

# Informe Intervención

Argentina unida



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

INFORME DE AVANCE FIUBA N ° 6

Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Camuzzi Gas del Sur S.A

05 DE NOVIEMBRE 2020

# 6

Buenos Aires, 18 de Septiembre 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°6, en formato electrónico.

Quedamos a vuestra disposición por cualquier comentario al respecto.

Sin otro particular lo saluda muy atentamente.



Ing. Mario Sasso  
CoDirector de Proyecto  
Auditoría y Revisión Técnica  
y Económica de la RTI



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



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 1 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
Date: 2020.09.21 09:31:54 -03:00

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL  
ELECTRONICA - GDE  
Date: 2020.09.21 09:31:58 -03:00



## **AUDITORIA Y REVISION TECNICA Y ECONOMICA DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL**

*Preparado para*



**INFORME DE AVANCE N° 6**

**30/08/2020**

## INDICE

<b>A.</b>	<b>RESUMEN EJECUTIVO</b>	<b>8</b>
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	12
1.2.	ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA	15
1.2.1.	INTRODUCCIÓN	15
1.2.2.	ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONÓMICO - FINANCIERO	16
1.2.3.	ANÁLISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FÍSICO	22
1.3.	ANÁLISIS DEL FLUJO DE FONDOS PARA EL CÁLCULO TARIFARIO	23
1.4.	ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS DE DEMANDA	25
1.5.	ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	26
1.6.	ANÁLISIS DEL MECANISMO NO AUTOMATICO DE ACTUALIZACION TARIFARIA	27
<b>B.</b>	<b>ANTECEDENTES</b>	<b>28</b>
2.	OBJETO	28
3.	ALCANCE	28
<b>C.</b>	<b>PLAN DE TRABAJO</b>	<b>30</b>
4.	CRONOGRAMA ACTUALIZADO	30
5.	AVANCES DEL PLAN DE TRABAJO	31
<b>D.</b>	<b>REVISION DE LOS PLANES DE INVERSION OBLIGATORIOS</b>	<b>32</b>
6.	PLAN DE INVERSIONES DE DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA	32
7.	NOTAS RELATIVAS A LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL	34
7.1.	NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS	34
7.2.	NOTAS REMITIDAS POR DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.	34
8.	REQUISITOS QUE SURGEN DE LAS NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS RELATIVAS A LA RTI PROGRAMADA	35
9.	PLAN DE INVERSIONES – DETALLES	37
10.	ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS POR ENARGAS	38

10.1.	CONSIDERACIONES GENERALES	38
10.2.	CU-GING-001	48
10.3.	CU-GING-001 (2)	48
10.4.	CU-GING-002	49
10.5.	CU-GING-003 Y CU-GING-004	49
10.6.	CU-GING-006	50
10.7.	CU-GING-007	51
10.8.	CU-GING-008 Y CU-GING-008 (2)	51
10.9.	CU-GING-009 Y CU-GING-009 (2)	52
10.10.	CU-GING-010	52
10.11.	CU-GING-099	52
10.12.	CU-GING-015 Y CU-GING-015 (2)	53
10.13.	CU-GING-016 Y SIGUIENTES PROYECTOS PRESENTADOS BAJO EL CÓDIGO CU-GING	53
11.	EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS RESTANTES	54
11.1.	EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS PRESENTADOS BAJO EL CÓDIGO CU-GO&M	54
11.1.1.	CU-GO&M-001	54
11.1.2.	CU-GO&M-002	55
11.1.3.	CU-GO&M-003	55
11.1.4.	CU-GO&M-004	56
11.1.5.	CU-GO&M-005	56
11.1.6.	CU-GO&M-006	57
11.1.7.	CU-GO&M-007 Y SIGUIENTES PROYECTOS PRESENTADOS BAJO EL CÓDIGO CU-GO&M	57
11.2.	EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS PRESENTADOS BAJO EL CÓDIGO CU-TI	58
11.3.	EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS PRESENTADOS BAJO EL CÓDIGO CU-DF_SG	59
11.4.	EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS PRESENTADOS BAJO EL CÓDIGO CU-GSSA	60
11.4.1.	CU-GSSA-001	61
11.4.2.	CU-GSSA-002	61
12.	INFORME INTERGERENCIAL	61
13.	PRECIOS UNITARIOS	62

14.	COMPARACIÓN DE MONTOS COMPROMETIDOS DE LAS OBRAS DEL PLAN DE INVERSIONES CON LOS GASTOS EROGADOS	68
15.	RESOLUCIÓN I-4360	69
15.1.	DISPOSICIONES DE LA AUTORIDAD REGULATORIA	69
15.2.	MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS	70
15.3.	METODOLOGÍA DE CONTROL DE INVERSIONES OBLIGATORIAS	71
16.	DETALLE DE INVERSIONES APROBADAS POR ENARGAS	73
16.1.	PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS	73
16.2.	PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS	81
17.	PLAN DE INVERSIONES DE CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.	85
18.	NOTAS RELATIVAS A LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL	87
18.1.	NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS	87
18.2.	NOTAS REMITIDAS POR CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.	87
19.	REQUISITOS QUE SURGEN DE LAS NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS RELATIVAS A LA RTI PROGRAMADA	88
20.	PLAN DE INVERSIONES APROBADO POR ENARGAS - ANÁLISIS	90
20.1.	ADECUACIÓN DE SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA	90
20.2.	PREVISIÓN ADECUACIÓN PROTECCIÓN CATÓDICA	91
20.3.	INSTALACIÓN DE ODORIZADORES	91
20.4.	RENOVACIÓN DE REDES ANTIGUAS Y SERVICIOS	93
20.5.	RENOVACIÓN DE REDES POR UBICACIÓN Y/O TAPADA INADECUADA	93
20.6.	RENOVACIÓN DE GASODUCTOS Y RAMALES	94
20.7.	PREVISIÓN RENOVACIÓN DE REDES, GASODUCTOS Y RAMALES	94
20.8.	ADECUACIÓN GASODUCTO FUEGUINO	94
20.9.	ADECUACIÓN RED DE INCENDIO PIPA BARILOCHE Y RENOVACIÓN COMPRESORES GLP	94
20.10.	PLANTAS REGULADORAS	95
20.11.	PREVISIÓN PLANTAS REGULADORAS	95
20.12.	INSTALACIÓN DE VÁLVULAS EN RAMALES	96
20.13.	INSTALACIÓN DE PUENTES DE MEDICIÓN	96

20.14. TELEMEDICIÓN	96
20.15. ADQUISICIÓN DE VEHÍCULOS PARA LA RENOVACIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DE FLOTA OPERATIVA	97
20.16. MAQUINARIAS, HERRAMIENTAS MAYORES E INSTRUMENTOS	97
20.17. MEDIDORES DE GAS Y UNIDADES CORRECTORAS	98
20.18. MUEBLES Y EQUIPAMIENTOS PARA OFICINAS, DEPÓSITOS Y TALLERES	98
20.19. OBRAS EDILICIAS EN OFICINAS, DEPÓSITOS Y TALLERES	98
20.20. INFORMÁTICA	99
20.21. REFUERZOS A SAN ANTONIO OESTE Y LAS GRUTAS	100
20.22. REFUERZO A SISTEMA CATRIEL – 25 DE MAYO	100
20.23. COMPRA TERRENO COMPRESORA RÍO SENGUER	100
20.24. REFUERZO SISTEMA NEUQUINO	101
20.25. REFUERZO RED LAS GRUTAS	101
20.26. REFUERZO DE RED GENERAL ROCA	101
20.27. EXPANSIÓN SISTEMA FUEGUINO	102
20.28. EXPANSIÓN SISTEMA CONESA-VIEDMA	102
20.29. REFUERZO RAMAL DE ALIMENTACIÓN A CHOELE CHOEL	102
20.30. REFUERZO DE RED CUTRAL CO	103
20.31. REFUERZO GASODUCTO DE ALIMENTACIÓN A SAN JULIÁN	103
21. INFORME INTERGERENCIAL	103
22. PRECIOS UNITARIOS	104
23. COMPARACIÓN DE MONTOS COMPROMETIDOS DE LAS OBRAS DEL PLAN DE INVERSIONES CON LOS GASTOS EROGADOS	107
24. RESOLUCIÓN I-4357	108
24.1. DISPOSICIONES DE LA AUTORIDAD REGULATORIA	108
24.2. MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS	109
24.3. METODOLOGÍA DE CONTROL DE INVERSIONES OBLIGATORIAS	110
25. DETALLE DE INVERSIONES APROBADAS POR ENARGAS	112
25.1. PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS SEGÚN RESOLUCIÓN ENRG I-4357	112

25.2.	PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS SEGÚN RESOLUCIÓN ENRG I-4357	115
<b>E.</b>	<b>BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO</b>	<b>116</b>
26.	ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO PARA DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA	116
26.1.	ANTECEDENTES	116
26.2.	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA	118
26.3.	ANÁLISIS Y CONSIDERACIONES	127
27.	ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO PARA CAMUZZI GAS DEL SUR SA	134
27.1.	ANTECEDENTES	134
27.2.	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA	135
27.1.	ANÁLISIS Y CONSIDERACIONES	144
<b>F.</b>	<b>BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO</b>	<b>151</b>
28.	ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO DE DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA SA	151
28.1.	ANTECEDENTES	151
28.2.	ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN	151
28.3.	TABLA SÍNTESIS	160
28.4.	VALUACIÓN TÉCNICA RESIDUAL	162
28.5.	CONCLUSIONES	164
29.	ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO DE CAMUZZI GAS DEL SUR SA	166
29.1.	ANTECEDENTES	166
29.2.	ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN	166
29.3.	CONCLUSIONES	174
<b>G.</b>	<b>FLUJO DE FONDOS PARA CÁLCULO TARIFARIO</b>	<b>175</b>
30.	ANTECEDENTES	175
31.	ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACION RECIBIDA	176
31.1.	CONSIDERACIONES SOBRE EL INCREMENTO TARIFARIO DE DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.	176

31.2.	CONSIDERACIONES SOBRE EL INCREMENTO TARIFARIO DE CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.	178
32.	MODELO DE CALCULO TARIFARIO DESARROLLADO EN CUBEPLAN. ANALISIS DE LA INFORMACION INGRESADA A LA PLATAFORMA	180
32.1.	MODELO DE CALCULO TARIARIO DE DISTRIBUCION – DISTRIBUIDROA DE GAS CUYANA S.A.	180
32.1.	MODELO DE CALCULO TARIFARIO DE DISTRIBUCION – CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.	183
<b>H.</b>	<b>ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS DE DEMANDA</b>	<b>187</b>
33.	ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA SA	187
33.1.	ANALISIS DEL EXPEDIENTE	187
33.2.	CONCLUSIONES	192
34.	ANALISIS DEL ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR CAMUZZI GAS DEL SUR	193
34.1.	ANALISIS DEL EXPEDIENTE	193
34.2.	CONCLUSIONES	199
<b>I.</b>	<b>ANÁLISIS DE GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>	<b>200</b>
35.	ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA SA	200
35.1.	ANALISIS DEL EXPEDIENTE	200
36.	ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR CAMUZZI GAS DEL SUR SA	219
36.1.	ANALISIS DEL EXPEDIENTE	219
<b>J.</b>	<b>ANALISIS DEL MECANISMO NO AUTOMATICO DE ACTUALIZACION TARIFARIA</b>	<b>237</b>
37.	ANTECEDENTES	237

---

## **A. RESUMEN EJECUTIVO**

---

### **1. RESUMEN EJECUTIVO**

En este sexto 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 Distribuidora de Gas Cuyana SA y Camuzzi Gas del Sur SA, iniciando su vez a las tareas correspondientes al análisis del mecanismo no automático de actualización tarifaria.

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 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
<b>Clase 5</b>	0% a 2%	Evaluación Conceptual	Factores por capacidad, modelos paramétricos, juicio, o analogía	I: -20% a -50% S: +30% a +100%
<b>Clase 4</b>	1% a 15%	Estudio o factibilidad	Factores de equipos o modelos paramétricos	I: -15% a -30% S: +20% a +50%
<b>Clase 3</b>	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%
<b>Clase 2</b>	30% a 75%	Control o oferta	Costo unitario detallado con metrado forzado detallado	I: -5% a -15% S: +5% a +20%
<b>Clase 1</b>	65% a 100%	Estimado para chequeo o oferta	Costo unitario detallado con metrados detallados	I: -3% a -10% S: +3% a +15%

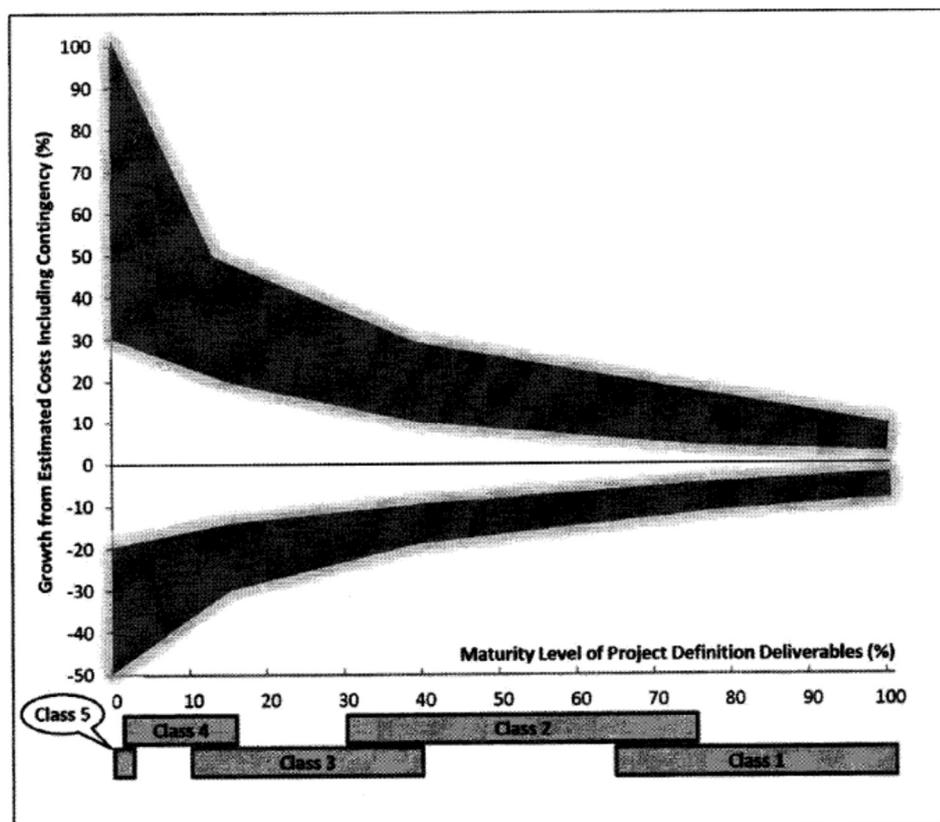
Como se observa en la tabla, no se exige para una estimación de Clase 3 una definición perfecta del proyecto, ya que se encuentra en un nivel de madurez de hasta un 40%. Los proyectos de las licenciatarias podrían superar esta exigencia, sobre todo en los proyectos que se realicen en los primeros años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

En este informe se ha verificado que, tanto para la Distribuidora de Gas Cuyana como para Camuzzi Gas del Sur, las diferencias entre los montos comprometidos y los realmente erogados alcanzan valores que superan ampliamente el rango esperado de una estimación de Clase 3, como se detalla en los siguientes apartados

### **1.1.2. ANALISIS PARTICULAR DE LOS PLANES DE INVERSIÓN**

#### **a. Distribuidora de Gas Cuyana 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 la falta de documentación soporte de los precios unitarios adoptados para el cálculo de las inversiones.

En cuanto a la comparación realizada entre los montos comprometidos y los realmente erogados se han obtenido los siguientes resultados:

Comparación Montos Comprometidos y Montos Erogados ajustados por IPIM – Distribuidora de Gas Cuyana

Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Importe S/Resolución ENRG N° 308/18	Montos Erogados a valores Dic 2016 (Ajust IPIM)	Diferencia \$	Dif. %
Cu-GING-007	Construcción y montaje de ESyM Zanjitas. Zanjitas, San Luis	Construcción de una ESM aérea (70 kg/cm <sup>2</sup> M, Q 60.000 Sm <sup>3</sup> /h), la inversión incluye la obra civil y mecánica.	\$ 22.700.000,00	\$ 12.679.940,13	\$ 10.020.059,87	79%
Cu-GING-024	Interc. Ramal AP Calle Ruiz (e/Carril Gomez y Carril Sosa), Maipú. Mza	Interconexión de ramal (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> 3,5 km Ø 8")	\$ 29.000.000,00	\$ 7.975.428,72	\$ 21.024.571,28	264%
Cu-GING-048	Construcción de nueva "PRF B° San Agustín", Merlo. San Luis	Construcción de nueva "PRF B° San Agustín" (Pe 25/7kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 7.500 Sm <sup>3</sup> /h).	\$ 5.900.000,00	\$ 3.731.649,19	\$ 2.168.350,81	58%
Cu-GING-059	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo. San Luis.	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo, San Luis. (25/7 kg/cm <sup>2</sup> M). 4,0 km Ø 6"	\$ 25.000.000,00	\$ 8.644.064,41	\$ 16.355.935,59	189%

De la comparación efectuada se observa que en todos los casos existió un excedente de presupuesto, como motivo de una sobrestimación del costo de las obras. Se debe mencionar también que grandes cambios en el valor del dólar pueden dificultar una estimación precisa a priori del costo de las obras

Las diferencias observadas van desde un 58% a un 264 %, observándose grandes diferencias en obras de ramales. De esta tabla surge que los valores unitarios reales en las obras de ramales fueron los siguientes, tomando un tipo de cambio de 15,23 \$/u\$s

Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Montos Erogados a valores Dic 2016 (Ajust IPIM)	Longitud (m)	Diam (pulg)	Precio Unitario (u\$s/pulg.m)
Cu-GING-024	Interc. Ramal AP Calle Ruiz (e/Carril Gomez y Carril Sosa), Maipú. Mza	Interconexión de ramal (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> 3,5 km Ø 8")	\$ 7.975.428,72	3500,0	8	18,7
Cu-GING-059	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo. San Luis.	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo, San Luis. (25/7 kg/cm <sup>2</sup> M). 4,0 km Ø 6"	\$ 8.644.064,41	4000,0	6	23,6

De la tabla anterior se observa que los precios unitarios obtenidos en las obras son sustancialmente menores, entre un 30% y un 40% del valor unitario de 60 u\$s/pulg.m. considerado por la Distribuidora para el cálculo de las inversiones.

El monto de las inversiones obligatorias aprobado por el Enargas para Distribuidora de Gas Cuyana, mediante Resolución ENARGAS N° I-4360/17 ascendía a 2.208,0 millones de pesos.

**b. Camuzzi Gas del Sur SA**

Se ha verificado que, si bien los presupuestos de obras e inversiones presentados por la distribuidora contienen cierto grado de detalle, carece de documentación que soporte los precios unitarios o globales adoptados para el cálculo de las inversiones.

Se ha observado también que los costos unitarios considerados para Camuzzi Gas del Sur son mayores aproximadamente en un 40% que los considerados para la distribuidora pampeana. La distribuidora no explica en su presentación las razones para tal diferencia, aunque es entendible que los precios difieran debido al mayor costo de la mano de obra, mayores distancias de transporte y las restricciones climáticas, existentes en el área abastecida por Camuzzi Gas del Sur. Esta situación y los mayores costos observados deberían estar sustentados por la Distribuidora con documentación respaldatoria adecuada, la cual no se encuentra en el expediente.

En cuanto a la comparación realizada entre los montos comprometidos y los realmente erogados se han obtenido los siguientes resultados:

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

Denominación del proyecto	Descripción	Importes s/Resolución	Montos Erogados a valores Dic 2016 (Ajust IPIM)	Diferencia \$	Dif. %
Refuerzo Sist. Catriel - 25 de Mayo	Loop 15 Km Ø6"	\$ 103.859.393,25	\$ 71.828.321,77	\$ 32.031.071,48	45%
Refuerzo Sistema Neuquino	Loop ramal 12 km Ø10". Loop 1 km Ø8" aguas abajo ERP Los Hornos. Loop ramal alimentación a ERP Allen (25/10) 40 m de 6". Loop ramal alimentación a Villa Regina de 1.8 km de Ø4"	\$ 160.000.000,00	\$ 62.343.541,10	\$ 97.656.458,90	157%
Refuerzo red Gral. Roca	1250 mts. red, 1900 mts ramal y ERP nueva	\$ 31.119.608,37	\$ 16.571.846,92	\$ 14.547.761,45	88%
Expansión Sistema Fueguino	Loop Río Grande 14.1 km Ø12", Loop 3km Succión PC Ø12", Loop 11 km Ø12" Trampa D, Loop 0.4 km Ø6" ramal Río Grande, Loop 0.5 km Ø3" ramal Río Grande, Loop 0.9 km Ø12" ramal Ushuaia, Equipo Compresor	\$ 478.767.632,39	\$ 278.001.716,66	\$ 200.765.915,72	72%
Refuerzo SAO y Las Grutas	Loop sobre gto 6 km de Ø 6" y ref. ramal de 10 km de	\$ 113.292.997,65	\$ 66.518.355,61	\$ 46.774.642,04	70%
Expansión Sist. Conesa - Viedma	Loop gto de 18 km de Ø12" + equipo compresor	\$ 288.320.038,39	\$ 114.669.812,77	\$ 173.650.225,62	151%
Solución de Printing	Solución de Printing	\$ 3.750.000,00	\$ 1.559.921,53	\$ 2.190.078,47	140%
Refuerzo Red San Antonio Oeste	2400 mts. de cañería de PE	\$ 9.235.086,54	\$ 3.303.406,29	\$ 5.931.680,25	180%
Refuerzo Red Las Grutas	750 mts. de cañería PE	\$ 2.860.246,86	\$ 1.177.213,63	\$ 1.683.033,22	143%
Refuerzo red Carmen de Patagones	3900 mts de cañería PE	\$ 20.141.760,55	\$ 8.216.707,32	\$ 11.925.053,22	145%
Refuerzo red Catriel	650 mts de cañería de PE diam 250	\$ 4.567.706,86	\$ 2.609.585,86	\$ 1.958.121,00	75%
Refuerzo Red Viedma	650 mts. de cañería de PE	\$ 3.629.682,55	\$ 1.618.244,90	\$ 2.011.437,65	124%
Refuerzo Gasoducto a San Julian	Loop de gasoducto 4.4 km Ø6"	\$ 30.249.195,91	\$ 9.812.247,03	\$ 20.436.948,88	208%
		\$ 1.249.793.349,31	\$ 638.230.921,39	\$ 611.562.427,92	96%

De la comparación efectuada se observa que en todos los casos existió un excedente de presupuesto, como motivo de una sobrestimación del costo de las obras, observándose diferencias que van desde un 45% a un 208 %, con un promedio ponderado del 96% de excedente en este total. Se debe mencionar también que grandes cambios en el valor del dólar pueden dificultar una estimación precisa a priori de los costos.

Un análisis de las obras de redes nos permite comparar los costos unitarios en \$/m presupuestados, con los realmente obtenidos (ajustados por IPIM), cuyos valores están en el orden del considerado por la consultora Mercados Energéticos – Bértora de 1.995 \$/m, aplicado en el cálculo del valor de reposición de los activos de la compañía.

Proyecto	Diam (mm)	Longitud de Red (m)	Precio por Metro Lineal Presupuesto (\$/m)	Precio por Metro Lineal Erogado (\$/m)	Diferencias %
Refuerzo Red Carmen de Patagones	125/180/250	3.900,00	5.164,55	2.106,85	145%
Refuerzo Red San Antonio Oeste	90/180	2.400,00	3.847,95	1.376,42	180%
Refuerzo Red Las Grutas	90/180	750,00	3.813,66	1.569,62	143%
Refuerzo Red Viedma	125/250	650,00	5.584,13	2.489,61	124%
Refuerzo Red Catriel	250	650,00	7.027,24	4.014,75	75%

Como conclusión de los valores obtenidos en las tablas anteriores, se puede verificar una sobrestimación de las obras del plan de inversiones de la distribuidora.

El monto de las inversiones obligatorias aprobado por el Enargas para Camuzzi Gas del Sur, mediante Resolución ENARGAS N° I-4357/17 ascendía a 3.007,37 millones de pesos.

## 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	CUYANA	CAMUZZI SUR
BT como Activo Físico (Miles de Pesos)	15.567.502	8.360.401
BT como Activo Financiero * (Miles de Pesos)	4.665.738	4.770.626
Relación	3,33	1,75

\*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. Distribuidora de Gas Cuyana SA**

En este informe se realiza el estudio del expediente de la base tarifaria correspondiente a la Distribuidora de Gas Cuyana 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 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.

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 \$4.665,7 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 han encontrado obrantes en el expediente estudios de la propuesta de índices de ajuste realizada por PSI Sociedad Civil de Asesoramiento – Abelovich, Polano & Asociados, ni argumentos para descartar su tratamiento.

Asimismo, corresponde señalar, con relación a la propuesta de actualización efectuada por PSI Sociedad Civil de Asesoramiento – Abelovich, Polano & Asociados, que no surge del informe de LA CONSULTORA la lógica de la metodología para la selección de índices. Como consecuencia de ello, resulta al menos ambiguo que en ciertos rubros, de gran relevancia en el valor del activo de la Licenciataria (como gasoductos, ramales, conductos de media y baja presión), se utilizaron tanto el ICC-Materiales Mendoza como indicadores que componen el IPIM elaborado por INDEC para la actualización de los valores históricos, sin detalle o consideración alguna respecto de los motivos para la selección y uso de un indicador de precios de la Provincia de Mendoza en combinación con indicadores de precios a nivel nacional.

Igual consideración corresponde realizar con respecto a la selección de los índices de ajuste de las componentes de salario, ya que en los rubros de activo de gran relevancia de la Distribuidora la CONSULTORA optó por aplicar el Índice de la construcción de Mendoza – Renglón salarios (ICC-S de la columna E de la “Matriz de coeficientes e índices” del apartado 6.3 del informe final de la firma auditora), sin detalle o consideración alguna respecto de los motivos para la selección y uso de un indicador de costo de mano de obra elaborado por la Provincia de Mendoza, mientras que para otros rubros del activo propuso el ISBIC combinado con el ICC-S Mendoza como índice de actualización.

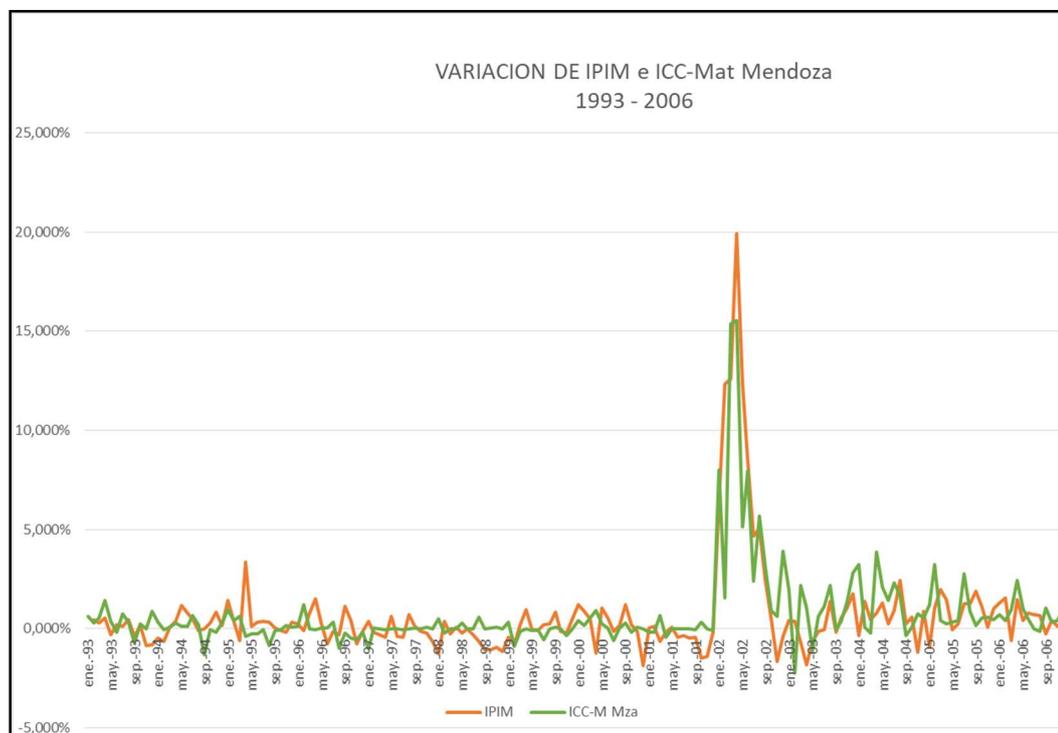
Asimismo, cabe señalar, en cuanto a lo actuado por LA CONSULTORA en el análisis de la estructura de costos e índices de actualización del valor contable de la Base de Capital, que resulta llamativo que los ponderadores propuestos en la matriz de la estructura de costos por activo para CUYANA (al igual que los índices de precios) coinciden exactamente con aquellos propuestos por la misma firma auditora (PSI – Abelovich, Polano y Asociados) para la distribuidora Gas Natural Ban (Naturgy) (véase fs. 1312 y 1313 Expediente ENARGAS N° 17424; y fs. 2535 y 2536 del Expediente ENARGAS N° 12344)

En cuanto a los argumentos empleados por la Consultora Villares y Asociados en su informe final para la selección de los índices que fueran 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 Distribuidora de Gas Cuyana SA  
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

RUBROS DE LA BASE DE ACTIVOS	VALOR CONTABLE RESIDUAL DE LA BAC AJUSTADO (EN M\$)	ESTRUCTURA DE COSTOS	
		SALARIOS (MANO DE OBRA)	ICC, MATERIALES, MAQUINAS Y EQUIPOS, OTROS
EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES CIVILES	54.427,08	0,0%	100,0%
TERRENOS	-	0,0%	100,0%
OTRAS INSTALACIONES TÉCNICAS	41.733,73	0,0%	100,0%
MAQUINARIAS Y EQUIPOS	19.911,29	0,0%	100,0%
HERRAMIENTAS	651,53	0,0%	100,0%
RODADOS	9.871,22	0,0%	100,0%
MUEBLES Y ÚTILES	3.927,82	0,0%	100,0%
SISTEMAS INFORMATICOS	12.692,01	83,3%	16,7%
SISTEMA SCADA	15.196,84	65,9%	34,1%
EQUIPOS DE TELECOMUNICACION	9.797,63	50,8%	49,3%
ERP	143.031,78	24,4%	75,6%
PLANTAS COMPRESORAS	2.281,55	29,2%	70,8%
RAMALES AP	706.346,09	44,4%	55,6%
GASODUCTOS	1.374.134,61	44,2%	55,8%
CONDUCTOS Y REDES MBP ACERO	1.020.427,50	51,1%	48,9%
CONDUCTOS Y REDES MBP PE	1.221.441,12	41,8%	58,2%
MEDIDORES	186.422,09	38,8%	61,2%
<b>Promedio ponderado de todos los itmes</b>		<b>43,3%</b>	<b>56,7%</b>

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%
<b>Promedio ponderado de todos los itmes</b>		<b>37,3%</b>	<b>62,7%</b>

**b. Camuzzi Gas del Sur SA**

Pueden aplicarse a Camuzzi Gas del Sur similares consideraciones a las expresadas para la Distribuidora de Gas Cuyana SA.

En la siguiente tabla se muestra la estructura de costos de la Distribuidora elaborada por la consultora Mercados Energéticos Consultores S.A. y Bértora y Asociados, pudiendo observarse las diferencias con la de la Transportadora de Gas del Sur

**CAMUZZI 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
EDIFICIOS	34.105,12	47,5%	52,5%
MAQUINARIAS Y EQUIPOS	15.018,38	3,5%	96,5%
PLANTAS INDUSTRIALES PROPANO	11.912,00	46,2%	53,8%
PLANTAS COMPRESORAS Y CILINDROS	28.676,87	50,6%	49,4%
RODADOS	40.462,43	3,0%	97,0%
MUEBLES Y ÚTILES	2.755,72	0,0%	100,0%
EQUIPOS DE COMPUTACION	9.613,19	3,5%	96,5%
EQUIPOS DE COMUNICACIÓN	5.985,80	14,4%	85,6%
ERP	41.283,97	50,6%	49,4%
GASODUCTOS	216.924,41	62,0%	38,0%
RAMALES	77.986,80	62,0%	38,0%
REDES PE Y ACERO	287.409,30	67,4%	32,6%
MEDIDORES	101.657,91	0,0%	100,0%
<b>Promedio ponderado de todos los itmes</b>		<b>50,0%</b>	<b>50,0%</b>

### **a. Conclusiones Generales**

Avanzando en el estudio de los expedientes de la Revisión Tarifaria Integral, habiendo analizado a la fecha siete licenciatarias, las conclusiones acerca de este tema se mantienen y confirman lo evaluado en los anteriores informes 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. Distribuidora de Gas Cuyana 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 fallas metodológicas, como en el caso de la valuación de los activos cedidos por terceros que se ha considerado su valor de reposición al 100% en todos los casos, la valuación de redes o la valuación de estaciones de regulación sin tener en cuenta sus características principales, así como las observaciones que se indican a continuación.

La consultora “PSI Consultores SA y Abelovich, Polano y Asoc. SRL” fue también responsable de la auditoría realizada sobre los activos de la Distribuidora Gas Natural Ban, y se verifica que la metodología aplicada para el cálculo del valor técnico de las redes de distribución es idéntica en ambos casos, observándose que se han considerado módulos de red de 30.000 metros con la misma composición porcentual de diámetros tanto para Gas Natural Ban como para Ecogas Cuyo. Teniendo en cuenta las distintas características de ambas distribuidoras, en cuanto a composición de la red, terrenos que atraviesa, grados de urbanización, etc., se observa que la metodología aplicada no puede ser replicada sin los ajustes necesarios, los cuales no fueron realizados por el consultor.

Respecto a los precios unitarios considerados en la construcción de redes, se observa que son idénticos a los aplicados en la auditoría realizada por la misma consultora sobre los activos de Gas Natural Ban SA. Teniendo en cuenta las distintas características de ambas distribuidoras, distinta zona geográfica, tipos de terreno, grados de urbanización, diferencias en los costos de transporte, diferencias en costos de mano de obra, etc., es de esperar que los precios unitarios no sean idénticos.

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 empleados históricamente, de mayor costo a los actuales.

La misma situación se presenta con el cálculo del valor técnico de las estaciones de regulación y medición aéreas, las cuales presentan idénticos precios unitarios que los considerados para la licenciataria Gas Natural Ban SA.

No se adjunta una planilla de detalle que permita verificar cuales fueron los activos considerados, y su correspondiente valor de reposición para poder extraer conclusiones sobre su corrección. Solo se presentan tablas resumen parciales con los valores finales obtenidos, a valores diciembre 2015 y a valores de junio 2016 incorporando las altas y bajas del semestre.

No se indican en forma detallada los precios unitarios considerados para realizar el cálculo del valor técnico de los bienes, los cuales debieron ser inferidos por esta consultoría. Tampoco detalla el informe cómo obtiene los precios aplicados para el cálculo del valor técnico, más allá de la mención de un modelo de cálculo que no presenta.

La consultora tampoco incorpora en el informe el reporte de las visitas efectuadas ni su informe fotográfico, cuyo resultado es la base del criterio utilizado por ésta para sostener la innecesaria corrección por obsolescencia al valor técnico de los bienes.

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.

#### **b. Camuzzi Gas del Sur SA**

Del análisis de la documentación obrante en los expedientes se puede afirmar que la metodología aplicada para la verificación de las condiciones técnicas de los bienes que componen la base de capital fue adecuada para los objetivos establecidos en las actas acuerdo y en los términos de referencia del contrato de las firmas consultoras.

Respecto a la determinación del valor técnico de reposición se han observado errores metodológicos que conducen a obtener valores de reposición equivocados, tales como la inclusión del IVA en el cálculo del costo unitario de instalación de gasoducto y ramales, la aplicación de precios unitarios en \$/m iguales para ductos de distintos diámetros, las grandes diferencias observadas entre los cálculos detallados y los valores finalmente aplicados, lo cual representan importantes inconsistencias en la determinación de los principales ítems del Valor Técnico de la Distribuidora.

Tampoco se explica en el informe porque se aplica en el cálculo del valor técnico, costos unitarios hasta 3 veces mayores a los calculados en las planillas de detalle, elaboradas por la misma consultora.

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 Cubeplan, 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. Distribuidora de Gas Cuyana 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 308/18:

Copy of Cuyana RI

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

Cierre de RI (MS)    0 MS

Requerimiento de ingreso mensual (\$)

Componentes del RI	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
COK	425,140,682	434,874,104	446,004,244	446,759,250	441,939,161	2,194,717,441
CMK	288,577,698	304,865,694	311,295,490	315,288,220	316,292,298	1,536,319,399
OPEX	723,727,468	756,680,731	780,663,284	796,469,324	802,166,938	3,859,707,745
Perdidas	79,065,109	148,192,968	282,805,497	342,991,708	347,426,879	1,200,482,160
IIGG Comp Basica	228,921,906	234,162,979	240,156,132	240,562,673	237,967,241	1,181,770,930
IIGG por Dif. Depreciacion	130,803,469	128,545,556	122,811,096	119,723,654	117,280,334	619,164,109
Total	1,876,236,332	2,007,322,032	2,183,735,743	2,261,794,828	2,263,072,850	10,592,161,784

Componentes del RI (all)    Timeframe: (multiple)

Ingresos por Tasas y Cargos

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	55,035,296	60,288,498	66,243,915	72,503,601	77,521,369	331,672,680

Inversiones Totales

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Total	278,230,787	456,759,389	413,387,639	270,662,240	256,663,275

NPV Ingresos a Tarifas Actuales (AR\$)    3,055,182,308    AR\$

NPV Ingreso nuevas tarifas (AR\$)    8,033,547,008    AR\$

Incremento tarifario (Factor reposiciona...)  
**162.948%**

Requerimiento de Ingreso Anual Prome...  
2,015,879,138

BT Inicial (MM Mon Rev)    4,665,738,457    MM Mon Rev

Nota: Enargas puso a disposición de esta auditoría el modelo de flujo de fondos correspondiente a la resolución 308/18, que incorpora una modificación al plan de inversiones obligatorias aprobado con posterioridad a la resolución Enargas I-4360 del 30 de marzo de 2017, con los cuadros tarifarios surgidos del proceso de RTI.

**ANEXO I**

**Resultado Revisión Tarifaria Integral Distribuidora de Gas Cuyana S.A.**

Base Tarifaria Inicial	\$	4.665.738
Costo del Capital		9,33%

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Rentabilidad	\$ 425.141	\$ 434.874	\$ 446.004	\$ 446.759	\$ 441.939
Depreciación Regulatoria	\$ 288.578	\$ 304.866	\$ 311.295	\$ 315.288	\$ 316.292
Gastos Propios	\$ 802.793	\$ 904.874	\$ 1.063.469	\$ 1.139.461	\$ 1.149.594
Impuesto a las Ganancias	\$ 359.725	\$ 362.709	\$ 362.967	\$ 360.286	\$ 355.248
Requerimiento de Ingresos	\$ 1.876.236	\$ 2.007.322	\$ 2.183.736	\$ 2.261.795	\$ 2.263.073
Ingresos por Tasas y Cargos	\$ 55.035	\$ 60.288	\$ 66.244	\$ 72.584	\$ 77.521
Monto a Remunerar via Tarifas	\$ 1.821.201	\$ 1.947.034	\$ 2.117.492	\$ 2.189.211	\$ 2.185.551
Depreciación Impositiva	\$ 45.657	\$ 66.138	\$ 83.218	\$ 92.944	\$ 98.486

Valores expresados en miles de pesos.

En el reporte principal también se muestra el incremento de ingresos obtenido por la Distribuidora en términos porcentuales: 162,948% respecto de las tarifas vigentes.

### c. Camuzzi Gas del Sur 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- 4357/17:

Copy of Sur RI - 100 y escalones Enargas/FIUBA

Sur RI Copy of Sur RI Cierre de RI (M\$) -0 M\$

1- Resetear a componente de Distribucion 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	439,661,874	494,481,586	534,717,016	556,513,298	572,749,517	2,598,123,291
CMK	240,514,168	272,523,918	298,917,493	326,122,036	350,215,071	1,488,292,685
OPEX	915,795,113	969,772,499	1,006,456,721	1,055,031,083	1,112,197,171	5,059,252,588
Perdidas	23,522,522	46,572,540	92,916,294	115,539,000	116,312,850	394,863,206
IIGG Comp Basica	236,741,009	266,259,316	287,924,547	299,661,007	308,403,586	1,398,989,464
IIGG por Dif. Depreciacion	110,838,339	109,626,651	108,321,798	107,206,930	106,305,000	542,298,717
Total	1,967,073,024	2,159,236,510	2,329,253,868	2,460,073,354	2,566,183,196	11,481,819,952

Componentes del RI: (all) Timeframe: (multiple)

Ingresos por Tasas y Cargos

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	38,159,572	41,718,150	43,266,802	43,810,662	44,302,225	211,257,410

Inversiones Totales

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	323,694,999	1,121,959,524	528,985,510	549,980,570	482,745,240	

NPV Ingresos a Tarifas Actuales (ARS) 5,299,117,091 AR\$

NPV Ingreso nuevas tarifas (ARS) 8,827,392,414 AR\$

Incremento tarifario (Factor reposiciona... 66.582%

Requerimiento de Ingreso Anual Prome... 2,223,652,314

BT Inicial (MM Mon Rev) 4,770,626,459 MM Mon Rev

## ANEXO I DE LA RESOLUCION N°I - 4357

### Resultado Revisión Tarifaria Integral Camuzzi Gas del Sur S.A.

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Base Tarifaria Inicial	\$ 4,770,626				
Costo del Capital	9,33%				
Rentabilidad	\$ 439,662	\$ 494,482	\$ 534,717	\$ 556,513	\$ 572,750
Depreciación	\$ 240,514	\$ 272,524	\$ 298,917	\$ 326,122	\$ 350,215
Gastos Propios	\$ 939,318	\$ 1,016,345	\$ 1,099,373	\$ 1,170,570	\$ 1,228,510
Impuesto a las Ganancias	\$ 347,579	\$ 375,886	\$ 386,246	\$ 406,888	\$ 414,709
Requerimiento de Ingresos	\$ 1,967,073	\$ 2,159,237	\$ 2,329,254	\$ 2,460,073	\$ 2,566,183
Ingresos por Tasas y Cargos	\$ 38,160	\$ 41,718	\$ 43,267	\$ 43,811	\$ 44,302
Monto a Remunerar via Tarifas	\$ 1,928,913	\$ 2,117,518	\$ 2,285,987	\$ 2,416,263	\$ 2,521,881

Valores expresados en miles de pesos.

En el reporte principal también se muestra el incremento de ingresos obtenido por la Distribuidora en términos porcentuales: 66,582% respecto de las tarifas vigentes.

### 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 Residencial estimada y real – Distribuidora de Gas Cuyana SA

Volumen (m3)	Periodo		
	2017/18	2018/19	2019/20
Estimado	653.904.768	638.282.476	654.677.732
Real	669.875.000	616.932.000	593.187.000
Variación	2,4%	-3,3%	-9,4%

Comparación Demanda Residencial estimada y real – Camuzzi Gas del Sur SA

Volumen (m3)	Periodo		
	2017/18	2018/19	2019/20
Estimado	2.644.824.762	2.702.606.141	2.810.187.980
Real	2.511.965.000	2.558.239.000	2.528.120.000
Variación	-5,0%	-5,3%	-10,0%

## 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.

Corresponde señalar lo complejo del proceso de determinación de los gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización, evidenciado en las numerosas notas y presentaciones tanto del ENARGAS como de la Licenciataria para la determinación de los criterios y conceptos a considerar en dichos rubros.

Se observa que 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, que luego es corregida, completada, y verificada por el ente regulador a lo largo del proceso. Esto se realiza con pedidos de información adicional, auditorias en oficinas de las licenciatarias y diversos análisis internos.

La información brindada por las licenciatarias se basa 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 MECANISMO NO AUTOMÁTICO DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA**

En este informe se da inicio al análisis del mecanismo no automático de actualización tarifaria, haciendo un detalle de los antecedentes del caso.

---

## **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	Duración de la Actividad												Hito		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
	Fecha de Entrega del Informe	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			
1	Reunión de Inicio															
2	Recopilación de Información															
3	Análisis de la Completitud 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 (Gas Natural Ban)															
D	Ecogas Cuyo / Camuzzi Gas del Sur															
E	Ecogas Centro															
F	Gasnor / Gasnea															
G	Transportadora de Gas del Norte / Redengas															

## **5. AVANCES DEL PLAN DE TRABAJO**

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

- ✓ Análisis del mecanismo no automático de actualización tarifaria

Respecto a la Distribuidora de Gas Cuyana SA y Camuzzi Gas del Sur 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 DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA

Con fecha 26 de agosto de 2016 DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. contesta por Nota DF N° 4220/16 a la solicitud presentada por Enargas con fecha 11 de agosto de 2016 por nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07430 (Fs. 1 del Expediente N° 30.043), 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. 8 del Expediente N° 30.043, esa Distribuidora solicita una prórroga de 10 días hábiles al plazo fijado para la presentación del Plan de Inversiones.

Con posterioridad, con fecha 15 de septiembre de 2016, por Nota GING N° 4592/16, obrante a Fs. 9 del Expediente N° 30.043, Ref.: RTI-PIN – Solicitud de Plan de Inversiones – Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07430 – Distribuidora de Gas Cuyana S.A. y Nota 4220/16, presenta la documentación y detalle correspondiente al “RTI-PIN Resumen del Plan de Inversiones para el quinquenio 2017-2021”.

Adjunto se remite el “Cuadro I–Total de Inversiones RTI” y el “Cuadro II–Total de Inversiones RTI por rubro regulatorio”, totalizando un monto de **5.422,124 \$MM**. Además, se adjunta el “Cuadro III-Inversión alternativa” por un valor de 4.495,432 \$MM.

Posteriormente, con fecha 29 de septiembre de 2016, la DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. presenta la nota Nota GING N° 4807/16 obrante a Fs. 26 del Expediente N° 30.043, remitiendo la nueva alternativa del Plan de Inversiones actualizado, que anula y reemplaza al informado a la Autoridad Regulatoria mediante Nota GING N° 4592 del 15 de septiembre de 2016.

Allí aclara que las modificaciones realizadas tienen por objeto ajustar los montos previstos en las inversiones propuestas. Seguidamente, se adjuntan los Cuadros I, II y III, actualizando el valor para las inversiones RTI por un monto de **5.357,914 \$MM**, menor al anteriormente informado de 5.422,124 \$MM. Con respecto al monto para las inversiones alternativas detalladas en el Cuadro III, las mismas continúan siendo de 4.495,432 \$MM.

Más adelante, con fecha 20 de octubre de 2016 Enargas le cursa a la Distribuidora la nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09760 (Fs. 43 del Expediente N° 30.043), 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, proveyendo la información que en dicha nota se detalla.

Con fecha 08 de noviembre de 2016 (Fs. 45 del Expediente), Enargas remite la nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10428, donde se establece que se definan escalones de inversión al programa presentado por la Distribuidora.

