comisiones Bancarias	\$ 21.549.367	\$ 645.736,21	\$ 20.903.630,79
Gastos Diversos	\$ 8.251.366		\$ 8.251.366,00
TOTAL	\$ 1.384.998.195	\$ 112.302.458,11	\$ 1.272.695.736,89

En el informe se indican los motivos por los cuales se detrajeron los valores, el más importantes es el monto en el rubro de Impuestos, tasas y Contribuciones donde la Licenciataria hace el recupero via traslados en la facturación.

El caso del monto detráido del Item Primas y seguros se corresponde a las gastos de vehículos no relacionados con la prestación del servicio.

El porcentaje del monto no validado respecto de lo solicitado por la Licanciataria es del orden del 8,11%.

En cuanto a la cantidad de empleados necesarios para la prestación del servicio se tomó como base la estructura al 31/12/15 y luego se realizó una proyección para el quinquenio.

Respecto de este particular hay una inconsistencia de los documentos entregados por la Licenciataria.

Se buscó la información de respaldo en los archivos entregados en varias oportunidades por Metrogas en sus notas y en los archivos digitales.

El ENARGAS solicitó los datos indicandos como parte de la información contenida en los "Drivers", se revisaron los archivos de las Actuaciones N° 5479 en adelante, en el archivo 20001_15_RTI-GAS_2015-12_20170223.rar se encontró un archivo en PDF en el que se señala incorporaciones para el año 2017 de 293 personas con el siguiente desglose:

Operación y Mantenimiento:

Fecha de ingreso	Cantidad
Enero 2017	75
Febrero 2017	21
Marzo 2017	44
Abril 2017	26
Mayo 2017	23
Junio 2017	10
Julio 2017	9
Agosto 2017	1
Octubre 2017	1
Noviembre 2017	4
Total	214

En el area de Administración:

Fecha de ingreso	Cantidad
Enero 2017	50
Abril 2017	21
Junio 2017	6
Julio 2017	2
Total	79

En el informe GCER N° 478/2016 se menciona que se ha verificado que la dotación de personal de Metrogas era de 1227 (incluido dos pasantes).

En la hoja con folio 435 del expediente 29.530 Metrogas informa que a agosto del 2016 la dotación era de 1200 personas, distinta a los 1227 originales.

En la nota ingresada el 17 de enero del 2017 con la Actuación N° 439/17 Metrogas confirma que según la planilla "Drivers" la incorporación de personal prevista era de 295 (24,5% de incremento respecto del personal de agosto del 2016).

Posteriormente considerando las aclaraciones de la Distribuidora se definió que las incorporaciones para el año 2017 sumaban unas 320 personas distribuidas de la siguiente manera.

Tarea	Cantidad
Operación y Mantenimiento	229
Administración	69
Comercialización	22
TOTAL	320

Considerando que se proyecta una incorporación de 320 empleados sobre una base de 1200 (agosto del 2016), el incremento solicitado es del 26,6%.

El incremento de usuarios utilizados para hacer las proyecciones del quinquenio que se adoptaron en el proceso de revisión de tarifas fueron:

Tipo de Clientes	2015	2017	2018	2019	2020	2021
Usuarios Residenciales	2.192.657	2.231.891	2.258.025	2.283.087	2.308.004	2.333.239
Usuarios Comerciales	70.490	69.249	69.693	70.140	70.589	71.042
Grandes Usuarios	815	847	847	847	847	847
TOTAL	2.263.962	2.301.987	2.328.565	2.354.074	2.379.441	2.405.128

Años	2017	2018	2019	2020	2021
Incremento	1,68%	1,15%	1,10%	1,08%	1,08%

El porcentaje de aumento de usuarios en el período 2017-2021 acumulado es del 4.4%.

Respecto de los folios 635 al 639 se presentan cuadros donde se incluye el rubro de GNNC (Gas Natural No contabilizado) valorizado en forma mensual a lo largo de los años del quinquenio.

Respecto de la valoración no se pudo ver en los documentos del expediente como surgen los montos ni su incremento a lo largo del quinquenio.

A continuación se extraen de las tablas de los folios 635 a 639 los valores que se indican del GNNC.

Mes	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	\$ 27.011.455	\$ 47.850.207	\$ 82.509.818	\$ 103.588.497	\$ 93.739.779
Febrero	\$ 22.679.225	\$ 39.682.491	\$ 68.732.861	\$ 86.261.232	\$ 77.783.708
Marzo	\$ 23.842.085	\$ 41.611.155	\$ 72.123.909	\$ 90.555.680	\$ 82.334.668
Abril	\$ 29.942.626	\$ 52.306.050	\$ 90.588.841	\$ 113.742.155	\$ 101.866.824
Mayo	\$ 29.561.062	\$ 51.648.508	\$ 89.358.385	\$ 112.190.266	\$ 99.733.544
Junio	\$ 31.722.991	\$ 55.621.912	\$ 96.001.896	\$ 120.539.659	\$ 107.547.573
Julio	\$ 50.743.426	\$ 89.329.549	\$ 153.858.992	\$ 139.225.979	\$ 124.416.922
Agosto	\$ 46.325.761	\$ 81.342.974	\$ 140.274.265	\$ 126.907.967	\$ 114.114.242
Septiembre	\$ 46.005.933	\$ 80.320.169	\$ 138.886.791	\$ 125.541.895	\$ 112.521.415
Octubre	\$ 47.811.129	\$ 82.868.910	\$ 143.922.348	\$ 131.208.501	\$ 120.126.099
Noviembre	\$ 42.507.743	\$ 73.439.694	\$ 127.812.748	\$ 116.260.091	\$ 106.857.896
Diciembre	\$ 42.935.650	\$ 74.069.276	\$ 128.937.736	\$ 117.055.097	\$ 109.454.686
TOTAL	\$ 441.089.086	\$ 770.090.895	\$ 1.333.008.590	\$ 1.383.077.019	\$ 1.250.497.356

El aumento del monto asignado a GNNC en el quinquenio es del 183%.

Del análisis de gastos de tecnología e informática se detrajeron algunos montos respecto de lo solicitado por Metrogas.

A continuación se detallan los montos principales en los que hubo un desvío de los solicitado a lo validado por el ENARGAS, correspondientes al Anexo IV de gastos de administración.

Concepto	Metrogas	Validado ENARGAS
Servicios contratados diversos	\$49.780.260	-
Licencias -Administr	\$ 2.342.100	
Mantenimiento y Reparación otros activos	\$ 108.397.356	\$ 34.381.980
Total	\$ 160.519.716	\$ 34.381.980

La validación de estos gastos por el ENARGAS es del orden del 21% de lo solicitado por la Distribuidora.

Si observamos los gastos de comercialización No Recurrentes del Anexo IV encontramos en el informe GRGC/2017 lo siguiente:

Conceptos	Metrogas	Validado ENARGAS
Gastos de comercialización	\$ 121.261.458	\$ 75.234.635
Remuneraciones y otros beneficios	\$ 8.690.080	\$ 5.068.968
Cargas sociales	\$ 1.979.398	\$ 1.165.863
Honorarios por servicios profesionales	\$ 32.736.619	\$ -
Servicios y Suministros por terceros	\$ 44.152.880	\$ 44.152.880
Gastos de correo y telecomunicaciones	\$ 20.646.925	\$ 20.646.925
Arrendamientos	\$ 4.200.000	\$ 4.200.000
Mantenimiento y reparación	\$ 8.813.006	\$ -
TOTAL	\$ 242.480.366	\$ 150.469.271

En este caso se convalidó el 62% del monto solicitado.

En cuanto a los gastos No recurrentes del quinquenio correspondiente al incremento de la estructura del Anexo V, no se validaron gastos comerciales.

Conceptos	Metrogas	Validado ENARGAS
Gastos de comercialización	\$ 1.458.997	\$ 0
Remuneraciones y otros beneficios	\$ 1.458.997	\$ 0
TOTAL	\$ 2.917.994	---

Analizando los Gastos No recurrentes del quinquenio correspondiente a la estructura indicados en el Anexo III, el ENARGAS validó los siguientes montos:

Conceptos	Metrogas	Validado ENARGAS
Gastos de comercialización	\$ 4.262.400	\$ 900.000
Honorarios por servicios Profesionales	\$ 3.900.000	\$ 900.000
Servicios y suministros por terceros	\$ 362.400	
Totales	\$ 8.524.800	\$ 1.800.000

La validación de los montos a ser incluidos en la revisión de tarifas por este concepto es del orden del 21,1% de lo solicitado por Metrogas.

37. ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR LITORAL GAS SA

37.1. ANALISIS DEL EXPEDIENTE

El día 1º de junio del 2016 el ENARGAS envía una serie de notas tendientes a solicitar información a la Distribuidora para ser utilizada como base de la revisión quinquenal de tarifas 2017/2021 el objeto de esta solicitud recae sobre el envío de documentación de los costos, gastos de estructura y de operación y de mantenimiento.

Mediante la Nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05059/16, el ENARGAS solicita el envío inicial de información contable, la cual deberá seguir los lineamientos definidos en los Anexos I y II con la apertura del cuadro de gastos de los Estados Contables al 31/12 de cada año desde el 2012 al 2015, incluyendo la apertura mensual para el último año, según plan de cuentas regulatorio Res ENRG N°1660/2000 y en un todo de acuerdo con lo comunicado en la nota ENRG/GDyE/GRGC/GREX/GAL N°3422/16.

Con la Nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16, le envía a la Distribuidora el requerimiento de información sobre:

1. Estructura y detalle analítico de los haberes liquidados al 12/2015.
2. Organigrama funcional detallado al 31/12 de cada año desde 2012 al 2015.
3. Información de cada sector de la empresa como ser la cantidad de personal asignado y una breve descripción de las funciones de área, indicando asimismo si las personas prestan servicios para el desarrollo de la activada regulada, no regulada o actividad en otra empresa de la Licenciataria.

Conjuntamente con las notas anteriores el ENARGAS emite la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5080/16 donde solicita información sobre el sistema operado por la distribuidora para la prestación del Servicio.

En el caso puntual del informe sobre los sistemas para la prestación del servicio se solicita el siguiente desglose:

- Equipamientos, maquinarias y herramental.
- Flota de vehículos
- Trabajos contratados a terceros
- Descripción de las instalaciones:
 - i. Líneas de transmisión
 - ii. Instalaciones de superficie
 - iii. Plantas Reguladoras y Plantas compresoras
 - iv. Instalaciones complementarias.
 - v. líneas de distribución y servicios.
 - vi. Detalle del parque de medidores, anticuado por año de instalación.
- Cantidad de usuarios por categoría.

- Detalle de actividades no reguladas.

En la cuarta nota que envía 1/6/16, la ENRG/GDyE/ GRGC/GAL/I N°5073/16 solicita información referida a la Atención comercial. En la cual hace hincapié en los siguientes puntos.

1. Para cada oficina destinada a la atención comercial.
 - Denominación de la oficina por la cual es identificada.
 - Domicilio
 - Días y horarios destinados a la atención a usuarios.
 - Días y horarios destinados a la atención a matriculados.
 - Breve detalle de tipo de trámites y de operaciones que se realizan en la oficina.
 - Cantidad de usuarios en el área de influencia de cada oficina.
 - Cantidad de personal de la oficina, por tipo de tarea.
2. Respecto del funcionamiento del Centro de Atención telefónica Comercial y de emergencia.
 - Cantidad de operadores disponibles en el CAT, detallando por turno y prioridad de atención.
 - Relación de cantidad de operadores por supervisor.