Con posterioridad, la Distribuidora presenta con fecha 25 de noviembre de 2016 la Nota GING/EyP N° 5735, remitiendo una nueva alternativa del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado para el próximo quinquenio que anula y reemplaza al informado a la

Autoridad Regulatoria mediante Nota GING N° 4807 de fecha 29 de septiembre de 2016. Se acompaña a la actualización de la documentación del Plan de Inversiones con memorias descriptivas de los proyectos incluidos en el período 2017-2018, y demás anexos según se lista en la citada nota:

1. Memoria descriptiva Seguridad
2. Memoria descriptiva Mantenimiento
3. Memoria descriptiva Potenciamiento
4. Memoria descriptiva Eficiencia
5. Memoria descriptiva Expansión
6. Memoria descriptiva Eliminar Restricciones
7. Memoria descriptiva Renovación Flota Automotor
8. Memoria descriptiva Obras Edilicias
9. Memoria descriptiva Adquisición de Hardware
10. Memoria descriptiva Adquisición de Software
11. Memoria descriptiva Infraestructura de Redes y Telecomunicaciones
12. Listado de inversiones
13. Comprobante de SARI
14. Nota ING/GC N° 1883/16 de fecha 10/05/2016, dirigida a GasAndes y correspondiente a la solicitud de disponibilidad y anteproyecto de la Estación de Separación y Medición, para el abastecimiento al subsistema San Rafael – Gral. Alvear.
15. Nota de GasAndes de fecha 17/05/2016, donde indica la presión máxima operativa (MAPO) del gasoducto de 9930 kPa (101,2 kg/cm<sup>2</sup>).
16. Nota ING N° 2612 de fecha 27/06/2016, dirigida a GasAndes y correspondiente a la reiteración de solicitud de disponibilidad y anteproyecto de la Estación de Separación y Medición, para el abastecimiento al subsistema San Rafael – Gral. Alvear.
17. Nota de GasAndes de fecha 06/07/2016, donde indica la presión mínima operativa del gasoducto de 4000 kPa (40,8 kg/cm<sup>2</sup>).
18. Proyecto de instalaciones para la conexión al gasoducto GasAndes, derivación San Rafael.
19. Nota COM N° 4686/2016.

Se aclara que existe un grupo de proyectos, que por diferentes razones no han sido considerados en el quinquenio y se han postergado a la próxima revisión tarifaria. A Fs. 198 del Expediente se presenta el “Cuadro I-Total de Inversiones RTI” por un monto de **4.064,618 \$MM** y el “Cuadro II- Total Inversiones RTI por rubro regulatorio”, con el mismo monto organizado por categorías. Se adjunta luego “Cuadro III- Total de inversiones RTI por rubro categorización Nota 10428”.

Con fecha 01 de diciembre de 2016, la Distribuidora envía la nota Nota GING/EyP N° 5788, corriente a Fs. 239 del Expediente N° 30.043, en respuesta a la Nota de Enargas ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10428 de fecha 08 de noviembre de 2016, donde remite el Plan de Inversiones reordenado en los escalones de inversión, de acuerdo con las pautas indicadas por la Autoridad Regulatoria. El monto de inversión correspondiente se establece en **4.064,618 \$MM.**

Finalmente, a Fs. 263, con fecha 30 de marzo de 2017, se incorpora en el Expediente una copia del informe de Enargas GD N° 89/2017, donde se aprueban inversiones obligatorias por un monto de **2.208,00 \$MM.** Dichas obras, detalladas en el Anexo A, obrante a Fs. 272 del mismo, son las que se procederá a analizar para establecer la corrección de los montos fijados.

Para una mayor claridad del análisis que se pasa a exponer, se considera apropiado listar las notas presentadas por ENARGAS y DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA 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° 07430 de fecha 11 de agosto de 2016 (Fs. 1 del Expediente N° 30.043), requiriendo de DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA 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° 09760 de fecha 20 de octubre de 2016 (Fs. 43 del Expediente N° 30.043), 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° 10428 de fecha 08 de noviembre (Fs. 45 del Expediente N° 30.043), donde se establece que se definan escalones de inversión al programa presentado por la Distribuidora.

### **7.2. NOTAS REMITIDAS POR DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**

Las notas remitidas por DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA 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 DF N° 4220/16 de fecha 25 de agosto de 2016, corriente a Fs. 8 del Expediente N° 30.043, en respuesta a la nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07430 (Fs. 1), solicitando de la Autoridad Regulatoria la concesión de una prórroga de 10 días para la presentación del Plan de Inversiones.

2. Nota GING N° 4592/16 de fecha 15 de septiembre de 2016, corriente a Fs. 9 del Expediente N° 30.043, Ref.: RTI-PIN – Solicitud de Plan de Inversiones – Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07430 – Distribuidora de Gas Cuyana S.A. y Nota 4220/16, en relación a lo previsto en la nota de referencia, en cuanto ordena la presentación de un Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado para el próximo quinquenio.
3. Nota GING N° 4807/16 de fecha 29 de septiembre de 2016, corriente a Fs. 26 del Expediente N° 30.043, remitiendo la nueva alternativa del Plan de Inversiones actualizado, que anula y reemplaza al informado a la Autoridad Regulatoria mediante Nota GING N° 4592 del 15 de septiembre de 2016.
4. Nota GING/EyP N° 5735 de fecha 25 de noviembre de 2016, corriente a Fs. 48 del Expediente N° 30.043, remitiendo una nueva alternativa del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado para el próximo quinquenio que anula y reemplaza al informado a la Autoridad Regulatoria mediante Nota GING N° 4.807 de fecha 29 de septiembre de 2016.
5. Nota GING/EyP N° 5788 de fecha 01 de diciembre de 2016, corriente a Fs. 239 del Expediente N° 30.043, en respuesta a la Nota de Enargas ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10428 de fecha 08 de noviembre de 2016, remitiendo el Plan de Inversiones reordenado en los escalones de inversión, de acuerdo con las pautas indicadas por la Autoridad Regulatoria.
6. Nota GING/GP N° 072/17 de fecha 05 de enero de 2017, Fs. 257 del Expediente N° 30.043, indicando que en el caso de continuar con el esquema de otorgamiento de contraprestaciones por parte de la prestataria, debe adicionarse al Plan de Inversiones las bonificaciones a otorgar por la Distribuidora a los usuarios que ejecuten y/o asuman el costo del proyecto que les posibilite el acceso al servicio de gas natural por redes.

## **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°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, particularmente los que proponen mejorar el abastecimiento a Malargüe y CTM, 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 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).

## **9. PLAN DE INVERSIONES – DETALLES**

A Fs. 263 del Expediente, con fecha 30 de marzo de 2017, Enargas incorpora el informe GD N° 89/2017, referente a la Revisión Tarifaria Integral – Inversiones Quinquenio 2017-2021 – Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Luego de hacer referencia a las generalidades del Plan de Inversiones de esta Distribuidora, establece que la inversión propuesta se desarrollará ejecutando obras en tres áreas primordiales. Según se detalla: “las que permiten la eliminación de restricciones y potenciar los sistemas para permitir el crecimiento de la demanda, las que colaboran a expandir el servicio en las tres provincias que conforman la jurisdicción de la Licenciataria y aquéllas que asisten a la continuación y acrecentamiento de las tareas habituales y normales”.

En el apartado del informe denominado “Análisis” se dice que “partiendo del Plan de Inversiones del quinquenio 2017-2021, presentado inicialmente por CUYANA, y tomando en cuenta las consideraciones vertidas precedentemente, este equipo de trabajo realizó una revisión del Plan de Inversiones, con el fin de verificar su objeto y justificación”. Concluyó finalmente que:

“Conforme a lo oportunamente observado en ocasión de las respectivas revisiones del conjunto de proyectos, se señala que se encuentran encuadrados en las condiciones previstas para su aprobación dentro del plan quinquenal de inversiones”.

Y agrega: “Asimismo, los valores consignados guardan relación con valores relevados de realizaciones similares como de sujetos de mercado”.

Indica finalmente: “A su vez, siendo el monto total de las inversiones del orden de \$ 4.056,06 millones, Distribuidora de Gas Cuyana S.A. estará obligada a realizar las inversiones señaladas en el análisis precedente y que suman un total de \$ 2.208 en MM, mientras que en inversiones consideradas como “No Obligatorias” o “Complementarias” podrá destinar el valor de \$ 1.848,06 en MM”.

Posteriormente agrega en Anexo A, a Fs. 272 del Expediente, el Cuadro “1.-PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS – Distribuidora de Gas Cuyana S.A.”. Atento a todo lo expuesto se procederá a analizar si los proyectos allí detallados cumplen con lo requerido por Enargas, según se indica en el punto 3 de este trabajo.

## **10. ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS POR ENARGAS**

### **10.1. CONSIDERACIONES GENERALES**

Del análisis de la documentación respaldatoria que la Distribuidora presentó para justificar el plan de inversiones propuesto para el quinquenio, se observa que:

- a) No presenta planillas con cálculos de detalle del precio estimado de las obras, donde puedan verificarse las cantidades y precios unitarios aplicados para llegar al valor final.
- b) Se informa en el texto de la descripción de las obras el precio unitario considerado por tipo de obra según la siguiente tabla:

Tipo de Obra	Precios Unitarios indicados en las descripciones
Gasoducto o Ramal	60 u\$s/pulg.m
Red de Polietileno	1.245 \$/m
Construcción de Estación Reguladora de Presión	4.000.000 \$

- c) No se indica el tipo de cambio aplicado para la conversión del precio unitario de gasoductos y ramales.
- d) La aplicación de los precios unitarios indicados no hace distinción entre los distintos tipos de obra, diferencias de terrenos, complejidad, tipo de instalación, etc.
- e) No puede verificarse de los montos totales indicados para los proyectos, si efectivamente se han aplicado los precios unitarios arriba indicados.

- f) No se agrega ningún documento, contrato, oferta, de similares características, como respaldo de los precios unitarios adoptados.
- g) Los montos de los proyectos aprobados en el informe Intergerencial difieren de los montos establecidos por la Distribuidora para dichos proyectos, sin haber podido encontrar en el expediente en análisis ni en el informe Intergerencial la razón para dicha variación. Tampoco es posible determinar si estas diferencias se deben a una nueva presentación de la distribuidora que no figura en el expediente o si los nuevos valores fueron modificados por Enargas. Estas diferencias pueden observarse en la siguiente tabla:

Código Inversión	Denominación del Proyecto	Monto Aprobado por Enargas s/Res. I-4360 (en millones de \$)	Monto Estimado por la Distribuidora s/Nota GING/EyP 005788 (01/12/2016) (en millones de \$)	Diferencia %
Cu-GING-001	Construcción nueva "PRF Colonia Segovia". Guaymallén, Mendoza.	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-001 (2)	Construcción nueva "PRF Colonia Segovia". Guaymallén, Mendoza.	15,51	13,62	13,9%
Cu-GING-002	Ampliación de Capacidad PRF La Paz. La Paz, Mendoza	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-003	Ampliación de Capacidad de Almacenamiento de Planta Propano Aire. Instalación 1er Tanque. Malargüe, Mendoza	11,88	10,45	13,7%
Cu-GING-004	Ampliación de Capacidad de Almacenamiento y vaporización de Planta Propano Aire. Malargüe, Mendoza	52,54	46,20	13,7%
Cu-GING-006	Construcción gasoducto paralelo Zanjitas. Zanjitas, San Luis	244,88	214,99	13,9%
Cu-GING-007	Construcción y montaje de ESyM Zanjitas. Zanjitas, San Luis	22,74	20,00	13,7%
Cu-GING-008	Ampliación de Capacidad PRF Baigorria, Ciudad. San Luis	6,82	6,00	13,7%
Cu-GING-008 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Baigorria. Ciudad, San Luis	3,80	3,33	13,9%
Cu-GING-009	Ampliación de Capacidad PRF Ruta 20. Juana Koslay, San Luis	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-009 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Ruta 20. Juana Koslay, San Luis	0,21	0,19	14,0%
Cu-GING-010	Revamping salida de Planta PRM Santa Rosa de Conlara. Santa Rosa de Conlara, San Luis	0,51	0,45	13,7%
Cu-GING-099	Interconexión de redes de media presión, Merlo. San Luis	0,84	0,75	12,4%
Cu-GING-015	Interconexión gasoducto del Este. San Martín, Mendoza	17,91	15,75	13,7%

<b>Código Inversión</b>	<b>Denominación del Proyecto</b>	<b>Monto Aprobado por Enargas s/Res. I-4360 (en millones de \$)</b>	<b>Monto Estimado por la Distribuidora s/Nota GING/EyP 005788 (01/12/2016) (en millones de \$)</b>	<b>Diferencia %</b>
Cu-GING-015 (2)	Interconexión gasoducto del Este. San Martín, Mendoza	249,95	219,45	13,9%
Cu-GING-016	Construcción de nueva "PRF Tejada Gomez". San Martín, Mendoza	5,91	5,20	13,7%
Cu-GING-016 (2)	Construcción de nueva "PRF Tejada Gomez". San Martín, Mendoza	1,53	1,34	13,9%
Cu-GING-016 (3)	Construcción de nueva "PRF Tejada Gomez". San Martín, Mendoza	2,42	2,15	12,4%
Cu-GING-017	Interconexión Rodriguez Peña - Luján Este, Godoy Cruz. Mendoza	18,74	16,45	13,9%
Cu-GING-018	Traslado de línea de distribución AP, Ciudad de La Punta. San Luis	4,69	4,11	13,9%
Cu-GING-020	Renovación de redes y servicios domiciliarios, Ciudad. San Juan	36,52	32,50	12,4%
Cu-GING-022	Desafectación Planta Cerro Mollar	3,41	3,00	13,7%
Cu-GING-024	Interconexión de ramal de alta presión Calle Ruiz (entre Carril Gomez y Carril T. Sosa), Maipú. Mendoza	29,03	25,49	13,9%
Cu-GING-025	Construcción de nueva "PRF Cieneguita". Las Heras, Mendoza	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-025 (2)	Construcción de nueva "PRF Cieneguita". Las Heras, Mendoza	12,49	10,97	13,9%
Cu-GING-025 (3)	Construcción de nueva "PRF Cieneguita". Las Heras, Mendoza	0,84	0,75	12,4%
Cu-GING-026	Construcción de nueva "PRF Villa Hipódromo", Godoy Cruz. Mendoza	5,91	5,20	13,7%
Cu-GING-026 (2)	Construcción de nueva "PRF Villa Hipódromo", Godoy Cruz. Mendoza	4,37	3,84	13,9%
Cu-GING-026 (3)	Construcción de nueva "PRF Villa Hipódromo", Godoy Cruz. Mendoza	6,77	5,94	13,9%
Cu-GING-027	Construcción de nueva "PRF Houssay", Ciudad. Mendoza	6,82	6,00	13,7%
Cu-GING-027 (2)	Construcción de nueva "PRF Houssay", Ciudad. Mendoza	0,31	0,27	14,0%
Cu-GING-027 (3)	Construcción de nueva "PRF Houssay", Ciudad. Mendoza	1,04	0,91	13,9%
Cu-GING-028	Construcción de nueva "PRF Sierras de Encalada". Las Heras, Mendoza	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-028 (2)	Construcción de nueva "PRF Sierras de Encalada". Las Heras, Mendoza	23,67	20,78	13,9%
Cu-GING-029	Ampliación de Capacidad PRF La Libertad. Ciudad, Mendoza	5,91	5,20	13,7%
Cu-GING-029 (2)	Ampliación de Capacidad PRF La Libertad. Ciudad, Mendoza	0,06	0,06	13,6%
Cu-GING-029 (3)	Ampliación de Capacidad PRF La Libertad. Ciudad, Mendoza	1,46	1,28	13,9%

<b>Código Inversión</b>	<b>Denominación del Proyecto</b>	<b>Monto Aprobado por Enargas s/Res. I-4360 (en millones de \$)</b>	<b>Monto Estimado por la Distribuidora s/Nota GING/EyP 005788 (01/12/2016) (en millones de \$)</b>	<b>Diferencia %</b>
Cu-GING-032	Ampliación de Capacidad PRF San Fco del Monte, Guaymallén. Mendoza	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-032 (2)	Ampliación de Capacidad PRF San Fco del Monte, Guaymallén. Mendoza	0,04	0,04	12,6%
Cu-GING-033	Ampliación de Capacidad PRF Corralitos, Guaymallén. Mendoza.	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-033 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Corralitos. Guaymallén, Mendoza.	0,05	0,04	14,3%
Cu-GING-034	Ampliación de Capacidad PRF Villa Teresa, Maipú. Mendoza.	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-035	Ampliación de Capacidad PRF Colombia, Las Heras. Mendoza	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-037	Ampliación de Capacidad PRF Puente de Hierro, Guaymallén. Mendoza.	3,41	3,00	13,7%
Cu-GING-039	Ampliación de Capacidad PRM San Juan. Pocito, San Juan. (2da. Etapa)	11,76	10,34	13,7%
Cu-GING-040	Ampliación de Capacidad PRF Los Ancianos, Chimbos. San Juan.	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-041	Ampliación de Capacidad PRF Hipodromo, Rawson. San Juan.	5,91	5,20	13,7%
Cu-GING-042	Revamping PRI Santa Lucía I, Santa Lucía. San Juan.	3,21	2,83	13,7%
Cu-GING-043	Ampliación de Capacidad PRF Central, Ciudad. San Juan.	4,43	3,90	13,7%
Cu-GING-044	Construcción de nueva "PRF Chimbos II". San Juan.	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-044 (2)	Construcción de nueva "PRF Chimbos II". San Juan.	5,48	0,00	100,0%
Cu-GING-044 (3)	Construcción de nueva "PRF Chimbos II". San Juan.	1,25	0,00	100,0%
Cu-GING-046	Adecuación Plantas Reguladoras Convenio Gobierno de San Juan.	1,55	1,37	13,7%
Cu-GING-047	Adquisición de registradores de presión (Data Logger). Mendoza, San Juan, San Luis.	1,74	1,63	6,8%
Cu-GING-048	Construcción de nueva "PRF B° San Agustín", Merlo. San Luis	5,91	5,20	13,7%
Cu-GING-048 (2)	Construcción de nueva "PRF B° San Agustín", Merlo. San Luis	0,42	0,37	13,8%
Cu-GING-048 (3)	Construcción de nueva "PRF B° San Agustín", Merlo. San Luis	0,82	0,73	12,4%
Cu-GING-049	Construcción de nueva "PRF Piedras Blancas". Merlo, San Luis.	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-049 (2)	Construcción de nueva "PRF Piedras Blancas". Merlo, San Luis.	4,58	4,02	13,9%

<b>Código Inversión</b>	<b>Denominación del Proyecto</b>	<b>Monto Aprobado por Enargas s/Res. I-4360 (en millones de \$)</b>	<b>Monto Estimado por la Distribuidora s/Nota GING/EyP 005788 (01/12/2016) (en millones de \$)</b>	<b>Diferencia %</b>
Cu-GING-049 (3)	Construcción de nueva "PRF Piedras Blancas". Merlo, San Luis.	2,47	2,20	12,4%
Cu-GING-050	Construcción de nueva "PRM Santa Rosa de Conlara II". San Luis	10,23	9,00	13,7%
Cu-GING-051	Construcción de nuevas Plantas Reguladoras Zona Norte. San Luis.	13,65	16,00	-14,7%
Cu-GING-052	Construcción de nueva "PRF Villa Mercedes III". San Luis	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-052 (2)	Construcción de nueva "PRF Villa Mercedes III". San Luis	0,78	0,69	13,9%
Cu-GING-052 (3)	Construcción de nueva "PRF Villa Mercedes III". San Luis	0,17	0,15	12,4%
Cu-GING-054	Construcción de nueva PRF Norte Capital San Luis. San Luis.	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-054 (2)	Construcción de nueva PRF Norte Capital San Luis. San Luis.	0,42	0,37	13,6%
Cu-GING-054 (3)	Construcción de nueva PRF Norte Capital San Luis. San Luis.	2,84	2,50	13,7%
Cu-GING-055 (2)	Construcción de nueva "PRF Potrero de los Funes II". San Luis .	6,56	5,76	13,9%
Cu-GING-055	Construcción de nueva "PRF Potrero de los Funes II". San Luis .	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-058	Traslado de ramal de alta presión Luján Este. Luján de Cuyo, Mendoza.	32,37	28,42	13,9%
Cu-GING-059	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo. San Luis.	59,00	21,94	168,9%
Cu-GING-060	Interconexion de redes de media presión Zona Este, Mendoza	1,26	1,12	12,3%
Cu-GING-061	Interconexion en alta presión, Mendoza	4,16	3,66	13,9%
Cu-GING-062	Construcción gasoducto paralelo La Dormida Mendoza (1er Etapa)	44,38	372,96	-88,1%
Cu-GING-064	Construcción ramal paralelo Valle de Uco Mendoza	418,33	212,07	97,3%
Cu-GING-065	Construcción ramal paralelo Mendoza Norte Pantanillo, Mendoza	62,47	109,69	-43,0%
Cu-GING-068	Interconexion PRF La Ribera - PRF Villa Mercedes I. San Luis	2,10	1,87	12,3%
Cu-GING-069	Interconexión de redes de media presión, Villa Mercedes. San Luis	1,26	1,12	12,3%
Cu-GING-070	Interconexión de redes de media presión, Caucete. San Juan	0,76	0,67	12,4%
Cu-GING-071	Interconexión de redes de media presión. Mendoza	2,52	2,24	12,4%
Cu-GING-074	Construcción de ramal paralelo San Juan (2da Etapa y 3er Etapa)	17,49	28,52	-38,7%

<b>Código Inversión</b>	<b>Denominación del Proyecto</b>	<b>Monto Aprobado por Enargas s/Res. I-4360 (en millones de \$)</b>	<b>Monto Estimado por la Distribuidora s/Nota GING/EyP 005788 (01/12/2016) (en millones de \$)</b>	<b>Diferencia %</b>
Cu-GING-075	Ramal alta presión alimentación nueva PRF Tunuyán II	7,08	6,22	13,9%
Cu-GING-076	Construcción de nueva "PRF Carrodilla II", Luján de Cuyo. Mendoza	5,91	5,20	13,7%
Cu-GING-076 (2)	Construcción de nueva "PRF Carrodilla II", Luján de Cuyo. Mendoza	2,50	2,19	13,9%
Cu-GING-087	Ampliación de capacidad de PRF Santa Lucía II, Santa Lucía. San Juan.	5,69	5,00	13,7%
Cu-GING-089	Ampliación de capacidad de PRF Vialidad. Guaymallén, Mendoza.	5,91	5,20	13,7%
Cu-GING-089 (2)	Ampliación de capacidad de PRF Vialidad. Guaymallén, Mendoza.	4,06	3,57	13,9%
Cu-GING-089 (3)	Ampliación de capacidad de PRF Vialidad. Guaymallén, Mendoza.	0,31	0,27	14,0%
Cu-GING-090	Ampliación de capacidad de PRF B° Utma, Guaymallén. Mendoza.	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-090 (2)	Ampliación de capacidad de PRF B° Utma, Guaymallén. Mendoza.	0,73	0,65	12,4%
Cu-GING-091	Ampliación de capacidad de PRF Perdiel, Luján de Cuyo. Mendoza.	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-091 (2)	Ampliación de capacidad de PRF Perdiel, Luján de Cuyo. Mendoza.	1,80	1,60	12,4%
Cu-GING-092	Ampliación de capacidad de PRF Paganotto II, Maipú. Mendoza.	6,82	6,00	13,7%
Cu-GING-092 (2)	Ampliación de capacidad de PRF Paganotto II, Maipú. Mendoza.	0,25	0,22	14,1%
Cu-GING-093	Ampliación de capacidad de PRF Junín, Junín. Mendoza.	4,55	4,00	13,7%
Cu-GING-093 (2)	Ampliación de capacidad de PRF Junín, Junín. Mendoza.	0,14	0,13	12,4%
Cu-GING-097	Inspecciones de Obra de terceros GASODUCTOS Y RAMALES	30,79	27,04	13,9%
Cu-GING-097 (2)	Inspecciones de Obra de terceros REDES	9,68	8,61	12,4%
Cu-GO&M-001	ACONDICIONAMIENTO DE GASODUCTOS Y RAMALES	19,37	17,01	13,9%
Cu-GO&M-002	INHIBICIÓN DE CORROSIÓN EN CRUCES ENCAMISADOS - PLAN QUINQUENAL	36,89	32,39	13,9%
Cu-GO&M-003	CONSTRUCCIÓN DEPÓSITO DE ODORANTE	0,41	0,36	13,7%
Cu-GO&M-004	TELEMETRÍA EQUIPOS RECTIFICADORES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	1,36	1,28	6,7%

<b>Código Inversión</b>	<b>Denominación del Proyecto</b>	<b>Monto Aprobado por Enargas s/Res. I-4360 (en millones de \$)</b>	<b>Monto Estimado por la Distribuidora s/Nota GING/EyP 005788 (01/12/2016) (en millones de \$)</b>	<b>Diferencia %</b>
Cu-GO&M-005	EQUIPAMIENTO PARA REDES Y GASODUCTOS	0,83	0,77	6,7%
Cu-GO&M-006	PROTECCIÓN CATODICA DE CAÑERÍAS DE ACERO EN AREAS DE CORROSIÓN NO ACTIVA (ACNA)	41,13	36,11	13,9%
Cu-GO&M-007	EQUIPAMIENTO PIPA	2,61	2,45	6,7%
Cu-GO&M-008	EQUIPAMIENTO BÚSQUEDA DE FUGAS	0,78	0,73	6,6%
Cu-GO&M-009	EQUIPAMIENTO OPERACIONES DE CALLE	0,053	0,050	6,7%
Cu-GO&M-011	MEDIDORES INDUSTRIALES Y UCV RE CAMBIO	3,55	3,33	6,7%
Cu-GO&M-012	SCADA PARA CÁMARAS	12,20	11,44	6,7%
Cu-GO&M-013	UPGRADE SOFTWARE SCADA	2,05	1,42	44,5%
Cu-GO&M-014	UPGRADE RADIO ENLACES	9,43	8,84	6,7%
CU-GO&M-015	EQUIPAMIENTO PARA MEDICIONES	2,48	2,32	6,7%
Cu-GO&M-016	REMODELACION ESPACIOS TALLER Y DEPOSITO GOyM	1,70	1,58	7,5%
CU-GO&M-017	EQUIPAMIENTO REPUESTO TELEMETRÍA	2,97	2,79	6,7%
Cu-GO&M-018	EQUIPAMIENTO PARA INTEGRIDAD - PROTECCIÓN ANTICORROSIVA	0,60	0,56	6,7%
Cu-GO&M-019	DEFENSAS ALUVIONALES	6,83	6,00	13,9%
Cu-GO&M-020	INSTALACIÓN EQUIPOS RECTIFICADORES	12,05	11,20	7,5%
Cu-GO&M-021	RENOVACIÓN DE DISPERSORES	31,14	28,95	7,5%
Cu-GO&M-022	PROVISIÓN E INSTALACIÓN DE PROBETAS DE CORROSIÓN	1,31	1,22	7,5%
Cu-GO&M-023	REVAMPING EQUIPOS ODORIZADORES	3,41	3,00	13,7%
Cu-GO&M-024	EQUIPAMIENTO PLANTAS REGULADORAS DE PRESIÓN	0,85	0,80	6,7%
Cu-GO&M-025	CERRAMIENTO EN PRM LA DORMIDA Y LA FAVORITA	1,72	1,60	7,5%
Cu-GO&M-026	EQUIPAMIENTO PLANTAS REGULADORAS DE PRESIÓN	0,53	0,50	6,7%
Cu-GO&M-027	REVAMPING INTERCAMBIADORES DE CALOR EN PRP	4,33	3,81	13,7%
Cu-GO&M-028	AMPLIACIONES Y MEJORAS EN PLANTA COMPRESORA MENDOZA NORTE	0,80	0,70	13,7%

<b>Código Inversión</b>	<b>Denominación del Proyecto</b>	<b>Monto Aprobado por Enargas s/Res. I-4360 (en millones de \$)</b>	<b>Monto Estimado por la Distribuidora s/Nota GING/EyP 005788 (01/12/2016) (en millones de \$)</b>	<b>Diferencia %</b>
Cu-GO&M-029	INSTRUMENTACION PARA PCMN	1,93	1,81	6,7%
Cu-GO&M-030	EQUIPAMIENTO PLANTA COMPRESORA MENDOZA NORTE - Servicios Terciarizados	0,45	0,42	6,7%
Cu-GO&M-031	INCREMENTAR CONDICIONES DE SEGURIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN EN ZONAS DENSAMENTE POBLADAS	11,76	10,33	13,9%
Cu-GO&M-032	MEDIDORES DOMICILIARIOS NUEVOS	53,25	49,92	6,7%
Cu-GO&M-033	MEDIDORES DOMICILIARIOS PARA RECAMBIO	8,40	7,88	6,7%
Cu-GO&M-035	MEDIDORES INDUSTRIALES Y UCV NUEVAS	7,01	6,57	6,7%
CU - TI - 001	Terminales Auto- Consultas. (Nuevo Sistema y Terminales)	1,79	1,68	6,6%
CU - TI - 002	Terminales Auto- Consultas. (Nuevo Sistema y Terminales)	1,27	1,19	6,7%
CU - TI - 003	Software de Escritorio	1,18	1,11	6,7%
CU - TI - 004	SAP - R3 Actualización de Versión	4,48	4,20	6,7%
CU - TI - 005	SAP – Portal de Compras	1,34	1,25	7,5%
CU - TI - 006	SAP – Portal de Compras	1,19	1,12	6,6%
CU - TI - 007	SAP - PM Incorporación de Inspección de GNC en PM + Dispositivos móviles	0,36	0,34	6,6%
CU - TI - 008	SAP - PM Incorporación de Inspección de GNC en PM + Dispositivos móviles	0,54	0,51	6,6%
CU - TI - 009	SAP - Modulo Recursos Humanos	2,99	2,80	6,7%
CU - TI - 010	SAP - Módulo HCM y PORTAL	0,88	0,82	6,6%
CU - TI - 012	SAP - Modulo de gestión de Activos Lineares	2,24	2,10	6,6%
CU - TI - 013	SAP - Modulo de gestión de Activos Lineares	2,79	2,61	6,7%
CU - TI - 014	SAP - Migración SAP R3 a SAP Hana	3,03	2,84	6,7%
CU - TI - 015	SAP - Migración SAP R3 a SAP Hana	1,95	1,83	6,7%
CU - TI - 024	Digitalización de Documentos y Formularios	1,20	1,13	6,7%
CU - TI - 025	Digitalización de Documentos y Formularios	0,83	0,78	6,7%
CU - TI - 026	Digitalización de Documentos y Formularios	0,80	0,75	6,6%
CU - TI - 027	Big Data (Análisis predictivo, comportamiento de consumos, pagos, demanda, Forecast, etc.)	2,39	3,08	-22,4%
CU - TI - 028	Big Data (Análisis predictivo, comportamiento de consumos, pagos, demanda, Forecast, etc.)	2,39	2,24	6,6%
CU - TI - 029	Big Data (Análisis predictivo, comportamiento de consumos, pagos, demanda, Forecast, etc.)	0,80	1,49	-46,7%
CU - TI - 030	SAP - ISU Implementación	5,22	4,90	6,7%
CU - TI - 031	SAP - ISU Implementación	5,01	1,40	258,1%

Código Inversión	Denominación del Proyecto	Monto Aprobado por Enargas s/Res. I-4360 (en millones de \$)	Monto Estimado por la Distribuidora s/Nota GING/EyP 005788 (01/12/2016) (en millones de \$)	Diferencia %
CU - TI - 032	SAP - ISU Recambio Servidor	3,10	2,90	6,7%
CU - TI - 033	SAP - ISU Implementación	0,45	0,42	6,7%
CU - TI - 034	SAP – Módulos de Control Presupuestario	1,19	1,12	6,6%
CU - TI - 035	SAP - ISU Actualización de Versión	3,58	6,72	-46,7%
CU - TI - 036	SAP - Módulo Viajes y PORTAL	0,63	0,59	6,7%
CU - TI - 037	SAP - ISU Migración de Sistemas Satélites (Apus, Atlas, Lyra, Lync, Draco, etc.)	6,59	13,46	-51,0%
CU - TI - 038	Nuevo Portal Web para Trámites y Consultas On Line	2,92	2,74	6,7%
CU - TI - 039	CRM y Community Management: Nuevo Sistema de Gestión de relación de Clientes integrado a SAP	1,95	1,83	6,7%
CU - TI - 040	CRM y Community Management- Nuevo Sistema de Gestión de relación de Clientes integrado a SAP	1,05	0,98	6,6%
CU - TI - 041	CRM y Community Management- Nuevo Sistema de Gestión de relación de Clientes integrado a SAP	0,29	0,27	6,6%
CU - TI - 042	Work Force Mobility - Soluciones Móviles para tareas Técnicas y Comerciales	13,89	13,02	6,7%
CU - TI - 043	Work Force Mobility - Soluciones Móviles para tareas Técnicas y Comerciales	4,78	4,48	6,7%
CU - TI - 044	Work Force Mobility - Soluciones Móviles para tareas Técnicas y Comerciales	3,60	4,48	-19,7%
CU - TI - 046	Piping 3D (Diseño de Cañerías)	0,41	0,39	6,7%
CU - TI - 069	Implementación Herramientas Microsoft	0,42	0,40	6,7%
CU - TI - 048	Sistema Integral de Gestión de Backup	3,90	3,66	6,7%
CU - TI - 049	Servidores de Contingencia SAP y Otros	3,43	3,22	6,7%
CU - TI - 050	Recambio Servidores	9,12	11,63	-21,6%
CU - TI - 051	Recambio Puestos de Trabajo	10,05	9,42	6,7%
CU - TI - 052	Recambio otros equipos	1,01	1,14	-12,0%
CU - TI - 053	Recambio Impresoras	1,07	1,00	6,7%
CU - TI - 054	Recambio Dispositivos de Almacenamiento	12,95	12,14	6,7%
CU - TI - 055	Recambio Dispositivos Móviles	2,61	2,81	-7,0%
CU - TI - 056	Relevamiento con GPS Sub-Métrico	0,96	1,79	-46,7%
CU - TI - 057	Nuevos Puestos de Trabajo	8,11	7,60	6,7%
CU - TI - 058	Reemplazo Call Center	1,19	1,12	6,6%
CU - TI - 059	Relevamiento Aéreo de Trazas, Topología, Inspección (Drone)	1,43	1,34	6,6%
CU - TI - 060	Notebook Industriales para Mantenimiento Técnico en campo	1,59	1,49	6,7%
CU - TI - 061	Tele-presencia (video-conferencia) y Tele trabajo empleados y contratistas	1,91	3,58	-46,7%
CU - TI - 062	Recambio Equipos de Redes	1,89	2,77	-31,8%
CU - TI - 063	Recambio Equipo Video Conferencia	1,27	1,19	6,7%
CU - TI - 064	Recambio Central Telefónica	0,67	1,00	-33,4%

<b>Código Inversión</b>	<b>Denominación del Proyecto</b>	<b>Monto Aprobado por Enargas s/Res. I-4360 (en millones de \$)</b>	<b>Monto Estimado por la Distribuidora s/Nota GING/EyP 005788 (01/12/2016) (en millones de \$)</b>	<b>Diferencia %</b>
CU - TI - 065	Recambio Teléfonos, Fax, Inalámbricos	0,29	0,39	-25,6%
CU - TI - 067	SCADA	1,69	1,58	6,6%
Cu-DF_SG-001	Renovacion de vehiculos utilitarios por puntaje	23,00	21,95	4,8%
Cu-DF_SG-002	Adquisicion de vehiculos utilitarios nueva necesidad	2,09	2,00	4,8%
Cu-DF_SG-003	Renovacion de vehiculos no utilitarios por puntaje	2,62	2,50	4,8%
Cu-DF_SG-004-01	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	0,11	0,10	7,5%
Cu-DF_SG-004-02	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	0,37	2,40	-84,8%
Cu-DF_SG-004-03	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	1,61	1,50	7,5%
Cu-DF_SG-004-04	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	5,38	5,00	7,5%
Cu-DF_SG-004-05	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	1,08	2,75	-60,9%
Cu-DF_SG-004-06	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	1,06	0,99	7,6%
Cu-DF_SG-004-07	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	0,16	0,15	7,5%
Cu-DF_SG-004-09	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	0,86	0,80	7,5%
Cu-DF_SG-004-10	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	7,53	12,00	-37,3%
Cu-DF_SG-004-11	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	0,54	4,00	-86,6%
Cu-DF_SG-005-01	Master Plan Planta Mza (2da. Etapa)	0,59	0,55	7,5%
Cu-DF_SG-005-02	Master Plan Planta Mza (2da. Etapa)	4,46	9,75	-54,2%
Cu-DF_SG-006	Remodelación Centros Operativos	4,89	0,00	100,0%
Cu-GSSA-001	Equipamiento Prevención (medición/detección/protección)	2,15	2,02	6,6%
Cu-GSSA-002	Adquisición y Renovación de Extintores	0,42	0,39	7,4%
Cu-GING-098	Adquisición de cromatógrafo para medición fiscal en Cuyana (excepto Malargue)	1,30	1,14	13,7%
Cu-GING-103	Ampliación de capacidad de PRM Mendoza Norte, Las Heras. Mendoza.	6,82	6,00	13,7%
Cu-GING-100	Ampliación de capacidad de PRI Pantanillo, Las Heras. Mendoza.	5,23	4,60	13,7%
	<b>TOTAL</b>	<b>2.208</b>	<b>2.208</b>	<b>0,0%</b>

- h) Como se observa en el resultado de la tabla precedente, las variaciones de los precios de las obras, algunas en más y otras en menos, no hacen variar el valor total del plan de inversiones.

## **10.2. CU-GING-001**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 272, la denominación del proyecto es la siguiente: Construcción nueva PRF Colonia Segovia. Guaymallén, Mendoza.

Se refiere a la construcción de una planta reguladora de presión aérea en la localidad de Colonia Segovia del departamento de Guaymallén, Mendoza. Siendo la presión de entrada de 19/7 kg/cm<sup>2</sup> M, la presión regulada de 1,5 kg/cm<sup>2</sup> M y el caudal de diseño de 3.000 Sm<sup>3</sup>/h.

Se indica también el cuadro de Fs. 272 que la inversión incluye la obra civil y mecánica de la planta, arribando a un monto de inversión de 4,55 \$MM.

Al respecto se observa que a Fs. 127 del Expediente se hace referencia al código CU-GING-001 y en el detalle correspondiente se agrega que incluye provisión, montaje y puesta en funcionamiento de los componentes mecánicos y sus instalaciones complementarias, como así también, de las obras civiles correspondientes (cierres perimetrales, recinto, cámaras para válvulas, electricidad, etc.). Se agrega que también incluye válvulas de entrada y salida.

Respecto del costo, se indica que el correspondiente para este tipo de obra (Plantas de Regulación Final de 3.000 Sm<sup>3</sup>/h) es de 4,0 \$MM, que como se ve, difiere del indicado a Fs. 272 (4,55 \$MM). Cabe destacar que con fecha 1 de diciembre de 2016, la Distribuidora actualiza su Plan de Inversiones, para dar cumplimiento con las pautas de ordenamiento en escalones solicitadas por Enargas. De acuerdo con lo establecido en la planilla corriente a Fs.243, también en este caso, la Distribuidora valoriza este proyecto en 4,00 \$MM.

Analizada la descripción que realiza la Distribuidora a Fs. 127 respecto de este código, se observa que no se da cumplimiento a lo dispuesto por la Autoridad Regulatoria en lo relativo a la metodología seguida para el cálculo del monto señalado, no establece las pautas que se han seguido para la determinación de su precio, ni aporta respaldo de ofertas o contratos de similares características.

## **10.3. CU-GING-001 (2)**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias incorporado a Fs. 272 en el informe Intergerencial, la denominación del proyecto es la siguiente: Construcción nueva PRF Colonia Segovia. Guaymallén, Mendoza.

Se refiere a la construcción de un ramal de alimentación a la nueva PRF, MAPO 19/7 kg/cm<sup>2</sup> M, 3,8 km de longitud, 4" de diámetro (se señala en este punto que se denomina incorrectamente MAPO a las presiones máxima y mínima operativas del gasoducto). Asimismo, en el mismo cuadro de Fs. 272 se indica que el monto de inversión correspondiente es de 15,51 \$MM.

Al respecto se observa que a Fs. 127 del Expediente se hace también referencia al código CU-GING-001 (2) y en el detalle correspondiente se menciona que el proyecto comprende la provisión, instalación, y habilitación de un ramal de aproximadamente 3.800 m de cañería de diámetro nominal 4", API 5L B, espesor 3,96 mm, MAPO 19 kg/cm<sup>2</sup> M.

En relación al costo, la Distribuidora informa que el precio unitario promedio considerado para este tipo de obras (ramal de alta presión) es de 60 u\$s por pulgada metro.

Como se observará en las siguientes obras a detallar, este precio unitario en dólares por pulgada metro, se mantiene para todo tipo de obra de gasoductos y ramales, sin hacer distinción acerca de los terrenos que atraviesa, complejidad de la obra o rango de diámetros de aplicación. Tampoco se ha encontrado en la presentación del plan de inversiones el tipo de cambio aplicado para el cálculo de los montos en pesos.

Respecto del presupuesto estimado, el mismo se establece en 13,616 \$MM, el cual difiere del definido en el cuadro de Fs. 272, que era de 15,51 \$MM. Similar a lo acontecido con el proyecto anteriormente analizado, también en este caso, la planilla de Fs. 243 establece el valor de esta obra en un monto de 13,616 \$MM.

#### **10.4. CU-GING-002**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 272 en el informe Intergerencial, la denominación del proyecto es la siguiente: Ampliación de Capacidad PRF La Paz. La Paz. Mendoza.

De acuerdo con lo indicado a Fs. 272, el proyecto se refiere a la ampliación de capacidad actual de la PRF, de presión de entrada 25/7 kg/cm<sup>2</sup> M, presión regulada 1,5 kg/cm<sup>2</sup> M y caudal de diseño 3.000 Sm<sup>3</sup>/h (desde 1.500 Sm<sup>3</sup>/h). Se indica también que la inversión incluye la obra mecánica (desmontaje y montaje de las instalaciones existentes y nuevas). Respecto del monto de inversión, el mismo se establece en 4,55 \$MM.

A Fs. 138, haciendo referencia al código de dicho proyecto, la Distribuidora indica que la obra consiste en la ampliación de la Planta de Regulación Existente, señalando que el precio para este tipo de obras es de 4,0 \$MM. Valor que también se estableció en la planilla de Fs. 243, correspondiente a la presentación del 01 de diciembre de 2016. Como puede verse, este monto difiere del establecido en el cuadro de inversiones obligatorias de Fs. 272, que es de 4,55 \$MM.

Además, se observa que el precio unitario adoptado para la ampliación de una instalación desde 1.500 a 3.000 Sm<sup>3</sup>/h es establecido por la Distribuidora en 4,0 \$MM, valor que es idéntico que el definido también por la Distribuidora para la construcción de una planta nueva de caudal de diseño 3.000 Sm<sup>3</sup>/h. Resulta imprescindible explicar en este contexto si, al tratarse de una ampliación, existen elementos que puedan afectar el monto de inversión correspondiente, tal es el caso del terreno, cierre perimetral, etc.

Como en el caso anterior referido a obra de gasoducto, el precio unitario de construcción o ampliación de estación de regulación establecido en 4,0 \$MM es aplicado a estaciones de distintos caudales y rango de presiones, sin distinción, como se verá en las obras que siguen.

#### **10.5. CU-GING-003 Y CU-GING-004**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 272, las denominaciones de los proyectos son las siguientes:

- ✓ CU-GING-003. Ampliación de capacidad de almacenamiento de Planta Propano Aire. Instalación 1er Tanque. Malargüe. Mendoza.

- ✓ CU-GING-004. Ampliación de capacidad de almacenamiento y vaporización de Planta Propano Aire. Malargüe. Mendoza.

De acuerdo con lo indicado a Fs. 272, el proyecto CU-GING-003 comprende la instalación de un nuevo tanque de 250 m<sup>3</sup> del volumen y la adecuación de las instalaciones civiles y mecánicas, como así también las instalaciones complementarias. Se indica también en el cuadro de Inversiones Obligatorias que el monto establecido es de 11,88 \$MM.

Asimismo, respecto del proyecto CU-GING-004, en la misma tabla se indica que comprende la instalación de un nuevo tanque de 250 m<sup>3</sup> y la contratación de ingeniería para la ampliación. Además, se indica que incluye la instalación del tercer vaporizador y la adecuación de instalaciones del sistema contra incendios, la adecuación y renovación de equipos, la adecuación de la obra civil y mecánica, y las instalaciones complementarias correspondientes. Finalmente menciona que comprende la conversión de usuarios de red propano aire a GLP vaporizado (2018) y la instalación de un nuevo tanque en el año 2020. En el cuadro de Inversiones Obligatorias el monto establecido es de 52,54 \$MM.

Por otro lado, a Fs. 243, la planilla de inversiones de la Distribuidora correspondiente a su presentación del 1 de diciembre de 2016, se refiere por separado a los proyectos CU-GING-003 y CU-GING-004, con montos establecidos en 10,450 \$MM y 46,200 \$MM, respectivamente.

Con respecto a la descripción de los proyectos, a Fs. 128 se encuentra la descripción de un proyecto denominado "Sistema Malargüe", que comprende los proyectos CU-GING-003 Y CU-GING-004, por un monto total de 56,65 \$MM, En dicha presentación no se discrimina el alcance correspondiente a cada uno de los proyectos que lo conforman, ni los valores de inversión asociados.

Puede observarse que el monto establecido por la Distribuidora para los proyectos CU-GING-003 Y CU-GING-004 en conjunto es de 56,65 \$MM, tanto en su descripción de Fs. 128 como en la planilla de Fs. 243. Este valor difiere del que establece Enargas en la planilla de Inversiones Obligatorias de Fs. 272, que es de 11,88 \$MM + 52,54 \$MM = 64,42 \$MM.

Asimismo, se observa que no se expone la metodología de cálculo adoptada para la determinación del monto de inversión establecido, no verificándose definición de precios unitarios correspondientes a los distintos factores que componen la obra: tales como obra civil y mecánica, adquisición e instalación o adecuación de equipos mecánicos, adecuación del sistema contra incendios, etc. Cabe destacar, por otro lado, que no se detalla lo entendido por instalaciones complementarias, según se indica en la descripción del proyecto.

## **10.6. CU-GING-006**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 272, la denominación del proyecto es la siguiente: Construcción gasoducto paralelo Zanjitas. Zanjitas, San Luis.

De acuerdo con lo indicado a Fs. 272, el proyecto CU-GING-006 comprende la construcción de un gasoducto paralelo (MAPO 70 kg/cm<sup>2</sup> M), de aproximadamente 30 km de longitud en 8" de diámetro. La inversión correspondiente establecida en el Cuadro de Inversiones Obligatorias es de 244,88 \$MM.

Para el mismo código de inversión, la Planilla de Inversiones de la Distribuidora, correspondiente a su presentación del 1 de diciembre de 2016 (Fs. 243), establece la inversión en un monto de 214,992 \$MM, valor que difiere del arriba mencionado.

Por otro lado, también para el mismo código a Fs. 136, se encuentra la memoria descriptiva del proyecto. De acuerdo con lo definido por la Distribuidora, el proyecto CU-GING-006 constituye la primera etapa de construcción de un gasoducto de 8" de diámetro nominal, API 5L X52, espesor 4,78mm. La inversión correspondiente se establece en un monto de 214,992 \$MM, valor que, como ya se señaló para el caso de Fs. 243, es menor que el establecido en la Planilla de Inversiones Obligatorias aprobadas.

Se indica que se prevé concretar durante dicha primera etapa un total de 30 km de cañería, siendo la longitud total prevista para completar el paralelo, de 40 km. Se menciona que la segunda etapa, de 10 km de longitud, e iguales características técnicas, se posterga para el inicio de la siguiente revisión tarifaria.

En relación al costo, la Distribuidora informa nuevamente que el precio promedio considerado para este tipo de obras (ramal de alta presión) es de 60 u\$s por pulgada metro.

### **10.7. CU-GING-007**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 272, la denominación del proyecto es la siguiente: Construcción y montaje de ESyM Zanjitas. Zanjitas, San Luis.

De acuerdo con lo indicado a Fs. 272, el proyecto CU-GING-007 comprende la construcción de una Estación de Separación y Medición aérea (70 kg/cm<sup>2</sup> M y 60.000 m<sup>3</sup>/h), añadiendo que la inversión incluye la obra civil y mecánica. El monto de inversión se establece en 22,74\$MM, según se detalla en la Planilla de Inversiones Obligatorias.

A Fs. 243, bajo el mismo código de inversión, se encuentra que la planilla de la Distribuidora para su presentación del 1 de diciembre de 2016 establece un valor de 20,00 \$MM. Este mismo valor es el que establece la Distribuidora en su descripción del proyecto a Fs. 137. Como puede verse, el monto aprobado de 22,74 \$MM a Fs. 272, es mayor.

Respecto de la descripción del proyecto, a Fs. 137 la Distribuidora detalla que el mismo "comprende la construcción de una Estación de Separación y Medición conforme con los requerimientos de Transportadora de Gas del Norte S.A., incluyendo provisión, montaje y puesta en funcionamiento de los componentes mecánicos de la misma y sus instalaciones complementarias, como así también la construcción de las obras civiles correspondientes (cierres perimetrales, recinto, cámaras para válvulas, electricidad, etc.)".

Se observa que la Licenciataria no presenta una descripción detallada de la instalación, ni proporciona información técnica de la misma, que permita analizar su diseño, ni detalla los valores unitarios correspondientes, a los efectos de verificar el presupuesto.

### **10.8. CU-GING-008 Y CU-GING-008 (2)**

De acuerdo con lo establecido a Fs. 273, estos proyectos se denominan Ampliación de Capacidad PRF Baigorria, Ciudad. San Luis.

El proyecto CU-GING-008 se refiere a la ampliación de la capacidad actual de la PRF Subterránea – Ligada (Pe 19/7 kg/cm<sup>2</sup> M – Ps 1,5 kg/cm<sup>2</sup> M – caudal de diseño 7.500 Sm<sup>3</sup>/h) a

15.000 Sm<sup>3</sup>/h, incluyendo la obra civil y mecánica. El monto establecido en dicha planilla es 6,82 \$MM.

Para el proyecto CU-GING-008 (2), se detalla que contempla la construcción de un nuevo ramal de alimentación a PRF, MAPO 19/7 kg/cm<sup>2</sup> M, 0,62 km de longitud y 6" de diámetro, con un monto de inversión de 3,80 \$MM. Se reitera al respecto la observación relativa a la MAPO informada.

En la planilla de Fs. 243, correspondiente a su presentación del 1 de diciembre de 2016, la Distribuidora asigna a los proyectos CU-GING-008 y CU-GING-008 (2) los montos de 6,000 \$MM y 3,332 \$MM, respectivamente. Estos valores difieren de los establecidos por Enargas a Fs. 273, que son 6,82 \$MM y 3,80 \$MM

En relación al análisis de los proyectos, dado que no fue identificada la memoria descriptiva de este proyecto en la presentación de la Distribuidora, no es posible verificar la procedencia de los valores consignados.

#### **10.9. CU-GING-009 Y CU-GING-009 (2)**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 273, la denominación del proyecto es la siguiente: Ampliación de Capacidad PRF Ruta 20 Juana Koslay, San Luis.

En el análisis de esta inversión corresponden similares observaciones que las realizadas al proyecto CU-GING-002 y CU-GING-001 (2).

#### **10.10. CU-GING-010**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 273, la denominación del proyecto es la siguiente: Revamping Salida de Planta PRM Santa Rosa de Conlara. Santa Rosa de Conlara. San Luis.

En la descripción de Fs. 92 no se da ningún detalle de cómo se define el monto de la obra, que se establece en 0,45 \$MM, valor que por otro lado difiere del indicado en la planilla de Inversiones obligatorias de Fs. 273, que es de 0,51 \$MM.

#### **10.11. CU-GING-099**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 272, la denominación del proyecto es la siguiente: Interconexión de redes de media presión. Merlo. San Luis. La inversión correspondiente es de 0,84 \$MM.

A Fs. 105 encontramos la descripción del proyecto por parte de la Distribuidora, correspondiente a este código, presentada con fecha 25 de noviembre de 2016. Se detalla al respecto que las interconexiones a ejecutar se encuentran ubicadas en el sistema de distribución de la localidad de Merlo, provincia de San Luis, y que su determinación específica surgirá del análisis y evaluación de las simulaciones del sistema de distribución.

Se agrega luego que la obra consiste en la construcción de interconexiones de redes en media presión en polietileno de diferentes diámetros, de una longitud estimada de 600 m. En relación al costo, informa que el precio promedio considerado para este tipo de obra es de \$1.245 por metro.

Respecto de la definición del monto, la Autoridad Regulatoria establece que la misma se debe realizar mediante una metodología de cálculo, indicando los valores unitarios correspondientes a los rubros intervinientes. Esto no se ha tenido en cuenta, ya que no se aclara cuál es la procedencia del valor de \$1.245 por metro establecido, ni los valores de otros componentes que deben ser tenidos en cuenta en la determinación del monto final, que es de 0,747 \$MM. Este valor difiere del indicado por Enargas a Fs. 273, que es de 0,84 \$MM.

#### **10.12. CU-GING-015 Y CU-GING-015 (2)**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 273, la denominación del proyecto es la siguiente: Interconexión gasoducto del Este. San Martín. Mendoza.

De acuerdo con lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, el proyecto CU-GING-015 comprende la ampliación y adecuación de la PRMO Montecaseros (presión de entrada 60/27 kg/cm<sup>2</sup> M, presión de salida 25 kg/cm<sup>2</sup> M, caudal de 15.000 a 50.000 Sm<sup>3</sup>/h). Respecto del proyecto CU-GING-015 (2), se indica en la misma planilla que consiste en la construcción de un ramal de salida de la PRMO (MAPO 25 kg/cm<sup>2</sup> M, 16,2 km, 10"). Con respecto al monto de inversión, se establece en 17,91 \$MM y 249,95 \$MM, respectivamente.

Similarmente a lo acontecido para otros proyectos analizados, en la descripción de Fs. 134 no se da ningún detalle de cómo se define el monto de la obra, que se establece en 15,75 \$MM para la planta reguladora intermedia y en 219,45 \$MM para el ramal, lo que hace un total de 235,2 \$MM.

Asimismo, como puede observarse, los montos establecidos en la Planilla de Inversiones Obligatorias de Enargas correspondientes a los mismos códigos de inversión resultan en un total de 267,86 \$MM, que es mayor al anteriormente citado.

#### **10.13. CU-GING-016 Y SIGUIENTES PROYECTOS PRESENTADOS BAJO EL CÓDIGO CU-GING**

Según lo expresado, una vez realizado el análisis de las obras anteriormente detalladas, se observa que en todas ellas se incurre prácticamente en las mismas deficiencias metodológicas de incumplimiento respecto a lo establecido por la Autoridad Regulatoria.

Llama la atención que los valores consignados en el Cuadro de Inversiones Obligatorias (Fs. 272), para los códigos analizados, difieren de los establecidos en las memorias descriptivas correspondientes, sin que exista en el Expediente una explicación que lo justifique.

Por otro lado, una revisión de las siguientes inversiones listadas en el Cuadro de Inversiones Obligatorias (Fs. 272) hasta completar las correspondientes al código "CU-GING", se concluye que en ellas se reiteran las deficiencias señaladas, respecto de los incumplimientos de la presentación de la Distribuidora a los requerimientos de Enargas. Por lo tanto, se considera que ellas incurren también en dichos incumplimientos.

Atento a esta situación, se procederá a analizar las inversiones correspondientes a otras categorías.

## **11. EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS RESTANTES**

### **11.1. EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS PRESENTADOS BAJO EL CÓDIGO CU-GO&M**

#### **11.1.1. CU-GO&M-001**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 279, la denominación del proyecto es la siguiente: Acondicionamiento de Gasoductos y Ramales. De acuerdo con lo indicado para el proyecto CU-GO&M-001, la inversión correspondiente establecida es de 19,37 \$MM.

Se indica en dicha planilla que el alcance del proyecto comprende: modificación de sistemas de bloqueo por rotura de línea en líneas de transmisión, instalación de sistema de telecontrol en todos los sistemas de bloqueo por rotura en las válvulas de bloqueo en líneas de transmisión, señalización de gasoductos y ramales, y modificación de Trampas de Scraper.

Para el mismo código de inversión, en la Planilla de Inversiones de la Distribuidora, correspondiente a su presentación del 1 de diciembre de 2016 (Fs. 249), se establece la inversión en un monto de 17,009 \$MM, valor que difiere del indicado a Fs. 279, que es de 19,37 \$MM.

Con respecto lo indicado por la Distribuidora en relación al proyecto, a Fs. 71 se encuentra una descripción de los trabajos contemplados, añadiendo luego un cuadro que señala los parciales de inversión por ítems, a saber: señalización de gasoductos y ramales, modificación de sistemas de bloqueo por rotura de línea en LT y modificación Trampas de Scraper. Aclarando que a la suma de cada uno de ellos le corresponde un monto anual de 3,402 \$MM.

Posteriormente aclara que la ejecución de este proyecto se realizará en un plazo de cinco años con un monto total de 17,009 \$MM, valor que coincide con lo indicado a Fs. 249.

Cabe destacar que la Distribuidora señala que las obras se realizarán en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis, sin indicar la ubicación precisa correspondiente a cada caso, que permita su correcta localización, tal lo requerido por la Autoridad Regulatoria.

Asimismo, se observa que en dicho cuadro se presenta el detalle de ejecución de los años 2017 y 2018, sin precisar la inversión correspondiente a los años 2019, 2020 y 2021, así como su composición en relación a los ítems precedentemente enumerados. Por lo indicado, sólo se puede inferir que se repetirá exactamente el mismo modelo de inversión en los últimos tres años, respecto de lo indicado para los dos primeros.

Tampoco se indica la metodología del cálculo empleada para cada uno de los ítems y para su conjunto, en cuanto a la inversión. Y no se da ningún valor unitario de los correspondientes parámetros intervinientes en el cálculo.

Se hace notar que la Distribuidora titula “precio unitario” a una columna del cuadro analizado que contiene el valor total de una de las tareas presupuestadas, por ejemplo, “Señalización de gasoductos y ramales”. Dicho valor corresponde a la suma de las inversiones de las múltiples actividades que comprenden la tarea analizada, motivo por el cual se observa que en ese caso faltaría, de todos modos, indicar el valor unitario, a los efectos de permitir la evaluación de la apertura del precio global informado.

Se señala que tampoco se indican los materiales empleados, su cantidad ni especificaciones técnicas, el costo de mano de obra y servicios, la obra civil asociada, la descripción del equipo empleado, etc.

Por todo lo expuesto, se considera que lo presentado constituye un incumplimiento respecto de lo requerido por la Autoridad Regulatoria.

#### **11.1.2. CU-GO&M-002**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 279, la denominación del proyecto es la siguiente: Inhibición de corrosión en cruces encamisados – Plan Quinquenal. De acuerdo con lo indicado para el proyecto CU-GO&M-002, la inversión correspondiente establecida es de 36,89 \$MM.

Para el mismo código de inversión, en la Planilla de Inversiones de la Distribuidora, correspondiente a su presentación del 1 de diciembre de 2016 (Fs. 249), se establece la inversión en un monto de 32,389 \$MM, valor que difiere del indicado a Fs. 279, que es de 36,89 \$MM.

En relación con la descripción del proyecto, a Fs. 72 se indica que este proyecto contempla la inhibición de corrosión en cruces encamisados mediante la colocación de cera inerte (FILE COAT #1), en el espacio anular formado entre el caño conductor y el caño camisa. También se indica que en aquellos cruces que no posean la estanqueidad requerida para la colocación de la cera, se ha previsto realizar, en forma previa, la reparación de los sellos y la evaluación mediante ultrasonido, a los fines de detectar posibles defectos del ducto conductor.

Se agrega luego un detalle de los trabajos a realizar para los años 2017 y 2018, por un total de 12,956 \$MM. No se aclara la inversión contemplada para los años restantes, que asciende, según se indica, a un total de 32,389 \$MM.

En relación al detalle presupuestario, para los años 2017 y 2018, nuevamente se informa un precio global por ítem, sin dar una apertura de las tareas comprometidas, de los materiales empleados, ni de los precios unitarios correspondientes para la determinación del monto establecido.

Por todo lo cual, corresponden las mismas consideraciones realizadas para el proyecto CU-GO&M-001.

#### **11.1.3. CU-GO&M-003**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 279, la denominación del proyecto es la siguiente: Construcción depósito de odorante. De acuerdo con lo indicado para el proyecto CU-GO&M-003, la inversión correspondiente establecida es de 0,41 \$MM.

Para el mismo código de inversión, en la Planilla de Inversiones de la Distribuidora, correspondiente a su presentación del 1 de diciembre de 2016 (Fs. 249), se establece la inversión en un monto de 0,36 \$MM, valor que difiere del indicado a Fs. 279, que es de 0,41 \$MM.

Respecto de la descripción del proyecto, a Fs. 73, la Distribuidora indica que se ha previsto aumentar el volumen de almacenamiento de líquido odorante en las plantas Kilómetro 8, Luján de Cuyo y PRM San Juan. Se añade luego que la necesidad de este incremento de volumen es para contrarrestar las demandas variables estacionales que provocan modificación de los períodos de reabastecimiento.

En relación a la metodología de cálculo, se observa que la misma no se ha agregado, ni tampoco una descripción de los trabajos a realizar, que incluya, cantidades, especificaciones técnicas de los equipos a construir, necesidad de adecuación de instalaciones, interconexión con el sistema existente, trabajos mecánicos y civiles asociados, etc., ni los valores unitarios empleados en el cálculo.

#### **11.1.4. CU-GO&M-004**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 279, la denominación del proyecto es la siguiente: Telemetría Equipos Rectificadores Líneas de Transmisión. De acuerdo con lo indicado para el proyecto CU-GO&M-004, la inversión correspondiente establecida es de 1,36 \$MM.

Para el mismo código de inversión, en la Planilla de Inversiones de la Distribuidora, correspondiente a su presentación del 1 de diciembre de 2016 (Fs. 249), se establece la inversión en un monto de 1,278 \$MM, valor que difiere del indicado a Fs. 279, que es de 1,36 \$MM.

Respecto de lo informado por la Distribuidora, a Fs. 74 se encuentra una descripción, donde se indica que este proyecto está basado en la obtención en tiempo real de toda la información relativa al consumo de los equipos rectificadores instalados para la protección catódica de las cañerías, añadiendo a esto la posibilidad de controlar en tiempo real el estado de los parámetros de cada rectificador desde la HMI SCADA.

Se añade que la telemedición incluye la adquisición del equipamiento necesario, con sistema de corte remoto de corriente y su instalación en la HMI SCADA.

Respecto de este proyecto, cabe destacar que no se realiza una descripción de las tareas a desarrollar. Se informan únicamente los montos de inversión parciales, correspondientes a los años que conforman el quinquenio, pero no se detalla la composición de los costos que los conforman.

Por lo expuesto, no es posible realizar una verificación del monto establecido.

#### **11.1.5. CU-GO&M-005**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 280, la denominación del proyecto es la siguiente: Equipamiento para redes y gasoductos. De acuerdo con lo indicado para el proyecto CU-GO&M-005, la inversión correspondiente establecida es de 0,83 \$MM.

Para el mismo código de inversión, en la Planilla de Inversiones de la Distribuidora, correspondiente a su presentación del 1 de diciembre de 2016 (Fs. 249), se establece la inversión en un monto de 0,774 \$MM, valor que difiere del indicado a Fs. 280, que es de 0,83 \$MM.

Respecto de la descripción del proyecto, a Fs. 54, la Distribuidora indica que el mismo tiene el objetivo de renovar parte del equipamiento utilizado en distintas intervenciones y/o emergencias y otras tareas de mantenimiento.

En relación al presupuesto de ejecución, se observa que la Distribuidora debe proporcionar una descripción más amplia de los equipos a adquirir, con especificaciones técnicas precisas de los mismos. Debe aclarar el origen del valor informado como unitario y el detalle del mismo, en el caso de que el costo informado considere otros componentes (valor comercial, transporte, almacenaje, seguros, tasas de importación, etc.).

#### **11.1.6. CU-GO&M-006**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias, Fs. 280, la denominación del proyecto es la siguiente: Protección catódica de cañerías de acero en áreas de corrosión no activa (ACNA). De acuerdo con lo indicado para el proyecto CU-GO&M-006, la inversión correspondiente establecida es de 41,13 \$MM.

Para el mismo código de inversión, en la Planilla de Inversiones de la Distribuidora, correspondiente a su presentación del 1 de diciembre de 2016 (Fs. 249), se establece la inversión en un monto de 36,112 \$MM, valor que difiere del indicado a Fs. 280, que es de 41,13 \$MM.

Respecto de la descripción del proyecto, a Fs. 55, la Distribuidora indica que ante la necesidad de proteger catódicamente la cañería de acero del área de corrosión no activa (ACNA), se ha definido un programa para conseguir estándares de protección catódica acordes con lo establecido en la NAG 100.

Se añade que el programa de trabajo contempla la instalación de nuevas UPCCI, con dispersores profundos no recuperables, la compra de materiales necesarios para interconexiones y seccionamientos eléctricos, la búsqueda y eliminación de contactos, la renovación de servicios, la renovación de cañerías de acero y la contratación de mano de obra tercerizada para la apertura, tapado de pozo y reparaciones civiles necesarias.

Luego añade un cuadro donde se exponen las cantidades y montos de inversión correspondientes a los años 2017 y 2018. Se observa que se listan los ítems que conforman la inversión, sin un desglose que permita identificar los componentes que la conforman, según se detalló en la descripción presentada.

En el análisis de la consideración conceptual de los elementos necesarios para evaluar el cumplimiento de los requerimientos exigidos por Enargas, respecto de los montos establecidos para las inversiones correspondientes, se observa que reiteradamente se incurre en los mismos incumplimientos.

Esto acontece para los distintos proyectos analizados, aunque la tarea a que se refiera en ese caso particular sea diversa. En todos los casos que venimos analizando, las descripciones son incompletas, se fijan cantidades anuales monetarias sin identificar en ningún caso los factores que la componen y sin tampoco hacer referencia a algunos valores unitarios de los muchos componentes que incluye (materiales, mano de obra, impuestos, seguros, etc.).

#### **11.1.7. CU-GO&M-007 Y SIGUIENTES PROYECTOS PRESENTADOS BAJO EL CÓDIGO CU-GO&M**

Según lo expresado, una vez realizado el análisis de las obras anteriormente detalladas, se observa que en todas ellas se incurre prácticamente en las mismas deficiencias metodológicas de incumplimiento respecto a lo establecido por la Autoridad Regulatoria, como ya se dijo para el caso de las inversiones organizadas bajo el código CU-GING.

Por otro lado, una revisión de las siguientes inversiones listadas en el Cuadro de Inversiones Obligatorias (Fs. 272) hasta completar las correspondiente al código "CU-GO&M", se concluye en todas ellas se reiteran las deficiencias señaladas, por lo que se considera que las mismas incurren también en dichos incumplimientos.

## 11.2. EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS PRESENTADOS BAJO EL CÓDIGO CU-TI

Respecto de los proyectos codificados dentro de la categoría CU-TI es de destacar que la Distribuidora no proporciona una descripción particular para cada uno. Los agrupa de la siguiente forma:

- ✓ Adquisición de Software: CU-TI-001 al CU-TI-047 y CU-TI-069 (Fs. 197)
- ✓ Adquisición de Hardware: CU-TI-048 al CU-TI-060 (Fs. 192)
- ✓ Infraestructura de Redes y Telecomunicaciones: CU-TI-061 al CU-TI-068 (Fs. 196)

Atento a lo expuesto, se procederá al análisis de estos conjuntos, partiendo de las Memorias Descriptivas entregadas junto con la presentación del 25 de noviembre de 2016.

Para el caso de la Adquisición de Software, se observa que a Fs. 197, bajo el título de Memoria Descriptiva, la Distribuidora detalla que el proyecto tiene como objetivo la construcción e implementación de nuevas aplicaciones y herramientas de Software, entendiéndose que se refiere a los proyectos del CU-TI-001 al CU-TI-047 y el CU-TI-069.

Luego agrega una Memoria Técnica, su Justificación, los Beneficiarios, y el Presupuesto Económico. Este último consiste en indicar el monto de 48,118 \$MM, sin ninguna aclaración al respecto, lo que constituye un incumplimiento a lo dispuesto por la Autoridad Regulatoria, por cuanto no permite verificar la procedencia del valor consignado.

Similar consideración merece el análisis de los proyectos agrupados bajo los títulos “Adquisición de Hardware” e “Infraestructura de Redes y Telecomunicaciones”, obrantes a Fs. 192 y 196, respectivamente. En ambos casos, respecto del presupuesto de ejecución, la Distribuidora se limita a informar montos de inversión finales, que establece en 38,408 \$MM para “Adquisición de Hardware” y en 7,144 \$MM para el rubro “Infraestructura de Redes y Telecomunicaciones”.

También acá se destaca que en ninguno de los dos casos se informan las cantidades comprometidas en la inversión, ni los valores unitarios de aplicación, para la determinación del monto final.

En relación a los montos de inversión, se observa que en su presentación del 1 de diciembre de 2016 (Fs. 251 a 253), la Distribuidora establece para los conjuntos de proyectos señalados los siguientes montos totales: 104,609 \$MM para Software, 58,307 \$MM para Hardware y 14,486 \$MM para Infraestructura de redes y telecomunicaciones. Estas cifras difieren de las consignadas en su presentación del 25 de noviembre de 2016 (Fs. 192, 196 y 197), que son 48,118 \$MM, 38,408 \$MM y 7,144 \$MM, respectivamente. Se señala al respecto que la Distribuidora no aclara el motivo de dicha variación en los montos de inversión.

En cuanto a Enargas, en sus Planillas de Fs. 272 se establecen, para los proyectos organizados bajo el código de inversión CU-TI, los siguientes montos: 91,31 \$MM para Software, 57,42 \$MM para Hardware y 11,68 \$MM para Infraestructura de Redes y Comunicaciones. Estos montos corresponden a la totalidad de los proyectos codificados como CU-TI, tanto de las Inversiones definidas como obligatorias por Enargas, como de las Inversiones Complementarias. Como puede observarse, los mismos presentan una diferencia respecto de lo establecido por la Distribuidora.

### 11.3. EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS PRESENTADOS BAJO EL CÓDIGO CU-DF\_SG

Con respecto a los proyectos codificados dentro de la categoría CU-DF\_SG, nuevamente la Distribuidora no proporciona una descripción particular para cada uno, sino que los agrupa de la siguiente forma:

- ✓ Renovación de flota y nuevas necesidades automotor: CU-DF\_SG-001, CU-DF\_SG-002 y CU-DF\_SG-003 (Fs. 193)
- ✓ Obras edilicias: CU-DF-SG-004-01, CU-DF-SG-004-02, CU-DF-SG-004-03, CU-DF-SG-004-04, CU-DF-SG-004-05, CU-DF-SG-004-06, CU-DF-SG-004-07, CU-DF-SG-004-09, CU-DF-SG-004-10, CU-DF-SG-004-11, CU-DF-SG-005-01, CU-DF-SG-005-02 (Fs. 194)

En función de lo indicado, se procederá a analizar estas categorías a partir de las Memorias Descriptivas entregadas por la Distribuidora con la presentación de fecha 25 de noviembre de 2016.

Respecto de la categoría de Renovación de flota y nuevas necesidades automotor, a Fs.193 del Expediente, la Distribuidora indica como memoria descriptiva que los proyectos tienen como objetivo la adquisición de vehículos de trabajo tipo Pick Up, furgones y camiones.

En calidad de justificación de dichos proyectos, la Distribuidora indica que la inversión para la renovación de vehículos utilitarios y no utilitarios surge del análisis y evaluación de parámetros de seguridad, kilometraje, antigüedad y estados de las unidades, por el cual se basa el marco de eficientización vehicular. Agrega luego que, en el caso de nuevas necesidades, surge para cubrir vacantes para inspección de obras y centros operativos.

Posteriormente, también a Fs. 193, justifica en razón de lo expuesto que el presupuesto de inversión que propone asciende a 14,980 \$MM, todo ello sin proporcionar detalle alguno de cómo llega a esta cifra ni la metodología de cálculo empleada. Se señala que la Distribuidora no indica la cantidad de vehículos que forman su flota, el kilometraje, la antigüedad de cada vehículo, ni el estado de las unidades. Tampoco explica cuántas nuevas unidades va a adquirir, cuáles son sus características, cuáles son las marcas y los modelos previstos para las diversas unidades, ni los valores de plaza correspondientes, a los efectos de poder verificar cómo se arriba al monto establecido.

Cabe destacar que, en la presentación del 1 de diciembre de 2016, obrante a Fs. 253, los valores establecidos para los proyectos CU-DF\_SG-001, CU-DF\_SG-002 Y CU-DF\_SG-003, totalizan un monto de 26,446 \$MM. Este valor difiere del indicado a Fs. 193, en la descripción correspondiente a la presentación del día 25 de noviembre de 2016, que es de 14,980 \$MM. Se observa que la Distribuidora no da razones que justifiquen esa importante diferencia en la valorización.

Asimismo, el valor establecido por Enargas para dichos proyectos en su planilla de Fs. 272 asciende a un monto de 27,71 \$MM, lo que no coincide con el indicado por la Distribuidora a Fs. 253, que es de 26,446 \$MM, según se señaló precedentemente.

En cuanto a los proyectos de Obras Edilicias, en la memoria descriptiva agregada a Fs. 194, la Distribuidora da una descripción de las obras realizar, según se lista a continuación:

- a. CU-DF-SG-004-01: Adecuación taller Servicios Generales
- b. CU-DF-SG-004-02: Fabricación de un nuevo depósito para caños y medidores
- c. CU-DF-SG-004-03: Adecuación almacenes
- d. CU-DF-SG-004-04: Refuncionalización de los edificios de Ingeniería, Administración Comercial, CIAC y Sistemas
- e. CU-DF-SG-004-05: Traslado de salas de servidores y comunicaciones
- f. CU-DF-SG-004-06: Construcción de nuevas oficinas de atención a Matriculados
- g. CU-DF-SG-004-07: Reforma Oficina de Recepción
- h. CU-DF-SG-004-09: Nuevas cocheras de estacionamiento vehículos propios
- i. CU-DF-SG-004-10: Nuevo Sistema Eléctrico Godoy Cruz
- j. CU-DF-SG-004-11: Mejora del sistema aluvional de planta Godoy Cruz
- k. CU-DF-SG-005-01: Construcción edificio – Proyecto y Dirección Técnica
- l. CU-DF-SG-005-02: Construcción edificio – Obra Civil – Ejecución de edificio premoldeado

Se señala que en la Planilla de Inversiones Obligatorias del Informe N° 89/2017 de Enargas, corriente a Fs. 272, se incluye un proyecto bajo el código de inversión CU-DF\_SG-006 “Remodelación Centros Operativos”, por un monto de 4,89 \$MM, que no fue identificado en la documentación presentada por la Distribuidora, ni en la Memoria Descriptiva de Fs. 194 ni en la planilla de inversiones de Fs. 243.

Respecto a la totalidad de los proyectos de Obras Edilicias, se señala que no se da ningún detalle de los diseños y construcciones a realizar, por lo cual no resulta posible verificar la procedencia de los valores establecidos por la Distribuidora para cada uno de ellos.

En cuanto al monto de inversión, el mismo es establecido para el conjunto en un total de 27,514 \$MM, de acuerdo con lo indicado por la Distribuidora en su presentación del 25 de noviembre de 2016 (Fs. 195). Para el mismo conjunto de inversiones relativas a obras edilicias, en la presentación del 1 de diciembre de 2016, la Distribuidora establece en la planilla del plan de inversiones un valor total de 39,989 \$MM, sin proporcionar una justificación de dicha variación en el monto consignado. Tampoco se aclara si existen modificaciones a la memoria descriptiva presentada, respecto de los diseños correspondientes.

En relación a lo dispuesto por Enargas, se observa que en la planilla adjunta al informe GD N° 89/2017, Fs. 286 del Expediente, se asigna a las mismas un monto total de 23,75 \$MM.

#### **11.4. EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS PRESENTADOS BAJO EL CÓDIGO CU-GSSA**

Los proyectos agrupados bajo el código GSSA son los siguientes:

- a. CU-GSSA-001: Equipamiento Prevención (medición/ detección/ protección)
- b. CU-GSSA-002: Adquisición y renovación de extintores

#### **11.4.1. CU-GSSA-001**

Respecto del proyecto CU-GSSA-001, a Fs. 70 y Fs. 125 se encuentra la descripción presentada por la Distribuidora con fecha 25 de noviembre de 2016. Se indica que la inversión corresponde a la adquisición de equipos portátiles de detección y medición de gases, de equipos de medición para la evaluación de ambientes de trabajo, y de equipos de protección y prevención para trabajos en ambientes confinados.

Como presupuesto económico, se indican en dicha descripción los montos correspondientes a los años 2017 y 2018 para cada categoría de equipo de los indicados.

Para equipos de detección y medición de gases establece los montos de \$ 382.000 para el año 2017 y \$ 200.000 para el año 2018. Con respecto a los equipos para la evaluación de ambientes de trabajo, establece los montos de \$ 140.000 (2017) y \$199.000 (2018). Finalmente, para los equipos de protección y prevención para trabajos en espacios confinados, se indican los montos de \$ 480.000 (2017) y \$ 480.000 (2018). No existe una aclaración respecto de la conformación de la inversión para los años restantes que componen el quinquenio.

Asimismo, se señala que no se ha expuesto la metodología de cálculo empleada ni se detalla cuál es la composición de dicha inversión, en términos de tipos y modelos de equipos, sus características técnicas, la cantidad considerada, su valor unitario, y otros gastos que pudieran ser de aplicación, tal como seguros, impuestos, etc.

El monto total para el quinquenio informado para este proyecto es de 2,017 \$MM, de acuerdo con lo indicado por la Distribuidora en su presentación del 1 de diciembre de 2016, a Fs. 253 del Expediente. En la planilla de Inversiones Obligatorias, adjunta al informe GD N° 89/2017 (Fs. 280), Enargas establece para este proyecto un monto de 2,15 \$MM.

#### **11.4.2. CU-GSSA-002**

A Fs. 125 se encuentra la descripción de la Distribuidora, en relación al proyecto CU-GSSA-002, presentada con fecha 25 de noviembre de 2016.

En dicha descripción se señala que la inversión corresponde a la adquisición de equipamiento para protección contra incendios y prevención de riesgos durante tareas operativas.

Agrega luego los montos de inversión correspondiente a los años 2017 y 2018, respectivamente: \$ 69.000 y \$ 69.000. No se aclara tampoco en esta descripción la composición de la inversión para los años restantes que conforman el quinquenio ni se detalla la cantidad, tipos y modelos de equipos a adquirir, así como su valor unitario y otros costos asociados. Tampoco se detalla la metodología de cálculo empleada para la determinación de los montos establecidos.

Respecto de la inversión total para este proyecto, de acuerdo con lo indicado por la Distribuidora a Fs. 253, en su presentación del 1 de diciembre de 2016, la misma es de 0.389 \$MM. Enargas, en su Informe GD N° 89/2017 establece para este proyecto un monto de 0.42 \$MM.

## **12. INFORME INTERGERENCIAL**

A Fs. 263 del Expediente N° 30.043, Enargas agrega con fecha 30 de marzo de 2017, el INFORME GD N° 89/2017, firmado por el Gerente de Distribución, que cubre los siguientes aspectos:

1. Objetivo
2. Consideraciones generales
3. Inversiones del quinquenio
4. Metodología de trabajo
5. Análisis
6. Conclusiones

En dicho informe se señala que se procedió a clasificar a los proyectos presentados en “Inversiones Obligatorias” e “Inversiones No Obligatorias” o “Complementarias”, agregándose el detalle como Anexo A del mismo.

Luego agrega que siendo el monto total de las inversiones de del orden de \$ 4.056,06 millones, DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. estará obligada a realizar las inversiones señaladas en el análisis precedente y que suman un total de \$ 2.208 en MM, mientras que en inversiones consideradas como “No Obligatorias” o “Complementarias” podrá destinar el valor de \$ 1.848,06 en MM.

### 13.PRECIOS UNITARIOS

Tal como se menciona en el apartado anterior, la presentación de la Distribuidora informa dentro del texto de las descripciones de las obras una serie de precios unitarios que se resumen en la siguiente tabla:

Tipo de Obra	Precios Unitarios indicados en las descripciones
Gasoducto o Ramal	60 u\$s/pulg.m
Red de Polietileno	1.245 \$/m
Salidas de Planta (PE)	2.500 \$/m
Construcción de Estación Reguladora de Presión	4.000.000 \$

Respecto al precio de gasoductos o ramales, no se indica el tipo de cambio aplicado para la conversión del precio unitario indicado.

También es necesario hacer notar que los precios unitarios indicados no hacen distinción entre los distintos tipos de obra, diferencias de terrenos, complejidad, tipo de instalación, etc.

Respecto a las obras de gasoductos y ramales, pueden inferirse los precios unitarios finalmente aplicados, a partir de la información obrante en la descripción de cada proyecto. Los precios unitarios de la siguiente tabla se han calculado tomando como base los montos estimados por la Distribuidora en su presentación del 01 de diciembre de 2016, considerando un tipo de cambio de 15,23 \$/u\$s:

Nº Proy.	Denominación	Descripción	Diám.	Long.	Monto s/Nota GING/EyP 005788 (01/12/2016)	Precio Unitario	
			Pulg.	m	\$MM	\$/pulg.m	usd/pulg.m
Cu-GING-001 (2)	Construcción nueva "PRF Colonia Segovia". Guaymallén, Mendoza.	Construcción de ramal de alimentación nueva PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 3,8 km Ø 4").	4	3.800	13,62	896	58,8
Cu-GING-006	Construcción gasoducto paralelo Zanjitas. Zanjitas, San Luis	Construcción gasoducto paralelo (MAPO 70 kg/cm <sup>2</sup> M) de aproximadamente 30,00 km en AC Ø 8".	8	30.000	215,0	896	58,8
Cu-GING-008 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Baigorria. Ciudad, San Luis	Construcción de un nuevo ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,62 km Ø 6").	6	620	3,33	896	58,8
Cu-GING-009 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Ruta 20. Juana Koslay, San Luis	Construcción de nuevo ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,035 km Ø 6")	6	35	0,19	895	58,8
Cu-GING-015 (2)	Interconexión gasoducto del Este. San Martín, Mendoza	Construcción de ramal de salida de la PRMO (MAPO 25 kg/cm <sup>2</sup> M 16,2 km Ø 10").	10	16.200	219,5	1.355	88,9
Cu-GING-016 (2)	Construcción de nueva "PRF Tejada Gomez". San Martín, Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,250 km Ø 6")	6	250	1,34	896	58,8
Cu-GING-017	Interconexión Rodriguez Peña - Luján Este, Godoy Cruz. Mendoza	Interconexión Rodriguez Peña - Traslado de traza de ramal (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 1,5 km Ø 12")	12	1.500	16,45	914	60,0
Cu-GING-018	Traslado de línea de distribución AP, Ciudad de La Punta. San Luis	Traslado de línea de distribución (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,75 km Ø 6")	6	750	4,11	914	60,0
Cu-GING-024	Interconexión de ramal de alta presión Calle Ruiz (entre Carril Gomez y Carril T. Sosa), Maipú. Mendoza	Interconexión de ramal (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> 3,5 km Ø 8")	8	3.500	25,5	910	59,8
Cu-GING-025 (2)	Construcción de nueva "PRF Cieneguita". Las Heras, Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 4 km Ø 3")	3	4.000	11,0	914	60,0
Cu-GING-026 (2)	Construcción de nueva "PRF Villa Hipódromo", Godoy Cruz. Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,700 km Ø 6")	6	700	3,84	914	60,0
Cu-GING-026 (3)	Construcción de nueva "PRF Villa Hipódromo", Godoy Cruz. Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,650 km Ø 10").	10	650	5,94	914	60,0
Cu-GING-027 (2)	Construcción de nueva "PRF Houssay", Ciudad. Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,050 km Ø 6")	6	50	0,27	913	60,0
Cu-GING-027 (3)	Construcción de nueva "PRF Houssay", Ciudad. Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,100 km Ø 10").	10	100	0,91	914	60,0

Nº Proy.	Denominación	Descripción	Diám.	Long.	Monto s/Nota GING/EyP 005788 (01/12/2016)	Precio Unitario	
			Pulg.	m		\$/pulg.m	usd/pulg.m
Cu-GING-028 (2)	Construcción de nueva "PRF Sierras de Encalada". Las Heras, Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 5,8 km Ø 4")	4	5.800	20,8	896	58,8
Cu-GING-029 (2)	Ampliación de Capacidad PRF La Libertad. Ciudad, Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,010 km Ø 6")	6	10	0,06	917	60,2
Cu-GING-029 (3)	Ampliación de Capacidad PRF La Libertad. Ciudad, Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,140 km Ø 10").	10	140	1,28	914	60,0
Cu-GING-032 (2)	Ampliación de Capacidad PRF San Fco del Monte, Guaymallén. Mendoza	Construcción de ramal alimentación PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,010 km Ø 4").	4	10	0,037	925	60,7
Cu-GING-033 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Corralitos. Guaymallén, Mendoza.	Construcción de ramal de entrada de PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,015 km Ø 3").	3	15	0,041	911	59,8
Cu-GING-048 (2)	Construcción de nueva "PRF B° San Agustín", Merlo. San Luis	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,100 km Ø 4")	4	100	0,37	915	60,1
Cu-GING-048 (3)	Construcción de nueva "PRF B° San Agustín", Merlo. San Luis	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,100 km Ø 8").	8	100	0,73	914	60,0
Cu-GING-049 (2)	Construcción de nueva "PRF Piedras Blancas". Merlo, San Luis.	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 1,100 km Ø 4")	4	1.100	4,02	914	60,0
Cu-GING-052 (2)	Construcción de nueva "PRF Villa Mercedes III". San Luis	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,250 km Ø 3")	3	250	0,69	915	60,1
Cu-GING-054 (2)	Construcción de nueva PRF Norte Capital San Luis. San Luis.	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,100 km Ø 4")	4	100	0,37	915	60,1
Cu-GING-055 (2)	Construcción de nueva "PRF Potrero de los Funes II". San Luis .	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 2,1 km Ø 3")	3	2.100	5,76	914	60,0
Cu-GING-058	Traslado de ramal de alta presión Luján Este. Luján de Cuyo, Mendoza.	Traslado de ramal (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 2,5 km Ø 12")	12	2.500	28,42	947	62,2
Cu-GING-059	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo. San Luis.	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo, San Luis. (25/7 kg/cm <sup>2</sup> M). 10,0 km Ø 6"	6	10.000	21,94	366	24,0

Nº Proy.	Denominación	Descripción	Diám.	Long.	Monto s/Nota GING/EyP 005788 (01/12/2016)	Precio Unitario	
			Pulg.	m	\$MM	\$/pulg.m	usd/pulg.m
Cu-GING-062	Construcción gasoducto paralelo La Dormida Mendoza (1er Etapa)	Construcción gasoducto paralelo Alta Presión La Dormida Mendoza, tramo Las Margaritas/Deriv. Quintana (MAPO 60 kg/cm <sup>2</sup> M). 1er Etapa (17000 m Ø18")	24	17.000	373	914	60,0
Cu-GING-065	Construcción ramal paralelo Mendoza Norte Pantanillo, Mendoza	Construcción ramal paralelo Mendoza Norte Pantanillo, Mendoza (MAPO 25 kg/cm <sup>2</sup> M) (10 km Ø12")	12	10.000	110	914	60,0
Cu-GING-074	Construcción de ramal paralelo San Juan (2da Etapa y 3er Etapa)	Construcción de ramal paralelo 12" (MAPO 25 kg/cm <sup>2</sup> M) 2da. Etapa. 1400 m Ø 12" y 3ra Etapa 1200m Ø 12"	12	2.600	28,52	914	60,0
Cu-GING-075	Ramal alta presión alimentación nueva PRF Tunuyán II	Ramal alta presión alimentación nueva PRF Tunuyán II (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h), para desvincular la alimentación a la PRF desde el SDB. (1,70 km Ø 4")	4	1.700	6,22	914	60,0
Cu-GING-076 (2)	Construcción de nueva "PRF Carrodilla II", Luján de Cuyo. Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,300 km Ø 8")	8	300	2,19	914	60,0
Cu-GING-089 (2)	Ampliación de capacidad de PRF Vialidad. Guaymallén, Mendoza.	Construcción ramal de alimentación a Nueva PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,650 km Ø6").	6	650	3,57	914	60,0
Cu-GING-089 (3)	Ampliación de capacidad de PRF Vialidad. Guaymallén, Mendoza.	Construcción de salida de Nueva PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,030 km Ø10").	10	30	0,27	913	60,0
Cu-GING-092 (2)	Ampliación de capacidad de PRF Paganotto II, Maipú. Mendoza.	Construcción de salida PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,030 km Ø 8")	8	30	0,22	913	59,9

Como puede observarse los precios unitarios aplicados se ubican en el entorno de los 60 u\$/pulg.m declarados en las descripciones, salvo en el caso del Proyecto Cu-GING-015 (2) que puede deberse a la inclusión de alguna tarea no detallada y en el proyecto Cu-GING-059 posiblemente debido a un error de la estimación, debido a que en la versión del plan aprobado este valor se corrige.

Cabe aclarar que como se ha visto anteriormente, los valores aprobados en el plan de inversiones difieren de los presentados por la Distribuidora, por lo que los precios unitarios también sufrieron variaciones.

El criterio aplicado por la Distribuidora, respecto a un único precio unitario para cualquier tipo de obra de gasoducto o ramal, difiere del criterio utilizado por la consultora contratada para la determinación del valor de reposición de la compañía, la cual aplicó precios unitarios para su

valorización, diferenciando según los rangos de presión y los distintos diámetros, según se observa en las siguientes tablas:

Presión (BAR)	Diámetro (pulgadas)	Longitud (metros)	Total (\$)	P.Unitario (Dic-15) \$/pulg.m	P.Unitario (Jun-16) \$/pulg.m / usd/pulg.m	
70 - 45	4	106.124,00	237.192.411,71	558,76	682,81	45,52
	6	27.187,40	86.846.586,12	532,39	650,59	43,37
	8	53.568,94	223.881.954,38	522,42	638,39	42,56
	10	130.972,00	682.839.687,07	521,36	637,11	42,47
	12	358.408,05	2.251.842.862,77	523,58	639,81	42,65
	18	111.451,15	943.770.339,59	470,45	574,88	38,33
	24	82.269,19	960.512.612,25	486,47	594,46	39,63
<b>Totales</b>		<b>869.980,73</b>	<b>5.386.886.453,89</b>			

Presión (BAR)	Diámetro (pulgadas)	Longitud (metros)	Total (\$)	P.Unitario (Dic-15) \$/pulg.m	P.Unitario (Jun-16) \$/pulg.m / usd/pulg.m	
25	6	845,00	3.540.000,00	698,22	853,23	56,88
	8	59.983,00	297.092.131,00	619,12	756,56	50,44
	10	11.567,00	68.447.599,00	591,75	723,12	48,21
	12	40.399,00	286.444.592,00	590,87	722,04	48,14
	24	42.925,00	605.655.184,00	587,90	718,41	47,89
	30	6.080,00	104.734.889,00	574,20	701,68	46,78
<b>Totales</b>		<b>161.799,00</b>	<b>1.365.914.395,00</b>			

Presión (BAR)	Diámetro (pulgadas)	Longitud (metros)	Total (\$)	P.Unitario (Dic-15) \$/pulg.m	P.Unitario (Jun-16) \$/pulg.m / usd/pulg.m	
25-19	2	68.704,00	182.448.583,00	1327,79	1622,56	108,17
	3	252.212,00	894.770.688,00	1182,56	1445,09	96,34
	4	174.577,00	765.373.864,00	1096,04	1339,36	89,29
	6	223.709,00	1.314.344.141,00	979,21	1196,59	79,77
	8	104.335,00	712.912.630,00	854,11	1043,73	69,58
	10	51.168,00	400.725.330,00	783,16	957,02	63,80
	12	105.426,00	842.682.911,00	666,09	813,97	54,26
	24	4.661,0	77.178.020,00	689,93	843,09	56,21
<b>Totales</b>		<b>984.792,00</b>	<b>5.190.436.167,00</b>			

Respecto a las obras de redes, pueden inferirse los precios unitarios finalmente aplicados, a partir de la información obrante en la descripción de cada proyecto. Los precios unitarios de la siguiente tabla se han calculado tomando como base los montos estimados por la Distribuidora en su presentación del 01 de diciembre de 2016:

N° Proy.	Denominación	Descripción	Diámetro	Longitud	Monto s/Nota GING/EyP 005788 (01/12/2016)	Precio Unitario
			mm	m	\$	\$/m
Cu-GING-099	Interconexión de redes de media presión, Merlo. San Luis	interconexión de redes de media presión. 600m	Varios	600	0,747	1.245
Cu-GING-025 (3)	Construcción de nueva "PRF Cieneguita". Las Heras, Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,300 km Ø 180mm).	180	300	0,75	2.500
Cu-GING-044 (3)	Construcción de nueva "PRF Chimbas II". San Juan.	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,5 km Ø 180 mm). A confirmar con ubicación de terreno	180	500	1,25	2.500
Cu-GING-049 (3)	Construcción de nueva "PRF Piedras Blancas". Merlo, San Luis.	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,400 km Ø 180mm y 0,600 km Ø 125mm).	180/125	1.000	2,20	2.200
Cu-GING-054 (3)	Construcción de nueva PRF Norte Capital San Luis. San Luis.	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 1 km Ø 180mm).	180	1.000	2,50	2.500
Cu-GING-068	interconexión PRF La Ribera - PRF Villa Mercedes I. San Luis	interconexión de redes de media presión entre PRF La Ribera - PRF Villa Mercedes I (1,50 km Ø 125mm).	125	1.500	1,87	1.245
Cu-GING-090 (2)	Ampliación de capacidad de PRF B° Utma, Guaymallén. Mendoza.	Construcción de salida de Nueva PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,260 km Ø 180mm).	180	260	0,65	2.500
Cu-GING-091 (2)	Ampliación de capacidad de PRF Perdriel, Luján de Cuyo. Mendoza.	Construcción de salida PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,080 km Ø 180mm y 0,700 km Ø 125mm)	180/125	780	1,60	2.051
Cu-GING-093 (2)	Ampliación de capacidad de PRF Junín, Junín. Mendoza.	Construcción de salida PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,050 km Ø 180mm)	180	50	0,13	2.500

Se observa la aplicación de los precios unitarios declarados en las descripciones, salvo en aquellas obras combinadas.

El criterio aplicado por la Distribuidora difiere del criterio utilizado por la consultora contratada para la determinación del valor de reposición de la compañía, la cual aplicó precios unitarios para su valorización, diferenciando según los porcentajes de reparación de vereda, según se observa en las siguientes tablas:

Tipo	Reparación de Veredas (RV)	Long	Monto	P.Unit. (Dic-15)	P.Unit. (Jun-16)
		(metros)	(\\$)	(\$/m)	(\$/m)
1	100% RV	30.000,00	29.235.306,00	974,5	1.190,9
2	60% RV	30.000,00	24.761.337,00	825,4	1.008,6
3	40% RV	30.000,00	21.666.087,00	722,2	882,5
4	30% RV	30.000,00	20.119.290,00	670,6	819,5
5	20% RV	30.000,00	18.570.765,00	619,0	756,4

Se observa en todos los casos que los valores considerados por la consultora son inferiores a los aplicados por la Distribuidora en el cálculo de las inversiones.

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

En este apartado se realiza una comparación entre los montos comprometidos en el plan de obras con los realmente erogados, para verificar la procedencia de los montos estimados.

En el cuadro siguiente puede observarse este análisis 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 2019.

Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Importe S/Resolución ENRG N° 308/18	Montos Erogados a valores Dic 2016 (Ajust IPIM)	Diferencia \$	Dif. %
Cu-GING-007	Construcción y montaje de ESyM Zanjitas. Zanjitas, San Luis	Construcción de una ESM aerea (70 kg/cm <sup>2</sup> M, Q 60.000 Sm <sup>3</sup> /h) , la inversión incluye la obra civil y mecánica.	\$ 22.700.000,00	\$ 12.679.940,13	\$ 10.020.059,87	79%
Cu-GING-024	Interc. Ramal AP Calle Ruiz (e/Carril Gomez y Carril Sosa), Maipú. Mza	Interconexión de ramal (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> 3,5 km Ø 8")	\$ 29.000.000,00	\$ 7.975.428,72	\$ 21.024.571,28	264%
Cu-GING-048	Construcción de nueva "PRF B" San Agustín", Merlo. San Luis	Construcción de nueva "PRF B" San Agustín" (Pe 25/7kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 7.500 Sm <sup>3</sup> /h).	\$ 5.900.000,00	\$ 3.731.649,19	\$ 2.168.350,81	58%
Cu-GING-059	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo. San Luis.	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo, San Luis. (25/7 kg/cm <sup>2</sup> M). 4,0 km Ø 6"	\$ 25.000.000,00	\$ 8.644.064,41	\$ 16.355.935,59	189%

Nota: En el proyecto "Cu-GING-059" se aprobó un cambio de alcance el cual se afectó la longitud del ramal paralelo pasando de 10 km a 4 km, y disminuyendo el monto de inversión de \$ 59 MM en la Res. ENRG N° I4360/17 a \$ 25 MM según la Res. ENRG N° 308/18.

De la comparación efectuada se observa que en todos los casos existió un excedente de presupuesto, como motivo de una sobrevalorización de las obras.

Las diferencias observadas van desde un 58% a un 189 %, observándose grandes diferencias en obras de ramales. De esta tabla surge que los valores unitarios reales en las obras de ramales fueron los siguientes, tomando un tipo de cambio de 15,23 \$/u\$s

Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Montos Erogados a valores Dic 2016 (Ajust IPIM)	Longitud (m)	Diam (pulg)	Precio Unitario (u\$s/pulg.m)
Cu-GING-024	Interc. Ramal AP Calle Ruiz (e/Carril Gomez y Carril Sosa), Maipú. Mza	Interconexión de ramal (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> 3,5 km Ø 8")	\$ 7.975.428,72	3500,0	8	18,7
Cu-GING-059	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo. San Luis.	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo, San Luis. (25/7 kg/cm <sup>2</sup> M). 4,0 km Ø 6"	\$ 8.644.064,41	4000,0	6	23,6

De la tabla anterior se observa que los precios unitarios obtenidos en las obras son sustancialmente menores, entre un 30% y un 40% del valor aplicado por la Distribuidora, de 60 u\$s/pulg.m.

## 15.RESOLUCIÓN I-4360

### 15.1. DISPOSICIONES DE LA AUTORIDAD REGULATORIA

Con fecha 30 de marzo de 2017 la Autoridad Regulatoria emitió la Resolución I-4360, 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 DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. que se incluyen como Anexo I y que forma parte de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2°: Aprobar el cuadro tarifario de DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA 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° 74/2017, 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 DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA 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.

## **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 2.208,00 \$MM. El Plan de Inversiones Obligatorias aprobado se detalla en el punto 9.1 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 1.848,06 \$MM. Las Inversiones No Obligatorias aprobadas se detallan en el punto 9.2 del presente documento.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución I-4360, 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 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.

## 16. DETALLE DE INVERSIONES APROBADAS POR ENARGAS

### 16.1. PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS

En este apartado se reproduce el plan de inversiones obligatorias aprobado según la resolución Enargas I-4360/17.

I.- PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS - Distribuidora de Gas Cuyana S.A.					
Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-001	Construcción nueva "PRF Colonia Segovia", Guaymallén, Mendoza.	Construcción de nueva "PRF Colonia Segovia" aerea (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M- Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h). La inversión incluye obra civil y mecánica de la planta	Sistema Colonia Segovia Mendoza	12	4,65
Cu-GING-001 (2)	Construcción nueva "PRF Colonia Segovia", Guaymallén, Mendoza.	Construcción de ramal de alimentación nueva PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 3,8 km Ø 4").	Sistema Colonia Segovia Mendoza	12	15,51
Cu-GING-002	Ampliación de Capacidad PRF La Paz, La Paz, Mendoza	Ampliación de Capacidad actual de la PRF (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 1.500 Sm <sup>3</sup> /h) a Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h. La inversión incluye la obra mecánica (desmontaje y montaje de las instalaciones existentes y nuevas).	Sistema La Paz Mendoza	24	4,55
Cu-GING-003	Ampliación de Capacidad de Almacenamiento de Planta Propano Aire, Instalación 1er Tanque, Malargüe, Mendoza	La Ampliación de Capacidad de Almacenamiento incluye la instalación de un nuevo Tanque de 250 m <sup>3</sup> de volumen y adecuación de las instalaciones civiles y mecánicas, como así también las instalaciones complementarias correspondientes.	Sistema Malargüe	12	11,88
Cu-GING-004	Ampliación de Capacidad de Almacenamiento y vaporización de Planta Propano Aire, Malargüe, Mendoza	Instalación de un nuevo TK de 250 m <sup>3</sup> y contratación de Ingeniería para la ampliación (2017). Instalación 3er. Vaporizador. Adecuación de instalaciones de sistema contra incendios. Adecuación y renovación equipos, adecuación obra civil y mecánica. Instalaciones complementarias correspondientes. Conversión usuarios red propano aire a GLP vaporizado (2018). Instalación de nuevo TK en año 2020.	Sistema Malargüe	36	52,54
Cu-GING-006	Construcción gasoducto paralelo Zanjitas, Zanjitas, San Luis	Construcción gasoducto paralelo (MAPO 70 kg/cm <sup>2</sup> M) de aproximadamente 30,00 km en AC Ø 8".	Sistema San Luis Capital	36	
Cu-GING-007	Construcción y montaje de ESM Zanjitas, Zanjitas, San Luis	Construcción de una ESM aerea (70 kg/cm <sup>2</sup> M, Q 60.000 Sm <sup>3</sup> /h), la inversión incluye la obra civil y mecánica.	Sistema San Luis Capital	12	22,74



Cu-GING-008	Ampliación de Capacidad PRF Baigorria, Ciudad, San Luis	Ampliación de Capacidad actual de la PRF Subterránea - Ligada (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 7.500 Sm <sup>3</sup> /h) a Q 15.000 Sm <sup>3</sup> /h. La inversión incluye la obra civil y mecánica (reubicación en superficie).	Sistema San Luis Capital	12	6,82
Cu-GING-008 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Baigorria, Ciudad, San Luis	Construcción de un nuevo ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,62 km Ø 6").	Sistema San Luis Capital	12	3,80
Cu-GING-009	Ampliación de Capacidad PRF Ruta 20, Juana Koslay, San Luis	Ampliación de Capacidad actual de la PRF aerea ligada (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M Q 1.500 Sm <sup>3</sup> /h) a Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h. La inversión incluye obra mecánica.	Sistema San Luis Capital	12	4,55
Cu-GING-009 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Ruta 20, Juana Koslay, San Luis	Construcción de nuevo ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,035 km Ø 6").	Sistema San Luis Capital	12	0,21
Cu-GING-010	Revamping salida de Planta PRM Santa Rosa de Conlara, Santa Rosa de Conlara, San Luis	Modificación salida PRM Santa Rosa de Conlara a 6"	Sistema San Luis Merlo	12	0,51
Cu-GING-099	Interconexión de redes de media presión, Merlo, San Luis	Interconexión de redes de media presión.	Sistema San Luis Merlo	12	0,84
Cu-GING-015	Interconexión gasoducto del Este, San Martín, Mendoza	Ampliación y adecuación de ramal domiciliarios (Pe 60/27 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 25 kg/cm <sup>2</sup> M - Q de 15.000 a 50.000 Sm <sup>3</sup> /h).	Sistema Zona Este Mendoza	24	17,91
Cu-GING-015 (2)	Interconexión gasoducto del Este, San Martín, Mendoza	Construcción de ramal de salida de la PRMO (MAPO 25 kg/cm <sup>2</sup> M 16,2 km Ø 10").	Sistema Zona Este Mendoza	24	249,95
Cu-GING-016	Construcción de nueva "PRF Tejada Gomez", San Martín, Mendoza	Construcción de nueva "PRF Tejada Gomez" (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 7.500 Sm <sup>3</sup> /h). Incluye obra mecánica y civil. A ubicar en Plaza.	Sistema Zona Este Mendoza	12	5,91
Cu-GING-016 (2)	Construcción de nueva "PRF Tejada Gomez", San Martín, Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,250 km Ø 6").	Sistema Zona Este Mendoza	12	1,53
Cu-GING-016 (3)	Construcción de nueva "PRF Tejada Gomez", San Martín, Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,200 km Ø 10" y 0,430 km Ø 160mm).	Sistema Zona Este Mendoza	12	2,42
Cu-GING-017	Interconexión Rodríguez Peña - Luján Este, Godoy Cruz, Mendoza	Interconexión Rodríguez Peña - Traslado de traza de ramal (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 1,5 km Ø 12").	Sistema Gran Mendoza	12	18,74
Cu-GING-018	Traslado de línea de distribución AP, Ciudad de La Punta, San Luis	Traslado de línea de distribución (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,75 km Ø 6").	Sistema San Luis Capital	12	4,69
Cu-GING-020	Renovación de redes y servicios domiciliarios, Ciudad, San Juan	Renovación de redes de distribución de media presión y servicios domiciliarios, Ciudad, San Juan (Plan quinquenal)	Sistema San Juan	60	
Cu-GING-022	Desafectación Planta Cerro Mollar	Desafectación Planta Cerro Mollar	Sistema Malargüe	12	3,41



I - 4360

I - 4360

Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-008	Ampliación de Capacidad PRF Baigorria, Ciudad, San Luis	Ampliación de Capacidad actual de la PRF Subterránea - Ligada (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 7.500 Sm <sup>3</sup> /h) a Q 15.000 Sm <sup>3</sup> /h. La inversión incluye la obra civil y mecánica (reubicación en superficie).	Sistema San Luis Capital	12	6,82
Cu-GING-008 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Baigorria, Ciudad, San Luis	Construcción de un nuevo ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,82 km Ø 6").	Sistema San Luis Capital	12	3,80
Cu-GING-009	Ampliación de Capacidad PRF Ruta 20, Juana Koslay, San Luis	Ampliación de Capacidad actual de la PRF aérea ligada (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M Q 1.500 Sm <sup>3</sup> /h) a Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h. La inversión incluye obra mecánica.	Sistema San Luis Capital	12	4,65
Cu-GING-009 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Ruta 20, Juana Koslay, San Luis	Construcción de nuevo ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,035 km Ø 6")	Sistema San Luis Capital	12	0,21
Cu-GING-010	Revamping salida de Planta PRM Santa Rosa de Conlara, Santa Rosa de Conlara, San Luis	Modificación salida PRM Santa Rosa de Conlara a 6"	Sistema San Luis Merlo	12	0,51
Cu-GING-099	Interconexión de redes de media presión, Merlo, San Luis	Interconexión de redes de media presión.	Sistema San Luis Merlo	12	0,84
Cu-GING-015	Interconexión gasoducto del Este, San Martín, Mendoza	Ampliación y adecuación del ramal de viviendas (Pe 60/27 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 25 kg/cm <sup>2</sup> M - Q de 15.000 a 50.000 Sm <sup>3</sup> /h)	Sistema Zona Este Mendoza	24	17,91
Cu-GING-015 (2)	Interconexión gasoducto del Este, San Martín, Mendoza	Construcción de ramal de salida de la PRMO (MAPO 25 kg/cm <sup>2</sup> M 18,2 km Ø 10").	Sistema Zona Este Mendoza	24	249,95
Cu-GING-016	Construcción de nueva "PRF Tejada Gomez", San Martín, Mendoza	Construcción de nueva "PRF Tejada Gomez" (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 7.500 Sm <sup>3</sup> /h). Incluye obra mecánica y civil. A ubicar en Plaza.	Sistema Zona Este Mendoza	12	5,91
Cu-GING-016 (2)	Construcción de nueva "PRF Tejada Gomez", San Martín, Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,250 km Ø 6")	Sistema Zona Este Mendoza	12	1,53
Cu-GING-016 (3)	Construcción de nueva "PRF Tejada Gomez", San Martín, Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,200 km Ø 10" y 0,430 km Ø 180mm).	Sistema Zona Este Mendoza	12	2,42
Cu-GING-017	Interconexión Rodríguez Peña - Luján Este, Godoy Cruz, Mendoza	Interconexión Rodríguez Peña - Traslado de traza de ramal (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 1,5 km Ø 12")	Sistema Gran Mendoza	12	18,74
Cu-GING-018	Traslado de línea de distribución AP, Ciudad de La Punta, San Luis	Traslado de línea de distribución (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,75 km Ø 6")	Sistema San Luis Capital	12	4,69
Cu-GING-020	Renovación de redes y servicios domiciliarios, Ciudad, San Juan	Renovación de redes de distribución de media presión y servicios domiciliarios, Ciudad, San Juan (Plan quinquenal)	Sistema San Juan	60	
Cu-GING-022	Desafectación Planta Cerro Mollar	Desafectación Planta Cerro Mollar	Sistema Maiargüe	12	3,41

- 4 3 6 0



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-024	Interconexión de ramal de alta presión Calle Ruiz (entre Carril Gomez y Carril T. Sosa), Maipú, Mendoza	Interconexión de ramal (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> 3,5 km Ø 8")	Sistema Gran Mendoza	12	29,03
Cu-GING-025	Construcción de nueva "PRF Cieneguita", Las Heras, Mendoza	Construcción nueva "PRF Cieneguita" (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 3.000 m <sup>3</sup> /h).	Sistema Gran Mendoza	12	4,55
Cu-GING-025 (2)	Construcción de nueva "PRF Cieneguita", Las Heras, Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 4 km Ø 3")	Sistema Gran Mendoza	12	12,49
Cu-GING-025 (3)	Construcción de nueva "PRF Cieneguita", Las Heras, Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,300 km Ø 180mm).	Sistema Gran Mendoza	12	0,84
Cu-GING-026	Construcción de nueva "PRF Villa Hipódromo", Godoy Cruz, Mendoza	Construcción de nueva "PRF Villa Hipódromo" (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 7.500 Sm <sup>3</sup> /h)	Sistema Gran Mendoza	24	5,91
Cu-GING-026 (2)	Construcción de nueva "PRF Villa Hipódromo", Godoy Cruz, Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,700 km Ø 6")	Sistema Gran Mendoza	24	4,37
Cu-GING-026 (3)	Construcción de nueva "PRF Villa Hipódromo", Godoy Cruz, Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,650 km Ø 10").	Sistema Gran Mendoza	24	6,77
Cu-GING-027	Construcción de nueva "PRF Houssay", Ciudad, Mendoza	Construcción de nueva "PRF Houssay" (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 15.000 Sm <sup>3</sup> /h)	Sistema Gran Mendoza	24	6,82
Cu-GING-027 (2)	Construcción de nueva "PRF Houssay", Ciudad, Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,050 km Ø 6")	Sistema Gran Mendoza	24	0,31
Cu-GING-027 (3)	Construcción de nueva "PRF Houssay", Ciudad, Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,100 km Ø 10").	Sistema Gran Mendoza	24	1,04
Cu-GING-028	Construcción de nueva "PRF Sierras de Encalada", Las Heras, Mendoza	Construcción de nueva "PRF Sierras de Encalada" (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h)	Sistema Gran Mendoza	12	4,55
Cu-GING-028 (2)	Construcción de nueva "PRF Sierras de Encalada", Las Heras, Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 5,8 km Ø 4")	Sistema Gran Mendoza	12	23,67
Cu-GING-029	Ampliación de Capacidad PRF La Libertad, Ciudad, Mendoza	Ampliación de Capacidad actual de la PRF aérea ligada (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M. Ampliación a Q 10.000 Sm <sup>3</sup> /h) Prever	Sistema Gran Mendoza	24	5,91
Cu-GING-029 (2)	Ampliación de Capacidad PRF La Libertad, Ciudad, Mendoza	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,010 km Ø 6")	Sistema Gran Mendoza	12	0,06
Cu-GING-029 (3)	Ampliación de Capacidad PRF La Libertad, Ciudad, Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,140 km Ø 10").	Sistema Gran Mendoza	24	1,46
Cu-GING-032	Ampliación de Capacidad PRF San Fco del Monte, Guaymallén, Mendoza	Ampliación de Capacidad PRF San Fco del Monte (ligada) (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M. Ampliación a Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h).	Sistema Gran Mendoza	12	4,55

- 4 3 6 0



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-032 (2)	Ampliación de Capacidad PRF San Fco del Monte, Guaymallén, Mendoza	Construcción de ramal alimentación PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,010 km Ø 4").	Sistema Gran Mendoza	12	0,04
Cu-GING-033	Ampliación de Capacidad PRF Corralitos, Guaymallén, Mendoza.	Ampliación de Capacidad PRF Corralitos. (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M). Ampliación a Q 3.000 Sm <sup>2</sup> /h.	Sistema Gran Mendoza	12	4,55
Cu-GING-033 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Corralitos, Guaymallén, Mendoza.	Construcción de ramal de entrada de PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,015 km Ø 3").	Sistema Gran Mendoza	12	0,05
Cu-GING-034	Ampliación de Capacidad PRF Villa Teresa, Maipú, Mendoza.	Ampliación de PRF Villa Teresa. (Pe 25/7kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M. Ampliación a Q 1.500 Sm <sup>2</sup> /h).	Sistema Gran Mendoza	12	4,55
Cu-GING-035	Ampliación de Capacidad PRF Colombia, Las Heras, Mendoza	Ampliación de Capacidad PRF Colombia (ligada). (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M. Ampliación a Q 3.000 Sm <sup>2</sup> /h).	Sistema Gran Mendoza	12	4,55
Cu-GING-037	Ampliación de Capacidad PRF Puente de Hierro, Guaymallén, Mendoza.	Ampliación de Capacidad PRF Puente de Hierro. (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M). Ampliación a Q 1500 Sm <sup>2</sup> /h	Sistema Gran Mendoza	12	3,41
Cu-GING-039	Ampliación de Capacidad PRM San Juan, Pocito, San Juan. (2da. Etapa)	Ampliación de Capacidad PRM San Juan, Pocito, SJ (Pe 60/27 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 25 kg/cm <sup>2</sup> M. Ampliación 100.000 Sm <sup>2</sup> /h 2da. Etapa	Sistema San Juan	12	11,76
Cu-GING-040	Ampliación de Capacidad PRF Los Ancianos, Chimbas, San Juan.	Ampliación de Capacidad PRF Los Ancianos (ligada). (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M). Ampliación a Q 3.000 Sm <sup>2</sup> /h	Sistema San Juan	12	4,55
Cu-GING-041	Ampliación de Capacidad PRF Hipodromo, Rawson, San Juan.	Ampliación de Capacidad PRF Hipodromo: (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M). Ampliación a Q 10.000 Sm <sup>2</sup> /h	Sistema San Juan	12	5,91
Cu-GING-042	Revamping PRJ Santa Lucía I, Santa Lucía, San Juan.	Revamping PRJ Santa Lucía I. (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 19 kg/cm <sup>2</sup> M). Q 20.000 Sm <sup>2</sup> /h	Sistema San Juan	12	3,21
Cu-GING-043	Ampliación de Capacidad PRF Central, Ciudad, San Juan.	Ampliación de Capacidad PRF Central. (19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M). Ampliación a Q 7.500 Sm <sup>2</sup> /h.	Sistema San Juan	24	4,43
Cu-GING-044	Construcción de nueva "PRF Chimbas II", San Juan.	Construcción de nueva planta reguladora Chimbas San Juan (Cant. 1). (25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M). Q 3.000 Sm <sup>2</sup> /h	Sistema San Juan	24	4,55
Cu-GING-044 (2)	Construcción de nueva "PRF Chimbas II", San Juan.	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 2 km Ø 3"). A confirmar con ubicación de terreno	Sistema San Juan	24	5,48
Cu-GING-044 (3)	Construcción de nueva "PRF Chimbas II", San Juan.	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,5 km Ø 180 mm). A confirmar con ubicación de terreno	Sistema San Juan	24	1,25
Cu-GING-046	Adecuación Plantas Reguladoras Convenio Gobierno de San Juan.	Adecuación Plantas Reguladoras Convenio Gobierno de San Juan (Cant 4). Sistema Scada y telemedición	Sistema San Juan	12	1,55

I - 4360



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-047	Adquisición de registradores de presión (Data Logger), Mendoza, San Juan, San Luis.	Adquisición de registradores de presión (Data Logger) Marca Technolog. Para ser instalados en los puntos críticos de los sistemas de distribución de media presión de DCCUROS	Sistema Cuyo	48	1,74
Cu-GING-048	Construcción de nueva "PRF B" San Agustín", Merlo, San Luis	Construcción de nueva "PRF B" San Agustín" (Pe 25/7kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 7.500 Sm <sup>2</sup> /h).	Sistema San Luis Merlo	24	5,91
Cu-GING-048 (2)	Construcción de nueva "PRF B" San Agustín", Merlo, San Luis	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,100 km Ø 4")	Sistema San Luis Merlo	24	0,42
Cu-GING-048 (3)	Construcción de nueva "PRF B" San Agustín", Merlo, San Luis	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,100 km Ø 3").	Sistema San Luis Merlo	24	0,82
Cu-GING-049	Construcción de nueva "PRF Piedras Blancas", Merlo, San Luis.	Construcción de nueva Planta Reguladora Piedras Blancas Merlo San Luis (Cant. 1). (25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M). Q 3.000 Sm <sup>2</sup> /h.	Sistema San Luis Merlo	12	4,55
Cu-GING-049 (2)	Construcción de nueva "PRF Piedras Blancas", Merlo, San Luis.	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 1,100 km Ø 4")	Sistema San Luis Merlo	12	4,58
Cu-GING-049 (3)	Construcción de nueva "PRF Piedras Blancas", Merlo, San Luis.	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,400 km Ø 180mm y 0,600 km Ø 125mm).	Sistema San Luis Merlo	12	2,47
Cu-GING-050	Construcción de nueva "PRF Santa Rosa de Conlara II", San Luis.	Construcción de nueva PRM Santa Rosa de Conlara II. (Pe 70/27 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 25 kg/cm <sup>2</sup> M). Q 20.000 Sm <sup>2</sup> /h	Sistema San Luis Merlo La Costa	12	10,23
Cu-GING-051	Construcción de nuevas Plantas Reguladoras Zona Norte, San Luis.	Construcción de nuevas PRF (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 4 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 1.500 Sm <sup>2</sup> /h) (cant. 3)	Sistema San Luis Norte	24	13,65
Cu-GING-052	Construcción de nueva "PRF Villa Mercedes III", San Luis	Construcción de nueva Planta Reguladora Villa Mercedes III. (25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M). Q 3.000 Sm <sup>2</sup> /h.	Sistema Villa Mercedes	12	4,55
Cu-GING-052 (2)	Construcción de nueva "PRF Villa Mercedes III", San Luis	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,250 km Ø 3")	Sistema Villa Mercedes	12	0,78
Cu-GING-052 (3)	Construcción de nueva "PRF Villa Mercedes III", San Luis	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,060 km Ø 125mm).	Sistema Villa Mercedes	12	0,17
Cu-GING-054	Construcción de nueva PRF Norte Capital San Luis, San Luis.	Construcción de nueva PRF (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 3.000 Sm <sup>2</sup> /h).	Sistema San Luis Capital	12	4,55
Cu-GING-054 (2)	Construcción de nueva PRF Norte Capital San Luis, San Luis.	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,100 km Ø 4")	Sistema San Luis Capital	12	0,42
Cu-GING-054 (3)	Construcción de nueva PRF Norte Capital San Luis, San Luis.	Construcción de salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 1 km Ø 180mm).	Sistema San Luis Capital	12	
Cu-GING-055 (2)	Construcción de nueva "PRF Potrero de los Funes II", San Luis.	Construcción de ramal de alimentación a PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 2,1 km Ø 3")	Sistema San Luis Zona Turística	12	5,56

I - 4360



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-055	Construcción de nueva "PRF Potrero de los Funes II". San Luis.	Construcción nueva PRF Potrero de los Funes San Luis (Cent. 1) (19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M). Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h.	Sistema San Luis Zona Turística	12	4,55
Cu-GING-058	Traslado de ramal de alta presión Luján de Cuyo, Mendoza.	Traslado de ramal (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 2,5 km Ø 12")	Sistema Gran Mendoza	24	32,37
Cu-GING-059	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo. San Luis.	Construcción de ramal paralelo de alimentación a Merlo, San Luis. (25/7 kg/cm <sup>2</sup> M). 10,0 km Ø 6"	Sistema San Luis Merlo La Costa	24	59,00
Cu-GING-060	Interconexión de redes de media presión Zona Este, Mendoza	Interconexión de redes de media presión Zona Este (5 interconexiones)	Sistema Zona Este Mendoza	12	1,26
Cu-GING-061	Interconexión de alta presión, Mendoza	Interconexión de alta presión (5 Interconexiones 1 km Ø4")	Sistema Gran Mendoza	12	4,16
Cu-GING-062	Construcción gasoducto paralelo La Dormida Mendoza (1er Etapa)	Construcción gasoducto paralelo Alta Presión La Dormida Mendoza, tramo Las Margaritas/Deriv. Quintana (MAPO 60 kg/cm <sup>2</sup> M). 1er Etapa (1000 m Ø18")	Sistema Mendoza	12	44,38
Cu-GING-064	Construcción ramal paralelo Valle de Uco Mendoza	5 km Ø 24" paralelo al ramal PRIMS CTM Mendoza Sur y Valle de Uco mas 15 km Ø8" de la construcción ramal paralelo Valle de Uco Mendoza (MAPO 25 kg/cm <sup>2</sup> M)	Sistema Valle de Uco Mendoza	24	418,33
Cu-GING-065	Construcción ramal paralelo Mendoza Norte Pantanillo, Mendoza	Construcción ramal paralelo Mendoza Norte Pantanillo, Mendoza (MAPO 25 kg/cm <sup>2</sup> M) (5 km Ø12")	Sistema Mendoza	12	62,47
Cu-GING-068	Interconexión PRF La Ribera - PRF Villa Mercedes I. San Luis	Interconexión de redes de media presión entre PRF La Ribera - PRF Villa Mercedes I (1,50 km Ø 125mm).	Sistema Villa Mercedes	12	2,10
Cu-GING-069	Interconexión de redes de media presión, Villa Mercedes, San Luis	Interconexión de redes de media presión. (5 interconexiones).	Sistema Villa Mercedes	12	1,26
Cu-GING-070	Interconexión de redes de media presión, Caucete, San Juan	Interconexión de redes de media presión. (2 interconexiones).	Sistema San Juan	12	0,76
Cu-GING-071	Interconexión de redes de media presión, Mendoza	Interconexión de redes de media presión. (10 interconexiones).	Sistema Gran Mendoza	24	2,52
Cu-GING-074	Construcción de ramal paralelo San Juan (2da Etapa y 3er Etapa)	Construcción de ramal paralelo 12" (MAPO 25 kg/cm <sup>2</sup> M) 2da. Etapa. 1400 m Ø 12"	Sistema San Juan	24	17,49
Cu-GING-075	Ramal alta presión alimentación nueva PRF Tunuyán II	Ramal alta presión alimentación nueva PRF Tunuyán II (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h), para desvincular la alimentación a la PRF desde el SDB. (1,70 km Ø 4")	Sistema Valle de Uco Mendoza	12	

1 - 4360



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-076	Construcción de nueva "PRF Carrodilla II", Luján de Cuyo, Mendoza	Construcción de nueva "PRF Carrodilla II" aerea (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M- Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 4.500 Sm <sup>3</sup> /h).	Sistema Gran Mendoza	12	5,91
Cu-GING-076 (2)	Construcción de nueva "PRF Carrodilla II", Luján de Cuyo, Mendoza	Construcción de salida de PRF. (MAPO 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,300 km Ø 8")	Sistema Gran Mendoza	12	2,50
Cu-GING-087	Ampliación de capacidad de PRF Santa Lucía II, Santa Lucía, San Juan.	Ampliación de Capacidad PRF Santa Lucía II (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 4.500 Sm <sup>3</sup> /h). Ampliación a Q 7.500 Sm <sup>3</sup> /h.	Sistema San Juan	12	5,69
Cu-GING-089	Ampliación de capacidad de PRF Vialidad, Guaymallén, Mendoza.	Ampliación de Capacidad PRF Vialidad (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 7.500 Sm <sup>3</sup> /h). Ampliación a Q 10.000 Sm <sup>3</sup> /h.	Sistema Gran Mendoza	12	5,91
Cu-GING-089 (2)	Ampliación de capacidad de PRF Vialidad, Guaymallén, Mendoza.	Construcción ramal de alimentación a Nueva PRF (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,650 km Ø6").	Sistema Gran Mendoza	12	4,06
Cu-GING-089 (3)	Ampliación de capacidad de PRF Vialidad, Guaymallén, Mendoza.	Construcción de salida de Nueva PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,030 km Ø10").	Sistema Gran Mendoza	12	0,31
Cu-GING-090	Ampliación de capacidad de PRF B° Utma, Guaymallén, Mendoza.	Ampliación de Capacidad PRF B° Utma. (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 1500 Sm <sup>3</sup> /h). Ampliación a Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h.	Sistema Gran Mendoza	12	4,55
Cu-GING-090 (2)	Ampliación de capacidad de PRF B° Utma, Guaymallén, Mendoza.	Construcción de salida de Nueva PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,260 km Ø 180mm).	Sistema Gran Mendoza	12	0,73
Cu-GING-091	Ampliación de capacidad de PRF Perdriel, Luján de Cuyo, Mendoza.	Ampliación de Capacidad PRF Perdriel (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 1.000 Sm <sup>3</sup> /h). Ampliación a Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h.	Sistema Valle de Uco Mendoza	12	4,55
Cu-GING-091 (2)	Ampliación de capacidad de PRF Perdriel, Luján de Cuyo, Mendoza.	Construcción de salida PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,080 km Ø 180mm y 0,700 km Ø 125mm)	Sistema Valle de Uco Mendoza	12	1,80
Cu-GING-092	Ampliación de capacidad de PRF Paganotto II, Maipú, Mendoza.	Ampliación de Capacidad PRF Paganotto II (Pe 7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 4.500 Sm <sup>3</sup> /h). Ampliación a Q 7.500 Sm <sup>3</sup> /h.	Sistema Gran Mendoza	12	6,82
Cu-GING-092 (2)	Ampliación de capacidad de PRF Paganotto II, Maipú, Mendoza.	Construcción de salida PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,030 km Ø 8")	Sistema Gran Mendoza	12	0,25
Cu-GING-093	Ampliación de capacidad de PRF Junín, Junín, Mendoza.	Ampliación de Capacidad PRF Junín (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 1.500 Sm <sup>3</sup> /h). Ampliación a Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h.	Sistema Zona Este Mendoza	12	
Cu-GING-093 (2)	Ampliación de capacidad de PRF Junín, Junín, Mendoza.	Construcción de salida PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,050 km Ø 180mm)	Sistema Zona Este Mendoza	12	

1 - 4360



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-087	Inspecciones de Obra de terceros GASODUCTOS Y RAMALES	Inspección de Obras externas de terceros	Varias	60	30,79
Cu-GING-087 (2)	Inspecciones de Obra de terceros REDES	Inspección de obras externas de terceros	Varias	60	9,68
Cu-GO&M-001	ACONDICIONAMIENTO DE GASODUCTOS Y RAMALES	Modificación de sistemas de bloqueo por rotura de línea en LT. Instalación de Sistema de Telecontrol en todos los sistemas de bloqueo por rotura en las Válvulas de Bloqueo en Líneas de Transmisión. "Señalización de gasoductos y ramales (instalación de carteles)" Instalación de carteles de señalización de traza de Líneas de Transmisión y Líneas de Distribución de alta Presión. "Modificación cierre trampas de scraper" cambiar este punto por "Modificación trampas de scraper" Se realizará el cambio de las tapas de los Barrel por tapas de "cierre rápido" para lograr una operación más segura de estas instalaciones; se realizará la adecuación de los soportes fijos de las estructuras, por soportes móviles que permitan la realización de mantenimientos adecuados a estas instalaciones de superficie y además se realizará la reparación del revestimiento en la interfaz entre la estructura aérea y soterrada que en la mayoría de los casos se encuentra deteriorada.		60	19,37
Cu-GO&M-002	INHIBICIÓN DE CORROSIÓN EN CRUCES ENCAMISADOS - PLAN QUINQUENAL	Inhibición de corrosión en cruces encamisados sobre líneas de transmisión - Plan quinquenal.		60	36,89
Cu-GO&M-003	CONSTRUCCIÓN DEPÓSITO DE ODORANTE	Construcción depósito de odorante en Km. 8 - Luján de Cuyo y San Juan - Depósitos para almacenar odorante a instalar en PRI Km.8 y PRM San Juan		12	0,41
Cu-GO&M-004	TELEMETRÍA EQUIPOS RECTIFICADORES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	Telemetría equipos UPCCI (unidades de protección catódica por corriente impresa) en líneas de transmisión		60	1,36

Suma - 4360

Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GO&M-005	EQUIPAMIENTO PARA REDES Y GASODUCTOS	Equipamiento para Redes y Gasoductos. Comprende la adquisición de equipamiento para operaciones de mantenimiento en campo: Negatoscopio, Densitómetro, Medidores de espesores por ultrasonido, Equipo separador de bridas, Equipo alineador de bridas, Máquina de electrofusión, Arenadora, Pistola neumática AERO-TDW, Detector de gas Altair 5, Geófono, Fig-track, Aserradora de asfalto, NoteBook Industriales.		24	0,83
Cu-GO&M-006	PROTECCIÓN CATODICA DE CAÑERÍAS DE ACERO EN AREAS DE CORROSIÓN NO ACTIVA (ACNA)	Protección Catódica de cañería de acero en ACNA (área de corrosión no activa). Comprende trabajos de: búsqueda y eliminación de contactos, renovación de servicios y cañerías de acero, interconexiones y seccionamientos eléctricos.		36	41,13
Cu-GO&M-007	EQUIPAMIENTO PIPA	Actualización de calorímetro de mezcladoras de propano aire. Programación del PLC, HMI y scada. Reemplazo de calorímetro		12	2,61
Cu-GO&M-008	EQUIPAMIENTO BÚSQUEDA DE FUGAS	Detectores de fugas con tecnología GPS (San Juan-San Luis-Villa Mercedes-San Rafael = 4 cuatro GN) Mendoza (2 dos GN) - Malargue (1 uno GLP)		12	0,78
Cu-GO&M-009	EQUIPAMIENTO OPERACIONES DE CALLE	Herramientas manuales menores.		12	0,05
Cu-GO&M-011	MEDIDORES INDUSTRIALES Y UCV RE CAMBIO	La inversión incluye la adquisición de medidores industriales y UCV de medidas varias para re cambio.		60	3,55
Cu-GO&M-012	SCADA PARA CÁMARAS	La inversión incluye equipamientos, mano de obra y materiales necesarios para dejar en funcionamiento el sistema SCADA en las cámaras indicadas en el detalle.		60	12,20
Cu-GO&M-013	UPGRADE SOFTWARE SCADA	La inversión incluye la adquisición de software de actualización con sus correspondiente licencia.		24	2,05
Cu-GO&M-014	UPGRADE RADIO ENLACES	La inversión incluye la adquisición de equipamientos nuevos con su respectivo software. También incluye la instalación y puesta en marcha de los mismos.		60	9,43
Cu-GO&M-015	EQUIPAMIENTO PARA MEDICIONES	La inversión incluye computadoras portátiles, patrones y equipos de calibración de instrumentos.		60	

Suma - 4360



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GO&M-016	REMEDIACION ESPACIOS TALLER Y DEPOSITO GOyM	La Inversion incluye el cerramiento del abierta del taller de Gasoducto (incluye techos), cierre del deposito de GOyM y la creacion de una area para SCADA. Tambien se adquirira estanterias metalicas industriales para el deposito de la GOyM. La inversion incluye la provision de mano de obra y materiales necesarios para las remodelaciones descriptas.		12	1,70
CU-GO&M-017	EQUIPAMIENTO REPUESTO TELEMETRIA	La inversion incluye la compra de equipos (TRU), sensores, transductores, fuentes, barreras, etc. equipamiento para integrarlo y Proteccion anticorrosiva.		48	2,97
Cu-GO&M-018	EQUIPAMIENTO PARA INTEGRIDAD - PROTECCION ANTICORROSIVA	Comprende la adquisicion de equipos para operaciones de relevamiento y evaluacion en campo: Detector de cañerías, Kit Fluke 179 + Pinza amperométrica 323, Medidor de espesores por ultrasonido, Renovación servicio Omnistar, Equipo DCVC (Omnitronic), Equipo CIPS (Allegra Field), Interruptor satelital		24	0,60
Cu-GO&M-019	DEFENSAS ALUVIONALES	Comprende la contratación de estudios hidrologicos y de erosionalidad de Gasoductos y la realizacion de obras de mitigación.		60	6,83
Cu-GO&M-020	INSTALACION EQUIPOS RECTIFICADORES	Consiste en la contratacion de mano de obra, materiales y equipamiento necesario para la instalacion de unidades de proteccion catódica completas, sistema llave en mano, en sistemas de distribucion que requieran mayor consumo de corriente de proteccion catódica.		60	12,05
Cu-GO&M-021	RENOVACION DE DISPERSORES	Comprende la contratacion de mano de obra, materiales y equipamiento necesario para renovacion de dispersores de unidades de proteccion catódica, sistema llave en mano, para mantener los niveles de proteccion catódica.		60	31,14
Cu-GO&M-022	PROVISION E INSTALACION DE PROBETAS DE CORROSION	Comprende la contratacion de mano de obra, materiales y equipamiento necesario para la instalacion y/o renovacion de probetas y cupones de corrosion para verificar la eficacia de los sistemas de proteccion catódica.		48	1,31
Cu-GO&M-023	REVAMPING EQUIPOS ODORIZADORES	Revamping equipos odorizadores en Mendoza (Luján de Cuyo - Km. 8 - Mendoza Norte) y San Juan (PRM)		12	3,41

M - 4360



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GO&M-024	EQUIPAMIENTO PLANTAS REGULADORAS DE PRESION	Adquisición de registradores de presión (data logger) y los materiales necesarios para su instalación en plantas reguladoras de presión. Registradores para instalar en PEF Ozamis - PRF Los Ingenieros - PRF C. Bombal - PRF Viabilidad - PRF Los Viajantes - PRF Fray Luis Beltrán - PRF España - PRF Los Sauces - PRF SL Norte - PRF Los Horneros - PRF 25 de Mayo - PRF Villa Mercedes II - PRF Villa Reynolds - PRF Independencia - PRF Alameda - PRF Suipacha - PRF Sarmiento - PRF Soppelsa - PRF Coronel Díaz y PRF Saenz Peña		24	0,85
Cu-GO&M-025	CERRAMIENTO EN PRM LA DORMIDA Y LA FAVORITA	Cierre de predio en mampostería de PRM La Dormida y PRF La Favorita en Mendoza		12	1,72
Cu-GO&M-026	EQUIPAMIENTO PLANTAS REGULADORAS DE PRESION	Adquisición instrumento de medición de ruidos (decibelímetro) para ser utilizados en San Juan, San Luis, San Rafael y Planta Godoy Cruz		12	0,53
Cu-GO&M-027	REVAMPING INTERCAMBIADORES DE CALOR EN PRP	Se realizará el revamping de los intercambiadores de calor en Las Catitas - La Dormida - 3 de Mayo - La Pega - General Aivear - Villa Atuel - Santa Rosa del Conlara - Justo Daract - Concarán - Naschel - La Toma - Tilsarao		48	4,33
Cu-GO&M-028	AMPLIACIONES Y MEJORAS EN PLANTA COMPRESORA MENDOZA NORTE	Adecuaciones y mejoras en Planta Compresora Mendoza Norte		12	0,80
Cu-GO&M-029	INSTRUMENTACION PARA PCMN	Sensor Inteligente de Temperatura y Presion marca Rosemount/Siemens. Sensores con protocolo Hart e indicador digital (LCD) local.		24	1,93
Cu-GO&M-030	EQUIPAMIENTO PLANTA COMPRESORA MENDOZA NORTE - Servicios Terciarizados	Contratación de servicios técnicos para consulta y/asesoramiento en equipamiento específico de la Planta.		12	0,45

M - 4360

Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GO&M-031	INCREMENTAR CONDICIONES DE SEGURIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN EN ZONAS DENSAMENTE POBLADAS	Se prevé la contratación de servicios de terceros para realizar relevamientos, instalación y/o reemplazo y mantenimiento de instalaciones de válvulas de bloqueo de servicios de edificios y propiedades horizontales en zonas densamente pobladas por el período de cinco años. Las tareas comprenden relevamiento, trabajos de instalación de nuevas válvulas, reemplazo de existentes, construcción, mantenimiento de recintos y gabinetes de alojamiento de las instalaciones.		60	11,76
Cu-GO&M-032	MEDIDORES DOMICILIARIOS NUEVOS	La inversión incluye la adquisición de medidores domiciliarios y comerciales de las siguientes capacidades: 6m3, 10m3, 16m3, 25m3 y 40m3.		60	53,25
Cu-GO&M-033	MEDIDORES DOMICILIARIOS PARA RECAMBIO	La inversión incluye la adquisición de medidores domiciliarios y comerciales de las siguientes capacidades: 6m3, 10m3, 16m3, 25m3 y 40m3.		60	8,40
Cu-GO&M-035	MEDIDORES INDUSTRIALES Y UCV NUEVAS	La inversión incluye la adquisición de medidores industriales y UCV de medidas varias para sitios nuevos.		60	7,01
CU - TI - 001	Terminales Auto- Consultas. (Nuevo Sistema y Terminales)	Terminales Auto- Consultas. (Nuevo Sistema y Terminales) - Consultoría	Mendoza	12	1,79
CU - TI - 002	Terminales Auto- Consultas. (Nuevo Sistema y Terminales)	Terminales Auto- Consultas. (Nuevo Sistema y Terminales) - Hardware	Mendoza	24	1,27
CU - TI - 003	Software de Escritorio	Software de Escritorio	Mendoza	48	1,18
CU - TI - 004	SAP - R3 Actualización de Versión	SAP - R3 Actualización de Versión - Consultoría SAP S4 Hana	Mendoza	60	4,48
CU - TI - 005	SAP - Portal de Compras	SAP - Portal de Compras - Consultoría + Viáticos	Mendoza	12	1,34
CU - TI - 006	SAP - Portal de Compras	SAP - Portal de Compras - Licencias	Mendoza	12	1,19
CU - TI - 007	SAP - PM Incorporación de Inspección de GNC en PM + Dispositivos móviles	SAP - PM Incorporación de Inspección de GNC en PM + Dispositivos móviles - Consultoría + Viáticos	Mendoza	12	0,36
CU - TI - 008	SAP - PM Incorporación de Inspección de GNC en PM + Dispositivos móviles	SAP - PM Incorporación de Inspección de GNC en PM + Dispositivos móviles - Hardware	Mendoza	12	0,54
CU - TI - 008	SAP - Modulo Recursos Humanos	SAP - Modulo Recursos Humanos - Consultoría	Mendoza	36	
CU - TI - 010	SAP - Modulo HCM y PORTAL	SAP - Modulo HCM y PORTAL - Consultoría	Mendoza	12	
CU - TI - 012	SAP - Modulo de gestión de Activos Lineares	SAP - Modulo de gestión de Activos Lineares - Consultoría	Mendoza	12	

I - 4360

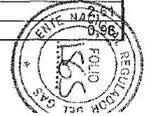


Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
CU - TI - 013	SAP - Modulo de gestión de Activos Lineares	SAP - Modulo de gestión de Activos Lineares - Licencias	Mendoza	12	2,79
CU - TI - 014	SAP - Migración SAP R3 a SAP Hana	SAP - Migración SAP R3 a SAP Hana - Consultoría	Mendoza	12	3,03
CU - TI - 015	SAP - Migración SAP R3 a SAP Hana	SAP - Migración SAP R3 a SAP Hana - Hardware	Mendoza	24	1,95
CU - TI - 024	Digitalización de Documentos y Formularios	Digitalización de Documentos y Formularios - Consultoría + Viáticos	Mendoza	24	1,20
CU - TI - 025	Digitalización de Documentos y Formularios	Digitalización de Documentos y Formularios - hardware	Mendoza	24	0,83
CU - TI - 026	Digitalización de Documentos y Formularios	Digitalización de Documentos y Formularios - Licencias	Mendoza	12	0,80
CU - TI - 027	Big Data (Análisis predictivo, comportamiento de consumos, pagos, demanda, Forecast, etc.)	Big Data - Consultoría + Viáticos	Mendoza	24	2,39
CU - TI - 028	Big Data (Análisis predictivo, comportamiento de consumos, pagos, demanda, Forecast, etc.)	Big Data - Hardware	Mendoza	12	2,39
CU - TI - 029	Big Data (Análisis predictivo, comportamiento de consumos, pagos, demanda, Forecast, etc.)	Big Data - Licencias	Mendoza	24	0,80
CU - TI - 030	SAP - ISU implementación	SAP - ISU Consultoría	Mendoza	12	5,22
CU - TI - 031	SAP - ISU implementación	SAP - ISU GAPS	Mendoza	12	5,01
CU - TI - 032	SAP - ISU Recambio Servidor	SAP - ISU Hardware	Mendoza	12	3,10
CU - TI - 033	SAP - ISU implementación	SAP - ISU Movilidad y Viáticos	Mendoza	12	0,45
CU - TI - 034	SAP - Módulos de Control Presupuestario	SAP - Módulos de Control Presupuestario - Consultoría	Mendoza	12	1,19
CU - TI - 035	SAP - ISU Actualización de Versión	SAP - ISU Actualización de Versión - Consultoría	Mendoza	12	3,58
CU - TI - 036	SAP - Módulo Viajes y PORTAL	SAP - Módulo Viajes y PORTAL - Consultoría	Mendoza	12	0,83
CU - TI - 037	SAP - ISU Migración de Sistemas Satélites (Apus, Atlas, Lyra, Lync, Draco, etc.)	SAP - ISU Migración de Sistemas Satélites (Apus, Atlas, Lyra, Lync, Draco, etc.)	Mendoza	36	6,59
CU - TI - 038	Nuevo Portal Web para Trámites y Consultas On Line	Nuevo Portal Web para Trámites y Consultas On Line	Mendoza	12	

I - 4360



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
CU - TI - 039	CRM y Community management. Nuevo Sistema de Gestión de relación de Clientes integrado a SAP	Gestión de relación de Clientes y Gestión por Twitter, Instagram, WS, Facebook Licencias	Mendoza	12	1,95
CU - TI - 040	CRM y Community management. Nuevo Sistema de Gestión de relación de Clientes integrado a SAP	Gestión de relación de Clientes y Gestión por Twitter, Instagram, WS, Facebook Consultoría	Mendoza	12	1,05
CU - TI - 041	CRM y Community management. Nuevo Sistema de Gestión de relación de Clientes integrado a SAP	Gestión de relación de Clientes y Gestión por Twitter, Instagram, WS, Facebook Servidor	Mendoza	12	0,29
CU - TI - 042	Work Force Mobility - Soluciones Móviles para tareas Técnicas y Comerciales	Work Force Mobility - Soluciones Móviles - Consultoría	Mendoza	48	13,89
CU - TI - 043	Work Force Mobility - Soluciones Móviles para tareas Técnicas y Comerciales	Work Force Mobility - Soluciones Móviles - Dispositivos Móviles	Mendoza	60	4,78
CU - TI - 044	Work Force Mobility - Soluciones Móviles para tareas Técnicas y Comerciales	Work Force Mobility - Soluciones Móviles - Licencias	Mendoza	24	3,60
CU - TI - 046	Piping 3D (Diseño de Cañerías)	Software de DISEÑO DE CAÑERÍAS, MAQUETAS 3D, DIAGRAMAS P&IDs Y DOCUMENTACION	Mendoza	12	0,41
CU - TI - 069	Implementación Herramientas Microsoft	Implementación Herramientas Microsoft	Mendoza	12	0,42
CU - TI - 048	Sistema Integral de Gestión de Backup	Sistema Integral de Gestión de Backup (Hard y Soft)	Mendoza	24	3,90
CU - TI - 049	Servidores de Contingencia SAP y Otros	Servidores de Contingencia SAP y Otros	Mendoza	24	3,43
CU - TI - 050	Recambio Servidores	Recambio Servidores	Mendoza	48	9,12
CU - TI - 051	Recambio Puestos de Trabajo	Recambio Puestos de Trabajo	Mendoza	60	10,05
CU - TI - 052	Recambio otros equipos	Recambio otros equipos	Mendoza	60	1,01
CU - TI - 053	Recambio Impresoras	Recambio Impresoras	Mendoza	60	1,07
CU - TI - 054	Recambio Dispositivos de Almacenamiento	Recambio Dispositivos de Almacenamiento	Mendoza	48	12,55
CU - TI - 055	Recambio Dispositivos Móviles	Recambio Dispositivos Móviles	Mendoza	60	
CU - TI - 056	Relevamiento con GPS Sub-Métrico	Relevamiento con GPS Sub-Métrico	Mendoza	36	