Con la respuesta de Litoral Gas GAF RTI 16/006 que da lugar a la actuación 18711 del 21/06/16 se envía información contable respondiendo a la nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05059/16.

En la nota se hace mención a *“la información suministrada se corresponde con la realidad, la cual es el reflejo de una operación de la compañía en situación de crisis, ello es, la de operar en situación de mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y mantenimiento y garantizar la prestación del servicio, situación derivada del retraso en la implementación de una adecuada recomposición tarifaria. En consecuencia , solicitamos que esa Autoridad Regulatoria contemple esta situación en el cálculo de la tarifa que se determinará en el proceso de Revisión Tarifaria Integral en curso, dispuesto por la Res MINEM N°31/2016, a los efectos de corregirla al funcionamiento normal de la compañía, bajo el entendimiento que , de proyectarse las actividades de la compañía en base a la situación de crisis señalada resultará imposible a esta Licenciataria recuperar todos los costos razonables y sustentar la prestación del servicio a mediano y largo plazo.”*

El envío de documentación contable continua con la nota GAF RTI16/0009 ingresada el 29/6/16 cuya actuación es la 19866, la nota hace referencia a que el envío es complementario del ingresado anteriormente y adjunta copias impresas referidas al cuadro de Gastos con la apertura mensual del año 2015.

Con fecha del 29/6/16 Litoral Gas ingresa la nota GAF RTI 16/0008 (actuación 19867/16) donde si bien hace referencia a la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5080/16 envía la información del Organigrama y Remuneraciones que corresponde a los datos solicitados en la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16.

Destaca en la nota que los datos enviados “*son el reflejo de una operación de la compañía en situación de crisis*” y que *la estructura ha sufrido falta de incorporación de personal, producto de no disponer de ingresos.*

El 29/06/16 Litoral Gas ingresa la nota GAF RTI 16/0007 (actuación 19869/16) dando respuesta a la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5080/16 donde se requiere el envío de información del sistema operado por la Licenciataria.

En la nota que Litoral Gas ingresa la Nota GAF RTI 16/0010 con la actuación 20294 del 30/6/16 adjunta información complementaria a la requerida en la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5080/16.

Litoral Gas envía la nota GAF RTI N°16/0009 (hay una duplicación del número de nota, en esta oportunidad se repite un número ya utilizado), que ingresa el 4/7/16 con la actuación 20462 donde entrega los cuadros de gastos de los estados contables con la apertura mensual como lo solicitaba la nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05059/16.

Con fecha 7/7/16 Litoral Gas ingresa la nota GAF RTI 16/0011 (actuación 21023) con información del organigrama y remuneraciones que fueran pedidos en la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16. En la nota informa que los valores de los haberes liquidados al personal a diciembre del 2015 no tienen incluidos una serie de conceptos devengados en el 2015 pero cuyo pago se realiza en el 2016 como ser el Bono Anual, Plus Vacacional, Horas extras, etc.).

La actuación 21234 del 11/7/16 corresponde a la nota de Litoral Gas GAF RTI 16/0005 en la cual se envía información referida a la atención comercial que originalmente fuera pedida por el ENARGAS con su nota ENRG/GDyE/GRGC/GAL/I N°5073/16.

Litoral Gas a través de su nota GAF RTI 16/0012 (actuación 21781 del 14/7/16) continúa enviando información sobre las instalaciones que opera cumpliendo con lo establecido en ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5080/16.

El 28/7/16 Litoral Gas ingresa la nota GAF RTI 16/0015 (actuación 26567) entrega documentación referidas a los haberes del personal, respondiendo a lo pedido en la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16.

Con la nota GAF RTI 16/0016 (actuación 26850 del 25/8/16) Litoral Gas referida a la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16, y complementa la información requerida por la auditoría del ENARGAS del 18/8/16.

Mediante la nota GAF RTI 16/0017 ingresada el 2/9/16 con la actuación 27851 la Distribuidora sigue enviando información complementaria del Organigrama y Remuneraciones correspondiente a la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16.

El primer informe que aparece en el expediente es el GCER N°567/2016 RTI – Haberes del 5/9/16; menciona una auditoría realizada el 16/08/16. Dentro de las tareas realizadas se menciona que se validó globalmente la base de haberes correspondientes a diciembre del 2015 a fin de constatar el monto total liquidado y se verificó la concordancia de la masa salarial informada con sus correspondientes registros contables.

Haciendo algunas consideraciones y detrayendo de lo informado algunos conceptos como ser las horas extras abonadas en diciembre del 2015 se indican los valores totales consolidados que deben ser tenidos en cuenta.

El 8/9/2016 se agrega al expediente otro informe de la GCER N°586/2016 RTI Gastos “Anexo H”, que da continuidad al informe GCER N°478/16 en lo atinente a constatar que la información correspondiente al resto de los gastos de Administración, Comercialización y Operación y Mantenimiento incluidos en el Cuadro de Gastos “Anexo H” sean concordantes con la documentación de respaldo.

En ese informe se mencionan que se detrajeron de las cuentas todo aquello que no tenga que ver con la actividad regulatoria o relación directa con la prestación del servicio en los gastos de Administración, Comercialización y O&M, los conceptos activables del Anexo H, conceptos de publicidad y propaganda no relativos a la prevención y uso de artefactos, los gastos de seguros y gastos de vehículos no utilizados para la prestación del servicio.

Luego de eliminar una serie de montos que se encontraban en los saldos de las cuentas de gastos el ENARGAS reacomoda el Anexo H.

Con su nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°09250 del 3 de octubre el Enargas solicita el envío de información sobre los gastos totales, gastos de transporte y características de las planas de Almacenamiento asociadas a localidades abastecidas con GLP, GNC o GNP por redes.

Con su nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09268 del 4 de octubre, en ENARGAS solicita que la Distribuidora le remita la proyección de gastos para el quinquenio 2017-2021, con periodicidad mensual, a valores de agosto de 2016, siguiendo en esquema de las planillas de gastos correspondientes a la estructura y organigrama actuales con la apertura indicada en los Anexos II y III (Gastos Recurrentes y Gastos no recurrentes). Asimismo, solicita que se envíe con idéntica apertura la proyección de gastos que correspondan a cambios en la estructura y en el organigrama. Y menciona que los Anexos II a V deben seguir lo establecido en la Resolución ENARGAS 1903/2000.

También solicita que se detallen los Gastos Operativos del quinquenio de acuerdo con el ANEXO VI de la resolución ENARGAS N°1976/2000, aclarando que dicha proyección de gastos deberá encontrarse justificada mediante un análisis respaldatorio detallado de las tareas involucradas.

El 21/10/16 Litoral Gas ingresa la nota GAF RTI 16/0027 (actuación 35143) respondiendo la nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°09250 envía los gastos por la prestación del servicio en las localidades de Rufino, Uranga y Wheelwright.

El 26 de octubre del 2016 se confecciona un acta de auditoría entre el ENARGAS y Litoral Gas celebrada en la oficinas de la Distribuidora con el objeto de acordar puntos sobre el pedido informativo realizado en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09268 relativa a la proyección de Gastos para el Quinquenio.

En el informe se menciona que la información de la actuación 35145 o enviada por la Distribuidora no se adecúa a lo solicitado en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09268 debido a la falta de detalle relacionado con lo remitido en el Anexo II. El acta agrega que la información deberá ser enviada al ENARGAS para su análisis dentro de los dos días.

Con fecha del 31 de octubre Litoral Gas entrega la nota GAF RTI 16/0031 (actuación 36124/16) con información de la proyección de gastos para el quinquenio haciendo la aclaración que, sobre

la información enviada anteriormente, se le ha adicionado datos relativos a los “Drivers de proyección” de gastos para el quinquenio.

El informe del ENARGAS GCER N°726 del 7/11/16 se menciona una serie de observaciones. En su conclusión final deja expresamente aclarado que las presentaciones realizadas hasta el momento cumplen parcialmente con lo establecido en las notas ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09268

El 14/11/16 Litoral Gas envía su nota GAF RTI 16/0032 (actuación 37604) aportando mayor información referencia a la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09268.

El informe GCER N°758/16 del 15/11/16 tiene como objetivo reexpresar los valores de los gastos recurrentes que correspondan dentro Anexo II a octubre del 2016.

En sus conclusiones se transcribe en Anexo H de gastos, reexpresados al mes de octubre del 2016, con los ajustes correspondientes una vez eliminados los montos que no corresponden.

Junto con el nuevo Anexo H, el ENARGAS realiza cuadros otros comparativos

Con fecha 21/11/16 el ENARGAS envía la nota ENRG/GRGC N°10864 para continuar con los requerimientos informativos de la RTI. En particular en la nota solicita el envío de información correspondiente a la incorporación de personal proyectada para el quinquenio.

El 29 de noviembre del 2016 el ENARGAS emite su nota ENRG/GMAyAD/GAL N°11286 con pedido de información sobre las proyecciones de erogaciones por servidumbres por el período 2017/2021.

Para responder a la nota ENRG/GRGC N°10864 la Distribuidora envía la nota GAF RTI16/0037 (actuación39594) ingresada el 1/12/16.

El 2/12/16 el ENARGAS rectifica los cuadros A y B del informe GCER N°758/16 por haber detectado errores en su confección.

Se confecciona el Informe GCER N°819/16 del 5/12/16 RTI Gastos Recurrentes Anexo II para dar continuidad al informe GCER N°758/16 en lo atinente a la desagregación mensual de los saldos al 2015, reexpresados a octubre 2016.

En el informe se declara el criterio utilizado en cuanto que la modificación de los montos se hace únicamente en aquellos rubros donde la discrepancia entre lo estimado por la Distribuidora o por el ENARGAS supera el 5%.

Con las conclusiones se expresa la comparativa del Anexo H comparando lo presentado la Distribuidora y la propuesta del ENARGAS.

El 19 de diciembre con al actuación 41211/16 de la nota de GAF RTI 16/0037 de Litoral Gas comunica los valores en concepto de servidumbres proyectados para el quinquenio por las instalaciones existentes y por las previstas.

En la nota ENRG/GRGC N°12034 del 21/12/16 de diciembre se le solicita a la Distribuidora que envía información para aclarar una serie de observaciones con realación a las oficinas comerciales, al Anexo IV de gastos recurrentes y al anexo V de gastos no recurrentes.

En respuesta a la nota del párrafo anterior Litoral Gas envía la nota GAF RTI 17/002 (actuación 234 del 4/1/17).

El 9/1/17 el ENARGAS emite su nota ENRG/GMAyAD/GDyE N°0179 solicitando mayor información acerca de las erogaciones previstas por servidumbres para el quinquenio a la vez que requiere un aperturado de acuerdo a los lineamientos mencionados en la nota.

La respuesta a la última consulta la hace la Distribuidora mediante la nota GAF RTI 17/0003 (actuación 808) ingresada e 11/1/17.