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
CU - TI - 057	Nuevos Puestos de Trabajo	188 Nuevos Puestos (PC o Notebook, Windows, Office, Antivirus, Teléfono, Impresora, Backup, etc.)	Mendoza	12	8,11
CU - TI - 058	Reemplazo Call Center	Reemplazo Call Center	Mendoza	12	1,19
CU - TI - 059	Relevamiento Aéreo de Trazas, Topología, Inspección (Drone)	Relevamiento Aéreo de Trazas, Topología, Inspección (Drone)	Mendoza	24	1,43
CU - TI - 060	Notebook Industriales para Mantenimiento Técnico en campo	Notebook Industriales para Mantenimiento Técnico en campo	Mendoza	24	1,59
CU - TI - 061	Tele-presencia (video-conferencia) y Tele trabajo empleados y contratistas	Tele-presencia (video-conferencia) y Tele trabajo para empleados y contratistas	Mendoza	36	1,91
CU - TI - 062	Recambio Equipos de Redes	Recambio Equipos de Redes	Mendoza	48	1,89
CU - TI - 063	Recambio Equipo Video Conferencia	Recambio Equipo Video Conferencia	Mendoza	24	1,27
CU - TI - 064	Recambio Central Telefónica	Recambio Central Telefónica	Mendoza	12	0,67
CU - TI - 065	Recambio Teléfonos, Fax, Inalámbricos	Recambio Teléfonos, Fax, Inalámbricos	Mendoza	48	0,29
CU - TI - 067	SCADA	Hardware Scada	Mendoza	24	1,89
Cu-DF_SG-001	Renovacion de vehiculos utilitarios por puntaje	Cambio de Vehiculos usados por OK.	Varios Cuyana	60	23,00
Cu-DF_SG-002	Adquisicion de vehiculos utilitarios nueva necesidad	Adquisicion de vehiculos utilitarios nueva necesidad	Varios Cuyana	12	2,08
Cu-DF_SG-003	Renovacion de vehiculos no utilitarios por puntaje	Cambio de Vehiculos usados por OK.	Varios Cuyana	60	2,62
Cu-DF_SG-004-01	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	Adecuación taller SG.	Mendoza	24	0,11
Cu-DF_SG-004-02	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	Fabricación de una nuevo deposito para caños y medidores	Mendoza	12	0,37
Cu-DF_SG-004-03	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	Adecuación Almacenes	Mendoza	24	1,61
Cu-DF_SG-004-04	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	Refuncionalización edificio de ingeniería, Adm. Comercial, CIAC y Sistemas	Mendoza	24	5,38
Cu-DF_SG-004-05	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	Traslado sala de servidores y comunicaciones	Mendoza	12	1,08
Cu-DF_SG-004-06	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	Contrucción nuevas oficinas atencion a matriculados	Mendoza	24	



E - 4 3 0 0 U

E - 4 3 0 0 U

Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-DF_SG-004-07	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	Reforma oficina de recepción	Mendoza	24	0,16
Cu-DF_SG-004-09	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	Nuevas cocheras de estacionamiento vehiculos propios	Mendoza	24	0,86
Cu-DF_SG-004-10	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	Nuevo sistema Electrico Godoy Cruz	Mendoza	24	7,53
Cu-DF_SG-004-11	Master Plan Planta Mdza. (1ra. Etapa)	Mejora del sistema aluvional de planta Godoy Cruz	Mendoza	24	0,54
Cu-DF_SG-005-01	Master Plan Planta Mza (2da. Etapa)	Construccion edificio - Proyecto y Dirección técnica	Mendoza	24	0,59
Cu-DF_SG-005-02	Master Plan Planta Mza (2da. Etapa)	Construccion edificio - Obra Civil - Ejecución de edificio pre-moldado para 100 personas aprox con todos los servicios y mobiliario incluidos. Construcción de cocheras	Mendoza	12	4,46
Cu-DF_SG-006	Remodelación Centros Operativos	Remodelación y estandarización de imagen Corporativa centros Operativos - Obra Civil	Varios Cuyana	24	4,89
Cu-GSSA-001	Equipamiento Prevención (medición/detección/protección)	Equipamiento Prevención (medición/detección/protección)	Varios Cuyana	36	2,15
Cu-GSSA-002	Adquisición y Renovación de Extintores	Adquisición y Renovación de Extintores	Varios Cuyana	60	0,42
Cu-GING-098	Adquisición de cromatógrafo para medición fiscal en Cuyana (excepto Malargue)	Adquisición de cromatógrafo de gases para instalar en la Planta Godoy Cruz de la Ciudad de Mendoza, para reemplazar el equipo existente.	Mendoza	12	1,30
Cu-GING-103	Ampliación de capacidad de PRM Mendoza Norte, Las Heras. Mendoza.	Ampliación de Capacidad PRM Mendoza Norte (Pe 60/27 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 25 kg/cm <sup>2</sup> M. Ampliación a Q 110.000 Sm <sup>3</sup> /h.	Sistema Mendoza	12	6,82
Cu-GING-100	Ampliación de capacidad de PRI Pantanillo, Las Heras. Mendoza.	Ampliación de Capacidad PRI Pantanillo (Pe 25 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 19 kg/cm <sup>2</sup> M. Ampliación a Q 110.000 Sm <sup>3</sup> /h.	Sistema Mendoza	12	5,23
Monto de Inversión Comprometida					2.208,00

X - 4360

## 16.2. PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS

II.- PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS					
Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-011	Construcción de gasoducto San Rafael-General Alvear. San Rafael, Mendoza	Construcción de nueva ESMO aerea Q 42.000 Sm <sup>3</sup> /h. Nueva PRI aerea (Pe 100/40 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 25 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 42.000 Sm <sup>3</sup> /h), la obra incluye la obra civil y mecánica e instalaciones complementarias correspondientes.	Sistema San Rafael General Alvear	12	33,60
Cu-GING-011 (2)	Construcción de gasoducto San Rafael-General Alvear, San Rafael, Mendoza	Construcción de gasoducto de alta presión (MAPO 100 kg/cm <sup>2</sup> M) de aproximadamente 28 km de AC Ø 8". Construcción de ramales de aproximadamente 6,50 Km de AC Ø 10" y 6,2 km de AC 8" (MAPO 25 kg/cm <sup>2</sup> M).	Sistema San Rafael General Alvear	36	505,05
Cu-GING-012	Ampliación de Capacidad PRF Libertad. San Rafael, Mendoza	Ampliación de Capacidad actual de la PRF (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Q 1.000 Sm <sup>3</sup> /h) a Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h. La inversión incluye la obra mecánica (desmontaje y montaje de las instalaciones existentes y nuevas)	Sistema San Rafael General Alvear	12	4,00
Cu-GING-012 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Libertad. San Rafael, Mendoza	Construcción nuevo ramal de alimentación a PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,050 m Ø 4")	Sistema San Rafael General Alvear	12	0,18
Cu-GING-012 (3)	Ampliación de Capacidad PRF Libertad, San Rafael, Mendoza	Construcción de nueva salida de PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,010 km Ø 6" y 0,300 km Ø 180mm)	Sistema San Rafael General Alvear	12	0,80
Cu-GING-013	Ampliación de Capacidad PRF Cuadro Nacional, San Rafael, Mendoza	Ampliación de Capacidad PRF Cuadro Nacional. Aerea - ligada (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M). Ampliación a Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h. (mecánica)	Sistema San Rafael General Alvear	12	4,00
Cu-GING-014	Ampliación de Capacidad PRF Los Sauces. San Rafael, Mendoza	Ampliación de Capacidad PRF Los Sauces. Aerea - ligada (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M). Ampliación a Q 7.500 m <sup>3</sup> /h. Incluye obra mecánica	Sistema San Rafael General Alvear	12	3,90
Cu-GING-014 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Los Sauces. San Rafael, Mendoza	Construcción de nueva salida de PRF (MAPO 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,110 km Ø 180mm).	Sistema San Rafael General Alvear	12	0,28
Cu-GING-019	Desafectación de Reguladores de Manzana, Ciudad. San Juan	Desafectación de Reguladores de Manzana, (400m de red por cada regulador PE Ø a definir) 5 reg. San Juan	Sistema San Juan	12	8,79
Cu-GING-021	Adecuación a seguridad Red El Volcan / Durazno. San Luis	Adecuación a seguridad redes de distribución de media presión, El Volcan / Durazno	Sistema San Luis Volcan	12	8,00

X - 4360



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-023	Construcción ramal Interconexión Tupungato-Tunuyán, Mendoza	Construcción ramal Interconexión.Tupungato-Tunuyán (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 12,5 km Ø 4")	Sistema Valle de Uco Mendoza	12	45,71
Cu-GING-030	Ampliación de Capacidad PRF Salta. Ciudad, Mendoza	Ampliación de Capacidad PRF Salta Subterránea. (Pe 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 0,02 kg/cm <sup>2</sup> M). Ampliación a Q 3.000 m <sup>3</sup> /h. Prever aerea.	Sistema Gran Mendoza	12	4,00
Cu-GING-030 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Salta. Ciudad, Mendoza	Construcción de red de alimentación a PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,035 km Ø 4")	Sistema Gran Mendoza	12	0,13
Cu-GING-030 (3)	Ampliación de Capacidad PRF Salta. Ciudad, Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 0,5/0,020 kg/cm <sup>2</sup> M 0,035 km Ø 8").	Sistema Gran Mendoza	12	0,26
Cu-GING-031	Ampliación de Capacidad PRF Perú. Ciudad, Mendoza	Ampliación de Capacidad PRF Perú. Subterránea (Pe 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 0,020 kg/cm <sup>2</sup> M). Ampliación a Q 3.000 Sm <sup>3</sup> /h. Prever aerea.	Sistema Gran Mendoza	12	4,00
Cu-GING-031 (2)	Ampliación de Capacidad PRF Perú. Ciudad, Mendoza	Construcción de red de alimentación a PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,035 km Ø 4")	Sistema Gran Mendoza	12	0,13
Cu-GING-031 (3)	Ampliación de Capacidad PRF Perú. Ciudad, Mendoza	Construcción de salida de PRF (MAPO 0,5/0,020 kg/cm <sup>2</sup> M 0,035 km Ø 8").	Sistema Gran Mendoza	12	0,26
Cu-GING-036	Ampliación de Capacidad PRF Estanzeuela, Godoy Cruz, Mendoza	Ampliación de Capacidad PRF Estanzeuela. (Pe 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M). Ampliación a Q 10.000 Sm <sup>3</sup> /h	Sistema Gran Mendoza	12	2,33
Cu-GING-038	Adecuación PRF Sistema 4 bar. Maipu, San Martín y Las Heras. Mendoza	Adecuación PRF Sistema 4 bar (Estimación S. Roque (1 km 125), Belgreno (400 mts 125 + Cruce FFCC), Mathieu (1000 mts 125 + cruce FFCC)	Sistema Zona Este Mendoza	12	6,40
Cu-GING-053	Construcción de nuevas Plantas Reguladoras La Costa, San Luis.	Construcción de nuevas Plantas Reguladoras La Costa San Luis (Cant. 7). (25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 4 kg/cm <sup>2</sup> M). Q 1.500 Sm <sup>3</sup> /h.	Sistema San Luis La Costa	48	28,00
Cu-GING-056	Abastecimiento a Localidad El Zonda. San Juan	Construcción de PRF. Abastecimiento Localidad El Zonda, San Juan. (19/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 4 kg/cm <sup>2</sup> M). Q 3.000 m <sup>3</sup> /h.	Sistema San Juan	12	4,00
Cu-GING-056 (2)	Abastecimiento a Localidad El Zonda. San Juan	Construcción de ramal alimentación a PRF. Abastecimiento Localidad El Zonda, San Juan (MAPO 19/7 kg/cm <sup>2</sup> M 9,6 km Ø 6"). Incluye loop (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,35 km Ø 12").	Sistema San Juan	24	56,49
Cu-GING-056 (3)	Abastecimiento a Localidad El Zonda. San Juan	Construcción de redes de distribución de media presión. Abastecimiento Localidad El Zonda, San Juan. Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 12.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Sistema San Juan	12	43,81
Cu-GING-057	Abastecimiento a Localidad San Martín. San Juan	Construcción de ramal alimentación a PRF. Abastecimiento Localidad San Martín, San Juan. (25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M). Q 3.000 m <sup>3</sup> /h.	Sistema San Juan	12	17,55



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-057 (2)	Abastecimiento a Localidad San Martín. San Juan	Construcción de ramal alimentación a PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 4 km Ø 3"). Abastecimiento Localidad San Martín, San Juan. Incluye loop (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,6 km Ø 12").	Sistema San Juan	12	17,55
Cu-GING-057 (3)	Abastecimiento a Localidad San Martín. San Juan	Construcción de redes de distribución de media presión. Abastecimiento Localidad San Martín, San Juan. Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 30.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Sistema San Juan	24	37,35
Cu-GING-063	Construcción gasoducto paralelo La Dormida Mendoza (2da Etapa)	Construcción gasoducto paralelo Alta Presión La Dormida Mendoza (MAPO 60 kg/cm <sup>2</sup> M). 2da Etapa (7 km Ø 24")	Sistema Mendoza	12	153,57
Cu-GING-072	Salida gasoducto Valle Conlara (Clase Trazado V. Dolores / Salida TGN)	Adecuación Salida gasoducto a Valle Conlara	Sistema San Luis Conlara	12	8,90
Cu-GING-073	Construcción de gasoducto paralelo San Juan - Mendoza (2da Etapa)	Construcción de gasoducto paralelo 12" San Juan-Mendoza (MAPO 60 kg/cm <sup>2</sup> M) inicio 2da. Etapa. 15 km Ø 12"	Sistema San Juan	12	164,54
Cu-GING-077	Inversiones para finalizar Monte Coman (Gasoducto + PRF)	Construcción de Nuevo Olorizador Q 5.000 Sm <sup>3</sup> /h. Nueva PRM-PRF (Pe 60/27 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 25/1,5 kg/cm <sup>2</sup> M) PRM Q 4.500 Sm <sup>3</sup> /h - PRF Q 3000 Sm <sup>3</sup> /h.	Sistema San Rafael General Alvear	12	12,00
Cu-GING-077 (2)	Inversiones para finalizar Monte Coman (Gasoducto + PRF)	Construcción de gasoducto de alimentación de alta presión (MAPO 60 kg/cm <sup>2</sup> M) - 16 km Ø 4". Ramal de alimentación Ind/GNC de alta presión (MAPO 25 kg/cm <sup>2</sup> M) 5,6 km Ø 3".	Sistema San Rafael General Alvear	24	72,38
Cu-GING-077 (3)	Inversiones para finalizar Monte Coman (Gasoducto + PRF)	Adecuación de redes de distribución de media presión de un tramo de aproximadamente 37.900 metros de cañería de PE Ø varios.	Sistema San Rafael General Alvear	12	0,95
Cu-GING-078	Nuevas localidades: 25 de Mayo. San Rafael	Construcción de Nueva PRF (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 4 kg/cm <sup>2</sup> M) Q 1.500 Sm <sup>3</sup> /h.	Sistema San Rafael General Alvear	12	4,00
Cu-GING-078 (2)	Nuevas localidades: 25 de Mayo. San Rafael	Construcción de ramal de alimentación Nueva PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 7 km Ø 3").	Sistema San Rafael General Alvear	12	18,81
Cu-GING-078 (3)	Nuevas localidades: 25 de Mayo. San Rafael	Construcción de redes de distribución de media presión. Nueva Localidad 25 de Mayo, San Rafael. Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 14.700 metros de cañería de PE Ø varios.	Sistema San Rafael General Alvear	12	16,92
Cu-GING-079	Nuevas localidades: Capitan Montoya. San Rafael	Construcción de Nueva PRF (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M) Q 1.500 Sm <sup>3</sup> /h.	Sistema San Rafael General Alvear	12	4,00



I - 4360

I - 4360

Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-079 (2)	Nuevas localidades: Capitan Montoya, San Rafael	Construcción de redes de distribución de media presión. Nueva Localidad Capitan Montoya, San Rafael. Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 27.700 metros de cañería de PE Ø varios.	Sistema San Rafael General Alvear	12	34,49
Cu-GING-080	Nuevas localidades: Goudge, San Rafael	Construcción de Nueva PRMO (Pe 60/27 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 25 kg/cm <sup>2</sup> M) Q 3.000 Sm <sup>2</sup> /h. Nueva PRF (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 4 kg/cm <sup>2</sup> M) Q 1.500 Sm <sup>2</sup> /h.	Sistema San Rafael General Alvear	12	10,00
Cu-GING-080 (2)	Nuevas localidades: Goudge, San Rafael	Construcción de Ramal de alimentación Nueva PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 6 km Ø 3")	Sistema San Rafael General Alvear	12	16,12
Cu-GING-080 (3)	Nuevas localidades: Goudge, San Rafael	Construcción de redes de distribución de media presión. Nueva Localidad Goudge, San Rafael. Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 16.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Sistema San Rafael General Alvear	12	18,42
Cu-GING-081	Nuevas localidades: Carmensa, Gral Alvear	Construcción de Nueva PRF (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 4 kg/cm <sup>2</sup> M) Q 1.500 Sm <sup>2</sup> /h.	Sistema San Rafael General Alvear	12	4,00
Cu-GING-081 (2)	Nuevas localidades: Carmensa, Gral Alvear	Construcción de ramal de alimentación Nueva PRF (desde SDB) (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 16 km Ø 4")	Sistema San Rafael General Alvear	12	57,33
Cu-GING-081 (3)	Nuevas localidades: Carmensa, Gral Alvear	Construcción de redes de distribución de media presión. Nueva Localidad Carmensa, General Alvear. Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 7.500 metros de cañería de PE Ø varios.	Sistema San Rafael General Alvear	12	8,63
Cu-GING-082	Nuevas localidades: Jaime Prats, San Rafael	Construcción de Nueva PRF (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 4 kg/cm <sup>2</sup> M) Q 1.500 Sm <sup>2</sup> /h.	Sistema San Rafael General Alvear	12	4,00
Cu-GING-082 (2)	Nuevas localidades: Jaime Prats, San Rafael	Construcción de ramal de alimentación Nueva PRF (desde SDB) (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 12 km Ø 4")	Sistema San Rafael General Alvear	12	43,00
Cu-GING-082 (3)	Nuevas localidades: Jaime Prats, San Rafael	Construcción de redes de distribución de media presión. Nueva Localidad Jaime Prats, San Rafael. Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 5.750 metros de cañería de PE Ø varios.	Sistema San Rafael General Alvear	12	6,62
Cu-GING-083	Construcción de Redes de distribución La Costa, San Luis.	Construcción de redes de distribución de media presión. Localidades de La Costa, San Luis. Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 60.500 metros de cañería de PE Ø varios.	Sistema San Luis La Costa	48	69,64

I - 4360



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-084	Abastecimiento a Localidad Media Agua, Sarmiento, San Juan	Construcción de Nueva PRM (Pe 60/27 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 25 kg/cm <sup>2</sup> M) Q 4.500 Sm <sup>2</sup> /h. Nueva PRF (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M) Q 4.500 Sm <sup>2</sup> /h.	Sistema San Juan	12	11,60
Cu-GING-084 (2)	Abastecimiento a Localidad Media Agua, Sarmiento, San Juan	Construcción de redes de distribución de media presión. Abastecimiento a Localidad Media Agua, San Juan. Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 26.600 metros de cañería de PE Ø varios.	Sistema San Juan	24	33,12
Cu-GING-085	Abastecimiento a Localidad 9 de Julio, San Juan	Construcción de redes de distribución de media presión. Abastecimiento Localidad 9 de Julio, San Juan. Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 20.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Sistema San Juan	36	24,90
Cu-GING-086	Abastecimiento a Localidad Fraga, San Luis	Construcción de Nueva PRM (Pe 70/27 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 25 kg/cm <sup>2</sup> M) Q 4.500 Sm <sup>2</sup> /h. Nueva PRF (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 4 kg/cm <sup>2</sup> M) Q 4.500 Sm <sup>2</sup> /h.	Sistema San Luis	12	16,00
Cu-GING-086 (2)	Abastecimiento a Localidad Fraga, San Luis	Construcción gasoducto de alimentación a Nueva PRM (MAPO 70 kg/cm <sup>2</sup> M 29 km Ø 4")	Sistema San Luis	24	106,04
Cu-GING-086 (3)	Abastecimiento a Localidad Fraga, San Luis	Construcción de redes de distribución de media presión. Abastecimiento a Localidad Fraga, San Luis. Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 8.750 metros de cañería de PE Ø varios.	Sistema San Luis	12	10,07
Cu-GING-088	Construcción nueva PRF Necochea esq Vargas", San Rafael Mendoza	Construcción de nueva "PRF Necochea esq Vargas" aerea (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M- Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M- Q 4.500 Sm <sup>2</sup> /h).	Sistema San Rafael General Alvear	12	5,20
Cu-GING-088 (2)	Construcción nueva PRF Necochea esq Vargas", San Rafael Mendoza	Construcción ramal de alimentación a Nueva PRF (MAPO 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M 0,035 km Ø 4")	Sistema San Rafael General Alvear	12	0,13
Cu-GING-088 (3)	Construcción nueva PRF Necochea esq Vargas", San Rafael Mendoza	Construcción de salida de Nueva PRF (MAPO 1,5/0,5 kg/cm <sup>2</sup> M 0,050 km Ø 8")	Sistema San Rafael General Alvear	12	0,37
Cu-GING-084	Abastecimiento a Trapiche, San Luis	Construcción de Nueva PRF (Pe 25/7 kg/cm <sup>2</sup> M - Ps 1,5 kg/cm <sup>2</sup> M) Q 3.000 Sm <sup>2</sup> /h.	Sistema Capital San Luis	12	4,00
Cu-GING-084 (2)	Abastecimiento a Trapiche, San Luis	Construcción de redes de distribución de media presión. Abastecimiento a Trapiche, San Luis. Provisión e instalación de un tramo de aproximadamente 18.000 metros de cañería de PE Ø varios.	Sistema Capital San Luis	24	22,41
Cu-GING-095	Estudios de Impacto Ambiental Expansiones	Elaboración de EIA (Estudios de Impacto Ambiental) en el marco de la Resolución NAG 153	Sistema Cuyo	60	0,95

I - 4360



Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
Cu-GING-096	Inspección de obras - Expansiones de RTI	Inspectores de obras plan RTI Cuyo	Varias	60	37,14
Cu-GO&M-010	Telemedición Clientes Industriales.	La inversión incluye la adquisición de medidores industriales y UCV de medidas varias, incluyendo la telemetría para cada sitio.		60	21,74
Cu-GO&M-034	TELEMEDICIÓN CLIENTES RESIDENCIALES	Telemedición Clientes Residenciales		60	26,85
CU - TI - 047	Piping 3D (Diseño de Cañerías)	Software de DISEÑO DE CAÑERÍAS, MAQUETAS 3D, DIAGRAMAS P&IDs Y DOCUMENTACION	Mendoza	24	1,79
CU - TI - 068	Actualización Radio Enlaces para Mantenimiento y Emergencias.	Actualización Radio Enlaces para Mantenimiento y Emergencias.	Mendoza	48	1,87
CU - TI - 068	SCADA	Software Scada	Mendoza	24	2,09
Cu-GING-102	Abastecimiento a Localidad El Volcan, San Luis	Construcción de redes de distribución de media presión. Abastecimiento a El Volcan San Luis. Ejecución de cruces de rutas, pruebas de hermeticidad, adecuación obra civil Planta de Regulación Final.	Sistema Capital San Luis	12	2,50
Inversión Complementaria					1.848,06

09 - 1360

## 17. PLAN DE INVERSIONES DE CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.

Con fecha 29 de agosto de 2016 CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. contesta por Nota AR/JR/GC/er/2010 a la solicitud presentada por Enargas con fecha 11 de agosto de 2016 por nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07432 (Fs. 1 del Expediente N° 30.041), 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 nota mencionada CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. aclara que el actual proceso de RTI presenta condiciones y condicionantes extraordinarios en virtud de la emergencia y crisis que enfrenta el sector desde hace muchos años y la actual coyuntura macroeconómica. Luego agrega, "No obstante ello, hemos identificado y especificado las necesidades de inversión en reposición, mantenimiento y mejora de calidad del servicio, que permitan seguir garantizando la mejor operación y confiabilidad del sistema", entre otros conceptos.

Aclara finalmente: "Por último, adjuntamos en forma impresa el listado de inversiones y una breve descripción de cada una de ellas con el monto estimado (en \$ a precios corrientes de agosto de 2016 sin IVA, tal lo solicitado en vuestra nota de referencia)". Agrega luego una serie de cuadros, detallando el Plan de Inversiones que propone, el cual alcanza un monto total de 5.254,1 \$MM, en \$ de agosto de 2016.

Más adelante, con fecha 20 de octubre de 2016 Enargas le cursa a la Distribuidora la nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09754 (Fs. 17 del Expediente N° 30.041), 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, proveyendo la información que en dicha nota se detalla.

Con fecha 27 de octubre de 2016, CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. remite a la Autoridad Regulatoria la Nota AR/JR/GC/lmd/2481, en la que complementa la información proporcionada por Nota AR/JR/GC/er/2010 del 29 de agosto de 2016. Se adjunta a dicha nota el Plan de Inversiones actualizado, destacando que no se ha incluido en el mismo la obra de expansión denominada "Refuerzo del Sistema Cordillerano-Patagónico", toda vez que la referida obra será ejecutada por el Estado Nacional en el marco de los compromisos oportunamente asumidos por éste. Esta obra fue informada en el listado de obras adjunto a la Nota AR/JR/GC/er/2010.

Se indica, asimismo, que las obras de extensión de redes no han sido contempladas en el Plan de Inversiones actualizado al 27 de octubre de 2016. Y luego agrega que la Distribuidora sí ha contemplado en el marco del proceso de RTI la demanda potencial derivada de dichas obras de extensión de red y las obras de refuerzos necesarios en los sistemas.

Seguidamente señala que en el Plan de Obras adjunto contempla algunos ajustes al Plan oportunamente presentado con fecha 29 de agosto de 2016, en cuanto considera que se ha reformulado el alcance de la obra Refuerzo Gasoducto de alimentación a Santa Cruz, así como también "incrementos recientes en el costo de mano de obra que tuvieron lugar en el mes en curso, variaciones del tipo de cambio e incrementos en el índice de precios".

El monto correspondiente al Plan de Inversiones presentado con fecha 27 de octubre asciende a un total de 3.708,28 \$MM en \$ de octubre de 2016. Anteriormente, con fecha 29 de agosto de 2016, la Distribuidora había establecido para su Plan un valor de 5.254,1 \$MM en \$ de agosto de 2016.

Respecto del monto de inversión, se indica en dicha nota que: “en cumplimiento con lo requerido, se acompaña a la presente el Plan de Inversiones de esta Distribuidora con los anexos requeridos de cada uno de los proyectos específicos que lo componen, con el monto estimado – en \$ a precios corrientes de octubre de 2016, sin IVA – tal lo solicitado en vuestra nota de referencia, debiendo contemplarse la variación de los costos de las obras incluidas en el listado de inversiones al momento de su ejecución”.

Se observa, en este sentido, que ENARGAS en el punto 8 de la nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07432 de fecha 11 de agosto de 2016 ya citada, establece de obligatorio cumplimiento de la Licenciataria lo siguiente: “8. Presupuesto de ejecución desagregado por ítem (en \$ de agosto de 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”.

A continuación, con fecha 28 de octubre, la Distribuidora le remite a Enargas la Nota AR/JR/GC ldm 2506, corriente a Fs. 623, Ref.: “Plan de Inversiones perteneciente al período 2017-2022 – RTI. Vuestra nota ENRG/GDyE/GT N° 09754. Expediente ENARGAS N° 30041/16”. Se señala en dicha nota que la información solicitada en los puntos 1) a 5) de la nota de referencia ha sido presentada a la Autoridad Regulatoria mediante Nota AR/JR/GC/lmd/2481 de fecha 27 de octubre de 2016, a la que ratifica en todos sus términos.

Por otra parte, agrega que en relación al requerimiento del punto 6) de la misma nota de Enargas, se pone en conocimiento de la Autoridad Regulatoria el intercambio epistolar habido con la Transportista, por medio de la cual la Transportista la ha requerido a la Distribuidora y ésta le ha indicado la confirmación de las capacidades actualmente suscriptas y el requerimiento de capacidad incremental necesaria.

Con fecha 08 de noviembre de 2016 (Fs. 634 del Expediente), Enargas remite la nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10427, donde se establece que se definan escalones de inversión al programa presentado por la Distribuidora.

En respuesta a dicha nota, CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. presenta por Nota AR/JR/GC/2754 de fecha 25 de noviembre de 2016 (Fs. 635) la planilla correspondiente a su Plan de Inversiones con escalonamiento, siguiendo las pautas de ordenamiento indicadas en la nota de Enargas de referencia. De acuerdo con este ordenamiento, se definen dos escalones de inversión, según se detalla: 1.411,53 \$MM (Escalón 1) y 2.299,00 (Escalón 2) = 3.710,53 \$MM. Se incluye un cuadro listando los proyectos y las inversiones correspondientes a las categorías establecidas.

Finalmente, a Fs. 641, con fecha 30 de marzo de 2017, se incorpora en el Expediente una copia del informe de Enargas GD N° 92/17, donde se aprueban inversiones obligatorias por un monto de 3.007,37 \$MM. Dichas obras, detalladas en el Anexo A, obrante a Fs. 649 del mismo, son las que se procederá a analizar para establecer el cumplimiento con lo dispuesto por la Autoridad Regulatoria.

Para una mayor claridad del análisis que se pasa a exponer, se considera apropiado listar las notas presentadas por ENARGAS y CAMUZZI GAS DEL SUR 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° 07432 de fecha 11 de agosto de 2016 (Fs. 1 del Expediente N° 30.041), requiriendo de CAMUZZI GAS DEL SUR 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° 09754 de fecha 20 de octubre de 2016 (Fs. 17 del Expediente N° 30.041), 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° 10427 de fecha 08 de noviembre (Fs. 634 del Expediente N° 30.041), donde se establece que se definan escalones de inversión al programa presentado por la Distribuidora.

### **18.2. NOTAS REMITIDAS POR CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.**

Las notas remitidas por CAMUZZI GAS DEL SUR 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 AR/JR/GC/er/2010 de fecha 29 de agosto de 2016, corriente a Fs. 8 del Expediente N° 30.041, en respuesta a la nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07432 (Fs. 1), "Ref.: RTI-PIN – Plan de Inversiones. Vuestra nota ENRG/GDyE/GAL/I N° 07432/16", adjuntando en forma impresa el listado de inversiones y una breve descripción de cada una de ellas con el monto estimado.
2. Nota AR/JR/GC/lmd/2481 de fecha 27 de octubre de 2016, corriente a Fs. 19 del Expediente N° 30.041, Ref.: "RTI-PIN – Plan de Inversiones. Vuestra nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 7432/16", complementando la información proporcionada por nota AR/JR/GC/er/2010 de fecha 29 de agosto de 2016.
3. Nota AR/JR/GC ldm2506 de fecha 28 de octubre de 2016, corriente a Fs. 623 del Expediente N° 30.041, Ref.: "Plan de Inversiones perteneciente al período 2017-2022 – RTI. Vuestra nota ENRG/GDyE/GT N° 09754. Expediente ENARGAS N° 30041/16, informando que la información solicitada en los puntos 1) a 5) de la nota de referencia ha sido presentada a la Autoridad Regulatoria mediante nota AR/JR/GC/lmd/2481 de fecha 27 de octubre de 2016, a la cual ratifica en todos sus términos. Además, respecto del requerimiento del punto 6) de la misma nota se pone en conocimiento a la Autoridad Regulatoria del intercambio epistolar habido con la Transportista.

4. Nota AR/JR/GC/2754 de fecha 25 de noviembre de 2016, corriente a Fs. 635 del Expediente N° 30.041, Ref.: "RTI – Plan de Inversiones perteneciente al período 2017-2022. Vuestra nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10427 de fecha 08 de noviembre. Expediente ENARGAS N° 30.045/16", adjuntando el Plan de Inversiones con escalonamiento siguiendo las pautas de ordenamiento indicadas en la nota de referencia.

## **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°07432, 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° 09754, 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 en cada caso 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 y transporte.

Asimismo, con fecha 08 de noviembre de 2016 y Nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10427, 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 APROBADO POR ENARGAS - ANÁLISIS**

Según se establece en el informe de Enargas GD N° 92/17, Fs. 643 del Expediente N° 30.041, los últimos proyectos presentados por CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. para su ejecución durante el período 2017 a 2021, totalizan un monto de 3.710,81 y se encuentran organizados en las siguientes categorías de inversión:

- a. Refuerzos de gasoductos, ramales y redes: 2.299,27 \$MM
- b. Seguridad: 262,82 \$MM
- c. Confiabilidad: 684,44 \$MM
- d. Operación y Mantenimiento: 85,10 \$MM
- e. Medidores: 125,73 \$MM
- f. Muebles y equipamiento para oficinas, depósitos y talleres: 4,21 \$MM
- g. Obras edilicias en oficinas, depósitos y talleres: 15,35 \$MM
- h. Informática: 233,89 \$MM

Se indica, asimismo, que en el Anexo A de dicho informe se describe el detalle de las inversiones propuestas por la Distribuidora, y que conforman la reseña precedentemente expuesta, donde se las clasifica en “Inversiones Obligatorias” e “Inversiones No Obligatorias o Complementarias”.

De acuerdo con lo establecido por Enargas, el total de las inversiones a ser incorporadas en la Revisión Tarifaria Integral como Obligatorias asciende a la suma de 3.007,37 \$MM, y su detalle se adjunta en el Cuadro titulado “PLAN DE INVERSIÓN – CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. – ANEXO A – INVERSIONES OBLIGATORIAS”, obrante a Fs. 649.

Las inversiones clasificadas como No Obligatorias ascienden a un monto de 675,72 \$MM y su detalle se expone en el Cuadro “II. – PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS”, agregado a Fs. 653 del Expediente.

Atento a lo expuesto, el presente análisis se aboca a la evaluación del cumplimiento de los proyectos listados en la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 649, respecto de los requisitos establecidos por la Autoridad Regulatoria.

### **20.1. ADECUACIÓN DE SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 649, se describe que este proyecto contempla la provisión e instalación de rectificadores, kit ánodos, electrodo de referencia, gabinete de vereda y de columna, y equipamiento para telemedición. El monto de inversión correspondiente es de 146,00 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 550 del Expediente.

Se indica allí que los trabajos se efectuarán en el ámbito de las Unidades de Negocio Río Grande, Río Gallegos, Comodoro Rivadavia, Neuquén y Bariloche. Respecto del objetivo y justificación, se señala que es mantener los niveles de protección catódica de las cañerías enterradas en el marco de lo definido al respecto de la norma NAG-100 y la resolución 1192/99.

Se describen luego las obras a realizar, indicando cantidades y detalles correspondientes, en cuanto a la instalación de dispersores profundos, instalación de dispersores superficiales, instalación de equipos rectificadores y gabinetes, y telemedición de los equipos rectificadores.

Al respecto, se observa que no se detallan los lugares precisos donde debe realizarse la adecuación ni se da justificación del motivo por el cual debe adecuarse la protección en cada uno de esos sitios.

En lo relativo al presupuesto de ejecución, a Fs. 555 se adjunta la planilla correspondiente desagregada por ítems, indicando precios unitarios de materiales, inspección de obra, servidumbre/ predios, etc. En dicha planilla se arriba a un valor de inversión para el proyecto de 145.999.451,75 \$MM. Este valor coincide con el indicado a Fs. 649.

Analizado todo lo expuesto se concluye que la presentación de este proyecto cumple con lo establecido por la Autoridad Regulatoria.

## **20.2. PREVISIÓN ADECUACIÓN PROTECCIÓN CATÓDICA**

Se indica en la Planilla de Inversiones obligatorias de Fs. 649 que este proyecto consiste en el 5% del valor propuesto para la adecuación de protección catódica. Se establece para este código de inversión un monto de 7,30 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 560 del Expediente.

La Distribuidora indica que existen cuestiones que no pueden preverse debido a que están relacionadas con cuestiones externas a los equipos y dispersores, pero que impactan en su vida útil. Según se señala, algunas de estas causas que pueden generar la necesidad de reemplazar el equipo rectificador y/o el dispersor son: falla de material, degradación elevada del ánodo (superior a la calculada), aumento inusual de la densidad de corriente, daño por terceros, condiciones atmosféricas (inundaciones, tormentas eléctricas, etc.), etc.

Finalmente agrega que se considera apropiado incluir una previsión económica del 5% del presupuesto quinquenal del área que permita hacer frente a los problemas planteados en caso de que ocurran. Este porcentaje aplicado al monto de inversión establecido para el proyecto de Adecuación de Protección Catódica resulta 7,3 \$MM.

Analizado todo lo expuesto se concluye que la presentación de este proyecto cumple con lo establecido por la Autoridad Regulatoria.

## **20.3. INSTALACIÓN DE ODORIZADORES**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 649 se establece que este proyecto comprende la provisión e instalación de odorizadores por un monto de 47.13 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 573 del Expediente.

Allí se indica que los trabajos se efectuarán en el ámbito de las Unidades de Negocio Río Grande, Río Gallegos, Comodoro Rivadavia, Neuquén y Bariloche, sin establecer, como lo exige Enargas, una correcta localización de las obras.

Luego añade que el objetivo del proyecto es instalar equipos de odorización en aquellas ubicaciones donde resulte conveniente odorizar el gas en la cabecera del sistema de distribución y/o renovar el equipo existente. Se observa en este punto que no se da precisión respecto de la ejecución o no de las tareas previstas, en términos de la instalación y/o renovación de equipos.

En relación a la descripción técnica del proyecto, la Distribuidora señala que la cantidad a instalar es igual a 5, sin precisar dónde se instalarán.

En este sentido se observa que la Distribuidora señala que el proyecto comprende equipos odorizadores automáticos por inyección, con tanque de reserva y tanque auxiliar, con cabina metálica apta intemperie. Respecto de la ventilación del recinto, se aclara que en las paredes vendrán instaladas las rejillas de ventilación inferiores y un extractor eólico en la parte superior con filtro de carbono activado.

Una idea de la complejidad de montaje a ser considerada en cuanto a lo expresado por la Distribuidora resulta de la descripción que realiza respecto de que el tanque de reserva irá montado sobre una zorra que se deslizará sobre dos guías solidarias, permitiendo su desplazamiento hacia afuera del recinto metálico para realizar el cambio del mismo. Se añade que la zorra tiene instalada una batea de contención de acero inoxidable.

También se detalla que se deberá realizar el relevamiento planialtimétrico de la zona del predio donde será instalado el recinto, sus accesos y desagües exteriores. Se deberá realizar la nivelación y construir la platea de hormigón donde se instalará el equipo. Seguidamente se indica que se construirá un camino interno de acceso con defensas de caño de 4" de diámetro y 0,6 m de altura, así como veredas para la circulación.

Posteriormente se habla de la instalación de un cerco olímpico en el límite del predio, con puerta de acceso y portón doble hoja, sin especificar dimensiones de los perímetros existentes.

Más adelante, se señala que el sistema de alimentación eléctrica para el equipo odorizador será de 12/24 Vcc, aclarando que si no se dispone de energía eléctrica de línea se utilizará un sistema compuesto por dos paneles solares de 60 W cada uno.

Por último, señala que se incluye la instalación de un medidor ultrasónico externo o una turbina de inserción, sin precisar el tipo de medidor que se instalará en cada caso, por lo que no resulta posible definir el monto correspondiente, al no conocerse la variante que se va a utilizar.

Respecto de la medición a que se hace referencia, se indica que se incluye la instalación y el conexionado de los transmisores de presión y temperatura, y la instalación de un computador de caudal a ubicar dentro de un gabinete montado sobre soporte.

En relación a la descripción presentada por la Distribuidora, según se detalló precedentemente, se observa que la misma resulta ambigua, puesto que no se definen los aspectos particulares y generales a considerar en cada uno de los cinco casos que conforman el proyecto. Es decir, no se da suficiente precisión a los efectos de poder evaluar con corrección el monto de inversión correspondiente, como fue indicado en los párrafos precedentes.

Se adjunta un presupuesto (Fs. 577), del que surge un monto de inversión de 47,13 \$MM, refiriendo solamente precios globales.

#### **20.4. RENOVACIÓN DE REDES ANTIGUAS Y SERVICIOS**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 649 se indica que el proyecto comprende la renovación de aproximadamente 26.000 m de redes de distribución de las localidades de Río Gallegos (YPF), Cutral Co, Neuquén, Puerto Madryn, Allen, Villa Regina, General Roca, Trelew y Zapala. El monto de inversión correspondiente se establece en 59,75 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 493 del Expediente.

Al respecto, la Distribuidora indica que el proyecto contempla la instalación de 26.000 m de cañería de polietileno, en reemplazo de la existente de acero, distribuidas en las localidades de referencia. También comprende la renovación de los servicios existentes de acero, que se reemplazarán por servicios integrales de polietileno.

Asimismo, no se especifican los ahorros de costos derivados de la realización de este proyecto, indicando nuevamente que no corresponde esta definición. Sin embargo, en la justificación de la inclusión del proyecto al Plan de Inversiones, la Distribuidora alega que estas obras son necesarias debido a que las redes antiguas requieren importante inyección de corriente para el mantenimiento de los potenciales de protección catódica, presentan mayores dificultades para la reparación de fugas por su estado general o ubicación (bajo pavimento) y generan altos costos de mantenimiento. Por este motivo corresponde establecer los ahorros de costos asociados.

#### **20.5. RENOVACIÓN DE REDES POR UBICACIÓN Y/O TAPADA INADECUADA**

La Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 649 indica que el proyecto consiste en la renovación de aproximadamente 5.000 m de redes de distribución de las localidades de Bariloche, Río Grande, Ushuaia, Neuquén y San Martín de los Andes. El monto de inversión correspondiente se establece en 21,79 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 513 del Expediente.

En dicha descripción se indica que las obras son necesarias debido a requerimientos normativos, a la disminución del riesgo que representa que la instalación sea afectada por terceros, y a la imposibilidad de acceder a la red para mantenimiento y atención de la misma.

Se indica que el proyecto comprende la instalación de aproximadamente 5.000 m cañería de polietileno y acero, en reemplazo de cañería existente en polietileno y acero. También se renovarían los servicios existentes de acero, reemplazándolos por servicios integrales de polietileno.

Con respecto al monto de inversión establecido, según surge de los presupuestos de ejecución presentados, se observa que se establecen valores por metro de cañería instalada, discriminada por diámetros, sin explicitar en su presentación los aspectos que se han tenido en cuenta en la definición de los mismos, respecto de valores unitarios.

## **20.6. RENOVACIÓN DE GASODUCTOS Y RAMALES**

Según se establece en la Planilla de Inversiones Obligatorias de Fs. 649, el proyecto consiste en la renovación de aproximadamente 16.000 m de gasoductos y ramales de las localidades de General Roca, Neuquén, Río Gallegos, Ushuaia y Puerto Madryn. El monto de inversión se establece en 168,77 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 526 del Expediente.

Respecto de los tramos que componen el proyecto, no se proporciona una memoria descriptiva apropiada para cada ítem de los detallados en el presupuesto general de Fs. 528, que permita identificar con claridad cada uno de los aspectos que deben ser evaluados.

## **20.7. PREVISIÓN RENOVACIÓN DE REDES, GASODUCTOS Y RAMALES**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias se indica que el proyecto establece el 5% del valor total propuesto para las inversiones de renovación de redes, gasoductos y ramales. El monto de inversión correspondiente es de 12,52 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 539 del Expediente.

En esta descripción la Distribuidora indica que se refiere a la previsión económica para la atención de imprevistos, destinando, para ello, el 5% del valor del presupuesto de la categoría Seguridad. Como parte de estos imprevistos se listan una serie de conceptos que deberían resolverse por medio de otros recursos como, por ejemplo, mediante seguros.

Por otro lado, se observa que la definición del monto de inversión correspondiente a este proyecto no cumple con lo dispuesto por la Autoridad Regulatoria, por cuanto no se define la metodología de cálculo empleada a los efectos de poder verificar la procedencia del porcentaje asignado a la previsión de imprevistos.

Se adopta un valor del 5% del presupuesto quinquenal del área, sin explicar cómo arriba a este valor. En el caso de recurrir a criterios estadísticos, debería citarlos.

## **20.8. ADECUACIÓN GASODUCTO FUEGUINO**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 649 no se provee una descripción de este proyecto, para el que se establece un monto de inversión de 74,80 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 589 del Expediente.

En dicha descripción se indica que la obra consiste en la renovación de tramos de cañería de 8" de diámetro nominal, que estiman en aproximadamente 3.000 m, señalando que la longitud definitiva será determinada según el resultado de los análisis que surjan del pasaje de Scaper.

## **20.9. ADECUACIÓN RED DE INCENDIO PIPA BARILOCHE Y RENOVACIÓN COMPRESORES GLP**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 649 no se provee una descripción de este proyecto, para el que se establece un monto de inversión de 17,76 \$MM

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 596 del Expediente.

Se indica al respecto que el proyecto comprende la provisión e instalación de dos nuevos compresores de GLP en reemplazo de los existentes, con las obras civiles y piping que corresponda, e incluyendo la modernización del sistema eléctrico de la sala de compresores.

Por otro lado, se contemplan obras de renovación de artefactos de iluminación en las torres existentes y tendido de nuevos conductores eléctricos entre torres y el tablero general. Incluye además la renovación total de todos los tableros.

En relación con la red de incendio, se indica que se prevé, entre otras cosas, la ampliación de la reserva de agua con la construcción de un depósito de 500 m<sup>3</sup> de agua, y la instalación de dos nuevas bombas contra incendio de 900 m<sup>3</sup>/h, incluyendo el tendido de nuevas cañerías de red con mayor diámetro.

## **20.10. PLANTAS REGULADORAS**

Según lo detallado en la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 649, el proyecto consiste en la instalación de nuevas plantas reguladoras y adecuación y ampliación de las existentes, por un monto de inversión de 317,20 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 602 del Expediente.

En dicha descripción, la Distribuidora indica que el objetivo del proyecto es asegurar el abastecimiento mediante la construcción de nuevas Plantas Reguladoras y la potenciación, adecuación o reemplazo de partes de plantas existentes y equipos auxiliares.

Los presupuestos que se agregan a la presentación indican una gran variedad de costos de equipos y montajes, para definir los montos a erogar por cada año del quinquenio, pero como ocurre en toda la presentación del plan de obras de la Distribuidora, los costos unitarios indicados carecen de soporte que permita verificar la procedencia de estos, ya sea con el aporte de ofertas de proveedores, contratos anteriores ajustados, listas de precios, etc.

## **20.11. PREVISIÓN PLANTAS REGULADORAS**

La Planilla Inversiones Obligatorias de Fs. 649 indica que se prevé para este proyecto el 5% del valor propuesto para el proyecto Plantas Reguladoras, arribando a un monto de 15,86 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 618 del Expediente.

Allí se indica, en relación a las Estaciones Reguladoras de Presión y a los equipos que la componen, que existen cuestiones que no pueden preverse debido a que están relacionadas con cambios externos a las mismas, pero que impactan en su vida útil o en su capacidad de trabajo. La Distribuidora agrega que, por este motivo, y por las condiciones particulares del caso, se considera apropiado incluir una previsión económica del 5% del presupuesto quinquenal del área.

Se observa que la definición del monto de inversión correspondiente a este proyecto no cumple con lo dispuesto por la Autoridad Regulatoria, por cuanto no se define la metodología de cálculo

empleada a los efectos de poder verificar la procedencia del porcentaje asignado a la previsión de imprevistos. Se adopta un valor de 5% del presupuesto quinquenal del área, sin explicar cómo arriba a este valor. En el caso de recurrir a criterios estadísticos, debería citarlos.

#### **20.12. INSTALACIÓN DE VÁLVULAS EN RAMALES**

Según lo establecido en la Planilla de Inversiones Obligatorias, el proyecto se refiere a la instalación de válvulas en el ramal de alimentación a Puerto Madryn, por un monto de inversión 7,73 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs.544 del Expediente.

Allí se indica que la obra consiste en 3 etapas (2017-2019) de instalación de tres válvulas de bloqueo de 10" de diámetro nominal, serie #300, paso total, en cámaras, cada una con dos venteos de 3" de diámetro nominal, sobre el ramal Gasoducto Trelew-Madryn que alimenta las ERP Norte, Oeste, Este, Sur y Quintas del Mirador.

#### **20.13. INSTALACIÓN DE PUENTES DE MEDICIÓN**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 649 se indica que este proyecto consiste en la provisión e instalación de puentes de medición, adecuación de puentes de medición para balance, provisión de unidades correctoras y medidores (turbina/rotativos). El monto de inversión se establece en 36,83 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 564 del Expediente.

Se indica allí que el proyecto comprende dos rubros principales: la construcción e instalación de 10 nuevos puentes de medición y la adecuación de 25 puentes de medición existentes.

En relación a los nuevos puentes, se describe que, en líneas generales, cada uno estará compuesto por una etapa de filtrado, una etapa de medición, un computador de caudal, obra civil, recinto de mampostería techado, cerco olímpico, trincheras y cañeros, obra eléctrica e iluminación, especificando las características correspondientes.

Respecto de la adecuación de puentes existentes, la Distribuidora señala que se realizará la adecuación de puentes que por sus características actuales requieren de una actualización de su equipamiento auxiliar (filtro, computador, sensores), sin detallar qué tarea desempeñará en cada caso.

Por otro lado, para el caso de las instalaciones nuevas, no se indica si serán montadas sobre terrenos que la Distribuidora dispone o debe adquirir. En este sentido, se debe establecer una apertura del presupuesto asignado para la construcción de las mismas, donde se indique si se ha considerado o no este aspecto.

#### **20.14. TELEMEDICIÓN**

De acuerdo con lo indicado en la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 650, el proyecto se refiere a la telemedición de puntos de medición e instalación de alarmas de baja presión. El monto de inversión correspondiente es de 13,83 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 581 del Expediente.

En dicha descripción se indica que el objetivo del proyecto es garantizar la correcta operación y el control de los sistemas de cañerías y redes, mediante la implementación de vínculos de telemedición de caudales, presiones y temperaturas de plantas propias y la instalación de alarmas de presión en plantas propias.

Respecto de las características del proyecto, se establece que el mismo comprende los siguientes rubros: telemedición de medición de balance e industria (25 telemediciones de balance y 10 telemediciones de industria) y la instalación de 75 sistemas de alarma.

Entre otros aspectos, según se detalla, ambos rubros incluyen la construcción de trincheras y cañeros para el traslado de las señales correspondientes y la obra eléctrica necesaria para la alimentación de los equipos e instrumentos.

#### **20.15. ADQUISICIÓN DE VEHÍCULOS PARA LA RENOVACIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DE FLOTA OPERATIVA**

La Planilla de Inversiones Obligatorias de Fs. 650 describe que se prevé la renovación de 136 vehículos de la flota operativa por antigüedad y desgaste de la misma. También se aclara que se prevé ampliar la flota existente en 37 vehículos para mejor atención operativa. El monto de inversión correspondiente al proyecto es de 61,01 \$MM.

En la descripción del proyecto presentada a Fs. 24, la Distribuidora dice que dispone de 262 vehículos, de los cuales 235 están operativos y el resto, es decir 27, están destinados a subasta. Se señala que, en promedio, cada vehículo recorre 20.000 km por año.

Aclara además que, respecto del total del parque, 132 (50%) tienen menos de 5 años, 99 (38%) entre 5 y 10 años, y 31 (12%) más de 10 años. Indica que tiene previsto adquirir 163 unidades en reemplazo de parte de las existentes por antigüedad y desgaste y ampliar la flota existente en 37 nuevas unidades.

De lo expuesto se deduce que adquirirá  $163 + 37 = 200$  unidades, lo que resulta confirmado por lo indicado en el cuadro agregado a continuación (Fs. 24). Analizando el cuadro también se observa que se invertirá en concepto de inversión en vehículos un monto de 61,01 MM de \$ de junio de 2016, según se menciona a Fs. 25 en el punto 8. Presupuesto.

#### **20.16. MAQUINARIAS, HERRAMIENTAS MAYORES E INSTRUMENTOS**

De acuerdo con lo establecido en la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 650, el proyecto contempla la adquisición de maquinarias, herramientas mayores e instrumentos para operación y mantenimiento del sistema de distribución de gas, por un monto de inversión de 24,08 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 39 del Expediente.

En dicha descripción, la Distribuidora se refiere a la provisión de maquinarias, herramientas mayores e instrumentos tales como detectores de tres gases, equipos detectores de fugas, explosímetros doble escala, generadores 8 kVA motor 4 tiempos, motosoldadoras, muestreadores Dynapack, odorímetros, odorímetros para TBM, unidades de control de electrofusión, prensas hidráulicas, zorras hidráulicas y máquinas de perforación.

Luego agrega un cuadro del que se desprende que el monto total por la adquisición es de 24,08 \$MM. No obstante, no se especifica la composición de dicha inversión, las cantidades consideradas, ni los valores unitarios correspondientes a los ítems mencionados.

## **20.17. MEDIDORES DE GAS Y UNIDADES CORRECTORAS**

De acuerdo con lo establecido en la Planilla de Inversiones Obligatorias de Fs. 650, este proyecto prevé la adquisición de medidores G4 (para consumo residencial), G6/G10/G16/G25/ medidores rotativos y turbinas (para consumo comercial e industrial) y unidades correctoras (para grandes consumos), por un total de 136.057 unidades. El monto de inversión correspondiente al proyecto se establece en 125,73 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 28 del Expediente.

Al tratar este tema, CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. agrega un cuadro del que se desprende que adquirirán unidades correctoras, según el siguiente detalle:

- a. G4 (consumo residencial) = 126.537
- b. G6, G10, G16, G25, Rotativos y turbinas (consumo comercial e industrial) = 9.371
- c. Unidades correctoras (grandes consumos) = 149

Esto determina según surge del cuadro agregado a Fs. 30, correspondiente al Punto 8 "Presupuesto de ejecución", una inversión total para el quinquenio de 125,73 \$MM de junio de 2016.

En dicha tabla se presentan los precios unitarios correspondientes a los equipos a adquirir, sin aportar documentación que respalden dichos valores.

## **20.18. MUEBLES Y EQUIPAMIENTOS PARA OFICINAS, DEPÓSITOS Y TALLERES**

La Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 650 establece que este proyecto comprende la provisión de equipos de aire acondicionado, estufas, escritorios, mesas, sillas, armarios, modulares y demás mobiliarios y equipamientos para oficinas comerciales, depósitos y talleres, por un monto de inversión de 4,21 \$MM.

La presentación de la Distribuidora, corriente a Fs. 33, se refiere a la provisión de equipos de aire acondicionado, estufas, escritorios, mesas, sillas, armarios, modulares, y demás equipamientos para oficinas comerciales, depósitos y talleres para el quinquenio 2017-2021.

Se detallan a continuación las inversiones previstas para las distintas unidades de negocio. Analizada la presentación se concluye que corresponde observar que no se incluye el valor unitario de los bienes citados.

## **20.19. OBRAS EDILICIAS EN OFICINAS, DEPÓSITOS Y TALLERES**

De acuerdo con lo establecido en la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 650, este proyecto consiste en las obras edilicias para reacondicionamiento, ampliación y mejora de oficinas, depósitos y talleres en los Centros Operativos de la Distribuidora, para una mejor funcionalidad de los inmuebles y atención a usuarios. El monto de inversión correspondiente es de 15,35 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora se encuentra a Fs. 44 y se refiere a las obras edilicias para el reacondicionamiento, ampliación y mejora de las oficinas, depósitos y talleres en los centros operativos de la Distribuidora.

A Fs. 46 del Expediente se presenta una tabla donde se describen los trabajos edilicios a realizarse en los diferentes Centros Operativos. Se detalla el monto a invertir en cada Centro Operativo, totalizando un valor de 15,35 \$MM, pero sin proporcionar mayor apertura de precios en relación a las obras edilicias a realizar.

Al describir este rubro, se incurre en el mismo incumplimiento que en otras partes ya fue descripto. Se observa al respecto que se listan las características generales de las obras a realizarse en cada centro operativo, sin detallar los diseños correspondientes a las remodelaciones, adecuaciones y construcciones a que se hace referencia.

Se destaca, asimismo, que no se aclara la metodología de cálculo seguida para la determinación del monto de inversión total.

## **20.20. INFORMÁTICA**

Los proyectos agrupados bajo la categoría “Informática”, se describen por la Distribuidora a Fs. 50 del Expediente y son los que se listan a continuación:

1. SC-SI-01 Gestión Operativa
2. SC-SI-02 Actualización Tecnológica – Etapa 1
3. SC-SI-05 Plataforma CRM
4. SC-SI-06 Sucursal Digital
5. SC-SI-07 Solución de Printing
6. SC-SI-08 Ingeniería Sistema de Facturación
7. SC-SI-09 Telemedición a Industrias
8. SC-SI-11 Nueva Telemedición - FIX
9. SC-SI-12 Plataforma Telecontrol
10. SC-SI-13 Business Intelligence
11. SC-SI-16 Actualización tecnológica – Etapa 2
12. SC-SI-17 Ingeniería Sistema de Facturación – Etapa 2
13. SC-SI-18 Sistema de Seguridad Informática

Del análisis de dichas descripciones se observa que también en este caso se incurre en un incumplimiento de similar carácter a otros anteriormente descriptos. En primer lugar, se destaca que no se detallan en esta descripción los montos de inversión correspondientes a cada proyecto, como sí se realiza en todos los demás proyectos de la presentación.

Por otro lado, no se discriminan en este caso, tal como lo exige Enargas, los valores unitarios asociados, ni se detalla la forma de implementación de los mismos, cuántos profesionales y de qué categoría empleará, cuáles serán las pruebas de funcionamiento, etc., a los efectos de alcanzar la cifra final informada.

En su presentación del día 27 de octubre de 2016, la Distribuidora, presenta a Fs. 59 una Planilla de Inversiones, en la que se establecen los valores de inversión correspondientes de cada uno de proyectos de esta categoría. De la suma de dichos montos surge un total de 233,91 \$MM.

Por su parte, Enargas establece en la Planilla de Inversiones Obligatorias un valor total para el conjunto de proyectos de 222,66 \$MM. Se destaca que en dicha planilla no figura el proyecto SC-SI-13 Business Intelligence, al que le fue asignado una inversión de 11,25 \$MM. Como se ve, con la incorporación de este monto coinciden ambos valores.

### **20.21. REFUERZOS A SAN ANTONIO OESTE Y LAS GRUTAS**

La Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 651, indica que el proyecto se refiere a un loop de 6 km de 6" de diámetro sobre el gasoducto y a un refuerzo de ramal de 10 km y 6" de diámetro, por un monto de inversión de 113,29 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 69 del Expediente.

De acuerdo con lo indicado, el objetivo de la obra es garantizar la operación del sistema respecto al suministro de las localidades de San Antonio y Las Grutas, en función de la demanda prevista para el año 2021.

En relación a las características técnicas del proyecto, luego proporcionar una descripción de la infraestructura existente, la Distribuidora presenta dos cuadros donde detalla los refuerzos que realizará en el gasoducto y en el ramal de alimentación a San Antonio Oeste y Las Grutas, cuya MAPO es igual a 60 kg/cm<sup>2</sup> y 15 kg/cm<sup>2</sup>, respectivamente.

De acuerdo con lo establecido por la Distribuidora, el monto de inversión correspondiente a los refuerzos de gasoducto y ramal es de 113,29 \$MM.

### **20.22. REFUERZO A SISTEMA CATRIEL – 25 DE MAYO**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 651 se indica que el proyecto se refiere a un loop de 15 km de 6" de diámetro, por un monto de inversión de 103,86 \$MM.

La descripción provista por la Distribuidora, correspondiente a esta inversión, se encuentra a Fs. 81 del Expediente. De acuerdo con lo indicado, esta obra tiene su fundamento en la necesidad de garantizar la operación del sistema respecto al suministro de las localidades de Catriel y 25 de Mayo, en función de la demanda prevista para el año 2021.

Se señala luego que se realizará un loop de 15.000 m en cañería en 6" de diámetro, para una presión de operación máxima de 60 kg/cm<sup>2</sup>.

Se observa que no se ha previsto en el presupuesto la asignación de un monto para cruces especiales, habida cuenta que el gasoducto a construir se ubica en zona petrolera con gran cantidad de interferencias de cañerías existentes, lo que encarece la instalación, conformando un ítem de gran peso en el precio final.

### **20.23. COMPRA TERRENO COMPRESORA RÍO SENGUER**

Esta inversión se incorpora al Plan propuesto por la Distribuidora con fecha 25 de noviembre. De acuerdo con lo establecido en la nota AR/JR/GC/2754, Fs. 635, la compra de un predio destinado

a la instalación de la Planta Compresora Río Senguer es necesaria en el marco de la Obra “Ampliación de la Capacidad de Transporte de Gas del Sistema Cordillerano-Patagónico”. Como fuera indicado en la presentación de 27 de octubre de 2016, por nota AR/JR/GC/lmd/2481 (Fs. 19), esta obra será ejecutada por el Estado Nacional.

El monto establecido por Enargas en la Planilla de Inversiones Obligatorias (Fs. 651) para este ítem es de 2,52 \$MM. Al respecto se observa que la Distribuidora no proporciona una descripción de dicho proyecto, no aclarándose las dimensiones correspondientes del terreno a adquirir, su ubicación catastral, ni otros aspectos relevantes.

#### **20.24. REFUERZO SISTEMA NEUQUINO**

De acuerdo con lo indicado en la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 651, este proyecto comprende refuerzos en el Sistema Neuquino, por un monto de inversión de 160,00 \$MM.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 90 del Expediente. Allí, luego de detallar las características de la infraestructura existente, presenta un cuadro donde se listan las obras de refuerzo a realizar, en cañerías de 10”, 8”, 6” y 4” de diámetro nominal.

#### **20.25. REFUERZO RED LAS GRUTAS**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 651 se establece para este proyecto un monto de inversión de 2,86 \$MM, y corresponde a la realización de 750 m de red de distribución.

La descripción del proyecto provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 146 del Expediente.

Respecto de lo presentado en relación al presupuesto de ejecución, no se detallan los conceptos listados bajo la denominación “instalación de cañería de red”. Se indica un precio unitario para la instalación según el diámetro de la misma, pero no se indica si dentro de este valor se han tenido en cuenta los aspectos relativos a reparación de veredas, aclarando si este rubro existiera o no en el 100% de la obra, e instalación de válvulas seccionales por zonas. Por otro lado, tampoco se aclara la cantidad ni el diámetro de los servicios especiales a realizar, o indicarlo si estos no existieran.

Como se repite en el resto de las obras del plan de inversión, no se aporta documentación respaldatoria de los precios unitarios o globales consignados en las planillas de estimación.

Similares consideraciones aplican para los Proyectos de Refuerzo Red de Carmen de Patagones, San Antonio Oeste, Viedma, Bariloche, San Martín de los Andes, Junín de los Andes, Catriel, Esquel, Cipolletti, Río Grande, Comodoro Rivadavia, Río Gallegos, Ushuaia, Villa Regina, Puerto Madryn, Chos Malal, Centenario, Senillosa, Lamarque, Fernandez Oro, Sarmiento, Puerto Santa Cruz, Río Colorado, Zapala y Villalonga.

#### **20.26. REFUERZO DE RED GENERAL ROCA**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 652, se establece que este proyecto consiste en la instalación de 1.250 m de red de distribución, 1.900 m de ramal y la construcción de una nueva ERP, por un monto de inversión de 31,12 \$MM.

La descripción provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 165 del Expediente. En dicha descripción se indica que el proyecto comprende:

1. La construcción de una nueva Estación Reguladora de Presión. Caudal de diseño 8.000 m<sup>3</sup>/h; presión de entrada 15/5 kg/cm<sup>2</sup>; presión regulada 2 kg/cm<sup>2</sup>.
2. La instalación de un ramal de 6" de diámetro nominal y 1.900 m de longitud. MAPO 15 kg/cm<sup>2</sup>.
3. Instalación de cañería de distribución de PE, en diámetros de 250, 125 y 90 mm.

En lo relativo al presupuesto de ejecución, con respecto a la red de distribución, son de aplicación los comentarios realizados para la instalación de cañería, según se detalló para otros proyectos similares analizados anteriormente.

En cuanto al ramal de acero de 6", se señala que falta precisar la calidad y espesor del caño a utilizar, a los efectos de poder verificar con corrección el monto establecido.

Finalmente, se observa que para la nueva Estación de Regulación se presenta un monto de inversión global, sin proporcionar una apertura de los aspectos que lo componen.

#### **20.27. EXPANSIÓN SISTEMA FUEGUINO**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias de Fs. 652 se indica que el proyecto comprende la instalación de diversos loops en 12", 6" y 3" de diámetro nominal, y la instalación de un equipo compresor, por una inversión de 478,77 \$MM.

La descripción provista por la Distribuidora corresponde a su presentación del 27 de octubre de 2016 y se encuentra a Fs. 107 del Expediente. En dicha descripción se indica que el proyecto comprende la realización de refuerzos en gasoductos y ramales, y la instalación de un motocompresor de back-up en la Planta Compresora Río Grande.

#### **20.28. EXPANSIÓN SISTEMA CONESA-VIEDMA**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 652 se establece que este proyecto consiste en la construcción de 18 km de loop en 12" de diámetro nominal y en la instalación de un equipo compresor de reserva. El monto de inversión correspondiente es de 288,32 \$MM.

La descripción proporcionada por la Distribuidora se encuentra a Fs. 185 del Expediente. Allí se indica que se instalará un equipo compresor back-up de 40.000 m<sup>3</sup>/h y potencia de 1.200 HP, y se realizarán 18.000 m refuerzos en 12" de diámetro, que operará a una MAPO de 60 kg/cm<sup>2</sup>.

#### **20.29. REFUERZO RAMAL DE ALIMENTACIÓN A CHOELE CHOEL**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 652 se establece que este proyecto consiste en la construcción de ramal de 3,0 km y diámetro nominal 6", aguas abajo de la de la derivación a Luis Beltrán, y en la construcción de un loop de 1,9 km en 4" de diámetro nominal. El monto de inversión correspondiente es de 30,60 \$MM.

La descripción proporcionada por la Distribuidora se encuentra a Fs. 418 del Expediente. En dicha descripción se indica que el proyecto procura garantizar la operación del sistema respecto

al suministro de las localidades Choele Choel, Luis Beltrán, Lamarque y Pomona, en función de la demanda prevista para el año 2021.

Luego de realizar una descripción de la infraestructura existente, se señala que las obras a realizar son los refuerzos de 3.000 m en cañería de 6" de diámetro y 1.900 m en cañería de 4" de diámetro. La MAPO correspondiente es en ambos casos 14 kg/cm<sup>2</sup>.

### **20.30. REFUERZO DE RED CUTRAL CO**

En la Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 653 se indica que este proyecto consiste en la construcción de 450 m de red de distribución, la construcción de 2.100 m de ramal y la construcción de una nueva ERP, por un monto de inversión de 27,23 \$MM.

La descripción provista por la Distribuidora se encuentra a Fs. 466 del expediente. Allí se detalla que se realizará una nueva planta de regulación de 5.000 m<sup>3</sup>/h de caudal de diseño, presión de entrada de 10/5 kg/cm<sup>2</sup> y presión regulada de 2 kg/cm<sup>2</sup>.

Señala que también se construirá un ramal en cañería de acero de 6" de 2.100 m de longitud y que se realizará un refuerzo de la red de distribución mediante la incorporación de 400 m de cañería de PE de 125 mm, y 50 m de cañería de PE de 90 mm.

### **20.31. REFUERZO GASODUCTO DE ALIMENTACIÓN A SAN JULIÁN**

La Planilla de Inversiones Obligatorias a Fs. 653 indica que este proyecto consiste en la construcción de un loop de gasoducto de 4,4 km de longitud y 6" de diámetro, por un monto de inversión de 30,25 \$MM. La descripción provista por la Distribuidora se encuentra a Fs. 428.

## **21. INFORME INTERGERENCIAL**

A Fs. 241 del Expediente N° 30.041, Enargas agrega con fecha 30 de marzo de 2017, el INFORME GD N° 92/17, firmado por el Gerente de Distribución, que cubre los siguientes aspectos:

1. Objetivo
2. Consideraciones generales
3. Proyectos propuestos
4. Metodología de trabajo
5. Particularidades de los proyectos
6. Conclusiones

En dicho informe se señala que se procedió a clasificar a los proyectos presentados en "Inversiones Obligatorias" e "Inversiones No Obligatorias" o "Complementarias", agregándose el detalle como Anexo A del mismo.

Finalmente, señala que el total de las inversiones a ser incorporadas en la Revisión Tarifaria Integral como OBLIGATORIAS, asciende a la suma de 3.007,37 \$MM.

En el Anexo A agrega dos cuadros listando las "Inversiones Obligatorias" y las "Inversiones No Obligatorias" o "Complementarias", por los montos de inversión de 3.007,69 \$MM y 675,72 \$MM, respectivamente. Se observa que el valor presentado en el Cuadro de Anexo A para el total de

las Inversiones Obligatorias difiere ligeramente del establecido en el punto “6. Conclusiones”, que es de 3007,37 \$MM.

## 22. PRECIOS UNITARIOS

Respecto a los precios unitarios informados en las planillas de estimación de costos adjuntas a cada una de las presentaciones (se muestra un ejemplo en la página siguiente), puede calcularse el costo considerado en u\$s/pulg.metro, lo cual se muestra en la siguiente tabla:

Diámetro (pulg)	Instalación (\$/m)	Pruebas, PC y Georef. (\$/m)	Proyecto y CAO 8% (\$/m)	Imprevistos 6% (\$/m)	Material Unitario (\$/m)	Costo Unitario (u\$s/pulg.m)
3	2.256,45	446,99	216,28	175,18	381,60	75,49
4	3.008,60	446,99	276,45	223,92	611,85	74,39
6	4.512,90	446,99	396,79	321,40	815,55	70,51
8	6.017,20	446,99	517,14	418,88	1.088,62	69,13
10	7.521,50	446,99	637,48	516,36	1.616,36	69,96
12	9.025,80	446,99	757,82	613,84	2.144,09	70,51
16	12.034,40	446,99	998,51	808,79	2.673,97	69,07
24	18.051,60	446,99	1.479,89	1.198,71	8.104,80	79,48

Nota: Tipo de cambio aplicado por CGP 15,35 \$/usd

En el informe N° 2 de esta auditoría, se había determinado de igual manera los costos unitarios aplicados por Camuzzi Gas Pampeana SA para las obras de gasoductos y ramales de acero, los cuales se comparan a continuación con los obtenidos anteriormente en la siguiente tabla:

Diámetro (pulg)	Costo Unitario CGS (u\$s/pulg.m)	Costo Unitario CGP (u\$s/pulg.m)	Dif %
3	75,49	53,13	42%
4	74,39	52,79	41%
6	70,51	49,66	42%
8	69,13	48,66	42%
10	69,96	49,72	41%
12	70,51	50,43	40%
16	69,07	50,25	37%
24	79,48	60,86	31%

Se observa que los costos unitarios considerados para Camuzzi Gas del Sur son mayores aproximadamente en un 40% que los considerados para la distribuidora pampeana. La distribuidora no explica en su presentación las razones para tal diferencia, aunque es entendible que los precios difieran debido al mayor costo de la mano de obra, mayores distancias de transporte y las restricciones climáticas, existentes en el área abastecida por Camuzzi Gas del Sur. Esta situación y los mayores costos observados deberían estar sustentados por la Distribuidora con documentación respaldatoria adecuada, la cual no se encuentra en el expediente.

Camuzzi Gas del Sur		PRESUPUESTO	
Proyecto:	Refuerzo Sistema Neuquino	Periodo:	2017
Rubro:	20 Gasoductos y Ramales (Expansion)	Codigo:	
Ubicación:	Neuquen	Actualizacion	1
		Valor US\$	\$ 15,35

Rubro	Item	Descripción	Ø	Unidad	Cantidad	PU	Precio Total	Incidencia %
1		CONTRATO DE OBRA						
	1	Proyecto constructivo		GI	1	\$ 5.679.155,24	\$ 5.679.155,24	3,54%
	2	Instalación cañería Ac de 3"	3	m		\$ 2.256,45	\$ -	0,00%
	3	Instalación cañería Ac de 4"	4	m	1800	\$ 3.008,60	\$ 5.415.480,00	3,38%
	4	Instalación cañería Ac de 6"	6	m	40	\$ 4.512,90	\$ 180.516,00	0,11%
	5	Instalación cañería Ac de 8"	8	m	1000	\$ 6.017,20	\$ 6.017.200,00	3,75%
	6	Instalación cañería Ac de 10"	10	m	12000	\$ 7.521,50	\$ 90.258.000,00	56,30%
	7	Instalación cañería Ac de 12"	12	m		\$ 9.025,80	\$ -	0,00%
	8	Instalación cañería Ac de 16"	16	m		\$ 12.034,40	\$ -	0,00%
	9	Instalación cañería Ac de 24"	24	m		\$ 18.051,60	\$ -	0,00%
	10	Conexión Ac-Ac	4	Un	10	\$ 223.496,00	\$ 2.234.960,00	1,39%
	11	Instalación de valvula	10	Un	2	\$ 798.200,00	\$ 1.596.400,00	1,00%
	10	Cruces especiales	10	Un	1	\$ 1.247.187,50	\$ 1.247.187,50	0,78%
	11	Prueba de resistencia y hermeticidad		m	14840	\$ 269,39	\$ 3.997.784,70	2,49%
	12	Proteccion Anticorrosiva		m	14840	\$ 123,72	\$ 1.836.019,64	1,15%
	13	Georreferenciacion		m	14840	\$ 53,88	\$ 799.556,94	0,50%
	14	Planos conforme a obra		GI	1	\$ 5.679.155,24	\$ 5.679.155,24	3,54%
	15	Imprevistos		GI	1	\$ 9.995.313,22	\$ 9.995.313,22	6,23%
<b>TOTAL CONTRATO</b>							<b>\$ 134.936.728,48</b>	<b>84,16%</b>

Rubro	Item	Descripción	Ø	Unidad	Cantidad	PU	Precio Total	Incidencia %
2		MATERIALES						
	1	Cañería Ac de 3"	3	m		\$ 381,60	\$ -	0,00%
	2	Cañería Ac de 4"	4	m	1800	\$ 611,85	\$ 1.101.331,80	0,69%
	3	Cañería Ac de 6"	6	m	40	\$ 815,55	\$ 32.621,82	0,02%
	4	Cañería Ac de 8"	8	m	1000	\$ 1.088,62	\$ 1.088.622,00	0,68%
	5	Cañería Ac de 10"	10	m	12000	\$ 1.616,36	\$ 19.396.260,00	12,10%
	6	Cañería Ac de 12"	12	m		\$ 2.144,09	\$ -	0,00%
	7	Cañería Ac de 16"	16	m		\$ 2.673,97	\$ -	0,00%
	8	Cañería Ac de 24"	24	m		\$ 8.104,80	\$ -	0,00%
	9	Válvula S-	10	Un	2	\$ 219.382,20	\$ 438.764,40	0,27%
	10					\$ -	\$ -	0,00%
	11	Fletes		GI	1	\$ 882.304,00	\$ 882.304,00	0,55%
<b>TOTAL MATERIALES</b>							<b>\$ 22.939.904,02</b>	<b>14,31%</b>

Rubro	Item	Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	PU	Precio Total	Incidencia %
3		INSPECCION DE OBRA						
	1	Obra		Mes	12	\$ 140.000,00	\$ 1.680.000,00	1,05%
	2	Taller		Día	20	\$ 4.800,00	\$ 96.000,00	0,06%
<b>TOTAL INSPECCION</b>							<b>\$ 1.776.000,00</b>	<b>1,11%</b>

Rubro	Item	Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	PU	Precio Total	Incidencia %
4		SERVIDUMBRES/PREDIOS						
	1	Servidumbre		Un		\$ -	\$ -	0,00%
	2	Predio		Un		\$ -	\$ -	0,00%
<b>TOTAL INSPECCION</b>							<b>\$ -</b>	<b>0,00%</b>

Rubro	Item	Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	PU	Precio Total	Incidencia %
5		VIATICOS						
	1	General		Un	1	\$ 674.683,64	\$ 674.683,64	0,42%
<b>TOTAL INSPECCION</b>							<b>\$ -</b>	<b>0,00%</b>
<b>TOTAL INSPECCION</b>							<b>\$ 674.683,64</b>	<b>0,42%</b>

<b>TOTAL GENERAL OBRA</b>							<b>\$ 160.327.316,14</b>	<b>100,00%</b>
---------------------------	--	--	--	--	--	--	--------------------------	----------------

Por otro lado, se observa que los precios unitarios difieren notablemente de los calculados por la consultora Mercados Energeticos-Bertora, en el anexo de respaldo utilizado para la determinación de los valores de reposición de los gasoductos y ramales de la compañía.

El valor calculado por la auditora fue de 34,35 usd/pulg.m (no incluye el IVA), muy inferior a los valores que se observan en las tablas anteriores. (Ver apartado correspondiente al Análisis de la Base Tarifaria como activo físico de la Distribuidora)

Es necesario mencionar que la consultora utiliza la misma planilla de cálculo en ambas Distribuidoras, lo que constituye un error conceptual por los motivos expuestos anteriormente. (mayor costo de mano de obra y transporte en la zona sur, y mayores restricciones climáticas)

Respecto a las obras de redes de polietileno también se ha verificado, que al igual que en el caso de Gasoductos y Ramales, los valores considerados para las obras son sustancialmente superiores a los valores típicos considerados por la Auditora que determinó el valor de reposición de los activos de la compañía.

En la siguiente tabla se calculan los precios unitarios aplicados por la distribuidora que surgen del análisis de distintas obras del plan propuesto, donde se observa una gran dispersión de precios.

Proyecto	Presupuesto (\$)	Diam (mm)	Longitud de Red (m)	Precio por Metro Lineal (\$/m)
Refuerzo Red Carmen de Patagones	20.141.760,55	125/180/250	3.900,00	5.164,55
Refuerzo Red San Antonio Oeste	9.235.086,54	90/180	2.400,00	3.847,95
Refuerzo Red Las Grutas	2.860.246,86	90/180	750,00	3.813,66
Refuerzo Red Neuquen	85.930.854,04	63 a 250	20.100,00	4.275,17
Refuerzo Red Viedma	3.629.682,55	125/250	650,00	5.584,13
Refuerzo Red Bariloche	7.075.865,43	63/125/250	1.300,00	5.442,97
Refuerzo Red San Martin de los Andes	6.206.383,24	90/125/250	1.400,00	4.433,13
Refuerzo Red Junin de los Andes	5.999.635,46	90/125	1.700,00	3.529,20
Refuerzo Red Catriel	4.567.706,86	250	650,00	7.027,24
Refuerzo Red Esquel	3.744.999,66	90/180	900,00	4.161,11
Refuerzo Red Cipolletti	1.812.561,01	90/125/250	220,00	8.238,91
Refuerzo Red Comodoro Rivadavia	21.424.611,85	180/250	3.500,00	6.121,32
Refuerzo Red Villa Regina	10.988.793,20	90/125/180	1.850,00	5.939,89
Refuerzo Red Puerto Madryn	8.672.407,98	90/180/250	1.700,00	5.101,42
Refuerzo Red Chos Malal	8.247.744,60	125/180/250	1.700,00	4.851,61
Refuerzo Red Centenario	7.973.657,69	90/125	2.300,00	3.466,81
Refuerzo Red Sarmiento	7.761.948,22	90 a 250	1.400,00	5.544,25
Refuerzo Red Puerto Santa Cruz	5.968.377,13	180	1.100,00	5.425,80

La consultora “Mercados Energéticos – Bértora”, aplica un costo unitario de 1.995 \$/m para el cálculo del valor de reposición, a pesar de haber definido un valor de referencia mediante planilla de cálculo detallada de 662,7 \$/m. Esta incongruencia se muestra en detalle en el apartado correspondiente al Análisis de la Base Tarifaria como Activo Físico. De cualquier manera, ambos valores indicados son muy inferiores a los aplicados por la Distribuidora para el cálculo de las inversiones.

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

En este apartado se realiza una comparación entre los montos comprometidos en el plan de obras con los realmente erogados, como un camino para verificar la procedencia de los montos estimados.

En el cuadro siguiente puede observarse este análisis 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. No se han considerado aquellas obras finalizadas pero que han modificado su alcance respecto al previsto en el plan original, lo que invalidaría la comparación.

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 2019.

Denominación del proyecto	Descripción	Importes s/Resolución	Montos Erogados a valores Dic 2016 (Ajust IPIM)	Diferencia \$	Dif. %
Refuerzo Sist. Catriel - 25 de Mayo	Loop 15 Km Ø6"	\$ 103.859.393,25	\$ 71.828.321,77	\$ 32.031.071,48	45%
Refuerzo Sistema Neuquino	Loop ramal 12 km Ø10". Loop 1 km Ø8" aguas abajo ERP Los Hornos. Loop ramal alimentación a ERP Allen (25/10) 40 m de 6". Loop ramal alimentación a Villa Regina de 1.8 km de Ø4"	\$ 160.000.000,00	\$ 62.343.541,10	\$ 97.656.458,90	157%
Refuerzo red Gral. Roca	1250 mts. red, 1900 mts ramal y ERP nueva	\$ 31.119.608,37	\$ 16.571.846,92	\$ 14.547.761,45	88%
Expansión Sistema Fueguino	Loop Río Grande 14.1 km Ø12", Loop 3km Succión PC Ø12", Loop 11 km Ø12" Trampa D, Loop 0.4 km Ø6" ramal Río Grande, Loop 0.5 km Ø3" ramal Río Grande, Loop 0.9 km Ø12" ramal Ushuaia, Equipo Compresor	\$ 478.767.632,39	\$ 278.001.716,66	\$ 200.765.915,72	72%
Refuerzo SAO y Las Grutas	Loop sobre gto 6 km de Ø 6" y ref. ramal de 10 km de	\$ 113.292.997,65	\$ 66.518.355,61	\$ 46.774.642,04	70%
Expansión Sist. Conesa - Viedma	Loop gto de 18 km de Ø12" + equipo compresor	\$ 288.320.038,39	\$ 114.669.812,77	\$ 173.650.225,62	151%
Solución de Printing	Solución de Printing	\$ 3.750.000,00	\$ 1.559.921,53	\$ 2.190.078,47	140%
Refuerzo Red San Antonio Oeste	2400 mts. de cañería de PE	\$ 9.235.086,54	\$ 3.303.406,29	\$ 5.931.680,25	180%
Refuerzo Red Las Grutas	750 mts. de cañería PE	\$ 2.860.246,86	\$ 1.177.213,63	\$ 1.683.033,22	143%
Refuerzo red Carmen de Patagones	3900 mts de cañería PE	\$ 20.141.760,55	\$ 8.216.707,32	\$ 11.925.053,22	145%
Refuerzo red Catriel	650 mts de cañería de PE diam 250	\$ 4.567.706,86	\$ 2.609.585,86	\$ 1.958.121,00	75%
Refuerzo Red Viedma	650 mts. de cañería de PE	\$ 3.629.682,55	\$ 1.618.244,90	\$ 2.011.437,65	124%
Refuerzo Gasoducto a San Julian	Loop de gasoducto 4.4 km Ø6"	\$ 30.249.195,91	\$ 9.812.247,03	\$ 20.436.948,88	208%
		\$ 1.249.793.349,31	\$ 638.230.921,39	\$ 611.562.427,92	96%

De la comparación efectuada se observa que en todos los casos existió un excedente de presupuesto, como motivo de una sobrevalorización de las obras, observándose diferencias que van desde un 45% a un 208 %, con un promedio ponderado del 96% de excedente en este total.

Un análisis de las obras de redes nos permite comparar los costos unitarios en \$/m presupuestados, con los realmente obtenidos, cuyos valores están en el orden del considerado por la consultora Mercados Energéticos – Bértora de 1.995 \$/m , aplicado en el cálculo del valor de reposición de los activos de la compañía.

Proyecto	Diam (mm)	Longitud de Red (m)	Precio por Metro Lineal Presupuesto (\$/m)	Precio por Metro Lineal Erogado (\$/m)	Diferencias %
Refuerzo Red Carmen de Patagones	125/180/250	3.900,00	5.164,55	2.106,85	145%
Refuerzo Red San Antonio Oeste	90/180	2.400,00	3.847,95	1.376,42	180%
Refuerzo Red Las Grutas	90/180	750,00	3.813,66	1.569,62	143%
Refuerzo Red Viedma	125/250	650,00	5.584,13	2.489,61	124%
Refuerzo Red Catriel	250	650,00	7.027,24	4.014,75	75%

De las tablas anteriores se puede verificar una sobrevalorización de las obras del plan de inversiones de la distribuidora.

## **24.RESOLUCIÓN I-4357**

### **24.1. DISPOSICIONES DE LA AUTORIDAD REGULATORIA**

Con fecha 30 de marzo de 2017 la Autoridad Regulatoria emitió la Resolución I-4357, 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 1º: Aprobar los Cuadros Tarifarios de Distribución que surgen de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL de CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. que se incluyen como Anexo I y que forma parte de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2º: Aprobar el cuadro tarifario de CAMUZZI GAS DEL SUR 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° 74/2017, aplicable a partir del 1º de abril de 2017, el que obra como Anexo II del presente acto.

ARTÍCULO 3º: Aprobar el Plan de Inversiones de CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. obrante en el Anexo III de la presente Resolución, y la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias, que como Anexo IV también forma parte de esta Resolución.

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 III, 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.

## **24.2. 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 3.007,69 \$MM. El Plan de Inversiones Obligatorias aprobado se detalla en el punto 7.1 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 675,72 \$MM. Las Inversiones No Obligatorias aprobadas se detallan en el punto 7.2 del presente documento.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución I-4357, 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.

Sin embargo, es de destacar que, tal como ya se mencionó, los cuadros tarifarios aprobados consideran los montos definidos por la Licenciataria en su Plan de Inversiones, sin contemplar posibles diferencias entre el presupuesto y el costo real de la misma. Por lo tanto, si se dieran diferencias entre los valores presupuestados y los efectivamente erogados – tanto por exceso como por defecto – se pondría de manifiesto la falta de correlación entre el cuadro tarifario establecido y el valor de las inversiones reales, lo que resultaría una falencia del mecanismo aplicado.

### **24.3. METODOLOGÍA DE CONTROL DE INVERSIONES OBLIGATORIAS**

Por otro lado, es de interés señalar que en el Artículo 3º, 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.

## 25. DETALLE DE INVERSIONES APROBADAS POR ENARGAS

### 25.1. PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS SEGÚN RESOLUCIÓN ENRG I-4357

I.- PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS - Camuzzi Gas Sur S.A.					
Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
47	Adecuación de sistema de Protección Catódica	Provisión e instalación de Rectificadores, Kit anodos, Electrodo de referencia, Gabinete de veredo y de columna, columna, equipamiento para telemedición	Varias	58	146,00
48	Previsión Adecuación Protección Catódica	5% del valor propuesto	Varias	22	7,30
50	Instalación de odorizadores	Provisión e instalación de odorizadores	Varias	58	47,13
42	Renovación de redes antiguas y servicios	Renovación de aproximadamente 26.000 mts. de redes de las localidades de Río Gallegos (YPF), Cutral Co, Neuquen, Puerto Madryn, Allen, Villa Regina, Gral Roca, Trelew y Zapala	Varias	46	59,75
43	Renovación de redes por ubicación y/o tapada inadecuada	Renovación de aproximadamente 5.000 mts. de redes de distribución de las localidades de Bariloche, Río Grande, Ushuaia, Neuquen y San Martín de los Andes	Varias	58	21,79
44	Renovación de gasoductos y ramales	Renovación de aproximadamente 16.000 mts. de gasoductos y ramales de las localidades de Gral. Roca, Neuquen, Río Gallegos, Ushuaia, Puerto Madryn y San Martín de los Andes	Varias	58	168,77
45	Previsión renovación de redes, ramales y gasoductos	5% del valor total propuesto	Varias	22	12,52
52	Adecuación Gasoducto Fueguino		Varias	6	

I - 4357



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
53	Adecuación red incendio PIPA Bariloche y renovación compresores GLP		Bariloche	6	17,76
54	Plantas Reguladoras	Instalación de nuevas plantas reguladoras y adecuación y ampliación de las existentes	Varias	58	317,20
55	Previsión plantas reguladoras	5% del valor propuesto	Varias	22	15,86
46	Instalación de válvulas en ramales	Ramal alimentación a Puerto Madryn	Puerto Madryn	6	7,73
49	Instalación de puentes de medición	Provisión e instalación de puentes de medición; adecuación de puentes de medición para balance, Provisión de Unidades Correctoras y Medidores (Turbina/Rotativos)	Varias	34	36,83
51	Telemedición	Telemedición de puntos de medición e instalación de alarmas de baja presión	Varias	34	13,83
56	Adquisición de vehículos para renovación y acondicionamiento de flota operativa.	Se prevé la renovación de 163 vehículos de la flota operativa por antigüedad y desgaste de la misma. Así también se prevé ampliar la flota existente en 37 vehículos para mejor atención operativa.	Centros Operativos de Camuzzi Gas del Sur	60	61,01
59	Maquinarias, Herramientas Mayores e Instrumentos.	Adquisición de Maquinarias, Herramientas Mayores e Instrumentos para operación y mantenimiento del sistema de distribución de gas.	Centros Operativos de Camuzzi Gas del Sur	60	24,08
57	Medidores de gas y unidades correctoras.	Se prevé la adquisición de medidores G4 (para consumo Residencial), C6/G10/G16/G25/ Medidores Rotativos y Turbinas (para consumo Comercial e Industrial) y Unidades Correctoras (para Grandes Consumos). Total = 136.057 unidades	Centros Operativos de Camuzzi Gas del Sur	60	

I - 4357



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
58	Muebles y equipamientos para oficinas, depósitos y talleres.	Provisión de aires acondicionados, estufas, escritorios, mesas, sillas, armarios, modulares y demás mobiliarios y equipamientos para oficinas comerciales, depósitos y talleres.	Centros Operativos de Camuzzi Gas del Sur	60	4,21
60	Obras edilicias en oficinas, depósitos y talleres.	Obras edilicias para reacondicionamiento, ampliación y mejora de oficinas, depósitos y talleres en los centros operativos de la Distribuidora, para una mejor funcionalidad de los inmuebles y atención a usuarios.	Centros Operativos de Camuzzi Gas del Sur	60	15,35
61	Gestión operativa	Gestión operativa (hardware y software): actividad por la cual se reponen los equipos informáticos y de telemedición, ante averías irreparables u obsolescencia tecnológica. Asimismo se licencian el software necesarios para operar dichos equipos.	Toda la sociedad	60	23,27
62	Actualización tecnológica - etapa 1	Actualización tecnológica - etapa 1: consiste en la adquisición e instalación de servidores, storage y ampliación de los existentes, para atender al crecimiento vegetativo de las bases de datos, así como proveer equipos para instalar los nuevos sistemas que se incorporan a la red de la compañía.	Toda la sociedad	60	5,00
63	Plataforma CRM	Plataforma CRM: Sistema de Gestión de relaciones con los clientes, que ayude la empresa a gestionar las relaciones con sus clientes de una manera organizada	Toda la sociedad	24	4,13
64	Sucursal Digital	Sucursal Digital: Publicación mediante un entorno WEB para que el usuario tenga acceso a tu información y realizar trámites.	Toda la sociedad	24	

I - 4357



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
65	Solución de Printing	Solución de Printing: Su instalación permitirá desarrollar la impresión de formularios a partir de una plataforma mas performante y flexible, mas allá de la aplicación que requiera dicho formulario	Toda la sociedad	24	3,75
66	Ingeniería Sistema de Facturación	Ingeniería Sistema de Facturación: Diseño y programación de dicho sistema en una plataforma moderna, flexible y ágil, a efectos de aprovechar los adelantos producidos en sistemas de programación y abandonar la programación en Cobol	Toda la sociedad	60	111,75
67	Telemedición a Industrias	Telemedición a Industrias: Consiste en la instalación de telemediciones a los clientes mas importantes de la sociedad, permitiendo agilizar los procesos de lectura y facturación de los mismos, así como el control del consumo durante el día.	Toda la sociedad	60	10,50
68	Nueva Telemedición - FIX	Nueva Telemedición - FIX: Incorporación de nuevos puntos de telemedición a efectos de optimizar la operatoria de control y despacho de gas.	Toda la sociedad	36	1,13
69	Plataforma Telecontrol	Plataforma Telecontrol: Renovación de la Plataforma de Telecontrol de las mediciones sobre la traza.	Toda la sociedad	36	8,63
71	Actualización tecnológica - etapa 2	Actualización tecnológica - etapa 2: consiste en la adquisición e instalación de servidores, storage y ampliación de los existentes, para atender al crecimiento vegetativo de las bases de datos, así como proveer equipos para instalar los nuevos sistemas que se incorporan a la red de la compañía.	Toda la sociedad	24	5,00

I - 4357



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
72	Ingeniería Sistema de Facturación - etapa 2	Ingeniería Sistema de Facturación - etapa 2: Mejora y actualización del nuevo sistema de Facturación y Cobranzas.	Toda la sociedad	24	33,75
73	Sistema de Seguridad Informática	Sistema de Seguridad Informática: Adquisición e instalación de una solución que permita administrar y monitorear de forma integrada y anticipada, la Seguridad Informática de la sociedad.	Toda la sociedad	12	15,00
1	Refuerzo San Antonio Oeste y Las Grutas	Loop sobre gasoducto 6 km de Ø 6" y ref. ramal de 10 km de Ø 6"	San Antonio Oeste	8	113,29
2	Refuerzo Sistema Catriel - 25 de Mayo	Loop 15 Km Ø6".	Catriel	8	103,86
74	Compra Terreno Compresora Río Senguier		Río Senguier	6	2,52
3	Refuerzo Sistema Neuquino	Loop ramal 12 km Ø10" (transferencia Mainque). Loop 1 km Ø8" aguas abajo ERP Los Hornos (Plotier). Loop ramal alimentación a ERP Allen (25/10) 40 m de 6". Loop ramal alimentación a Villa Regina de 1,8 km de Ø4"	Varias	10	160,00
7	Refuerzo Red Las Grutas	750 mts.	Las Grutas	6	2,86
5	Refuerzo red Carmen de Patagones	3900 mts	Carmen de Patagones	8	20,14
6	Refuerzo Red San Antonio Oeste	2400 mts.	San Antonio Oeste	8	9,24
8	Refuerzo Red Neuquen	20100 mts.	Neuquen	8	85,93
9	Refuerzo red Gral. Roca	1250 mts. red, 1900 mts ramal y ERP nueva	Gral. Roca	8	31,12
4	Expansión Sistema Fuegoquino	Loop Río Grande 14.1 km Ø12", Loop 3km Succión PC Ø12", Loop 11 km Ø12" Trampa D, Loop 0.4 km Ø6" ramal Río Grande, Loop 0.5 km Ø3" ramal Río Grande, Loop 0.9 km Ø12" ramal Ushuaia, Equipo Compresor	Varias	7	118,77

I - 4357



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
11	Expansión Sistema Conesa-Viedma	Loop gasoducto de 18 km de Ø12" + equipo compresor (reserva)	Viedma	10	288,32
12	Refuerzo Red Viedma	650 mts.	Viedma	7	3,63
13	Refuerzo red Bariloche	1300 mts	Bariloche	7	7,08
14	Refuerzo red San Martín de los Andes	1400 mts.	San Martín de los Andes	7	6,21
15	Refuerzo red Junín de los Andes	1700 mts	Junín de los Andes	7	6,00
16	Refuerzo red Catriel	650 mts	Catriel	7	4,57
17	Refuerzo red Esquel	900 mts	Esquel	7	3,74
18	Refuerzo Red Cipolletti	220 mts	Cipolletti	7	1,81
19	Refuerzo red Río Grande	2900 mts. red, 200 mts ramal y ERP nueva	Río Grande	8	28,37
21	Refuerzo red Comodoro Rivadavia	3500 mts.	Comodoro Riv.	9	21,42
22	Refuerzo Red Río Gallegos	2800 mts. red, 2300 mts ramal y ERP nueva	Río Gallegos	9	45,33
23	Refuerzo red Ushuaia	1850 mts. red, 100 mts ramal y ERP nueva	Ushuaia	9	20,39
24	Refuerzo red Villa Regina	1850 mts.	Villa Regina	9	10,99
25	Refuerzo red Puerto Madryn	1700 mts	Puerto Madryn	9	8,67
26	Refuerzo red Chos Malal	1700 mts.	Chos Malal	9	8,25
27	Refuerzo red Centenario	2300 mts	Centenario	9	7,97
28	Refuerzo red Senillosa	1100 mts.	Senillosa	9	5,31
29	Refuerzo Red Lamarque	2000 mts.	Lamarque	9	5,42
30	Refuerzo Red Fernandez Oro	300 mts.	Fernandez Oro	9	2,42
33	Refuerzo Red Sarmiento	1400 mts.	Sarmiento	9	7,76
34	Refuerzo Ramal de alimentación a Choele Choe	Loop de ramal 3.0 km Dn. 6" aguas abajo de al derivación a Luis Beltran, Loop 1.9 km en Ø4" alimentación Lamarque	Choele Choe	9	10,60
36	Refuerzo Red Pto. Santa Cruz	1100 mts.	Puerto Santa Cruz	9	5,97
37	Refuerzo red Río Colorado	1570 mts.	Río Colorado	9	8,053
38	Refuerzo Red Zapala	900 mts	Zapala	9	4,16

I - 4357



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
39	Refuerzo red Cutral Co	450 mts. red, 2100 mts ramal y ERP nueva	Cutral Co	9	27,23
40	Refuerzo red Villalonga	350 mts	Villalonga	9	1,80
35	Refuerzo Gasoducto de alimentación a San Julian	Loop de gasoducto 4.4 km Ø6"	San Julian	9	30,25
<b>Monto de Inversión Comprometida</b>					<b>3.007,69</b>

## 25.2. PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS SEGÚN RESOLUCIÓN ENRG I-4357

II.- PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS					
Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
10	Expansión Sistema Zapala	Loop 30.0 km Ø10"	Zapala	7	328,71
20	Refuerzo Gasoducto de alimentación a Río Gallegos	Loop sobre gasoducto 14 km Ø10", Loop sobre ramal 0.75 km Ø12"	Río Gallegos	9	169,11
31	Refuerzo Gasoducto de alimentación a Santa Cruz	Loop gasoducto 10 km Øn 6"	Santa Cruz	9	68,53
41	Previsión refuerzo redes, ramales y gasoductos	5 % del valor total propuesto	Varias	22	109,37
<b>Inversión Complementaria</b>					<b>675,72</b>

---

## **E. BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO**

---

### **26. ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO PARA DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA**

#### **26.1. ANTECEDENTES**

El Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Licencia celebrada entre el Estado Nacional y CUYANA, 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:

*“12.6 - 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.*

*12.7 - Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de firma del ACUERDO TRANSITORIO, 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, considerando lo dispuesto en la Cláusula Décimo Sexta del presente instrumento. 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, neto 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, objeto y alcances de la contratación y seleccionará un especialista de reconocido prestigio en la materia, mediante la convocatoria de un Concurso Privado al que invitará como mínimo a CINCO (5) consultores, que surgirán de una propuesta efectuada por la LICENCIATARIA y aprobada por el ENARGAS. La elección final del Consultor surgirá de la evaluación técnica y económica de las ofertas presentadas que efectúe el ENARGAS, no siendo recurrible dicha elección por parte de la LICENCIATARIA.*

*Todas las valuaciones de los bienes referidos se efectuarán en la moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación de 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 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 de la contratación conforme surge de lo dispuesto en la Cláusula Décimo Segunda, apartado 12.7 de la presente ACTA ACUERDO”.*

Por otra parte, cabe señalar que en la Cláusula Vigésima del Acta Acuerdo de CUYANA, 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, 26.339 y 26.456, y el Decreto Nro. 311/03.”*

Por último, con respecto a las normas que rigieron la valuación de la Base de Capital, corresponde señalar que, en virtud de que la RTI se enmarcó en un proceso de renegociación contractual entre la autoridad concedente de la licencia y la empresa Licenciataria, prevalecieron 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 todos aquellos aspectos que no fueron modificados ni se opusieron a las normas resultantes de la Ley 25.561.