El 11/01/17 en la Sede del ENARGAS se realiza una reunión entre representantes de varias Gerencias del Ente con los representantes de varios sectores de la Licenciataria con el objeto de definir el encuadre final por parte de la Licenciataria, del proceso informativo establecido que sea compatible con solicitado en las notas ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°9268 y poder ajustar los criterios en lo atinente a los gastos recurrentes y no recurrentes de los anexos II y V que permitan arribar a una presentación definitiva.

El 16 de enero el ENARGAS emite la Nota ENRG/GD N°0392 indicado que por existir unos proyectos de normas en elaboración (como es el caso de la parte P de la NAG 100) cuya vigencia no tiene fecha definida, los gastos asociados a la misma deben ser excluidos.

Con la nota de la Distribuidora del 19 de enero del 2017 (actuación 1858) La Distribuidora envía una contestación al acta de reunión y a la ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°9268, adjuntando comprobante de envío del SARI.

El 27/01/17 El ENARGAS confecciona su informe GCER 53/17 donde concluye que la Licenciataria no ha dado cumplimiento a los lineamientos establecido para la confección del Anexo II -Gastos Recurrentes, reiterando en los sucesivos envíos de información, las mismas acciones que dieron origen a las observaciones del informe N°726/16 del 7/11/16.

Esa autoridad tomando la documentación enviada por la Licenciataria realiza unos ajustes, esta vez cambiando nuevamente el mes de referencia de los valores (originalmente era a agosto y en el informe los lleva a diciembre 2016) detrayendo los montos de los conceptos mal interpretados por Litoral Gas y presenta el Anexo II y los cuadros que a su criterio deberán ser tenidos en cuenta para la revisión de tarifas.

Litoral Gas continúa enviando información respondiendo a la nota ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°9268, esta vez ingresando la nota GAF RTI 17/0005 (actuación 2857) el 31/1/17 ampliando lo ya informado en las notas GAF RTI 16/0028, 16/0032 y 17/0002.

Con el informe GCER 7 analiza la razonabilidad de la información referente a los Gastos de Comercialización proyectados para el 2017/2021, Anexos III -Gastos no recurrentes, Anexo IV Gastos Recurrentes correspondientes a variaciones de estructuras y organigrama y Anexo V Gastos No recurrentes correspondientes a variaciones en la estructura. Se hace mención a una serie de tareas realizadas, se destaca la inconsistencia entre la información suministrada en la respuesta de la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05056/16, la nota ENRG/GDyE/ GRGC/GAL/I N°5073/16 y la nota ENRG/GRGC N°10864.

En el informe se agregan los Anexos A y B que surgen del análisis realizado.

El 17 de febrero el ENARGAS mediante la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GAL/I N°1293 intima a que un plazo de 2 días envíe información de la memoria de cálculo y detalle de precios y cantidades de la proyección de gastos.

Luego de esa nota Litoral Gas responde enviando tres notas, la primera es la GAF RTI 17/005 ingresada el 23/2/17 (actuación 5390) donde indica que a partir de la reunión realizada en el ENARGAS el 17 de febrero se introdujeron cambios y/o modificaciones en los anexos anteriormente enviados, y se incorporaron nuevos anexos que contienen la información solicitada, tal es el caso de los Anexos I al X, Anexo XI, y los Anexos del XIII al XVII, solicita que el ENARGAS revea la utilización de sus índices y acepte los índices del IPC de la provincia de San Luis, considera insuficiente la alícuota del 1.08% considerada hasta por cargos de cobranza y otras observaciones.

La segunda nota es la GAF RTI 17/0007 (actuación 5656) ingresada el 1/3/17 donde envía información complementaria a la mencionada en la nota GAF RTI 17/0003, relativo a las erogaciones en concepto de servidumbres por el quinquenio. Donde solicita un reconocimiento mucho mayor en concepto de servidumbres.

Posteriormente la Distribuidora vuelve a mandar una nueva nota la GAF RTI 17/0010 complementando su última nota sobre servidumbres, indicando que su departamento técnico ha detectado que el 36 % de sus gasoductos debieran ser regularizados por operar sobre el 30%

En el memorandum GCER N°22/17 la Gerencia de Control Económico manda a la Gerencia de Desempeño y Economía copia de los informes finales de todas las Licenciatarias.

Corresponde a Litoral Gas el informe GCER N°115 donde menciona que el objetivo es readecuar la reexpresión efectuada en el informe GCER N° 53/2017 en base a los nuevos lineamientos establecidos por la intervención de este Organismo y las Gerencias intervinientes, en lo atinente a la información contenida en el Anexo II- Gastos Recurrentes-. Incluyendo la información rectificativa de la actuación 5390 del 23/02/17. Luego de enunciar el alcance, las aclaraciones previas, las tareas realizadas y las observaciones, el informe concluye con los cuadros finales.

La gerencia de Medio Ambiente y Afectación al Dominio en su informe Técnico GMAyAD N°21/17 del. Eleva una copia de todos los informes correspondientes a cada una de las Licenciatarias.

En el informe GMAyAD N°19/17 del 29/03/17 convalida los valores que deberán ser considerados en la RTI, expresa que los valores de mensura aceptados pertenecen a las nuevas obras derivadas del cambio normativo de distancias de seguridad. No se aceptaron los gastos de obras que ya fueron ejecutadas y excedían el período previsto en la resolución ENARGAS N°3562/15.

En el Memorandum ENRG/DTI N° 19/17 del 30/03/17 el Departamento de Tecnología de la Información eleva una copia de todos los informes de gastos de las Licenciatarias.

El Informe de la DTI N°9 del 29/03/17 corresponde a Litoral Gas en el cual valida los montos que la Distribuidora presentó para el quinquenio.

En el memorandum GRGC N° 53/ la Gerencia de Regulación de Gestión Comercial le eleva a la Gerencia de Desempeño y Economía copias de los informes correspondientes al análisis de gastos Comerciales de las Distribuidoras.

El informe de la GRGC N°19 completa el informe ya elaborado N°7 y en función de la nueva información ingresada en la actuación 5390/17 re-elabora los cuadros anexos.

La Gerencia de Distribución le envía el memorandum GD N°41 a la Gerencia de Desempeño y Economía una copia del Informe GD N° 76 relacionado con el Gas Natural No contabilizado y su

tratamiento dentro de la RTI. En su conclusión informa una tabla con valores que deberían alcanzarse en el quinquenio por las distribuidoras.

Mediante el memorandum GD N° 43/17 la Gerencia de Distribución manda a Gerencia de Desempeño y Economía los informes referidos a la RTI- Gastos Operativos "Anexos III, IV, y V" para el quinquenio.

En el informe GD/86 menciona que la Distribuidora no presentó valores para el Anexo III y detrajo conceptos como recomposiciones salariales para el personal existente en el Anexo IV. Finalmente detalla la conformación aprobada de los Anexos III,IV y V.

En el informe GDyE/GD N° 114/17 se elevan para la consideración los gastos relacionados con la prestación del servicio en las localidades abastecidas por GLP, GNP o GNC por redes.

En el informe de GDyE N°69/17 se enfoca en el análisis de los gastos no recurrentes de la estructura y gastos recurrentes y no recurrentes de las variaciones de la misma .

El informe hace mención a las tareas realizadas en términos de verificación de la información, al análisis de la información enviada por la Distribuidora, exceptuando todos aquellos rubros que fueran analizados por otras áreas específicas de ese organismo.

Finalmente en función de todo el análisis expone los resultados del Cuadro 1: de gastos de Administración.

En el informe GDyE N° 121/17 se elevan para la consideración los gastos relacionados con primas de seguros y de tasa de Fiscalización y Control proyectados para el quinquenio.

Para la determinación de las tarifas se trabajó inicialmente en la consolidación del año base 2015 y luego en las proyecciones para el quinquenio.

En el envío de documentación correspondiente al año base presentado por la distribuidora se realizaron una serie de ajustes. Estos ajustes responden a las pautas de trabajo que indicaba el ENARGAS.

En el siguiente cuadro podemos observar los valores que se ajustaron según lo indicado en el informe GCER N° 567 y 586.

	Total 2015	Ajustes	Reclasificados	Consolidado
Remuneraciones y otros beneficios al personal	132.878.498			132.878.498
Honorarios por servicios profesionales	45.599.742		29.972.810	15.626.932
Materiales Diversos	3.550.988			3.550.988
Servicios y Suministros de Terceros	10.361.368	1.083.915	29.972.810	39.250.263
Gastos de correo y telecomunicaciones	13.194.766	229.093		12.965.673
Arrendamientos	1.804.027			1.804.027
Transportes y Fletes	347.584			347.584
Servidumbres	1.092.240			1.092.240
Materiales de oficina	848.734			848.734
Viajes y Estadías	2.553.202			2.553.202
Primas de seguros	7.084.219	48.110		7.036.109
Mantenimiento y reparación	35.311.708			35.311.708
Amortización Bienes de uso e intangibles	26.840.437			26.840.437
Impuestos, Tasas y contribuciones	46.379.161	25.850.443		20.528.718
Publicidad y propaganda	411.904	2.278		409.626
Deudores incobrables	987.000			987.000
Gastos y comisiones bancarias	4.274.457	532.572		3.741.885
Gastos Diversos	3.582.594			3.582.594
Gastos Bienes de Uso	0			
TOTALES	337.102.628	27.746.411		309.356.217

En el informe se indican los motivos por los cuales se detrajeron los valores, el más importantes es el monto en el rubro de Impuestos, tasas y Contribuciones donde la Licenciataria hace el recupero via traslados en la facturación.

El caso del monto detraído del Item Primas y seguros se corresponde a las gastos de vehiculos no relacionados con la prestación del servicio.

El monto detraido respecto de lo solicitado por la Licenciataria es del orden del 8% en menos.

En el proceso de consolidación se reubicaron montos entre cuentas, tal es el caso de los Honorarios por servicios profesionales y Servicios y Suministros de Terceros (conceptos que figuran en la tabla como reclasificados).

En cuanto a la cantidad de empleados necesarios para la prestación del servicio se tomó como base la estructura al 31/12/15 y luego se realizó una proyección para el quinquenio. Los datos de las estructura se resumen a continuación:

Año	Cantidad de empleados	Incremento *
2015	324	
2016	18	5,6%
2017	33	15,7%
2018	20	21,9%
2019	8	24,4%
2020	4	25,6%
2021	-	25,6%

*Año base 2015

La proyección del crecimiento de usuarios previsto para el quinquenio presentado por la distribuidora fue:

Año	Cantidad de usuarios	Incremento/2015	Incremento año anterior
2015	707.250		
2016	718.714	1,62%	1,62%
2017	731.714	3,46%	1,81%
2018	777.006	9,86%	6,19%
2019	812.999	14,95%	4,63%
2020	838.396	18,54%	3,12%
2021	860.993	21,74%	2,70%

El ENARGAS solicitó originalmente que estos valores fueran expresados a valor de agosto del 2016, luego la pauta se cambió a octubre y finalmente se solicitó que los mismos sean expresados a valores de diciembre del 2016.

Estos cambios generaron desvíos por ejemplo con los montos de los haberes donde la Distribuidora actualiza el monto por inflación sin considerar los acuerdos salariales vigentes.

Respecto a los gastos de servidumbres si consideramos la presentación ingresada por la distribuidora el 19/12/16 respecto a los valores aprobados para el quinquenio se tiene que hay una disminución del orden del 47%.