## 26.2. 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:

- ACTA ACUERDO del 01/09/2009 ratificada por el PEN por Decreto N°483/2010.
- EXPEDIENTE ENARGAS N° 17424 – CONTRATACIÓN - CONSULTOR BASE TARIFARIA – RTI – DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA
- EXPEDIENTE ENARGAS N° 29244 – CONTRATACIÓN - CONSULTOR BASE TARIFARIA – RTI – TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR

El expediente se inicia el 13 de abril de 2016 con la NOTA ENRG/GDyE/GAL N° 2876 en la que el ENARGAS solicita a CUYANA 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.

El listado enviado por CUYANA el 20/4/2016 (NOTA GAF N° 1553/16), junto con los antecedentes requeridos, se compuso por las siguientes Consultoras o grupo de Consultoras:

- PSI – BDO
- LEVIN GLOBAL – BERTORA & ASOCIADOS
- GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS
- DELOITTE S.A.
- PISTRELLI, HENRY MARTIN & ASOCIADOS
- QUANTUM

Seguidamente se incorpora al expediente el denominado “Anexo I – Base de Capital – Transportadoras y Distribuidoras – mayo 2016”. Mediante dicho instrumento, remitido por el Ente Regulador a CUYANA el día 3/5/2016 (NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3551/16) 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)*”.

Asimismo, el 3/5/2016 el ENARGAS remite a CUYANA (NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3561/16) el Modelo de Pliego para el llamado a Concurso para la contratación de LA AUDITORÍA y aprueba el listado de seis consultoras propuesto por la Licenciataria, y envía un documento con los “Criterios para la Determinación de la Base de Capital”, mediante el cual en ente regulador 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.

Los criterios allí establecidos fueron:

*“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”.

Con fecha 9/5/2016 CUYANA informa al ENARGAS algunas modificaciones sobre el listado de consultoras oportunamente propuestas por la Distribuidora y aprobados por el ENARGAS, señalando que PSI cotizaría con ABELOVICH, POLANO & ASOCIADOS (en reemplazo de BDO), GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS sumaría a GRANT THORNTON S.A. como estudio contable y finalmente la Licenciataria no invitaría a cotizar a PISTRELLI, HENRY MARTIN & ASOCIADOS por tratarse del auditor externo de la compañía, y adjunta los antecedentes de las nuevas incorporaciones al listado.

El ENARGAS responde a tales modificaciones el día 18/5/2016 (NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 4628/16) indicando no tener objeciones a las modificaciones informadas.

El día 24/5/16 (NOTA AF N° 2117/16) CUYANA 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)”*.

En tal sentido, se señalan algunas de las observaciones efectuadas por la Licenciataria: *“Aprovechando el medio, nos parece oportuno destacar que esta Revisión Tarifaria Integral se lleva a cabo después de más de 14 años desde la sanción de la Ley de Emergencia Económica, período durante el cual se sucedieron años de elevada y marcada inflación sin un adecuado ajuste (por no decir nulo) que haya reflejado la misma en las tarifas del servicio. Dicha situación fue mermando los ingresos de la distribuidora, generando así importantes restricciones financieras que limitaron la realización de inversiones y, por ende, el mantenimiento del valor de la base de capital. Como consecuencia de lo expuesto, la Base de Capital de la distribuidora se ha visto fuertemente deteriorada, por lo que consideramos prioritario que el Ente Regulador mantenga el espíritu del marco regulatorio y el Acta Acuerdo”*.

El 27/5/2016 el ENARGAS dirige a CUYANA la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4917 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.

Ese mismo día el ENARGAS emite la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4917, dirigida a CUYANA, 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 CUYANA, con presencia de funcionarios del ENARGAS, realizó la apertura de las propuestas presentadas en el marco del Concurso para realización de LA AUDITORIA.

El 13 de junio la Distribuidora envía la NOTA GAF N° 2433/16 al Ente Regulador en la que adjuntó el análisis de las ofertas y la precalificación de los oferentes, señalando que el resultado de la evaluación arrojó el siguiente listado de Consultoras, en orden descendente según el Factor de Adjudicación:

- 1) PSI (Planeamiento Sistemas Infraestructura S.A.) y Abelovich, Polano y Asociados
- 2) LEVIN GLOBAL
- 3) MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES
- 4) DELOITTE S.A.

Informó asimismo la Licenciataria (NOTA GAF N° 2456/16) que toda la información relacionada con la nota anterior y sus anexos fue subida al SARI, a cuyos efectos adjuntó el número de comprobante de la operación.

Por su parte, el ENARGAS efectuó un análisis propio de los factores de adjudicación para las distintas ofertas presentadas a CUYANA, 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° 209 del 6/7/2016 (y anexos), indicando que la propuesta de PSI (Planeamiento Sistemas Infraestructura S.A.) y Abelovich, Polano y Asociados resultó ser la más conveniente para CUYANA.

Con fundamento en dicho informe y el Informe GAL N°1154/16 de la Gerencia de Asuntos Legales, el ENARGAS dictó la Resolución I/3889 del 7 de julio de ese año, en la que instruyó a CUYANA a suscribir la documentación pertinente para la contratación de PSI (Planeamiento Sistemas Infraestructura S.A.) y Abelovich, Polano y Asociados (en adelante, LA CONSULTORA) para la realización de LA AUDITORIA.

Continúa el expediente con la presentación de la NOTA GAF N° 4462/16 de CUYANA de fecha 12/9/2016 mediante la cual remite el primer informe de avance de LA CONSULTORA de agosto de 2016 en el que esta última señala, en el apartado 3.6 “Estructura de costos y factores de ajuste” que a fin de conformar la estructura de costos se estaba realizando la carga de la información que surgía de las órdenes de compra emitidas por la Licenciataria en los últimos dos años previos a LA AUDITORIA, junto con datos de elaboración propia de LA CONSULTORA, y que asimismo se estaba avanzando en la identificación de la estructura de las instalaciones físicas.

Señala LA CONSULTORA que dentro de los principales rubros de la estructura ha identificado: mano de obra, materiales, impuestos, gastos generales y beneficio.

Por último, LA CONSULTORA sostiene *“en referencia a este tema encontramos dos dificultades, la primera es la inexistencia de la división de los costos de obra de acuerdo a la*

*estructura de costos planteada en el pliego y por otro lado el encontrar índices representativos de los potenciales rubros propuestos, más aún cuando no se ha elaborado los empalmes que permitan dar continuidad a las series estadísticas principales aplicadas en el presente año”.*

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), 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.

El 18/10/2016 CUYANA envía al ENARGAS mediante NOTA GAF N° 5041/16 el segundo informe de avance elaborado por LA CONSULTORA respecto de las actividades realizadas en el período 27/08/2016 al 27/09/2016, en el que, respecto de los temas señalados, se informó que se había avanzado en la identificación de fuentes de oficiales, tanto nacionales como extranjeras, *“a fin de seleccionar aquellas cuyo comportamiento se ajuste razonablemente o en forma compatible con los valores obtenidos para las instalaciones valuadas a nuevo”*.

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, por ser quien el Ente Regulador entendió que se encontraba analizando la NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 del 16/9/2016 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 CUYANA.

Con fecha 17/11/16 CUYANA envía al ENARGAS (NOTA GAF N° 5609/16) los anexos de la Base Tarifaria consolidados desde el año 1993 hasta el 2015 teniendo en consideración el criterio de bajas requerido por el ENARGAS en su NOTA N° 3551/16.

Posteriormente, el día 2/12/16 ingresa al ENARGAS la presentación de CUYANA identificada como Actuación ENARGAS N° 39880/16, en la que se adjuntó un Informe Preliminar de LA AUDITORIA, de fecha noviembre 2016, a cuyos efectos la Licenciataria aclaró que dado el carácter preliminar del mismo no debía considerarse como definitivo, razón por la cual hizo expresa reserva de derechos.

Finalmente, el 12/12/2016 CUYANA presenta la NOTA GAF N° 5874/16 en la que adjuntó el Informe Definitivo de LA AUDITORIA, de diciembre de 2016, pero mantuvo su postura de realizar expresa reserva amplia de derechos.

Para la determinación del valor de la Base Tarifaria al inicio, la CONSULTORA tomó como partida el valor de la Base Tarifaria determinado en la última Revisión Quinquenal de Tarifas y que fuera oportunamente suministrado por el ENARGAS.

En el Anexo III – Ajuste de la Base Tarifaria la CONSULTORA explicita los criterios utilizados para la valuación y ajuste de la misma, respecto de lo cual señaló que llevó a cabo el procedimiento en un todo de acuerdo con los lineamientos establecidos en el “Anexo I – Criterios para la Determinación de la Base de Capital” elaborado por el ENARGAS. Aclaró que en primer lugar se definió una estructura de costos, luego la incidencia de las fuentes de ajuste e identificación de dichas fuentes, tomó los valores residuales agrupados para cada rubro de acuerdo al mes de incorporación al activo, aplicó la fórmula de ajuste establecida y sumó los valores actualizados de cada mes, de modo que obtuvo así el valor ajustado a diciembre de 2015 para cada rubro y subzona.

Continúa la CONSULTORA indicando que la selección de índices se vio condicionada por la interpretación de “índices oficiales” realizada por el MINISTERIO, señalando que la misma dio la posibilidad de contemplar “índices oficiales alternativos”, lo que de acuerdo a lo enunciado por la firma auditora, *“En este contexto fue posible recurrir a dichas fuentes como un camino*

*que permitió atenuar las distorsiones que se observan al comparar los valores ajustados con los que resultan del análisis de Valor a Nuevo de los Bienes de Uso”.*

Con respecto a la estructura de costos, la CONSULTORA señaló en el apartado 6.2 “Estructura de Costos”, si bien contó con la colaboración de CUYANA, *“no se dispuso de información sistemática para discriminar la estructura de costos por: materiales, mano de obra, equipos, gastos generales, etc. ya que su composición estaba afectada por las diferencias en la naturaleza de las obras, sus precios y/o modalidades de contratación”.* Y consideró conveniente por lo tanto utilizar en su defecto la estructura de costos que surgió de la valuación a nuevo de las instalaciones y/o bienes afectados a la prestación del servicio.

A partir de lo expuesto, en el apartado 3 del informe “Matriz de coeficientes e índices” del Anexo III, la CONSULTORA presentó los índices y su ponderación por rubro y en el apartado 4 “Análisis de fuentes” se listan los índices seleccionados la firma auditora, los que se listan a continuación, a cuyo respecto señaló que *“en los últimos años se ha planteado una controversia sobre la confiabilidad de los índices producidos por el INDEC que ha puesto en duda su representatividad como indicadores de evolución de costos, tarifas y precios. Por esta razón se han analizado variantes de indicadores de manera de poder establecer entre qué niveles puede variar la base tarifaria al elegir uno u otro indicador”.*

Los índices seleccionados por la CONSULTORA fueron los siguientes:

- Índice de la construcción de Mendoza – Materiales Mendoza – elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas de Mendoza, base 1998
- Índice de la construcción de Mendoza – Renglón salarios elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas de Mendoza, base 1998
- Índice del Costo de la Construcción de Mendoza – Nivel general elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas de Mendoza, base 1998
- Tipo de cambio del dólar estadounidense elaborado por el BCRA, base 1993
- 27-Producto metálico básico nacional – IPIM elaborado por el INDEC
- 29-Máquinas y equipos nacionales – IPIM elaborado por el INDEC
- 2413- Sustancias plásticas y elastómeros – IPIM elaborado por el INDEC
- 272- Productos de minerales no ferrosos en formas básicas – (90% aluminio) – IPIM elaborado por INDEC
- 36- Muebles y otros productos industriales – IPIM elaborado por INDEC
- ISBIC Salarios básicos de la industria y la construcción - personal calificado elaborado por el Ministerio de Trabajo de la Nación base 1988

Por otra parte, con relación a la determinación de la Base Tarifaria por el criterio del valor técnico LA CONSULTORA señaló que había podido verificar el buen criterio y profesionalismo de la Licenciataria en el mantenimiento y gestión de los activos por lo que no había correspondido efectuar ningún ajuste al Valor Residual de los bienes activados.

Los resultados obtenidos por la CONSULTORA (Asociación entre las firmas PSI Sociedad Civil de Asesoramiento – Abelovich, Polano & Asociados) en la valuación de la Base de Capital de CUYANA se exhiben en la tabla a continuación:

<b>Base Tarifaria CUYANA - s/LA CONSULTORA</b>	Millones de pesos
Valor contable (actualizado al I semestre 2016, incluye inversiones a junio 2016)	<b>4.873,48</b>
Valor técnico (al 30/06/2016)	<b>15.567,50</b>

LA CONSULTORA realizó, además, a pedido de la Licenciataria el valor de la base de capital por extensión de las vidas útiles de los activos en razón de las mejoras tecnológicas.

Continúa el expediente con una solicitud de vista del Expediente N° 17424 por parte de CUYANA del día 13/1/2017 (Actuación ENARGAS N° 1325/17), quedando asentado que el día 18/1/2017 la Licenciataria compareció ante el ENARGAS y tomó vista del mismo.

El 31/1 de ese año la Licenciataria se dirigió al ENARGAS mediante NOTA GAF N° 366/17 en la que informa que remitió por SARI los anexos del Informe Final de LA AUDITORIA, en formato Excel.

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.

Continúa el expediente con un nuevo pedido de vista del Expediente N° 17424 por parte de CUYANA el 30/3/2017 (Actuación ENARGAS N° 9651/17).

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 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 (INFORME INTERGERENCIAL GDYE/GD N° 83/17) y aprobó el valor de la Base Tarifaria de CUYANA.

### **26.3. 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 las cláusulas 12 y 16; 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 de la Nación).

En primer lugar, corresponde señalar que en el desarrollo del Concurso para la contratación de la firma auditora que pudiera llevar adelante LA AUDITORIA, si bien se habían preseleccionado cinco empresas o asociaciones de firmas que fueron convocadas a cotizar, al momento de la apertura de los sobres resultó que una de ellas (QUANTUM S.A.) no cotizó. En consecuencia, no habiéndose alcanzado el mínimo de oferentes establecido en la cláusula 12.7 el ENARGAS debería haber solicitado la presentación de al menos un candidato más, tal como lo requirió en otros casos.

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 su parte, 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 \$ 4.665,7 MM.

En virtud de lo expuesto se puede concluir que el ENARGAS, en pleno ejercicio de las facultades y competencias establecidas en las Actas Acuerdo, actuó conforme a las pautas establecidas en las Cláusulas 12 y 16 de dichas actas, 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 CUYANA, 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”.*

Como se mencionó también en los antecedentes, el 11 de noviembre de 2016 se pronunció al respecto el MINISTERIO señalando 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”.*

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 han encontrado obrantes en el expediente estudios de la propuesta de índices de ajuste realizada por PSI Sociedad Civil de Asesoramiento – Abelovich, Polano & Asociados, ni argumentos para descartar su tratamiento.

Asimismo, corresponde señalar, con relación a la propuesta de actualización efectuada por PSI Sociedad Civil de Asesoramiento – Abelovich, Polano & Asociados, que no surge del informe de LA CONSULTORA la lógica de la metodología para la selección de índices. Como consecuencia de ello, resulta al menos ambiguo que en ciertos rubros, de gran relevancia en el valor del activo de la Licenciataria (como gasoductos, ramales, conductos de media y baja presión), se utilizaron tanto el ICC-Materiales Mendoza como indicadores que componen el IPIM elaborado por INDEC para la actualización de los valores históricos, sin detalle o consideración alguna respecto de los motivos para la selección y uso de un indicador de precios de la Provincia de Mendoza en combinación con indicadores de precios a nivel nacional.

Igual consideración corresponde realizar con respecto a la selección de los índices de ajuste de las componentes de salario, ya que en los rubros de activo de gran relevancia de la Distribuidora la CONSULTORA optó por aplicar el Índice de la construcción de Mendoza – Renglón salarios (ICC-S de la columna E de la “Matriz de coeficientes e índices” del apartado 6.3 del informe final de la firma auditora), sin detalle o consideración alguna respecto de los motivos para la selección y uso de un indicador de costo de mano de obra elaborado por la Provincia de Mendoza, mientras que para otros rubros del activo propuso el ISBIC como índice de actualización.

Asimismo, cabe señalar, en cuanto a lo actuado por LA CONSULTORA en el análisis de la estructura de costos e índices de actualización del valor contable de la Base de Capital, que resulta llamativo que los ponderadores propuestos en la matriz de la estructura de costos por activo para CUYANA (al igual que los índices de precios) coinciden exactamente con aquellos propuestos por la misma firma auditora (PSI – Abelovich, Polano y Asociados) para la distribuidora Gas Natural Ban (Naturgy) (véase fs. 1312 y 1313 Expediente ENARGAS N° 17424; y fs. 2535 y 2536 del Expediente ENARGAS N° 12344)

En cuanto a los argumentos empleados por la Consultora Villares y Asociados en su informe final para la selección de los índices que fueran 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.

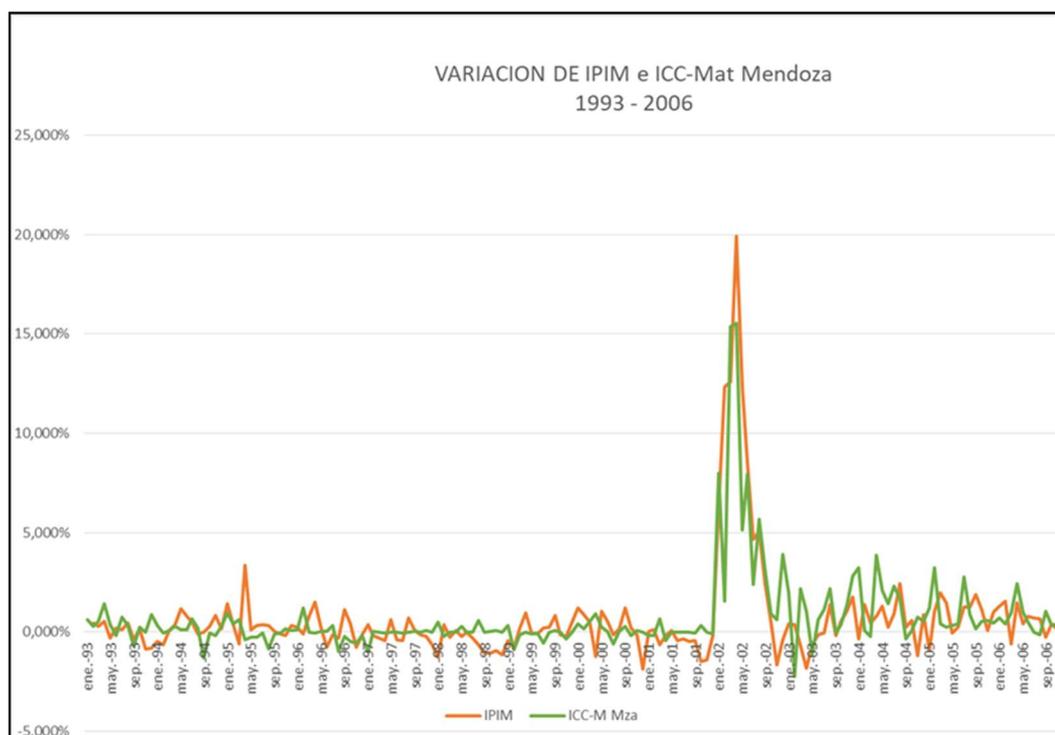
A tales efectos, señala la consultora en el Capítulo III – Determinación de la Base de Capital de su informe final de auditoría que se descartó el Índice de Costos de Materiales publicados por la Cámara Argentina de la Construcción por tratarse de un organismo no oficial.

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 surge que el comportamiento de las variaciones en ambos índices a lo largo de todo el intervalo de tiempo es similar; es decir, 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 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.

En tal sentido, con fundamento en la Cláusula 19 del Acta Acuerdo 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 PSI Sociedad Civil de Asesoramiento – Abelovich, Polano & Asociados en el marco de LA AUDITORÍA realizada sobre la Base Tarifaria de CUYANA, 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%
<b>Promedio ponderado de todos los ítemes</b>		<b>37,3%</b>	<b>62,7%</b>
<b>Prom. ponderado gasoductos y plantas compresoras</b>		<b>43,2%</b>	<b>56,8%</b>

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 representan, 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 CUYANA, teniendo en cuenta los datos detallados por LA CONSULTORA respectiva en los correspondientes informes de auditoría, y teniendo en cuenta la ponderación sobre los valores contables actualizados, se observa que la relación entre salarios y precios de los materiales es similar a aquella considerada por el ENARGAS en la ponderación del factor de actualización utilizado, si consideramos solo los rubros de Gasoductos y Redes, muy similar si se consideran todos los rubros de la estructura de la compañía tal como se puede observar en el cuadro a continuación:

**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**

RUBROS DE LA BASE DE ACTIVOS	VALOR CONTABLE RESIDUAL DE LA BAC AJUSTADO (EN M\$)	ESTRUCTURA DE COSTOS	
		SALARIOS (MANO DE OBRA)	ICC, MATERIALES, MAQUINAS Y EQUIPOS, OTROS
EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES CIVILES	54.427,08	0,0%	100,0%
TERRENOS	-	0,0%	100,0%
OTRAS INSTALACIONES TÉCNICAS	41.733,73	0,0%	100,0%
MAQUINARIAS Y EQUIPOS	19.911,29	0,0%	100,0%
HERRAMIENTAS	651,53	0,0%	100,0%
RODADOS	9.871,22	0,0%	100,0%
MUEBLES Y ÚTILES	3.927,82	0,0%	100,0%
SISTEMAS INFORMATICOS	12.692,01	83,3%	16,7%
SISTEMA SCADA	15.196,84	65,9%	34,1%
EQUIPOS DE TELECOMUNICACION	9.797,63	50,8%	49,3%
ERP	143.031,78	24,4%	75,6%
PLANTAS COMPRESORAS	2.281,55	29,2%	70,8%
RAMALES AP	706.346,09	44,4%	55,6%
GASODUCTOS	1.374.134,61	44,2%	55,8%
CONDUCTOS Y REDES MBP ACERO	1.020.427,50	51,1%	48,9%
CONDUCTOS Y REDES MBP PE	1.221.441,12	41,8%	58,2%
MEDIDORES	186.422,09	38,8%	61,2%
<b>Promedio ponderado de todos los itmes</b>		<b>43,3%</b>	<b>56,7%</b>
<b>Prom. ponderado gasoductos y redes</b>		<b>44,3%</b>	<b>55,7%</b>

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LOS INFORMES DE PSI - ABELOVICH, POLANO Y ASOCIADOS

## **27. ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO PARA CAMUZZI GAS DEL SUR SA**

### **27.1. ANTECEDENTES**

El Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Licencia celebrada entre el Estado Nacional y SUR, 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:

*“12.6 - 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.*

*12.7 - Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de firma del ACUERDO TRANSITORIO, 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, 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, mediante la convocatoria de un Concurso Privado al que invitará como mínimo a CINCO (5) consultores propuesta por el LICENCIATARIO, no siendo recurrible dicha elección por parte del mismo.*

*Todas las valuaciones de los bienes referidos se efectuarán en la moneda nacional, y serán ajustados por coeficientes locales representativos de la variación de los costos de dichas inversiones (...).”*

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 según lo indicado en la cláusula décimo segunda, párrafo 12.7”.*

Por otra parte, cabe señalar que en la Cláusula Décimo Novena del Acta de SUR, 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, con respecto a las normas que rigieron la valuación de la Base de Capital, corresponde señalar que, en virtud de que la RTI se enmarcó en un proceso de renegociación contractual entre la autoridad concedente de la licencia y la empresa Licenciataria, prevalecieron 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 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:

- ACTA ACUERDO del 23/10/2008 ratificada por el PEN por Decreto N° 923/2010.
- EXPEDIENTE ENARGAS N° 17426 – CONTRATACIÓN - CONSULTOR BASE TARIFARIA – RTI – CAMUZZI GAS DEL SUR

El expediente se inicia el 13 de abril de 2016 con la NOTA ENRG/GDyE/GAL N° 2874 en la que el ENARGAS solicita a SUR 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.

El listado enviado por SUR el 21/4/2016 (identificado como Actuación ENARGAS N° 10633/16), junto con los antecedentes requeridos, está compuesto por las siguientes Consultoras o grupo de Consultoras:

- CROWE HORWARTH-HORWARTH CONSULTING S.A.
- MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L.
- PSI CONSULTORES – ESTUDIO ABELOVICH, POLANO Y ASOCIADOS
- LEVIN – GRANT THORNTON
- LEZA, ESCRIBANA Y ASOCIADOS – PKF ADISUR
- VILLARES Y ASOCIADOS – RV CONSULTORES S.A.
- BECHER Y ASOCIADOS S.R.L. – BDO
- INTEGRA CONSULTORES

Seguidamente se incorpora al expediente el denominado “Anexo I – Base de Capital – Transportadoras y Distribuidoras” de mayo de 2016 junto con el modelo de Pliego para el llamado a concurso para la contratación de LA AUDITORIA.

El 3/5/2016 (NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3553/16) el ENARGAS envía a SUR el pedido inicial de información relativo a la Base Tarifaria; particularmente solicitó datos de altas y bajas correspondientes al período comprendido entre el 1/1/2001 y el 31/12/2015, que debían ser enviados conforme el Anexo I “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)”, adjunto a dicha nota.

El mismo día el Ente Regulador cursa a SUR la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3563/16 mediante la cual aprobó el listado de Consultoras propuesto por la Licenciataria y remitió el Modelo de Pliego y los Términos de Referencia elaborados por el ENARGAS para el llamado a Concurso para la contratación, por parte de SUR, de la firma auditora que llevaría a cabo LA AUDITORÍA, que incluían 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.

Al respecto cabe señalar el apartado 4 de los “Criterios para la Determinación de la Base de Capital” que establecían:

*“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 día 20/5/16 (NOTA CAMUZZI AR/JR/GO/1122) SUR solicita al ENARGAS un plazo adicional de diez días para la presentación de la información requerida como pedido inicial mediante NOTA ENRG N° 3553/16, remitiendo dicha solicitud por SARI el día 23/5/2016 (asunto que fue informado formalmente mediante Nota AR/JR/GO/er/1137).

El 27/5 el ENARGAS emite la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4918 dirigida a SUR 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”*.

Con igual fecha el ENARGAS emite la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4921/16 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 31/5/16 la Licenciataria, en presencia de funcionarios del ENARGAS, realizó la apertura de las propuestas presentadas en el marco del Concurso para realización de LA AUDITORIA, cuya acta consta a fs.913 y 914 del expediente bajo análisis y donde se observa que una de las firmas (Integra Consultores y Servicios S.A.) no cotizó.

El 8/6/2016 la distribuidora remite al ENARGAS (mediante NOTA AR/JR/GC/er/1291) la información inicial referida a la Base Tarifaria requerida por el ente regulador en su NOTA ENRG N° 3553/16, señalando que *“dado el tiempo transcurrido hasta la firma del Acuerdo de Renegociación de Contratos entre mi representada y el Poder Ejecutivo Nacional, y hasta el desarrollo de la Revisión Tarifaria Integral objeto de la presente nota, esta Distribuidora considera pertinente señalar que este proceso se realiza luego de 13 años de la sanción de la Ley de Emergencia Económica, período de alta inflación y de restricciones financieras propias para la realización de inversiones, lo que ha provocado un considerable deterioro de la Base Tarifaria”* y agrega que *“consideramos de suma importancia que esa Autoridad Regulatoria tome en cuenta lo precedentemente expuesto y considere para la determinación del valor de dicha Base Tarifaria, el principio básico de inversiones (...)”*.

El mismo día, SUR envía al Ente Regulador (mediante nota identificada como Actuación ENARGAS N° 16399/16) un análisis de las ofertas recibidas siguiendo, según informa, los lineamientos establecidos por el ENARGAS en la Parte II del Pliego. Al respecto manifiesta SUR la relevancia de la adjudicación de una misma Consultora para la realización de LA AUDITORIA de CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. y CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. dado que comparten la Administración Central, y dicho extremo se encontraba ya previsto en el art. 5 de la Parte I del

Pliego. En tal sentido, aclara la Licenciataria que todas las consultoras presentan una nómina alternativa de personal que podría afectarse a las tareas de auditoria en el supuesto caso que resultasen adjudicatarias de ambos concursos.

El análisis de las propuestas llevado a cabo por SUR dio como resultado el siguiente listado de Consultoras, en orden descendente según el Factor de Adjudicación establecido en el Pliego:

- 1) LEVIN – GRANT THORNTON
- 2) PSI CONSULTORES – ESTUDIO ABELOVICH, POLANO Y ASOCIADOS
- 3) MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L.
- 4) VILLARES Y ASOCIADOS – RV CONSULTORES S.A.
- 5) LEZA, ESCRIÑA Y ASOCIADOS – PKF ADISUR
- 6) CROWE HORWARTH-HORWARTH CONSULTING S.A.

Por su parte, el ENARGAS efectuó un análisis propio de los factores de adjudicación para las distintas ofertas presentadas a SUR, 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° 211 del 6/7/2016 (y anexos), indicando que la propuesta de MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L. resultó ser la más conveniente para SUR.

Con fundamento en dicho informe y el Informe GAL N°1148/16 de la Gerencia de Asuntos Legales, el ENARGAS dictó la Resolución I/3886 del 7 de julio de ese año, en la que instruyó a SUR a suscribir la documentación pertinente para la contratación de MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L. (en adelante, LA CONSULTORA) para la realización de LA AUDITORIA, la que fue notificada a SUR el día 11/7/2016 (NOTA ENRG/SD N° 6224/16).

Realizada la contratación, el 26 de agosto de 2016 SUR informa que LA CONSULTORA solicita una prórroga de diez días contados a partir del vencimiento original para la presentación del primer informe de avance del estudio para la realización de LA AUDITORIA.

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), 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.

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 16/9/2016 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 28 de octubre de 2016 SUR remite el primer informe de avance de LA CONSULTORA (NOTA AR/JR N° 2512) en el que esta última señala, con relación a la determinación de la estructura de costos, que se han basado en información de obras propias de la distribuidora, realizadas durante el período auditado, aplicando dicha estructura tanto para instalaciones incorporadas al inicio de la concesión como a aquellas cedidas por terceros.

Agrega también LA CONSULTORA en el punto 2 “Estructura de Costos” del capítulo “Determinación de la Base de Capital” de su Primer Informe de Avance, que había considerado para la composición de los costos, por unidad de negocio de SUR, y para la propuesta de índices oficiales asociados para su actualización, por cada ítem del activo, diferentes unidades constructivas de acuerdo a las características de cada uno, considerando su costo de construcción, formando luego una fórmula polinómica compuesta por la participación de los distintos componentes del costo de las instalaciones, diferenciando entre componentes que provienen del exterior de aquellos de procedencia local y aplicando “índices representativos”. En este caso, LA CONSULTORA presentó una base de índices entre los que se incluyeron series de precios publicados por el INDEC, el Ministerio de Trabajo y el BLS de Estados Unidos de América.

El día 11 de noviembre de 2016 se incorporó al expediente la respuesta del Ministro del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION (mediante NO-2016-03240081-APN-MEM) a la consulta efectuada por el ENARGAS en la citada Nota ENRG N° 8827/16. 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 SUR (NOTA ENRG GDYE/GAL/I N° 10676/16).

Posteriormente, con fecha 29/11 SUR (por Actuación ENARGAS N° 39292/16) presentó al ENARGAS el Informe Final de LA AUDITORIA realizado por LA CONSULTORA.

Cabe indicar con respecto a la determinación de la estructura de costos que se observa que LA CONSULTORA empleó la metodología ya señalada en su primer informe de avance respecto a la desagregación de la estructura por los componentes de la cadena de costos que la conforman, por unidad de negocio de SUR, y la ajustó por una fórmula polinómica que contempló la incidencia de cada uno en la composición del activo, aplicando luego los índices oficiales que LA CONSULTORA consideró más representativos de la variación de los costos en el tiempo.

Señala LA CONSULTORA en el apartado 2.3 “Índices de ajuste” del capítulo “2 - Estructura de Costos” que la base de índices de precios utilizada contempla indicadores publicados fundamentalmente por el INDEC y por el MINISTERIO DE TRABAJO, y las series se extendieron, a pedido del ENARGAS, hasta agosto de 2016 (en lugar de diciembre de 2015 como estaba establecido originalmente en el Pliego).

El listado y serie de tiempo de los indicadores utilizados se incorporó como Anexo 5 del informe final. Allí se menciona que fueron utilizados para las polinómicas de actualización los siguientes indicadores:

- Motores, generadores y transformadores eléctricos (311)
- Aparatos de distribución y control eléctrico (312)
- Conductores eléctricos (313)
- Cemento y cal (2694)
- Muebles y otros productos industriales (316)
- Vehículos automotores (341)
- Artículos de hormigón, cemento y yeso (2695)
- Productos metálicos para uso estructural (2811)
- Máquinas y equipos de uso especial (292)
- Gas Oil (33360-1)
- Dólar

- ICC- Nivel General
- Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC)-para personal calificado
- Caños y tubos de polietileno (36320-3)
- Chapas de hierro/acero (91211-1)

En nota al pie del cuadro “Anexo 5: Índices de ajuste de las Polinómicas” se señala que la mayoría de los ellos fueron empalmados por ISBIC (del listado anterior, sólo quedaron fuera de dicha consideración los indicadores Dólar, ICC-Nivel General y el propio ISBIC) y que los índices de materiales específicos del 2016 fueron empalmados por IPIB Nivel General.

Por otra parte, con relación a la determinación de la Base Tarifaria por el criterio del valor técnico de reposición LA CONSULTORA aclaró que procedió a la valorización de cada bien según su precio al 31-8-2016 contemplando el valor de reposición, considerando para todos los bienes, aún aquellos amortizados al año 2015, una vida útil siempre que los mismos se encontraran en operación y funcionando.

Los días 29/12/2016 (NOTA AR/JR/GC/er/3008) y 11/1/2017 (Nota AR/JR/GC/er/0066) SUR presenta sendos informes complementarios de LA CONSULTORA en los que se agregaron, por un lado, las amortizaciones de todo el período hasta primer semestre de 2016, y por el otro, las amortizaciones e inversiones del segundo semestre de 2016, todo ello a requerimiento de la Autoridad Regulatoria.

El resultado obtenido por LA CONSULTORA en la valuación de la Base de Capital de SUR se encuentra resumido en el cuadro a continuación:

<b>Base Tarifaria CAMUZZI GAS DEL SUR - s/LA CONSULTORA</b>	Millones de pesos
Valor actualizado por polinómica de costos (incluye inversiones del 2016)	<b>4.616,5</b>
Valor técnico (a diciembre de 2015)	<b>8.360,4</b>

El 21/2/2017 la Licenciataria solicita al ENARGAS vista del Expediente N° 17.426, aquí bajo análisis, que concretó el día 22/2/2017 de acuerdo a la constancia que obra a fs. 1482 de dicho expediente.

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 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 (INFORME INTERGERENCIAL GDYE/GD N° 20/17) y aprobó el valor de la Base Tarifaria de SUR.

## **27.1. 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 las cláusulas 12 y 16; 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 de la Nación).

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, a excepción del plazo para la presentación del primer informe de avance de LA AUDITORIA, en el que LA CONSULTORA solicitó una prórroga de 10 días sobre la fecha original de vencimiento.

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 **\$ 4.770,626 MM.**

En virtud de lo expuesto se puede concluir que el ENARGAS, en pleno ejercicio de las facultades y competencias establecidas en las Actas Acuerdo, actuó conforme a las pautas establecidas en las Cláusulas 12 y 16 de dichas actas, 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 SUR, 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”*.

Sin embargo, cabe señalar al respecto que, en el caso de SUR, la redacción de la cláusula 12ª preveía específicamente que *“Todas las valuaciones de los bienes referidos se efectuarán en la moneda nacional, y serán ajustados por coeficientes locales representativos de la variación de los costos de dichas inversiones (...)”*.

Como se mencionó también en los antecedentes, el 11 de noviembre de 2016 se pronunció al respecto el MINISTERIO señalando 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”*.

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) 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.

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 han encontrado obrantes en el expediente estudios de la propuesta de índices de ajuste realizada por Mercados Energéticos y Bértora y Asociados, ni argumentos para descartar su tratamiento, particularmente con relación a los índices de variación de precios de los materiales propuestos por LA CONSULTORA, que en general presentan variaciones menores a las observadas en el ICC-Materiales de Mendoza y el índice combinado.

Asimismo, corresponde señalar, con relación a la propuesta de actualización efectuada por Mercados Energéticos y Bértora y Asociados, que no surge del informe de LA CONSULTORA el período de empalme de los índices de materiales con el ISBIC ni la metodología utilizada a tales efectos.

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 Mercados Energéticos y Bértora y Asociados 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.

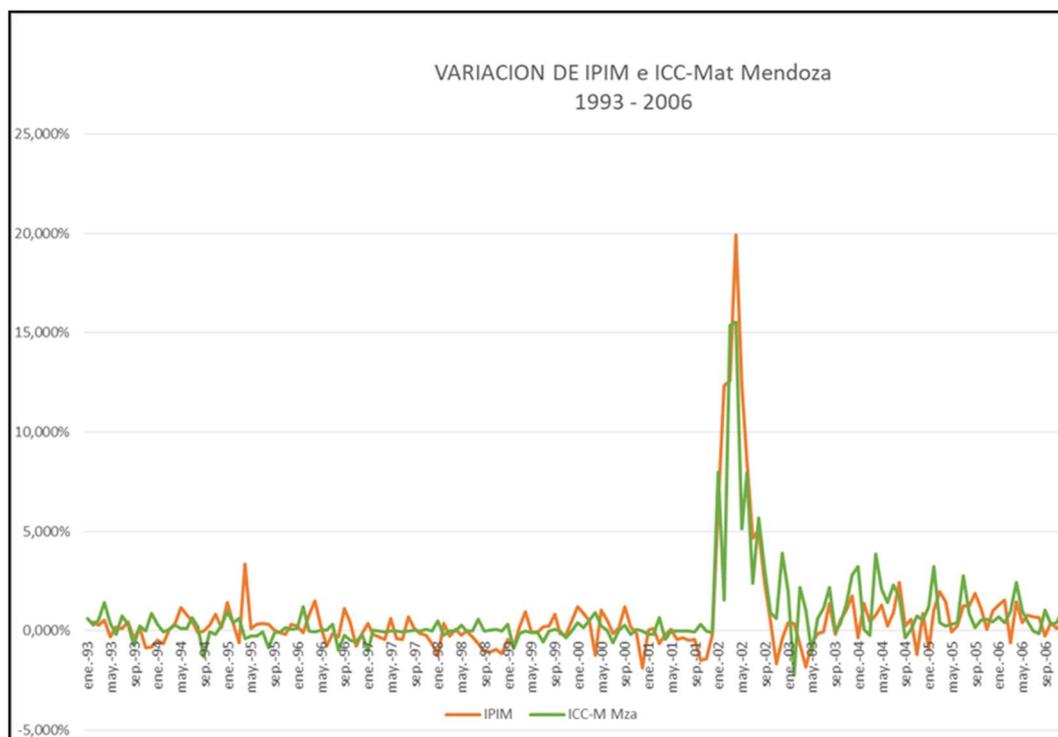
A tales efectos, señala la consultora en el Capítulo III – Determinación de la Base de Capital de su informe final de auditoría que se descartó el Índice de Costos de Materiales publicado por la Cámara Argentina de la Construcción por tratarse de un organismo no oficial.

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 surge que el comportamiento de las variaciones en ambos índices a lo largo de todo el intervalo de tiempo es similar; es decir, 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 2016 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 y la cláusula 12.7 de las Actas Acuerdo, las Consultoras debían efectuar un análisis de la estructura de costos de cada una de las licenciatarias a fin de que el ENARGAS

podiera expedirse respecto de los índices propuestos por dichas consultoras, asociados a las estructuras de costos analizadas.

En tal sentido, con fundamento en la Cláusula 19 del Acta Acuerdo 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 Mercados Energéticos Consultores S.A. y Bértora y Asociados en el marco de LA AUDITORÍA realizada sobre la Base Tarifaria de SUR, 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%
<b>Promedio ponderado de todos los itmes</b>		<b>37,3%</b>	<b>62,7%</b>
<b>Prom. ponderado gasoductos y plantas compresoras</b>		<b>43,2%</b>	<b>56,8%</b>

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 representan, 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 SUR, teniendo en cuenta los datos detallados por LA CONSULTORA respectiva en los correspondientes informes de auditoría, se obtienen los siguientes resultados:

**CAMUZZI 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
EDIFICIOS	34.105,12	47,5%	52,5%
MAQUINARIAS Y EQUIPOS	15.018,38	3,5%	96,5%
PLANTAS INDUSTRIALES PROPANO	11.912,00	46,2%	53,8%
PLANTAS COMPRESORAS Y CILINDROS	28.676,87	50,6%	49,4%
RODADOS	40.462,43	3,0%	97,0%
MUEBLES Y ÚTILES	2.755,72	0,0%	100,0%
EQUIPOS DE COMPUTACION	9.613,19	3,5%	96,5%
EQUIPOS DE COMUNICACIÓN	5.985,80	14,4%	85,6%
ERP	41.283,97	50,6%	49,4%
GASODUCTOS	216.924,41	62,0%	38,0%
RAMALES	77.986,80	62,0%	38,0%
REDES PE Y ACERO	287.409,30	67,4%	32,6%
MEDIDORES	101.657,91	0,0%	100,0%
<b>Promedio ponderado de todos los ítems</b>		<b>50,0%</b>	<b>50,0%</b>
<b>Prom. ponderado gasoductos y redes</b>		<b>65,1%</b>	<b>34,9%</b>

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LOS INFORMES DE MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES S.A. Y BERTORA Y ASOCIADOS

Resulta evidente que la estructura de costos de la distribuidora, considerando como en el caso anterior solo sus principales activos (en este caso, gasoductos y redes), es muy distinta a aquella de la transportista; lo mismo ocurre si dentro de la ponderación se incluyen los medidores o se contempla el promedio ponderado de todos los rubros del activo.

En consecuencia, en principio podría suponerse que la definición por parte del ente regulador de un criterio de factor único para la actualización de la Base de Capital de todas las licenciatarias, 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, podría ser inadecuado. 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.

---

## **F. BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO**

---

### **28. ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO DE DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA SA**

#### **28.1. 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.

De acuerdo con el proceso de selección de las firmas auditoras descrito en el apartado correspondiente al análisis de la base tarifaria como activo económico financiero, resultó seleccionada para el caso de la Distribuidora de Gas de Cuyana SA (Ecogas Cuyo) a la consultora formada por “PSI Consultores SA y Abelovich, Polano y Asoc. SRL”.

#### **28.2. ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN**

Mediante nota ENRG/SD N° 06226 del día 11 de Julio de 2016, Enargas notifica a la Distribuidora sobre la designación de la consultora “PSI Consultores SA y Abelovich, Polano y Asoc. SRL” para llevar a cabo las tareas de auditoría.

Con fecha 12 de Setiembre de 2016 Ecogas Cuyo remite el primer informe de avance elaborado por la consultora, donde presenta los avances obtenidos a esa fecha, referidos a tareas generales, reuniones con la licenciataria, relevamientos de campo, definición de criterios de valuación, de selección de índices, definición de tamaño de la muestra a analizar, etc.