En el cuadro siguiente se resumen los montos solicitados por al Distribuidora y los aprobados por el ENARGAS para ser considerados en la base Tarifaria en todo el quinquenio.

	DISTRIBUIDORA	ENARGAS
Pedido actuación 41211/16	\$ 11.083.605	\$ 5.029.914
	\$ 1.552.660	
Pedido adicional actuación 5656/17	\$ 3.600.000	\$ 3.600.000
TOTAL	\$ 16.236.265	\$ 8.629.914

Respecto de los gastos reconocidos en la tarifa para el sector informático y telecomunicaciones proyectados para el quinquenio se validaron el 80% del monto solicitado por la Licenciataria.

En el siguiente cuadro se muestran los montos solicitados y los aprobados para ser considerados en la base tarifaria por el ENARGAS para el quinquenio.

	Distribuidora	ENARGAS
Mantenimiento de Edificios	\$ 22.816.305	\$ 17.253.905
Gastos de Red de Voz y datos	\$ 3.634.690	\$ 3.634.690
Honorarios por Servicio Técnico	\$ 825.694	\$ 825.694
Arrendamientos-Otros	\$ 529.752	\$ 529.752
Total	\$ 27.806.441	\$ 22.244.041

Respecto a los valores analizados por la Gerencia de Regulación de Gestión Comercial en su informe GRGC N° 7 y su complementario, detrae del monto de Publicidad y Propaganda un valor que la Distribuidora asignaba un programa con el objetivo de recomponer la imagen institucional. La GRGC anula todo el monto asignado a ese proyecto.

Cuenta N°	Rubro	Distribuidora	ENARGAS
7.1.04	Gastos de Comercialización	\$ 3.109.980	\$ 1.517.410
7.1.04.08	Gtos. Correo y Telecom.	\$ 49.169	\$ 49.169
7.1.04.15	Mantenimiento y Reparación	\$ 1.174.593	\$ 1.174.593
7.1.04.19	Publicidad y Propaganda	\$ 1.592.570	-
Total		\$ 5.926.312	\$ 2.741.172

Para la revisión tarifaria la GRGC aprobó el 46% de los montos solicitados por la Distribuidora que integran el Anexo B del Anexo V

Para los montos del Anexo IV la Gerencia GRGC realiza la aprobación del 36.73% respecto de lo solicitado por Litoral. Elevado para su consideración los valores que se resumen en el siguiente cuadro:

N° de Cuenta	Rubro	DISTRIBUIDORA	ENARGAS
7.1.04	Gastos de Comercialización	\$ 290.591.464	\$ 106.742.187
7.1.04.01	Remuneraciones y otros beneficios al personal	\$ 51.363.504	\$ 33.085.852
ANEXO VII		\$ 96.404.169	\$ -
7.1.04.02	Cargas Sociales	\$ 15.320.495	\$ 9.916.894
7.1.04.04	Honorarios por servicios profesionales	\$ 83.112.859	\$ 35.887.345
7.1.04.07	Servicios y Suministros de Terceros	\$ 1.726.442	\$ 1.726.442
7.1.04.08	Gastos de correos y telecomunicaciones	\$ 37.300.604	\$ 21.099.650
7.1.04.09	Arrendamientos	\$ 948.064	\$ 948.064
7.1.04.10	Transportes y Fletes	\$ 47.886	\$ 47.886
7.1.04.12	Materiales de oficina	\$ 219.923	\$ 219.923

N° de Cuenta	Rubro	DISTRIBUIDORA	ENARGAS
7.1.04.13	Viajes y Estadías	\$ 157.969	\$ 157.969
7.1.04.14	Primas de seguros	\$ 6.616	\$ 6.616
7.1.04.15	Mantenimiento y reparación	\$ 2.665.728	\$ 2.328.342
7.1.04.19	Publicidad y Propaganda	\$ 4.350	\$ 4.350
7.1.04.27	Gastos Diversos	\$ 1.312.855	\$ 1.312.855
Total		\$ 581.182.928	\$ 213.484.375

Respecto de la información contenida los folios 1061 al 1065 se presentan cuadros donde se incluye el rubro de GNNC (Gas Natural No contabilizado) valorizado en forma mensual a lo largo de los años del quinquenio.

Respecto de la valoración no se pudo ver en los documentos del expediente 29.531 como surgen los montos ni su incremento a lo largo del quinquenio.

A continuación se extraen de las tablas de los folios 1061 al 1065 los valores que se indican del GNNC.

Mes	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	\$ 6.101.726	\$ 11.317.684	\$ 21.424.211	\$ 29.270.936	\$ 29.548.013
Febrero	\$ 6.580.800	\$ 12.267.423	\$ 23.415.600	\$ 32.117.418	\$ 32.445.725
Marzo	\$ 6.062.639	\$ 11.321.517	\$ 21.760.198	\$ 29.887.526	\$ 30.229.526
Abril	\$ 6.193.300	\$ 11.585.180	\$ 22.336.973	\$ 30.659.033	\$ 31.276.287
Mayo	\$ 6.401.197	\$ 11.969.716	\$ 23.049.427	\$ 31.590.897	\$ 32.282.293
Junio	\$ 5.992.466	\$ 11.187.606	\$ 21.509.583	\$ 29.483.079	\$ 29.980.770
Julio	\$ 8.076.066	\$ 15.116.679	\$ 28.868.594	\$ 28.626.862	\$ 29.159.941
Agosto	\$ 7.378.566	\$ 13.820.090	\$ 26.261.279	\$ 26.016.213	\$ 26.466.626
Septiembre	\$ 6.981.010	\$ 13.130.020	\$ 24.872.382	\$ 24.659.803	\$ 25.250.241
Octubre	\$ 7.709.929	\$ 14.547.869	\$ 27.490.556	\$ 27.752.126	\$ 27.621.442
Noviembre	\$ 6.867.547	\$ 12.917.505	\$ 24.334.115	\$ 24.746.934	\$ 24.622.245
Diciembre	\$ 7.489.597	\$ 14.103.795	\$ 26.585.885	\$ 27.103.253	\$ 27.022.902
TOTAL	\$ 81.834.843	\$ 153.285.084	\$ 291.908.803	\$ 341.914.080	\$ 345.906.011

J. ANALISIS DEL MARCO DE DESARROLLO DE LA RTI

38. ACTAS ACUERDO DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL

38.1. CLAUSULAS DE DESESTIMIENTO DE ACCIONES LEGALES

38.1.1. ANTECEDENTES

En el año 2002, la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (B.O. 06/01/2002) 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.

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 finalmente
5. La rentabilidad de las empresas.

Es así que el proceso de renegociación de los Contratos de Concesión y Licencia de los Servicios Públicos ha sido reglamentado e implementado, en una primera etapa institucional, a través de los Decretos N° 293 de fecha 12 de febrero de 2002 y 370 de fecha 22 de febrero de 2002, y en una segunda etapa, por el Decreto N° 311 de fecha 3 de julio de 2003 y la Resolución Conjunta N° 188 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 44 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003.

Por medio del Decreto N° 311, se estableció que el proceso de renegociación se llevase a cabo a través de la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) presidida por los ex Ministros de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Así es que la UNIREN inició el proceso de renegociación encomendado, formulando las propuestas de entendimiento para la adecuación de los contratos y sometiénolas a los correspondientes procedimientos de consulta pública.

Con posterioridad, mediante el Decreto Nro. 367 de fecha 16/02/2016, se derogó el Decreto Nro. 311/2003, y la Resolución Conjunta N° 188 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 44 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003, y demás normas concordantes y complementarias.

Además, a los efectos de concluir los procesos de renegociación de los contratos de Obras y Servicios Públicos dispuestos por el Artículo 9° de la Ley N° 25.561, se instruyó a los Ministerios a cuyas órbitas correspondan los respectivos contratos sujetos a renegociación, conforme a las competencias que surgen de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, a proseguir los procedimientos que se encontrasen en trámite de sustanciación en el ámbito de la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN).

Finalmente, todas las empresas Licenciatarias suscribieron sus respectivos acuerdos de readecuación contractual definitivos, conforme al detalle esbozado a continuación:

LICENCIATARIA	TIPO DE ACUERDO	FECHA DEL ACUERDO	DECRETO RATIFICATORIO	FECHA DE PUBLICACION EN B.O.
GAS BAN S.A.	ACTA	20/1/06	385/06	10/4/06
GASNOR S.A.	ACTA	6/5/08	246/09	1/4/09
LITORAL GAS S.A.	ACTA	6/5/06	2016/08	2/12/08
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	ACTA	1/9/09	539/10	23/4/10
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.	ACTA	1/9/09	483/10	15/4/10
CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.	ACTA	23/10/08	923/10	30/6/10
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	ACTA	23/10/08	1989/09	16/12/09
GASNEA S.A.	ACTA	21/7/09	812/10	11/6/10
METROGAS S.A.	ACTA	2017	252/18	28/3/18
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.	ACTA	2017	250/18	28/3/18
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.	ACTA	2017	251/18	28/3/18

38.1.2. LITORAL GAS SA

El Acta Acuerdo de esta Distribuidora dispone en su cláusula Décimo Octava, las siguientes cuestiones:

“18.1. SUSPENSION DE ACCIONES

18.1.1 Como condición previa a la ratificación del ACUERDO DE RENEGOCIACION por parte del PODER EJECUTIVO NACIONAL, el LICENCIATARIO como sus accionistas, deberán suspender todos los reclamos, recursos y demandas entabladas o en curso, tanto en sede administrativa, arbitral o judicial de nuestro país o del exterior, que se encuentren fundadas o vinculadas en los hechos o medidas dispuestas como consecuencia de la situación de emergencia establecida por la Ley Nº 25.561, y a la anulación del índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América), respecto al CONTRATO DE LICENCIA. La suspensión deberá abarcar las cuestiones referidas a los procedimientos de los reclamos, como también a los planteos de los aspectos de fondo.

18.1.2. A tal efecto y como condición previa a la ratificación del ACUERDO, el LICENCIATARIO deberá presentar los instrumentos debidamente certificados y legalizados en su autenticidad y validez, en los que conste la expresa suspensión de las acciones del Licenciatario en los términos establecidos en el apartado precedente o manifieste expresamente con carácter de declaración jurada que no ha iniciado ninguna de las acciones previstas en el párrafo 18.1.1.

18.1.3. El LICENCIATARIO se compromete a obtener y presentar similares instrumentos de suspensión de parte de los Accionistas Mayoritarios que representen como mínimo dos tercios del capital accionario.

18.1.4. El incumplimiento de la presentación de los instrumentos que acrediten la suspensión de las acciones por parte del LICENCIATARIO o de sus accionistas, obstará a la ratificación del ACUERDO DE RENEGOCIACION por parte del PODER EJECUTIVO NACIONAL, hasta que ello se subsane.

18.1.5. Concurrentemente con la suspensión de las acciones el LICENCIATARIO y los accionistas que como mínimo representen las dos terceras partes del capital social de la empresa, deberán presentar un compromiso de no plantear reclamos, recursos o demandas, tanto en sede administrativa, arbitral o judicial de nuestro país o del exterior, fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nº 25.561, y a la anulación del índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América), respecto al CONTRATO DE LICENCIA.

18.1.6. Habiendo transcurrido UN (1) año a partir de la entrada en vigencia del presente ACUERDO sin que haya entrado en vigencia el Cuadro Tarifario que implemente el RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN previsto en la Cláusula Cuarta del presente ACUERDO tanto el LICENCIATARIO como sus accionistas quedarán en libertad de retomar las acciones que consideren apropiadas. En tal caso, el presente ACTA quedará sin efecto, sin causa imputable al LICENCIATARIO ni al OTORGANTE.

18.1.7. *Habiéndose verificado el cumplimiento por parte del LICENCIATARIO de las OBLIGACIONES PARTICULARES referidas en la Cláusula Octava, párrafo 8.1. de la presente ACTA ACUERDO, y ante el incumplimiento por parte del OTORGANTE de la publicación en el Boletín Oficial de la REPÚBLICA ARGENTINA de la Resolución que aprueba el Cuadro Tarifario resultante de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL, tanto el LICENCIATARIO como sus accionistas, habiendo transcurrido DIECIOCHO (18) meses a partir de la entrada en vigencia del presente ACUERDO, quedarán en libertad de retomar las acciones que consideren apropiadas. En caso de que cualquier accionista retomara las acciones, la presente ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACION quedará sin efecto, sin causa imputable al LICENCIATARIO ni al OTORGANTE.*

18.2. DESISTIMIENTO DEL DERECHO Y DE LAS ACCIONES

18.2.1. *Dentro del plazo de DIEZ (10) días de publicada en el Boletín Oficial de la REPUBLICA ARGENTINA, la Resolución que aprueba el Cuadro Tarifario resultante de la REVISION TARIFARIA INTEGRAL prevista en la Cláusula Décimo Primera del presente ACTA ACUERDO, la LICENCIATARIA deberá desistir íntegra y expresamente de todos los derechos que pudiera eventualmente invocar, como también a todas las acciones entabladas o en curso o que pudiera entablar, fundados o vinculados en los hechos o medidas dispuestas como consecuencia de la situación de emergencia establecida por la Ley Nº 25.561, y a la anulación del índice PPI, con respecto al CONTRATO DE LICENCIA.*

Dicho desistimiento deberá alcanzar los derechos y acciones que pudieran plantearse ante instancias administrativas, arbitrales o judiciales, de nuestro país o del exterior. La obligación asumida por el LICENCIATARIO en el presente punto debe cumplirse por el sólo transcurso del tiempo allí previsto.

18.2.2. *A tal efecto, el LICENCIATARIO deberá presentar los instrumentos debidamente certificados y legalizados en su autenticidad y validez, en los que conste en forma expresa e íntegra el desistimiento del derecho y las acciones en los términos establecidos en el párrafo precedente.*

18.2.3. *El LICENCIATARIO se compromete a obtener y presentar similares instrumentos correspondientes al desistimiento del derecho y las acciones de parte de los accionistas que como mínimo, representen las dos terceras partes del capital social de la empresa.*

18.2.4. *En el caso que el LICENCIATARIO encontrase de parte de determinados accionistas que representen un porcentaje inferior a un tercio del capital social de la empresa reparos para formular sus respectivos desistimientos, dicha renuencia podrá ser subsanada por el LICENCIATARIO, mediante la presentación de:*

- a) *Constancias respecto a haber efectuado las gestiones orientadas a obtener el desistimiento de los accionistas en los términos planteados y;*
- b) *Compromiso del Licenciatario de mantener indemne al OTORGANTE y a los usuarios del servicio, de todo reclamo o demanda que pudiera presentar el accionista, como también de cualquier compensación que pudiera disponerse a favor del accionista o del LICENCIATARIO con respecto al CONTRATO DE LICENCIA.*

18.2.5. *En el supuesto de concluir el plazo fijado en el 18.2.1. sin perfeccionarse los desistimientos correspondientes al LICENCIATARIO y a los accionistas, que como mínimo*

representen las dos terceras partes del capital social de la empresa, el OTORGANTE podrá suspender la aplicación de la resolución que apruebe el cuadro tarifario resultante de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL. En tal instancia, el OTORGANTE procederá a intimar al LICENCIATARIO a cumplir la presentación de los desistimientos comprometidos dentro de un nuevo plazo de QUINCE (15) días.

18.2.6. Vencido el plazo de intimación y ante el incumplimiento del LICENCIATARIO o de sus accionistas respecto a la presentación de los desistimientos comprometidos, el OTORGANTE podrá denunciar el presente ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN por causa imputable al LICENCIATARIO y proceder a la rescisión de la LICENCIA.

18.2.7. La rescisión del CONTRATO DE LICENCIA no generará ningún derecho de reclamo o reparación a favor del LICENCIATARIO o de sus accionistas. La rescisión no resultará procedente cuando los desistimientos que no fueran presentados correspondan a accionistas minoritarios que representen en conjunto, una porción menor a la tercera parte del capital social del LICENCIATARIO.

18.2.8. En el supuesto que, aun mediando las suspensiones y desistimientos previstos en los puntos anteriores, se produjera alguna presentación, reclamo, recurso o demanda del LICENCIATARIO o de sus accionistas, en sede administrativa, arbitral o judicial de nuestro país o del exterior, fundados o vinculados a hechos o medidas dispuestas como consecuencia de la situación de emergencia establecida por la Ley 25.561 con respecto al CONTRATO DE LICENCIA, el OTORGANTE requerirá la inmediata retractación y retiro de reclamo formulado o el desistimiento de dicha acción, otorgando a tal efecto un plazo de (15) días.

18.2.9. En el supuesto de transcurrir dicho plazo sin producirse la retractación o retiro del reclamo, o el desistimiento de la acción incoada, el OTORGANTE podrá denunciar el ACUERDO DE RENEGOCIACION por causa imputable a la LICENCIATARIA y proceder a la rescisión del CONTRATO DE LICENCIA, sin que ello genere ningún derecho de reclamo o reparación por parte de la empresa LICENCIATARIA o de sus accionistas. La rescisión no resultará procedente en el supuesto que los reclamos o acciones fueran impulsadas por accionistas minoritarios que representen en conjunto, una porción menor a la tercera parte del capital social del LICENCIATARIO.

18.3. CLAUSULA DE INDEMNIDAD

18.3.1. Para el supuesto que cualquier accionista del LICENCIATARIO, sea su tenencia accionaria actual o anterior al presente ACUERDO, obtuviera en sede administrativa, arbitral o judicial, de nuestro país o del exterior, alguna medida, decisión o laudo que consistiera en una reparación o compensación o indemnización económica fundados o vinculados en los hechos o medidas dispuestas como consecuencia de la situación de emergencia declarada por la Ley 25.561 y a la anulación del PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América), respecto del CONTRATO DE LICENCIA, dicha medida, decisión y/o laudo (incluido costas y honorarios) deberá ser afrontada a entero costo por el LICENCIATARIO quien se obliga a mantener indemne al Estado Nacional.

18.3.2. En tal supuesto, el LICENCIATARIO no tendrá derecho a reclamar reparación, indemnización ni compensación alguna parte del OTORGANTE, aun mediando la rescisión del CONTRATO DE LICENCIA. Todos los gastos y costos que deba asumir el

LICENCIATARIO en tal supuesto, en ningún caso podrán trasladarse en modo alguno a los usuarios del servicio.

18.4. Los compromisos y/o renunciaciones que el LICENCIATARIO y/o sus accionistas presenten de conformidad a los términos del párrafo 18.2 del presente ACUERDO, tendrán plena validez y exigibilidad si y sólo si, el ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL entra en vigencia.”

38.1.3. METROGAS SA

En el caso de la Distribuidora Metrogas S.A., el Acta contiene las siguientes prescripciones referentes a la obligación de desistir de acciones contra el Estado Nacional.

“Cláusula Décimo Primera. COMPROMISOS DE SUSPENSIÓN Y DESISTIMIENTO POR PARTE DEL LICENCIATARIO Y SUS ACCIONISTAS. SUPUESTOS DE INCUMPLIMIENTO CONTRACTUAL. INDEMNIDAD. EFECTOS.

11 .1. SUSPENSIÓN DE ACCIONES

11 .1 .1. Como condición previa a la ratificación del ACTA ACUERDO por parte del PODER EJECUTIVO NACIONAL, el LICENCIATARIO, LA SOCIEDAD INVERSORA y los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA, deberán suspender, hasta el cumplimiento del plazo previsto en el apartado 11.2.1, todos los reclamos, recursos y demandas entabladas, en curso o en vías de ejecución, tanto en sede administrativa, arbitral o judicial, en la República Argentina o en el exterior, que se encuentren fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas, respecto del CONTRATO DE LICENCIA, a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nro. 25.561 y/o en la anulación del índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América) y/o durante el PERIODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL.

Las estipulaciones contenidas en el presente apartado, serán de aplicación en relación al juicio en trámite ante el Juzgado Contencioso Administrativo Federal No 12 Secretaría No 23, caratulado "MetroGAS S.A. e/ Estado Nacional - M. Planificación - (DTO No. 293/02) - UNIREN s/Proceso de Conocimiento" (Expte. N° 50.141/2011) y/o cualquier otro que se hubiere iniciado.

11.1.2. A tal efecto y como condición previa a la ratificación del ACTA ACUERDO, el LICENCIATARIO deberá presentar los instrumentos debidamente certificados y legalizados en su autenticidad y validez, en los que conste la expresa suspensión de las acciones en los términos establecidos en el punto precedente, o el instrumento en el que manifieste expresamente con carácter de declaración jurada que no ha iniciado ninguna de las acciones previstas en dicho apartado.

11.1.3. El LICENCIATARIO se compromete a obtener y presentar similares instrumentos de suspensión de parte de la SOCIEDAD INVERSORA y los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA y, de corresponder, deberá entregar una manifestación expresa, con carácter de declaración jurada, respecto a que no se ha iniciado ninguna de las acciones previstas en el apartado 11.1 .1.

11.1.4. *Concurrentemente con la suspensión de las acciones, el LICENCIATARIO y la SOCIEDAD INVERSORA y los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA, deberán presentar un compromiso de no iniciar o no presentar reclamos, recursos o demandas, tanto en sede administrativa, arbitral o judicial en la República Argentina o en el exterior, que se encuentren fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas, respecto del CONTRATO DE LICENCIA, a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nro. 25.561 , y/o por haber quedado sin efecto la aplicación del índice del PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América) y/o durante el PERÍODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL.*

11.1.5. *El incumplimiento de la presentación de los instrumentos previstos en los apartados 11.1.2 a 11.1.4 obstará a la ratificación del ACTA ACUERDO por parte del PODER EJECUTIVO NACIONAL, hasta que ello se subsane.*

11.1.6. *A partir de la entrada en vigencia del ACTA ACUERDO, ante el incumplimiento por parte del OTORGANTE y/o del ENARGAS en el dictado y publicación de los actos necesarios para poner en vigencia la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL, incluyendo todos los escalones que se prevean para su completa aplicación, el LICENCIATARIO podrá reclamar por los perjuicios resultantes de dicho incumplimiento o, transcurridos NOVENTA (90) días desde dicho incumplimiento, el LICENCIATARIO y/o la SOCIEDAD INVERSORA y/o los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA podrán retomar las acciones y reclamos a que se refiere el apartado 11.1. En este último caso, el OTORGANTE podrá denunciar el ACTA ACUERDO.*

11 .2. DESISTIMIENTO DEL DERECHO Y DE LAS ACCIONES

11.2.1. *Dentro del plazo de NOVENTA (90) días corridos de que entre y se mantenga en vigencia la Resolución que apruebe el Cuadro Tarifario resultante de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL prevista en la cláusula séptima del ACTA ACUERDO, o del último escalón del incremento, según corresponda, el LICENCIATARIO, la SOCIEDAD INVERSORA y los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA deberán desistir íntegra y expresamente de todos los derechos que pudieran eventualmente invocar, como también a todas las acciones entabladas o en curso o que pudieran entablar, fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas, respecto del CONTRATO DE LICENCIA, a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nro. 25.561 y/o en la anulación del índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América) y/o durante el PERIODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL. Dicho desistimiento deberá alcanzar los derechos y acciones que pudieran plantearse ante instancias administrativas, arbitrales o judiciales, en la República Argentina o en el exterior.*

Las estipulaciones contenidas en el presente apartado, serán de aplicación en relación al juicio en trámite ante el Juzgado Contencioso Administrativo Federal No 12 Secretaría No 23, caratulado "MetroGAS S.A. e/ Estado Nacional - M. Planificación - (DTO Nro. 293/02) - UNIREN s/Proceso de Conocimiento" (Expte. N° 50.141/2011) y/o cualquier otro que se hubiere iniciado.

La obligación asumida por el LICENCIATARIO en el presente punto debe cumplirse por el sólo transcurso del tiempo allí previsto.

11.2.2. A tal efecto, el LICENCIATARIO deberá presentar los instrumentos debidamente certificados y legalizados en su autenticidad y validez, en los que conste en forma expresa e íntegra el desistimiento del derecho y las acciones en los términos establecidos en el punto precedente.

11.2.3. El LICENCIATARIO se compromete a obtener y presentar similares instrumentos correspondientes al desistimiento del derecho y las acciones de parte de la SOCIEDAD INVERSORA y los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA.

11.2.4. En el supuesto de concluir el plazo fijado en el apartado 11.2.1 sin perfeccionarse los desistimientos y obtenerse las declaraciones juradas, conforme lo especificado en los apartados 11.2.1 a 11.2.3, el OTORGANTE podrá dejar sin efecto los cuadros tarifarios resultantes de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL. En tal instancia, el OTORGANTE procederá a intimar al LICENCIATARIO a cumplir la presentación de los desistimientos comprometidos dentro de un nuevo plazo de QUINCE (15) días.

11.2.5. Vencido el plazo de intimación y de persistir el incumplimiento del LICENCIATARIO y/o de la SOCIEDAD INVERSORA y/o de los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA, el OTORGANTE podrá denunciar el ACTA ACUERDO por causa imputable al LICENCIATARIO y proceder a la rescisión del CONTRATO DE LICENCIA.

11.2.6. La rescisión del CONTRATO DE LICENCIA por causa del incumplimiento previsto en el apartado 11.2.5 no generará ningún derecho de reclamo o reparación a favor del LICENCIATARIO o de la SOCIEDAD INVERSORA o de los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA; ello sin perjuicio de la indemnidad comprometida en los términos de la cláusula 11.3.

11.2.7. Para el caso que, vencido el plazo de intimación previsto en el 11.2.4, la falta de desistimiento resulte de no cumplirse las condiciones de vigencia de las Resoluciones indicadas en el apartado 11.2.1 por causas ajenas a la LICENCIATARIA, el OTORGANTE podrá denunciar el ACTA ACUERDO y en consecuencia dejar sin efecto los cuadros tarifarios resultantes de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL, y/o cualquiera de sus escalones, y/o la/s adecuación/es tarifaria/s transitoria/s que se hubiera/n otorgado en el marco del desarrollo del proceso de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL.

11.2.8. En el supuesto que, aun mediando las suspensiones y desistimientos previstos en los apartados anteriores, se produjera alguna presentación, reclamo, recurso o demanda del LICENCIATARIO o de la SOCIEDAD INVERSORA o de los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA, en sede administrativa, arbitral o judicial en la República Argentina o en el exterior, fundados o vinculados en los hechos o medidas dispuestas, respecto del CONTRATO DE LICENCIA, a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley NRO. 25.561 y/o a la anulación del índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América) y/o durante el PERÍODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL, el OTORGANTE requerirá la inmediata retractación y retiro de reclamo formulado o el desistimiento de dicha acción, otorgando a tal efecto un plazo de QUINCE (15) días.

11.2.9. *En el supuesto de transcurrir dicho plazo sin producirse la retractación o retiro del reclamo, o el desistimiento de la acción incoada, el OTORGANTE podrá denunciar el ACTA ACUERDO por causa imputable al LICENCIATARIO y/o proceder a la rescisión del CONTRATO DE LICENCIA, sin que ello genere ningún derecho de reclamo o reparación por parte del LICENCIATARIO o de la SOCIEDAD INVERSORA o de los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA; ello sin perjuicio de la indemnidad comprometida en los términos de la cláusula 11.3*

11.3. CLÁUSULA DE INDEMNIDAD

11.3.1. *Para el supuesto que cualquier accionista del LICENCIATARIO y/o de la SOCIEDAD INVERSORA (y/o sus eventuales cesionarios respecto de cualquier medida, decisión o laudo definitivo e inapelable) obtuviera en sede administrativa, arbitral o judicial, en la República Argentina o en el exterior, alguna medida, decisión o laudo definitivo e inapelable, que consistiera en una reparación o compensación o indemnización económica, de la índole que fuera, fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas, respecto del CONTRATO DE LICENCIA, a partir de la situación de emergencia establecida por la Ley Nro. 25.561 y/o en la anulación del índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América) y/o durante el PERÍODO DE TRANSICIÓN CONTRACTUAL, dicha medida, decisión, laudo (incluido costas y honorarios), deberá ser afrontada a entero costo por el LICENCIATARIO, quien se obliga a mantener indemne al ESTADO NACIONAL.*

11.3.2. *En el supuesto previsto en el apartado anterior, el LICENCIATARIO no tendrá derecho a reclamar reparación, indemnización ni compensación alguna de parte del OTORGANTE, aun mediando la rescisión del CONTRATO DE LICENCIA. Todos los gastos y costos que deba asumir el LICENCIATARIO en tal supuesto, en ningún caso podrán trasladarse en modo alguno a los usuarios del servicio.*

11.3.3. *Con relación a los laudos obtenidos con anterioridad a la firma del ACTA ACUERDO por ex accionistas del LICENCIATARIO, el monto pagado por el ESTADO NACIONAL en virtud del laudo dictado en el arbitraje "BG Group Plc. vs. La República Argentina (UNC 54 KGA)", con el porcentaje proporcional de quita que se hubiere establecido en el acuerdo de pago, excluyendo las sumas correspondientes a los intereses por mora en el pago del laudo, dichos montos calculados a valor presente, serán asumidos por el LICENCIATARIO; ello exclusivamente mediante inversiones sustentables, dentro del área de su de LICENCIA, adicionales a las que establezca el ENARGAS como inversiones obligatorias en el marco de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL. El plan de inversiones adicionales será determinado por el ENARGAS, a propuesta de la LICENCIATARIA, una vez que entre en vigencia la Resolución que apruebe el Cuadro Tarifario resultante de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL o el último escalón del incremento, según corresponda. Estas inversiones no serán incorporadas en la base tarifaria de la LICENCIATARIA.*

El plazo de ejecución del plan de inversiones adicionales no podrá exceder al de la finalización del CONTRATO DE LICENCIA, fecha en la que serán transferidas al OTORGANTE sin derecho al pago alguno a favor de la LICENCIATARIA, en las condiciones referidas en el artículo 5.7 del CONTRATO DE LICENCIA.

11.4. VALIDEZ DE LOS COMPROMISOS.

Excepto por lo previsto en los apartados 11.1.2 a 11.1.4, los restantes compromisos y/o renunciaciones que la LICENCIATARIA y/o de la SOCIEDAD INVERSORA y/o de los accionistas que representen al menos dos tercios del capital social de la SOCIEDAD INVERSORA presenten de conformidad con la cláusula décimo primera del ACTA ACUERDO, tendrán plena validez y exigibilidad, sí y solo sí, se publica en el Boletín Oficial de la REPÚBLICA ARGENTINA la Resolución que aprueba el Cuadro Tarifario resultante de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL.”

38.1.4. CONSIDERACIONES ACERCA DE LAS CLAUSULAS DE DESISTIMIENTO

De las cláusulas citadas se desprende que tanto Litoral Gas S.A. como Metrogas S.A. asumen, por la suscripción de las Actas Acuerdo, el compromiso de mantener indemne al Estado Nacional y de desistir de todo reclamo (administrativo, arbitral o judicial), en cualquier etapa en que se encontraren y cualquiera sea la jurisdicción en la que se hubiera radicado.

Sin embargo, en el caso de Metrogas, a dicho compromiso se le añade la obligación de asumir los montos abonados por el Estado Nacional a ex accionistas de la Licenciataria en función del laudo dictado en el arbitraje “BC Group Plc. Vs. La República Argentina (UNC 54 KGA)”, mediante “inversiones sustentables”.

Es decir que, fruto de lo allí convenido, Metrogas S.A., debe proponer y someter a consideración del ENARGAS un plan de inversiones adicionales que, a los efectos de la Revisión Tarifaria Integral, no sería incorporado en la Base Tarifaria de la Licenciataria.

Finalmente, se fija como plazo de ejecución de este plan de inversiones sustentables y adicionales, el plazo mismo de la Licencia, fecha en la que estas obras serán retransferidas al Estado Nacional sin derecho al pago alguno a favor de la Licenciataria y en las condiciones previstas en el punto 5.7 del Contrato de Licencia, en línea con lo convenido en las Actas Acuerdo.

K. ANALISIS DE LA RENTABILIDAD JUSTA Y RAZONABLE

39. ANALISIS DE LA RENTABILIDAD JUSTA Y RAZONABLE ESTABLECIDAS PARA LAS LICENCIATARIAS

El art. 40 de la Ley de Gas dispone que las Licencias de transporte y de distribución de gas incluirán *“un cuadro tarifario que fijará tarifas máximas que corresponden a cada tipo de servicio ofrecido, las que serán determinadas de conformidad con lo dispuesto en los Artículos 38 y 39.”*

Por su parte el art. 38 enuncia los principios tarifarios que deben ser contemplados por la Autoridad Regulatoria en el proceso de fijación de las tarifas, en este sentido, establece que: *“Los servicios prestados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas que se ajustarán a los siguientes principios:*

a) Proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable, según se determina en el siguiente artículo;

b) Deberán tomar en cuenta las diferencias que puedan existir entre los distintos tipos de servicios, en cuanto a la forma de prestación, ubicación geográfica, distancia relativa a los yacimientos y cualquier otra modalidad que el ente califique como relevante;

c) El precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición. Cuando dichos costos de adquisición resulten de contratos celebrados con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, el Ente Nacional Regulador del Gas podrá limitar el traslado de dichos costos a los consumidores si determinase que los precios acordados exceden de los negociados por otros distribuidores en situaciones que el ente considere equivalentes;

d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento.”

Entre estas pautas tarifarias, se señala que la tarifa debe aportar a la prestadora prudente y diligente la posibilidad de percibir una “rentabilidad razonable”. La ley de gas delinea en su artículo 39 cómo debe considerarse esa rentabilidad. Vale decir que *“A los efectos de posibilitar una razonable rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia, las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán contemplar:*

a) Que dicha rentabilidad sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable;

b) Que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.”

Importa recordar que, de acuerdo al sistema de tarifas máximas por el cual se optó al diseñar el marco regulatorio al momento de la privatización de GdE S.E., se estableció una periodicidad de cinco años para la determinación de nuevas tarifas (art. 42 Ley 24.076), previéndose, a su vez, la aplicación de ajustes recurrentes cada semestre con el fin de mantener constante el valor de la tarifa (según art. 41 Ley 24.076).

Es decir, que, cada cinco años el ENARGAS, en ejercicio de sus potestades regulatorias en materia tarifaria, revisa el sistema de ajuste de las tarifas – Revisiones Quinquenales Tarifarias. El estudio que realiza el Enargas sobre esas tarifas máximas requiere la consideración de diversos elementos, entre los cuales se encuentra la tasa de rentabilidad justa y razonable que se reconocerá a las prestadoras del servicio regulado.

La RQT prevista en los artículos 41 y 42 de la Ley N° 24.076, su Decreto Reglamentario, y en los puntos 9.4.1.2., 9.4.1.3 y 9.4.1.4 de las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte y Distribución de gas, fue definida como un ajuste periódico y de tratamiento a preestablecer por la Autoridad Regulatoria, en virtud de la cual el ENARGAS tiene la facultad discrecional de determinar metodologías para ajustar las tarifas.

A comienzos del año 1998, habiendo transcurrido el primer quinquenio desde la privatización de Gas del Estado S.E (diciembre del 1992), la Autoridad Regulatoria implementó el primer ajuste tarifario conforme lo indicado en los artículos Nros. 41 y 42 de la Ley 24.076, y su reglamentación; y en los puntos 9.4.1.2, 9.4.1.3 y 9.4.1.4. de las Reglas Básicas de las Licencias de Transporte y Distribución, resultando la aprobación de un nuevo cuadro tarifario (RQT1), en los que se mantuvo la tasa de rentabilidad oportunamente establecida en el marco regulatorio.

En el año 2000, la Autoridad Regulatoria emitió dos resoluciones orientadas a obtener un mayor apoyo técnico en las tareas encaradas en torno a la Metodología General de las Revisiones Quinquenales Tarifarias. La primera fue la Resolución 1660/2000 mediante la cual dispuso la aplicación a partir del 01 de enero de 2001 de un Plan de Cuentas Único a utilizar por las Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas. La segunda, fue la Resolución Nro. 1903/2000 que aprobó las pautas para la incorporación y valuación de bienes de uso.

Posteriormente, en el año 2002, habiéndose iniciado el desarrollo de la segunda revisión quinquenal (RQT2), la crisis del régimen cambiario de convertibilidad que derivó en la sanción de la Ley N° 25.561 (Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario) en la cual se establece la pesificación de las tarifas de servicios públicos previamente denominadas en moneda extranjera a una relación de cambio de UN PESO (\$) = UN DÓLAR ESTADOUNIDENSE (US\$ 1), obligó a dejar sin efecto las cláusulas de ajuste y cualquier otro mecanismo indexatorio de las mismas.

En este contexto, la Ley N° 25.561 autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, entre los cuales se encuentran comprendidos los de los servicios de transporte y distribución de gas natural.

En el mismo sentido, el Decreto N° 293/2002 establece la conformación de una comisión de renegociación de tales contratos en el ámbito del Ministerio de Economía e Infraestructura.

Finalmente, la Resolución N° 38/2002 del entonces Ministerio de Economía dispuso que los organismos de regulación deberán interrumpir los procesos de revisión tarifaria, en los casos que se encontraran en curso.

De manera tal que la revisión tarifaria correspondiente al segundo quinquenio quedó forzosamente inconclusa, no obstante lo cual, es posible extraer de los criterios metodológicos generales, ciertos aspectos considerados dentro del concepto regulatorio de “razonable rentabilidad”. A modo de ejemplo, citamos la aceptación de la remuneración del capital de trabajo como parte de la rentabilidad razonable que debe aprobar el regulador.

Luego de más de diez años de emergencia y suspensión de las revisiones tarifarias, finalmente en el año 2016, se lanzó el proceso de Revisión Tarifaria Integral, es decir un proceso de revisión tarifaria encuadrado ya no plenamente en la Ley 24.076, sino dentro de los lineamientos de las Actas Acuerdo de Renegociación contractual, instrumentos suscriptos entre el Estado Nacional (concedente de las Licencias) y las empresas Licenciatarias de Distribución y Transporte de Gas Natural.

Acatándose las pautas allí convenidas, se analizaron distintas variables necesarias para autorizar finalmente las tarifas máximas para la prestación del servicio. Una de estas variables consistió en la determinación de la tasa de rentabilidad.

Sobre este concepto, el criterio pautado en las Actas, disponía que la tasa de rentabilidad que se le reconocería a las prestadoras debía determinarse conforme a los artículos 38 y 39 de la Ley 24.076 y que la RTI debía *“fijar 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 (...).”*

El Enargas contrató a la consultora Delta Finanzas S.A. con el fin que ésta le prestara la asistencia necesaria en la metodología y en el cálculo de la tasa de rentabilidad de las empresas prestadoras.

Según da cuenta el Organismo Regulador, se optó por contratar a esa consultora a fin de que realizara los estudios pertinentes en la materia, revisando los ya efectuados en oportunidad del inicio del proceso de la RTI de la empresa Gas Natural Ban S.A. durante el año 2008 a los efectos de formular las eventuales modificaciones metodológica a su propuesta inicial y realizar un cálculo de las tasas WACC (Costo Promedio Ponderado de Capital, por sus siglas en inglés) con datos actualizados.

Delta Finanzas S.A. diseñó los Lineamientos para la Determinación del Costo del Capital que se utilizarían en el proceso de revisión tarifaria integral.

Como resultado del Informe de consultoría, la Autoridad Regulatoria ponderó el análisis de la cuestión y decidió adoptar para la Tasa de rentabilidad, las tasas WACC en términos reales de 8.99% para el caso de las Transportistas y de 9.33% para las Distribuidoras. Al respecto, en el Informe Nº 2 del 30/06/2020 de esta consultoría, se realiza un detallado análisis del informe preparado por Delta Finanzas y que definió las tasas indicadas.

De lo descripto se desprende que cada revisión tarifaria quinquenal requiere una redefinición de la metodología específica para dicho proceso de manera de que se puedan merituar las características y el contexto que cada revisión particularmente presenta.

L. INCORPORACION DEL PRECIO DEL GAS EN LAS TARIFAS

40. INCORPORACION DEL PRECIO DEL GAS EN LAS TARIFAS

Se da inicio en este cuarto informe al análisis del proceso de determinación del precio de gas natural en los PIST según la Resolución MINEM N° 212/16, su incorporación a tarifas y el procedimiento de ajuste previsto para éste. El análisis se irá desarrollando en el contenido de los próximos informes.

41. ANTECEDENTES

La ley 24.076 acoge el sistema de regulación tarifaria por Tarifa Máxima o Price Cap. Los elementos que conforman esa tarifa máxima para los consumidores se encuentran enumerados en el artículo 37 de la Ley de Gas, y resultan ser: *“a) Precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte; b) Tarifa de transporte; c) Tarifa de distribución.”*

Es decir que, la tarifa final de los usuarios se compone de: 1) el elemento precio del gas, que remunera la producción del combustible y cuyo precio no se encuentra regulado; 2) el elemento Tarifa de transporte, que remunera el transporte por los gasoductos troncales desde áreas de producción hasta áreas de consumo- regulado por la Autoridad Competente conforme la Ley 24.076; y 3) el elemento tarifa de distribución que remunera el transporte del gas desde el gasoducto troncal hasta el punto de consumo -también bajo la órbita de regulación del ENARGAS.

Complementariamente, la reglamentación del art. 37, define que las variaciones del precio de adquisición del Gas *“serán trasladadas a la tarifa final al usuario de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas al Distribuidor ni al Transportista bajo el mecanismo, en los plazos y con la periodicidad que se establezca en la correspondiente habilitación.”*

La facultad conferida al ENARGAS respecto de la regulación del mecanismo de pass-through o determinación del traslado a tarifa de las variaciones del componente “precio del gas”, se encuentra prevista el art. 38 de la Ley 24.076 que establece lo siguiente: *“(…) c) El precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición. Cuando dichos costos de adquisición resulten de contratos celebrados con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, el Ente Nacional Regulador del Gas podrá limitar el traslado de dichos costos a los consumidores si determinase que los precios acordados exceden de los negociados por otros distribuidores en situaciones que el ente considere equivalentes; d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, [las tarifas] asegurarán el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento.”*

Cabe resaltar que en virtud de lo dispuesto en la reglamentación del Art. 38 previamente citado: *“El Ente podrá requerir a los sujetos activos de la Ley la presentación de copias de los contratos de compraventa de Gas y de Transporte que celebren, y/o la provisión de información agregada sobre el particular.”*

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

En ausencia de mala fe, los precios libremente negociados entre partes independientes se presumirán justos y razonables. Frente a tal presunción el impugnante soportará la carga de la prueba del exceso injustificado. El Ente determinará en qué casos debe considerarse que no se trata de partes independientes.

El Ente tendrá derecho a obtener información de los sujetos de la Ley sin vulnerar la confidencialidad comercial. La decisión del Ente en cuanto a impedir el traslado del exceso en el precio pagado por el Distribuidor no invalidará los contratos y sus efectos entre las partes intervinientes.”

En línea con estas previsiones, las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución dispone en el punto 9.4.2.3 que “los ajustes serán estacionales, abarcando los períodos del 1ro de mayo al 30 de septiembre de cada año, y del 1ro de octubre al 30 de abril del año siguiente”. En el punto 9.4.2.4. se establece que: “Si el primer ajuste fuese posterior al período de transición, la Licenciataria podrá presentar a la Autoridad Regulatoria los cuadros tarifarios ajustados para su registración, juntamente con la memoria de cálculo bajo el formato que establezca dicho organismo, solamente cuando acredite haber contratado por lo menos el 50% de sus necesidades del período estacional respectivo.

La Licenciataria podrá poner en vigencia los cuadros tarifarios ajustados a los 15 días corridos, de no mediar observaciones de la Autoridad Regulatoria. Tales observaciones podrán versar solamente sobre los siguientes aspectos:

- a) los previstos en el artículo 38 inciso c) de la Ley y su Decreto Reglamentario;*
- b) errores de cálculo detectados;*
- c) errores de procedimiento detectados.*

Ajustados los aspectos observados por la Autoridad Regulatoria, la Licenciataria podrá poner en vigencia en forma inmediata los nuevos cuadros tarifarios. Hasta tanto no se haya contratado el 50% antes referido, regirá el anterior precio del Gas”.

Asimismo, el Decreto Nro. 1411/94, en su artículo 1ro., instruye al ENARGAS a que “certifique si los distribuidores han realizado sus operaciones de compra de gas natural en el marco del decreto 2731 del 29 de diciembre de 1993, y si las mismas se han concretado a través de procesos transparentes, abiertos y competitivos realizando esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones (...)”

En el art. 2° establece que: “En caso de que el Ente Nacional Regulador del Gas verifique que dichas operaciones se han apartado del marco establecido en el artículo anterior, utilizará a los efectos del traslado del precio del gas a los consumidores, el menor costo de adquisición que se haya operado en el mercado en condiciones y volúmenes similares”. Por el art. 3° se instruye a la Secretaría de Energía, entonces dependiente del Ministerio de Economía y Obras y Servicios

Públicos, a que *“en su carácter de autoridad de aplicación de la ley 17319 ponga en conocimiento del Ente Nacional Regulador del Gas todo hecho o circunstancia que signifique entre productores de gas natural el ejercicio de conductas anticompetitivas, monopólicas, indebidamente discriminatorias, o que impliquen abuso de posición dominante en los mercados de gas natural”*.

En sus considerandos, el Decreto 1411/94 pone de resalto que *“constituye un deber irrenunciable del Estado asegurar y propiciar la existencia de un mercado competitivo cuyas condiciones permitan la formación de precios óptimos para beneficio de los consumidores.”*

Considera también que el ENARGAS cuenta con amplias facultades a fin de alcanzar la transparencia en el traslado a la tarifa del costo de adquisición del gas natural. Ello así, en virtud a las disposiciones previstas en el art. 38 inc. c) de la ley 24.076 que establecen como principio que el precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores incluirá los costos de adquisición y que el Ente Nacional Regulador del Gas podrá limitar el traslado de dichos costos si determinare que los precios acordados exceden los negociados por otros distribuidores.

Por otra parte, explica la norma mencionada que, dada la situación de privilegio de que gozan los distribuidores de gas natural tanto por su calidad de operadores de monopolios naturales, como por el acceso privilegiado al sistema de transporte que detentan en función de su obligación de prestación del servicio a clientes no interrumpibles, las empresas licenciatarias de distribución tienen la obligación de realizar una eficiente gestión de compra de gas natural, en resguardo de los intereses de sus consumidores.

En forma elemental, lo resumido *ut supra* constituye el marco normativo que regula el mecanismo del “pass-through” o traslado a tarifa de las variaciones del precio del gas.

Por otra parte, en lo que atañe estrictamente a la determinación del precio del gas en el PIST, el numeral 9.4.2.1. establece que de acuerdo a lo estipulado en el Art. 83 de la Ley 24.076, *“el precio máximo del Gas en el punto de ingreso al sistema de transporte será fijado por el Ministerio durante un período de transición de un año, prorrogable por un año más a partir de la vigencia de dicha Ley. A partir de dicho período tales precios resultarán del libre juego de las fuerzas del mercado”*.

El Art. 83, in fine, dispone que finalizado el período de fijación de precios en aras a alcanzar gradualmente la *“diversificación de la oferta productiva de gas”*, *“(…) se desregularán los precios de gas en punto de ingreso al sistema de transporte y las transacciones de oferta y demanda gasífera serán libres dentro de las pautas que orientan el funcionamiento de la industria, de acuerdo con el Marco Regulatorio.”*

Por su parte la reglamentación de dicho artículo, a través del Decreto 2731/93, explicita que: por un lado, *“resulta de interés general que los precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte, sean el resultado del libre juego de oferta y demanda en un mercado competitivo”*; y añade que *“constituye un deber irrenunciable del Estado Nacional asegurar la existencia de un mercado competitivo cuyas condiciones permitan la formación de precios óptimos para beneficio de los consumidores.”*

Sin perjuicio de la desregulación del precio de gas en el PIST, a principios de 2002, con la sanción de la Ley 25.561, se declaró la emergencia pública y se autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a

renegociar los contratos administrativos que tuvieran por objeto la prestación de servicios públicos.

Por tal motivo, dentro del contexto de la emergencia pública declarada por la Ley N° 25.561, el Poder Ejecutivo Nacional dictó diversas medidas que tuvieron por objeto atenuar los efectos de la crisis económica y su impacto en la prestación de los servicios públicos, dentro de ellos, los Servicios de Transporte y Distribución de Gas Natural.

En el marco de dicha ley fue dictado el Decreto N° 181 de fecha 13 de febrero de 2004, que tuvo como objeto, por un lado elaborar un esquema de normalización del precio del gas natural en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) y por otro, facultó a la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS, para acordar con los productores de gas natural un ajuste del precio del producto en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST).

Al amparo de esta normativa de emergencia se suscribieron diversos acuerdos con productores, ratificados mediante actos emanados desde el ministerio o secretaría de gobierno competente en la materia, entre ellos: la Resolución del Ministerio de planificación N° 208/2004, la Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 599/2007 y 1070/2008, y la Resolución de la Secretaría de Energía N° 226/2014.

Con fecha 28 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía y Minería, emitió la Resolución N° 28/2016 que estableció un sendero creciente de Precios de Gas en el PIST y de reducción de subsidios, creando, además, un régimen de tarifa social destinado a atender a los sectores más vulnerables de la sociedad.

Asimismo, dicha resolución instruyó al ENARGAS a que, en el marco de su competencia, realizara los procedimientos correspondientes a efectos de dar cumplimiento a lo establecido en el punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.

Concomitantemente, acatando las mandas contenidas en la Resolución N° 31/16, también del Ministerio de Energía y Minería, el ENARGAS aprobó un cuadro tarifario de corte transicional, incorporando las adecuaciones conforme al esquema de precios indicado por el Ministerio en la Resolución N° 28/2016.

El cuadro tarifario resultante de lo instruido por el Ministerio de Energía y Minería, fue cuestionado judicialmente, principalmente por entenderse que la falta de Audiencia Pública previa constituía un agravio contra el derecho constitucional a la participación de los usuarios (prevista en el art. 42 de la C.N.); y el asunto llegó al despacho de la Corte Suprema en atención a la acción de amparo colectiva promovida por el Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad (CEPIS).

Si bien la principal objeción residía en la vulneración del derecho garantizado por la propia Constitución Nacional a la participación ciudadana en instancias públicas de discusión, la Corte consideró oportuno fijar ciertos criterios rectores de la razonabilidad de la política tarifaria de manera que pudiesen adoptarse en el futuro para casos similares.

En el considerando 32 del voto de la mayoría se destaca que *“que las decisiones y objetivos de política económica implementadas implican un importante cambio de financiamiento del sistema energético nacional, sumados a la situación de deterioro que sufre su abastecimiento -conforme a lo informado por la demandada- y a la variación de los precios de la economía, con una inercia*

de más de una década (...) imponen al Estado una especial prudencia y rigor a la hora de la determinación de las tarifas y de su transparencia a fin de asegurar su certeza, previsibilidad, gradualidad y razonabilidad, es decir una relación directa, real y sustancial entre los medios empleados y los fines a cumplir, evitando que tales decisiones impongan restricciones arbitrarias o desproporcionadas a los derechos de los usuarios, y de resguardar la seguridad de los ciudadanos.

“De tal modo, todo reajuste tarifario, con más razón frente a un retraso como el que nos ocupa, debe incorporar como condición de validez jurídica -conforme con la previsión constitucional que consagra el derecho de los usuarios a la protección de sus “intereses económicos” (art.42 de la Constitución Nacional)- el criterio de gradualidad, expresión concreta del principio de razonabilidad (...).”

Así, sin desconocer que la potestad para la fijación de la política tarifaria reside en el Poder administrador y pese a reconocer que los principios originarios de las leyes 17.319 y 24.076, dejan sentado que el espíritu de la norma consiste en que las actividades de producción y comercialización de gas sean “efectivamente una actividad económicas desregulada”, la Corte manifiesta que “(...) debe destacarse que a partir de lo establecido en el decreto 181/2004 y las normas dictadas en consecuencia, esa desregulación ha sido dejada de lado por el propio Estado.”

Finalmente, la Corte Suprema de Justicia de la Nación¹ sentenció la nulidad de las Resoluciones del Ministerio de Energía y Minería Nros. 28/16 y 31/16, en razón de la falta de Audiencia Pública previa, circunscribiendo su decisión sólo al universo de usuarios residenciales y manteniendo la vigencia de la tarifa social del cuadro tarifario cuestionado.

En atención a dicho antecedente jurisprudencial, el Ministerio de Energía y Minería emitió su Resolución MEM N° 212-E/2016, orientado a reducir progresivamente los subsidios, determinando nuevos Precios de Gas en el PIST, aplicables a partir del 1ro de octubre de 2016 y contemplando los criterios definidos por la Corte en fallo CEPIS de gradualidad y previsibilidad para los usuarios.

Mediante esta norma ministerial, se instruyó al ENARGAS a que, en el ejercicio de sus facultades, dispusiera las medidas necesarias a fin de que, el monto total, impuestos incluidos, de las facturas que emitieran las prestadoras del servicio público de distribución de gas por redes de todo el país, que los usuarios deban abonar por consumos realizados a partir de la fecha de entrada en vigencia de los precios de gas en PIST establecidos en dicha resolución, no superaran los montos máximos equivalentes a los porcentajes que allí se indican para los Usuarios Residenciales y SGP, considerados como porcentajes de incremento sobre el monto total, impuestos incluidos, de la factura emitida al mismo usuario con relación al mismo periodo de facturación correspondiente al año anterior: Usuarios R1-R23: 300%, Usuarios R31-R33: 350%, Usuarios R34: 400% y Usuarios SGP: 500%.

¹ FLP 8399/2016/CS1 “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ amparo colectivo”

Asimismo, se previó que los límites de incremento establecidos se aplicarían siempre que el monto total de la factura supere la suma de DOSCIENTOS CINCUENTA PESOS (\$ 250).

Además, estableció que hasta tanto los precios de gas en el PIST sean determinados por la libre interacción de la oferta y la demanda, el ENARGAS elabore semestralmente y eleve a ese Ministerio para su aprobación, la propuesta de precios de gas en el PIST correspondiente a cada semestre, cada uno de ellos con inicio el día 1 de abril y el día 1 de octubre del año respectivo, sobre la base de los valores previstos en el sendero de reducción gradual de subsidios, ajustando para cada semestre el denominado precio objetivo conforme a las condiciones del mercado vigentes al momento de la elaboración de los cuadros de precios que se propongan.

Estos senderos de precios en PIST fueron estableciéndose sucesivamente: mediante Resolución MEM N° 74-E/2016 con vigencia a partir del 1° de abril de 2016 y que fueran contemplados en los cálculos tarifarios para la determinación de los Cuadros Tarifarios Finales resultantes de la RTI e incorporados en los Cuadros Tarifarios aprobados por el ENARGAS con vigencia 1° de abril de 2017.

Luego siguió la Resolución MEM N° 474/2017 estableciendo los nuevos precios en el PIST vigentes a partir del 1° de diciembre de 2017.

Por último, debe señalarse que el ajuste por las variaciones en el precio del gas en PIST, no fueron objeto del proceso de RTI, dado que en dicho proceso sólo se evalúan los elementos que tienen impacto en la remuneración del servicio prestado por las Licenciatarias.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2020 - Año del General Manuel Belgrano

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número:

Referencia: FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES - FIUBA

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 219 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2020.08.19 16:31:06 -03:00

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL
ELECTRONICA - GDE
Date: 2020.08.19 16:31:09 -03:00