Respecto a la determinación del valor técnico de los bienes, indica que se definieron dos líneas de trabajo:

- Bienes que forman parte de un proceso constructivo
- Bienes que tienen integralidad propia

Para los bienes que forman parte de un proceso constructivo indica:

*“Para este tipo de bienes (por ejemplo, ramales, conductos y redes, estaciones de regulación, etc.) se definirá un costo de reproducción o de reposición de un bien igual o de características semejantes al bien analizado a la fecha de valuación.*

*En este sentido se iniciaron las tareas de adaptación del modelo matemático para definir los costos por unidad de medida (kilometro, unidad, etc.). Dichas tareas consisten en identificar los tipos constructivos que dispone Ecogas y luego actualizar la base de precios, definir los costos unitarios que se aplicarán para determinar el VNR.*

*Una de las tareas complementarias es la obtención de precios unitarios de los diferentes componentes, para lo que es de gran ayuda el conocimiento del mercado específico y el contacto fluido con los proveedores, que facilitan la información”*

En cuanto a los “bienes que tienen integralidad propia”, indica:

*“Para los bienes que representan una integralidad y de los cuales se pueden obtener precios de mercado, se ha iniciado el proceso de identificación (cantidad) de los mismos y compulsas de precios. ... A partir de aquí se definirá su precio, el destino (necesario o no para la actividad regulada), su estado de conservación y vida útil remanente.”*

Para la evaluación de la vida útil remanente y su estado de conservación, se menciona que se realizaron trabajos de inspección técnica, tomando contacto con personal de la distribuidora y verificando los estándares empleados, lo requerido por la norma NAG-100 y las exigencias de los procedimientos propios de la distribuidora.

Acerca de las visitas a las instalaciones se expresa:

*“Se visitaron las plantas del listado de muestreo, preparado oportunamente obteniéndose un informe de inspección y fotografías de dichas instalaciones”*

Con fecha 17 de Octubre de 2016, Ecogas Cuyana presenta el segundo informe de avance de la consultora, con una síntesis de las actividades desarrolladas, sin aportar datos o resultados parciales, repitiendo los conceptos del informe anterior.

Ecogas presenta en forma preliminar un informe completo elaborado por la Consultora con fecha 30 de noviembre de 2016 adjunto a la nota GAF N° 5771/16.

El Informe Definitivo de la consultora es presentado a Enargas el día 12 de diciembre de 2016 (Actuación 40601/16, obrante a fs. 1228).

Finalmente, el 30 de marzo de 2017 el ENARGAS elaboró el Informe técnico 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 (Informe Intergerencial GDYE/GD N° 83/17) y aprobó el valor de la Base Tarifaria de CUYANA.

Para la determinación del valor técnico de reposición de los activos de la distribuidora, la consultora detalla en el apartado 4.1 la metodología aplicada, como sigue:

*“i. Aplicar a cada tipo de activo un procedimiento de valuación que mejor se adapte a cada uno de ellos.*

*Particularmente para los activos esenciales del servicio se elaboró un modelo matemático en el que se reproducen los costos de construir a nuevo las instalaciones, incluyendo no sólo los materiales, sino también los equipos, mano de obra, impuestos, gastos generales, ingeniería y beneficios.*

*Para el resto de los bienes, fue posible aplicar procedimientos más directos al requerir consultas directas a los proveedores usuales de equipos y herramientas.*

*En cuanto al rubro “Inmuebles”, se utilizaron costos referenciales por metro cuadrado publicados para distintos modelos constructivos, según el tipo de edificación que se trate.*

*ii. Sobre la base del inventario físico y el relevamiento y análisis del costo unitario para cada tipo de activo se procedió a determinar el costo total a nuevo de los mismos, de acuerdo con la información de inventario brindada por la empresa.*

*iii. En paralelo fue realizado un análisis de las condiciones de mantenimiento y conservación de los activos.*

*El objetivo de este análisis fue el de determinar si el estado de los bienes dedicados al servicio de distribución de gas natural refleja la vida útil transcurrida o si, por el contrario, se hace necesario reducir la vida útil remanente debido a deficiencias en su conservación y mantenimiento.*

*Este análisis se complementó con visitas a cada uno de los inmuebles propiedad de la Licenciataria y con la inspección de los vehículos que allí se encontraban.*

*iv. Asimismo, la auditoría contable incluyó el análisis registral de algunos bienes (inmuebles, vehículos), como así también la determinación de la vida útil transcurrida y el saldo no amortizado de cada uno de los activos.*

*v. A partir de las conclusiones obtenidas de estos dos últimos puntos, se ajustó el valor a nuevo determinado en el punto iii., y así se calculó el valor técnico que se comparará con el valor contable ajustado.*

*vi. A solicitud de la Compañía se realizó un ajuste del valor residual técnico considerando la vida útil real de los activos existentes.*

*vi. No se ha podido determinar los valores físicos de las instalaciones aportadas por terceros. Por ello, la valuación de las mismas fue realizada considerando que todo el activo físico fue construido por la Compañía.”*

Respecto a la metodología descrita anteriormente se puede observar lo siguiente:

- Respecto a las visitas a las instalaciones de la compañía, no se hace referencia al *“informe de inspección y fotografías de dichas instalaciones”* que se mencionaba en los informes preliminares 1 y 2. Tampoco se adjunta ningún registro de dichas visitas ni se menciona un listado de las que fueron visitadas, ni el criterio de muestreo.
- No se hace distinción entre los activos propios y las obras cedidas por terceros, las cuales son consideradas al 100% de su valor de reposición, sin tenerse en cuenta los lineamientos establecidos en la Resolución 1660/2000 al respecto.

En el apartado 2 acerca de las “Consideraciones generales sobre la valuación”, indica que se han tenido en cuenta, entre otros temas:

*“Fecha de referencia: de acuerdo con los Términos de Referencia, la valuación se adoptó a precios de diciembre de 2015, que refleja el momento de análisis sobre el inventario de activos. Seguidamente se consideraron las altas y bajas informadas por la compañía en el primer semestre de 2016 y se ajustaron los valores del stock de bienes al 30.06.2016. Luego se incorporan las altas no auditadas del segundo semestre de 2016”*

*“Relevamiento de Precios: los precios de los bienes muebles e inmuebles fueron relevados en medios locales a partir de consultas a proveedores reconocidos y estimaciones propias. La volatilidad de las cotizaciones en los últimos meses puede restarle la precisión y exactitud deseada al trabajo. Sin embargo, a juicio del Consultor no altera sustancialmente ni invalida la valuación obtenida.”*

Es necesario aclarar que, si bien en el párrafo anterior se menciona *“la precisión y exactitud deseada”*, en ninguna parte del informe se indica cual es el valor deseado o el rango de precisión esperado de la estimación, dato básico en toda estimación de costos.

La valuación de activos se encuentra dividida por subzona: Cuyo y Malargüe.

En el apartado 4.2 del informe final “Determinación del valor a nuevo por tipo de activo: Área Cuyo” se detalla la metodología de valuación seguida por cada tipo de activo (terrenos, edificios, instalaciones en edificios, ramales y gasoductos, conductos y redes de media y baja presión en acero, conductos y redes de media y baja presión en polietileno, Plantas Compresoras, Estaciones de regulación y medición, instalaciones de medición y consumo, etc.).

El apartado 4.3 del informe final, se ocupa de la misma temática para el Área Malargüe, teniendo en cuenta que esta área cuenta con una planta de inyección de propano aire.

Analizaremos a continuación las valuaciones realizadas en este apartado, para gasoductos, ramales, redes de acero y polietileno y estaciones reguladoras de presión, las cuales representan en su conjunto más del 90% del total de los activos de la compañía.

En ninguno de estos casos se indican los precios unitarios considerados para realizar la determinación de los valores totales, así como tampoco se detallan los activos considerados. Solo se indican cantidades totales (km de ductos y redes, cantidades de estaciones reguladoras, etc.), pero sin especificar el detalle de su composición.

Por este motivo, las tablas que se presentan a continuación muestran los costos unitarios considerados, que han sido calculados por esta auditoría, en base a la información disponible en el informe de la consultora.

a) Ramales y Gasoductos

En el apartado 4.2.4 se detalla el cálculo realizado por la consultora para la valuación de los ramales y gasoductos del área Cuyo, haciendo una discriminación de estos por diámetro y presión de trabajo, llamando ramales a los que operan a 19 bar y 25 bar, y gasoductos a aquellos cuya presión de operación es entre 45 y 70 bar.

En la descripción de la metodología indica:

*“Para el cálculo de gasoductos se adoptó un criterio similar al de los ramales, según lo señalado por la Distribuidora, discriminado por diámetro de la cañería y por porcentual de reparación de pavimentos, según consta en el cuadro de valuación respectivo.*

*En el cálculo de Ramales de Alta Presión se consideró la rotura y reparación de pavimentos en casi la totalidad del tendido en diámetros menores de 12”, ya que los mismos se encuentran mayormente ubicados bajo pavimento, según las informaciones de la Distribuidora. No obstante, de acuerdo con las características de las localidades a alimentar, se discriminaron los módulos según un porcentual de reparación de pavimentos”*

La valuación para los activos a diciembre 2015 se muestra a continuación. El valor de los precios unitarios fue calculado por esta auditoría. Se considera un tipo de cambio de 15 \$/usd a junio de 2016. El coeficiente de actualización entre diciembre 2015 y junio 2016 es de 1,222, el cual fue definido por la consultora en su informe:

- Subzona Cuyo

Presión (BAR)	Diámetro (pulgadas)	Longitud (metros)	Total (\$)	P.Unitario (Dic-15) \$/pulg.m	P.Unitario (Jun-16) \$/pulg.m / usd/pulg.m	
70 - 45	4	106.124,00	237.192.411,71	558,76	682,81	45,52
	6	27.187,40	86.846.586,12	532,39	650,59	43,37
	8	53.568,94	223.881.954,38	522,42	638,39	42,56
	10	130.972,00	682.839.687,07	521,36	637,11	42,47
	12	358.408,05	2.251.842.862,77	523,58	639,81	42,65
	18	111.451,15	943.770.339,59	470,45	574,88	38,33
	24	82.269,19	960.512.612,25	486,47	594,46	39,63
Totales		<b>869.980,73</b>	<b>5.386.886.453,89</b>			

Presión (BAR)	Diámetro (pulgadas)	Longitud (metros)	Total (\$)	P.Unitario (Dic-15) \$/pulg.m	P.Unitario (Jun-16) \$/pulg.m / usd/pulg.m	
25	6	845,00	3.540.000,00	698,22	853,23	56,88
	8	59.983,00	297.092.131,00	619,12	756,56	50,44
	10	11.567,00	68.447.599,00	591,75	723,12	48,21
	12	40.399,00	286.444.592,00	590,87	722,04	48,14
	24	42.925,00	605.655.184,00	587,90	718,41	47,89
	30	6.080,00	104.734.889,00	574,20	701,68	46,78
Totales		<b>161.799,00</b>	<b>1.365.914.395,00</b>			

Presión (BAR)	Diámetro (pulgadas)	Longitud (metros)	Total (\$)	P.Unitario (Dic-15) \$/pulg.m	P.Unitario (Jun-16) \$/pulg.m / usd/pulg.m	
25-19	2	68.704,00	182.448.583,00	1327,79	1622,56	108,17
	3	252.212,00	894.770.688,00	1182,56	1445,09	96,34
	4	174.577,00	765.373.864,00	1096,04	1339,36	89,29
	6	223.709,00	1.314.344.141,00	979,21	1196,59	79,77
	8	104.335,00	712.912.630,00	854,11	1043,73	69,58
	10	51.168,00	400.725.330,00	783,16	957,02	63,80
	12	105.426,00	842.682.911,00	666,09	813,97	54,26
	24	4.661,0	77.178.020,00	689,93	843,09	56,21
Totales		<b>984.792,00</b>	<b>5.190.436.167,00</b>			

- Subzona Malargüe

Presión (BAR)	Diámetro (pulgadas)	Longitud (metros)	Total (\$)	P.Unitario (Dic-15) \$/pulg.m	P.Unitario (Jun-16) \$/pulg.m / usd/pulg.m	
25-19	2	855,00	1.548.021,32	905,28	1106,25	73,75
	3	504,00	1.246.767,46	824,58	1007,64	67,18
	4	5.119,00	18.307.335,23	894,09	1092,57	72,84
	6	21.887,00	90.270.403,16	687,40	840,00	56,00
Totales		<b>28.365,00</b>	<b>111.372.527,17</b>			

Se observa en las tablas de la subzona Cuyo, valores de precios unitarios decrecientes a medida que aumenta el diámetro de la cañería, y que oscilan entre un mínimo de 38,3 usd/pulg.m a 108,17 usd/pulg.m. Asimismo, los precios unitarios se incrementan para los ductos que operan a menores presiones, pudiendo inferirse que estos llevan una mayor proporción de reparación de pavimentos que los que operan a mas altas presiones, por ubicarse en zonas más urbanizadas.

En la tabla de la subzona Malargüe, los precios unitarios son menores para ductos que operan a la misma presión (25-19 bar) que los de la subzona Cuyo. Se aclara en esta tabla, que la única cañería que contempla reparación de pavimento es la de 4”.

b) Conductos y Redes de Media y Baja Presión Acero

En el apartado 4.2.5 se detalla el cálculo realizado por la consultora para la valuación de las redes de acero, discriminando solamente por diámetro.

En la descripción de la metodología indica:

*“Para la valorización de las redes de distribución de gas natural en servicio, se ha adoptado la conformación de módulos de 30.000 metros de tendido. Sobre la base de la información suministrada por la distribuidora, se determinó que a la fecha cuenta con más de 3 millones de metros de tendido de acero, según el siguiente detalle:*

Ø "	Acero Cantidad (m)	% sobre total
1,1/2"	1.541.827,83	49,61%
2"	830.393,38	26,84%
3"	287.720,16	9,37%
4"	240.381,62	7,75%
6"	95.979,60	3,05%
8"	36.995,05	1,17%
10"	5.1623,80	1,63%
12"	18.281,00	0,58%
<b>Total</b>	<b>3.103.202,44</b>	<b>100,00%</b>

Se define el módulo de cálculo de las redes de acero, de la siguiente manera:

Diámetro [pulgadas]	Cantidad [m]	% sobre el total
1,1/2"	15.300	51%
2"	7.500	25%
3"	4.200	14%
4"	2.100	7%
6"	900	3%
<b>Total</b>	<b>30.000,00</b>	<b>100%</b>

Luego indica para este módulo un valor según la variación del porcentaje de reparación de vereda. En la tabla siguiente se muestran los valores de dichos módulos y los precios unitarios calculados a partir de dicha información:

Tipo	Reparación de Veredas (RV)	Long (metros)	Monto (\$)	P.Unit. (Dic-15) (\$/m)	P.Unit. (Jun-16) (\$/m)
1	100% RV	30.000,00	37.804.823,00	1.260,2	1.539,9
2	60% RV	30.000,00	33.613.252,00	1.120,4	1.369,2
3	40% RV	30.000,00	30.713.748,00	1.023,8	1.251,1
4	30% RV	30.000,00	29.264.772,00	975,5	1.192,1
5	20% RV	30.000,00	27.814.177,00	927,1	1.133,0

El promedio ponderado de los precios unitarios da un valor de 1.407 \$/metro de red de acero a junio de 2016.

Respecto a la composición porcentual del modulo considerado para el cálculo, es decir la participación asignada a cada diámetro en el 100% de este, la consultora no explica porque adopta una composición porcentual distinta a la real composición de las redes de la distribuidora. De esta manera la valuación final a que se arriba con el método de cálculo propuesto no representa la composición de diámetros de las redes de la distribuidora.

En efecto, en la siguiente tabla se compara la composición real de la red de acero declarada por la Distribuidora y la que se obtiene asumiendo los porcentajes asignados a los módulos de cálculo, según la metodología aplicada por la consultora:

Ø	Acero	% Real	% Según Modulo de Cálculo	Composicion de la Red segun Cálculo
"	Cantidad (m)	sobre total		
1 1/2"	1.541.827,83	49,61%	51%	1.582.633,24
2"	830.393,38	26,84%	25%	775.800,61
3"	287.720,16	9,37%	14%	434.448,34
4"	240.381,62	7,75%	7%	217.224,17
6"	95.979,60	3,05%	3%	93.096,07
8"	36.995,05	1,17%	0	0,00
10"	51.623,80	1,63%	0	0,00
12"	18.281,00	0,58%	0	0,00
	3.103.202,44	100%	100%	3.103.202,44

Se observa en la tabla anterior que el valor técnico calculado representa una red distinta a la real de la Distribuidora.

c) Conductos y Redes de Media y Baja Presión Polietileno

En el apartado 4.2.6 se detalla el cálculo realizado por la consultora para la valuación de las redes de polietileno de la subzona Cuyo, discriminando solamente por diámetro.

En la descripción de la metodología indica:

*“Para la valorización de las redes de distribución de gas natural en servicio, se ha adoptado la conformación de módulos de 30.000 metros de tendido. Sobre la base de la información suministrada por la distribuidora, se determinó que a la fecha cuenta con más de 7 millones de metros de tendido de polietileno, según el siguiente detalle:*

Ø mm	Polietileno Cantidad (m)	% sobre total
50	4.108.973,26	52,18%
63	1.909.588,79	24,25%
90	1.199.712,80	15,23%
125	576.123,16	7,32%
180	80.365,51	1,02%
<b>Total</b>	<b>7.874.763,52</b>	<b>100,00%</b>

*Se define el módulo de cálculo de las redes de polietileno, de la siguiente manera:*

Diámetro [mm]	Cantidad [m]	% sobre el total
50	15.300	51%
63	7.500	25%
90	4.200	14%
125	2.100	7%
180	900	3%
<b>Total</b>	<b>30.000,00</b>	<b>100%</b>

Luego indica para este módulo un valor según la variación del porcentaje de reparación de vereda. En la tabla siguiente se muestran los valores de dichos módulos y los precios unitarios calculados a partir de dicha información:

Tipo	Reparación de Veredas (RV)	Long	Monto	P.Unit. (Dic-15)	P.Unit. (Jun-16)
		(metros)	(\$)	(\$/m)	(\$/m)
1	100% RV	30.000,00	29.235.306,00	974,5	1.190,9
2	60% RV	30.000,00	24.761.337,00	825,4	1.008,6
3	40% RV	30.000,00	21.666.087,00	722,2	882,5
4	30% RV	30.000,00	20.119.290,00	670,6	819,5
5	20% RV	30.000,00	18.570.765,00	619,0	756,4

El promedio ponderado de los precios unitarios da un valor de 1.049 \$/metro de red de polietileno a junio de 2016, un 25 % menor al promedio ponderado de los precios unitarios de las redes de acero.

Para la metodología de cálculo del valor técnico aplicada por la consultora, corresponden las mismas observaciones que para las redes de acero, es decir, que el valor calculado no representa la real composición de la red de la distribuidora.

#### d) Estaciones de Regulación y Medición

En el apartado 4.2.8 se detalla el cálculo realizado por la consultora para la valuación de las estaciones de regulación y medición, de la subzona Cuyo.

Si bien la metodología indica que se han considerado numerosas características de las estaciones (número de ramas, diámetros de entrada y salida, presión de entrada y salida, salto de regulación, cantidad de saltos, caudal, tipo de instalación, tipo de medidor, existencia de equipos de odorización, SCADA, calentador, y otras), las tablas resultantes solo muestran una discriminación por rango de caudal y tipo de instalación (aérea o subterránea), las cuales se muestran a continuación. El valor unitario de cada estación ha sido calculado por el auditor en base a los datos de dichas tablas.

Tipo	Caudal	Cantidad	Total (\$)	P.Unit. (Dic-15)	P.Unit. (Jun-16)
	(m3/h)	Un	(\$)	(\$)	(\$)
AEREA	0-1000	35	72.268.977,00	2.064.827,91	2.523.219,71
	1000-2500	57	129.230.192,00	2.267.196,35	2.770.513,94
	2500-5000	30	77.929.488,00	2.597.649,60	3.174.327,81
	5000-10000	29	94.413.295,00	3.255.630,86	3.978.380,91
	10000-20000	0	0,00	0,00	0,00
	> 20000	5	63.886.113,00	12.777.222,60	15.613.766,02
<b>TOTAL</b>		<b>156</b>	<b>437.728.065,00</b>	<b>2.805.949,13</b>	<b>3.428.869,84</b>

Tipo	Caudal	Cantidad	Total (\$)	P.Unit. (Dic-15)	P.Unit. (Jun-16)
	(m3/h)	Un	(\$)	(\$)	(\$)
SUBTERRANEA	0-1000	12	32.008.626,00	2.667.385,50	3.259.545,08
	1000-2500	24	70.008.106,00	2.917.004,42	3.564.579,40
	2500-5000	9	29.044.504,00	3.227.167,11	3.943.598,21
	5000-10000	7	24.381.083,00	3.483.011,86	4.256.240,49
	10000-20000	0	0,00	0,00	0,00
	> 20000	0	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>		<b>52</b>	<b>155.442.319,00</b>	<b>2.989.275,37</b>	<b>3.652.894,50</b>

Se observa un mayor valor en las instalaciones subterráneas, lo cual puede justificarse por un mayor costo de la obra civil. Asimismo, los precios no discriminan de acuerdo con las presiones de entrada y salida, diámetros de entrada y salida o si poseen o no equipos auxiliares.

### 28.3. TABLA SÍNTESIS

Finalmente, en el apartado 4.4 se presentan dos tablas con la síntesis de los valores a nuevo definidos para cada rubro, de los bienes declarados por la Compañía (el primero corresponde a Subzona Cuyo y el segundo a Subzona Malargüe):

ID	RUBRO	Valor A Nuevo – En \$	
		31.12.2015	30.06.2016
1	Edificios y construcciones civiles	335.922.928	414.302.864
2	Instalaciones de edificios	2.276.757	2.822.400
3	Gasoductos	5.386.886.454	6.701.942.754
4	Ramales de alta presión	6.556.350.562	8.198.594.160
5	Conductos y redes de media y baja - Acero	3.951.438.001	4.846.887.433
6	Conductos y redes de media y baja - Polietileno	8.667.979.380	10.094.370.117
7	Conductos y redes de media y baja - H°F°	0	0
8	Plantas compresoras	111.005.292	135.840.000
9	Otras plantas industriales	0	0
10	Plantas de almacenamiento criogénico	0	0
11	Estaciones de regulación y/o medición	593.170.382	725.010.976
12	Instalaciones de medición de consumo	369.913.919	465.560.430
13	Otras instalaciones técnicas	353.101.522	436.820.256
14	Maquinas	15.805.750	18.522.040
15	Equipos	9.765.442	11.445.091
16	Herramientas	3.431.863	4.021.399
17	Sistemas informáticos	52.286.237	82.662.503
18	Equipos de telecomunicaciones	6.179.510	7.044.641
19	Sistema SCADA	18.768.341	21.395.908
20	Vehículos Livianos	22.101.312	31.987.995
21	Vehículos Pesados	1.954.057	2.425.344
22	Muebles y útiles	2.423.914	2.867.562
	<b>TOTAL BASE TARIFARIA</b>	<b>26.460.761.623</b>	<b>32.204.523.872</b>

ID	RUBRO	Valor A Nuevo – En \$	
		31.12.2015	30.06.2016
1	Edificios y construcciones civiles	6.994.453	8.587.788
2	Instalaciones de edificios	41.140	51.000
3	Gasoductos	0	0
4	Ramales de alta presión	111.372.527	138.560.988
5	Conductos y redes de media y baja - Acero	76.385.931	93.694.314
6	Conductos y redes de media y baja - Polietileno	86.562.554	101.462.221
7	Conductos y redes de media y baja - H°F°	0	0
8	Plantas compresoras	67.441.372	82.328.500
9	Otras plantas industriales	0	
10	Plantas de almacenamiento criogénico		
11	Estaciones de regulación y/o medición	18.435.727	22.533.331
12	Instalaciones de medición de consumo	2.598.578	3.118.831
13	Otras instalaciones técnicas	169.288	186.768
14	Maquinas	0	0
15	Equipos	48.927	56.956
16	Herramientas	7.360	8.571
17	Sistemas informáticos	0	0
18	Equipos de telecomunicaciones	0	0
19	Sistema SCADA	0	0
20	Vehículos Livianos	0	0
21	Vehículos Pesados	0	0
22	Muebles y útiles		
<b>TOTAL</b>		<b>330.438.868</b>	<b>405.054.092</b>

#### 28.4. VALUACIÓN TÉCNICA RESIDUAL

Respecto a la valuación técnica residual de los bienes, la consultora indica que los valores obtenidos no fueron afectados por “*correcciones en el nivel de depreciación y/u obsolescencia y/o el estado de conservación de los mismos*”, debido al estado óptimo en que encontraron las instalaciones durante las visitas de inspección.

El valor técnico residual resultante, adoptando la vida útil establecida para cada rubro por Enargas, se muestra en la tabla siguiente:

SUBZONA CUYANA		Valor Técnico
id	Total pesos	15.373.618.882
1	Edificios y construcciones civiles	290.016.700
2	Instalaciones de edificios	1.129.588
3	Gasoductos	3.475.674.431
4	Ramales de alta presión	2.909.216.378
5	Conductos y redes de media y baja - Acero	2.028.164.174
6	Conductos y redes de media y baja - Polietileno	6.007.113.505
7	Conductos y redes de media y baja - H° F°	-
8	Plantas compresoras	62.461.823
9	Otras plantas industriales	-
10	Plantas de almacenamiento criogénico	-
11	Estaciones de regulación y/o medición	331.697.898
12	Instalaciones de medición de consumo	187.209.137
13	Otras instalaciones técnicas	43.405.274
14	Maquinas	1.360.815
15	Equipos	4.156.822
16	Herramientas	1.221.946
17	Sistemas informáticos	11.998.078
18	Equipos de telecomunicaciones	1.999.738
19	Sistema SCADA	2.690.216
20	Vehículos Livianos	11.132.891
21	Vehículos Pesados	1.717.130
22	Muebles y útiles	1.252.338

SUBZONA MALARGÜE		Valor Técnico
id	Total pesos	193.883.026
1	Edificios y construcciones civiles	6.011.549
2	Instalaciones de edificios	20.411
3	Gasoductos	0
4	Ramales de alta presión	38.882.763
5	Conductos y redes de media y baja - Acero	39.213.558
6	Conductos y redes de media y baja - Polietileno	60.810.922
7	Conductos y redes de media y baja - H° F°	-
8	Plantas compresoras	37.856.214
9	Otras plantas industriales	-
10	Plantas de almacenamiento criogénico	-
11	Estaciones de regulación y/o medición	9.858.508
12	Instalaciones de medición de consumo	1.159.807
13	Otras instalaciones técnicas	46.003
14	Maquinas	0
15	Equipos	20.686
16	Herramientas	2.604
17	Sistemas informáticos	0
18	Equipos de telecomunicaciones	0
19	Sistema SCADA	0
20	Vehículos Livianos	-
21	Vehículos Pesados	-
22	Muebles y útiles	-

El valor técnico residual de la Distribuidora determinado por la Consultora, considerando ambas subzonas, es de \$ 15.567.501.908,00 al 30 de Junio de 2016.

## 28.5. 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 fallas metodológicas, como en el caso de la valuación de los activos cedidos por terceros que se ha considerado su valor de reposición al 100% en todos los casos, la valuación de redes o la valuación de estaciones de

regulación sin tener en cuenta sus características principales, así como las observaciones que se indican a continuación.

La consultora “PSI Consultores SA y Abelovich, Polano y Asoc. SRL” fue también responsable de la auditoría realizada sobre los activos de la Distribuidora Gas Natural Ban, y se verifica que la metodología aplicada en dicha licenciataria para el cálculo del valor técnico de las redes de distribución es idéntica a la utilizada en este caso, donde también se han considerado módulos de red de 30.000 m con la misma composición porcentual de diámetros que para Ecogas Cuyo. Teniendo en cuenta las distintas características de ambas distribuidoras, en cuanto a composición de la red, terrenos que atraviesa, grados de urbanización, etc., se observa que la metodología aplicada no puede ser replicada sin los ajustes necesarios, los cuales no fueron realizados por el consultor.

Respecto a los precios unitarios considerados en la construcción de redes, se observa que son idénticos a los aplicados en la auditoría realizada por la misma consultora sobre los activos de Gas Natural Ban SA. Teniendo en cuenta las distintas características de ambas distribuidoras, distinta zona geográfica, tipos de terreno, grados de urbanización, diferencias en los costos de transporte, diferencias en costos de mano de obra, etc., es de esperar que los precios unitarios no sean idénticos.

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.

La misma situación se presenta con el cálculo del valor técnico de las estaciones de regulación y medición aéreas, las cuales presentan idénticos precios unitarios que los considerados para la licenciataria Gas Natural Ban SA.

No se adjunta una planilla de detalle que permita verificar cuales fueron los activos considerados, y su correspondiente valor de reposición para poder extraer conclusiones sobre su corrección. Solo se presentan tablas resumen parciales con los valores finales obtenidos, a valores diciembre 2015 y a valores de junio 2016 incorporando las altas y bajas del semestre.

No se informan en forma detallada los precios unitarios considerados para realizar el cálculo del valor técnico de los bienes, los cuales debieron ser inferidos por esta consultoría. Tampoco detalla el informe como obtiene los precios aplicados para el cálculo del valor técnico, más allá de la mención de un modelo de cálculo que no presenta.

La consultora tampoco incorpora en el informe el reporte de las visitas efectuadas ni su informe fotográfico, cuyo resultado es la base del criterio utilizado por ésta para sostener la innecesaria corrección por obsolescencia al valor técnico de los bienes.

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.

## **29. ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO DE CAMUZZI GAS DEL SUR 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.

El proceso de selección de las firmas auditoras se describe en el apartado correspondiente al análisis de la base tarifaria como activo económico financiero, resultando elegida para el caso de Camuzzi Gas del Sur S.A. (CGS) a la consultora Mercados Energéticos Consultores SA. – Bértora y Asociados SRL, al igual que para Camuzzi Gas Pampeana SA.

### **29.2. ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN**

El 26 de agosto de 2016, CGS solicita prórroga para la presentación del primer informe a cargo de la consultora alegando la dispersión geográfica de su sistema que impide relevar y recabar la información necesaria en tiempo y forma para la emisión del informe.

Con fecha 28 de Octubre de 2016 CGS presenta el primer informe de avance elaborado por la consultora, donde desarrolla en el capítulo “Valuación Técnica” la metodología a aplicar para su determinación, indicando que el enfoque para dicha valuación parte de considerar la premisa “*empresa en marcha*”, teniendo en cuenta que “*los bienes estaban afectados a la provisión de*

*un servicio, bajo un determinado esquema o lay out operativo vigente, integrados a un proceso económico y capaces de generar ingresos no solo para absorber los costos operativos y utilidades normales de la actividad, sino también la propia depreciación de los bienes”.*

Seguidamente detalla la metodología para la verificación de la existencia de los bienes y la evaluación tanto de su estado patrimonial como operativo, mediante el análisis de información relativa a procedimientos establecidos para la operación y el mantenimiento y la revisión de registros de mantenimiento (protección catódica, fugas, etc.).

Indican además que este análisis se realizará tomando una muestra de cada tipo de instalación que componen la distribuidora (ramales de alta presión, estaciones de compresión, estaciones reguladoras de presión, redes de distribución de media y baja presión, laboratorios, maquinas, equipos y herramientas) describiendo los criterios para su selección.

Para la determinación del valor de reposición, la consultora indica que se aplicará algunos de los siguientes procedimientos:

- Consulta de valores actuales de reemplazo a nuevo a los proveedores, fabricantes o instaladores habituales
- Con información disponible referente a precios de reposición de bienes e instalaciones similares
- Valuación estimativa para cada unidad de cuenta (terrenos, edificios, gasoductos y ramales, conductos y redes de media y baja presión, estaciones de regulación y/o medición, otras instalaciones, máquinas, equipos y herramientas, sistemas informáticos y de telecomunicaciones, vehículos, muebles y útiles)

En cuanto a tareas realizadas la consultora detalla en este primer informe de avance la realización de reuniones, relevamiento de información, análisis de información recibida, selección de la muestra de bienes a analizar y la definición del plan de inspecciones de activos.

Con fecha 29 de noviembre de 2016, CGS remitió el Informe Final de la auditoria realizado por la consultora, donde describen nuevamente la metodología descrita anteriormente, detallada en su primer informe de avance, ampliando algunos conceptos referidos al tratamiento de activos cedidos por terceros.

Indica en su informe que se analizaron registros de los antecedentes de las actividades desarrolladas por los departamentos de ingeniería, mantenimiento, procesos, seguridad, salud ocupacional y medio ambiente, y que el resultado de esas observaciones los lleva a concluir que *“la empresa cuenta con una base de gestión de sus procesos que les permite administrar los mismos dentro de los márgenes promedios de las industrias de similar especialidad”.*

Respecto a las observaciones de campo detalla que *“todas las instalaciones inspeccionadas se encuentran en funcionamiento cubriendo el servicio previsto”* y que *“el estado de mantenimiento de las instalaciones de superficie es bueno, conservan registros en papel de las actividades de inspección y reparación”.*

Acerca del cálculo del valor técnico residual, la consultora aclara:

*“Para aquellos bienes que no estaban totalmente depreciados y cuya vida útil residual se prolongaba mas allá de los próximos cinco años, se tuvo en consideración la vida útil residual*

según antecedente contable, siempre y cuando el estado de conservación a criterio de los técnicos que auditaban el bien fuera razonable.

A los bienes totalmente amortizados que se encuentran en operación al 2015, no se les atribuyó una vida útil residual desde el punto de vista técnico, si bien podría considerarse razonable que los mismos sean remunerados mientras se encuentren en operación.”

En el apartado 2.5 del informe describe el método para la determinación del valor técnico de reposición de los bienes a precios del 31-8-2016, resultando la siguiente planilla resumen incorporada en el punto 2.6:

CAMUZZI GAS DEL SUR	VALOR TÉCNICO	AMORTIZACION ANUAL	VALOR TÉCNICO RESIDUAL
Terrenos	314 889 095	-	314 889 095
Inmuebles	2 526 342	-50 527	2 294 760
Edificios	325 561 008	-7 999 955	127 685 068
Maquinarias y Equipos	12 367 352	-902 108	3 692 916
Equipos para Procesos	188 544 804	-8 576 903	62 296 086
Rodados	88 001 215	-7 314 765	21 362 893
Muebles y Útiles	7 767 236	-471 172	2 470 855
Equipos de Computación	21 103 440	-1 484 365	2 713 466
Equipos de Comunicación	639 835	-31 753	129 152
ERP	1 712 469 000	-49 776 857	624 516 587
Instalaciones	8 583 603	-249 876	4 123 709
Gasoductos	12 592 017 383	-234 942 293	4 691 636 516
Ramales	5 095 820 400	-101 961 151	1 869 068 596
Redes	9 059 205 045	-27 158 707	499 538 601
Medidores	372 079 680	-12 856 330	133 982 608
<b>Subtotal</b>	<b>29 801 575 439</b>	<b>-453 776 761</b>	<b>8 360 400 909</b>
ERP cedidas por terceros	239 514 000	-786 343	32 516 889
Gasoductos cedidos por terceros	1 680 032 689	-10 384 832	233 290 266
Ramales cedidos por terceros	181 786 308	-1 816 826	111 370 865
Redes cedidas por terceros	12 571 887 889	-177 748 304	6 692 294 898
<b>Subtotal</b>	<b>14 673 220 886</b>	<b>-190 736 305</b>	<b>7 069 472 919</b>
<b>TOTAL</b>	<b>44 474 796 325</b>	<b>-644 513 066</b>	<b>15 429 873 827</b>

No incorpora inversiones del 2016

A manera de síntesis, la siguiente tabla muestra el valor técnico obtenido por la Consultora, según se considere o no la inclusión de bienes cedidos por terceros:

Camuzzi Gas del Sur SA	Reposición	Residual
Valor Técnico al 31/08/2016 con bienes cedidos por terceros	\$ 44.474.796.325,00	\$ 15.429.873.827,00
Valor Técnico al 31/08/2016 sin bienes cedidos por terceros	\$ 28.801.575.439,00	\$ 8.360.400.909,00

En el informe Intergerencial GDyE/GD N° 80/17 de fecha 30 de marzo de 2017, al cual nos referiremos mas adelante, se desestima el “Valor Residual con bienes cedidos por terceros” calculado por la consultora, dándole validez al valor calculado sin tener en cuenta los bienes cedidos por terceros, de acuerdo con los criterios establecidos en la Resolución Enargas 1660/2000.

Los anexos N° 1, 2, 3, 4, 6 y 7 dan cuenta de las inspecciones y visitas a las instalaciones realizadas por la consultora, así como la metodología aplicada, el criterio de muestreo, el listado de instalaciones y los resultados obtenidos de dichas inspecciones.

Se analizará a continuación el cálculo de los valores técnicos de Gasoductos, ramales y redes, los que constituyen el 90% del valor técnico de reposición calculado por la consultora.

a) Gasoductos y ramales:

En el anexo 8 del informe final, la consultora agrega un detalle de los valores de reposición considerados para gasoductos y ramales indica que “los costos fueron obtenidos de valores actuales de construcción de la licenciataria y contrastados con valores de referencia en función de la experiencia del consultor a partir de instalaciones similares en las regiones en cuestión” y agrega un análisis detallado de costos para un gasoducto de diámetro 3” y 5.200 m de longitud. Es necesario observar que el análisis de un gasoducto de escasa longitud y pequeño diámetro, como el realizado por la consultora, no es necesariamente representativo del conjunto de gasoductos y ramales operados por la distribuidora para los cuales se busca determinar su valor de reposición.

Esta situación puede observarse en la tabla siguiente, informada por la consultora en el apartado 5 del informe correspondiente a “Resultados de la inspección y evaluación del estado de conservación de los activos”:

CONDUCTOS DISTRIBUCION CAMUZZI GAS DEL SUR						CONDUCTOS TRANSMISION CAMUZZI GAS DEL SUR					
LONGITUD TOTAL (km)	Øn (")	MAPO (bar)		ANTIGÜEDAD AÑOS		LONGITUD TOTAL (km)	Øn (")	MAPO (bar)		ANTIGÜEDAD AÑOS	
	(")	min	max	min	Max		(")	min	max	min	max
87,95	8"	10	25	4	58	0,60	24"	25	25	48	48
229,47	6"	5	60	1	58	533,62	12"	60	70	3	54
408,75	4"	5	60	1	63	767,23	10"	25	75	2	69
225,83	3"	5	700	1	54	758,11	8"	25	70	9	64
50,96	2"	5	70	1	55	644,89	6"	25	70	3	55
64,61	1"	10	70	1	66	405,45	4"	60	75	9	45
1067,57						98,73	3"	25	70	23	33
						17,67	2"	60	70	17	48
						3226,30					

Es decir, de los 4.293,87 km de ductos de acero de alta presión operados por Camuzzi Gas del Sur, solo el 7,5 % de estos (324,56 km) corresponden a ductos de diámetro 3”, utilizado para el cálculo del valor de referencia.

Es necesario destacar también que este tipo de análisis (escasa longitud y diámetro) tienden a aumentar el valor de los costos unitarios expresados en u\$/pulg.m, por la influencia de los costos fijos asociados.

A continuación, se reproduce el análisis de costos realizado por la consultora (Exp. 17.426 - fs. 1347 a 1349).



Gasoducto en Acero						
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unit.	Precio Total	Total Rubro	% del Total
Cabo con gastos e impuesto, y beneficios						
accesorios de ramal	1,00	gl	161227,00	150.227,00		1,78
cañería general de acero	5.200,00		300,00	1.559.600,00		18,44
válvulas coctización valmec	1,00	Gl	21069,00	21.069,00		0,25
válvulas de purga	1,00	Gl	15000,00	15.000,00		0,18
20 carteles de obra	20,00	unid	2000,00	40.000,00		0,47
materiales obra civil						-
ladrillo macizo comun	3.050,00	unid	2,80	10.010,00		0,12
cemento	93,00	unid	120,00	3.960,00		0,05
arena	7,00	m3	600,00	4.200,00		0,05
ploda	1,00	m3	900,00	900,00		0,01
huevo Ø 10	12,00	unid x 12 m	150,00	1.560,00		0,02
materiales para de valvulas						-
chapa y partes angulo	2,00	Gl	5000,00	10.000,00		0,12
materiales a usar en prueba hidraulica						-
balanza de paso muerto y registrador	2,00	Gl	8000,00	8.000,00		0,09
				0,00		-
poopic	4,00	UNID	5000,00	5.000,00		0,06
metanol aire deshidratado	1,00	GL	4.000,00	4.000,00		0,05
provisión de agua		gl	5000,00	5.000,00		0,06
				\$ 1.642.566,00		21,79
<b>MANO DE OBRA instalacion de ramal</b>						
soldador de cañeria	1	35	3500,00	122.500,00		1,45
cañista	1	35	1500,00	62.500,00		0,62
amolador	1	35	1200,00	42.000,00		0,50
revesidor	1	35	1200,00	42.000,00		0,50
maquinistas	2	35	900,00	63.000,00		0,74
ayudantes generales	2	35	700,00	49.000,00		0,68
chofer de camion	1	35	1000,00	35.000,00		0,41
zarzuros	2	35	700,00	49.000,00		0,58
<b>MANO DE OBRA civil</b>						
oficial cñl	1	11	800,00	8.800,00		0,10
ayudante cñl	1	11	500,00	5.500,00		0,07
herrero	1	5	1000,00	5.000,00		0,06
ayudante herrero	1	5	600,00	3.000,00		0,04
mano de obra de prueba de ramal						-
instalacion proteccion catodica		gl	12000,00	12.000,00		0,14
cañista	1	5	1500,00	7.500,00		0,09
ayudante general	2	5	600,00	6.000,00		0,07
chofer	1	3	700,00	2.100,00		0,02
				\$ 504.800,00		5,97
<b>EQUIPOS (amortizacion y RR)</b>						
pick up	600	hs	350,00	210000,00		2,48
excavadora	400	hs	40,00	16000,00		0,19
amoladora	400	hs	35,00	14000,00		0,17
generador alicines	400	hs	250,00	100000,00		1,19
limas para equipos	400	hs	120,00	48000,00		0,57
camion porta cañeria	220	hs	350,00	77000,00		0,91
limas herramientas menores	400	hs	100,00	40000,00		0,47
2 maquinas retro	600	hs	600,00	360000,00		4,26
				\$ 855.000,00		10,23
<b>OTROS GASTOS DIR. E INDIR.</b>						
Proyecto Constr. Y Planos Cont. A Obra	0	Gl	90000,00	90000,00		1,05
Represent. Técnica (Gastos)	1	Gl	16000,00	16000,00		0,19
Representación Técnica y J.Obra (Honorarios)	0	mes	0,00	0,00		-
señado de contratos(Gastos)	0	Gl	60000,00	60000,00		0,71
Capataz de obra	0	mes	0,00	0,00		-
Jefe de obra	1	40	1300,00	52.000,00		0,61
Cargas Sociales civil	4	5	500,00	10000,00		0,12
Cargas Sociales ramal	9	35	500,00	167500,00		1,98
Vehículo de obra (liviano)	0	1	0,00	0,00		-
Vehículo de obra (semi pesado)	0	1	0,00	0,00		-
Combustibles y lubro, Movilidad	20	35	17,80	12.460,00		0,15
Combustibles y lubro, Equipos 110 lts/día	60	35	17,80	37.380,00		0,44
Movilidad Jefe de obra (gastos)	0	3	17,80	0,00		-
Flotas	3	mes	7000,00	21000,00		0,25
Alquiler vivienda (2)	1	2	7000,00	14000,00		0,17
consumibles	0	Gl	20000,00	20000,00		0,24
Seguridad e Higiene	0	2	6000,00	12000,00		0,14
Saludación y Seguridad de obra	1	Gl	8000,00	8000,00		0,09
Amortización de equipos menores	1	Gl	4000,00	4000,00		0,05
impuestos	1	Gl	50000,00	50000,00		0,59
regalias	1	Gl	180000,00	180000,00		2,13
Pedido de Interferencias		Gl	3000,00	3000,00		0,04
Seguro de Caucion	0	mes	25000,00	25000,00		0,30
Seguro Todo Riesgo Constr. Y Montaje	0	Gl				-
Seguro R.C. Y Equipos	0	mes	9000,00	9000,00		0,11
				\$ 781.340,00		9,24
<b>COSTO COSTO</b>				\$ 3.993.766,00		47,23



Gasoducto en Acero						
COSTO COSTO				\$	3.993.766,00	47,23
GASTOS GENERALES DE OBRA E IMPR.	0%		\$	199.689,30		2,36
GASTOS GENERALES DE EMPRESA	5%		\$	199.689,30		2,36
GASTOS FINANCIEROS	3%		\$	119.812,68		1,42
BENEFICIO	35%		\$	1.397.818,10		16,53
IMPUESTOS VARIOS	4%		\$	236.430,95	\$	5,910.773,68
AJUSTE POR INFLACION (PERL. OBRA)	10,00%		\$	591.077,37	Coeff. S/ Costo	6,99
			\$		\$	6.738.282,00
			\$			79,68
L.V.A. e IIBS	25,5%		\$	1.710.261,91		20,32
			\$		\$	8.456.543,90
			\$			100,00
			\$			4.462.777,99
PRECIO FINAL			\$	8.456.543,90		100,00

**COSTO EN US\$/Pulg.\*metro 41.57**

Como se puede observar, el análisis contiene un gran detalle relativo a materiales, mano de obra, gastos indirectos, beneficio e impuestos, llegando a un valor de costo unitario de 41,57 usd/pulg.m, valor que surge de dividir el precio final obtenido (\$ 8.456.543,90) por la longitud del proyecto (5.200 m), su diámetro (3") y el tipo de cambio considerado (13,04 \$/usd).

Sin embargo, se observa que este valor incluye el impuesto al valor agregado como se observa en el detalle, por lo que el valor que se debería haber considerado a los efectos de la determinación del valor de reposición es de 34,35 usd/pulg.m. (ó 447,92 \$/pulg.m)

Por otro lado, en el apartado 2.5 se detallan algunos costos unitarios utilizados, de los cuales puede extraerse lo siguiente, referido a Gasoductos y Ramales:

GASODUCTOS Y RAMALES	Diámetros 2/4	\$	2.205,00	Se presenta el detalle de precio de construcción de gasoductos y ramales a nuevo en la sección de anexos.
	Diámetros 6/8	\$	5.145,00	
	Diámetros 10/16	\$	9.555,00	
	Diámetros 18/24	\$	15.435,00	

De los valores indicados en la tabla anterior se pueden inferir los precios unitarios en términos de usd/pulg.m aplicados en el cálculo del valor técnico de reposición:

Precios Unitarios Gasoductos y Ramales		
Diametros	\$/m	usd/pulg.m
2	2.205,00	84,55
3	2.205,00	56,37
4	2.205,00	42,27
6	5.145,00	65,76
8	5.145,00	49,32
10	9.555,00	73,27
12	9.555,00	61,06
16	9.555,00	45,80
18	15.435,00	65,76
20	15.435,00	59,18
24	15.435,00	49,32

De las tablas anteriores se puede observar:

- La consultora aplica un mismo costo unitario en \$/m para cañerías de distintos diámetros, lo cual es incorrecto teniendo en cuenta que el costo de la cañería aumenta con el diámetro y peso de esta, de la misma manera que el costo de su instalación.
- Los costos unitarios expresados en u\$s/pulg.m no guardan uniformidad y coherencia, debido a haber considerado los mismos costos en metros para cañerías de distintos diámetros.
- Los costos unitarios aplicados no se corresponden con la planilla de cálculo del anexo 8 indicada como referencia, ya que todos los valores superan ampliamente el valor allí calculado (34,35 u\$s/pulg.m), inclusive el correspondiente al diámetro 3" tomado como referencia. Las diferencias llegan hasta un valor de 2,5 veces del valor tomado como referencia (en el caso de la cañería de 2").
- Debido a que en el cálculo del anexo se incluye el IVA en la determinación del costo unitario, no es posible verificar con los datos informados si este impuesto ha sido considerado en el cálculo del valor técnico de reposición final.

b) Redes de Distribución:

Respecto al costeo de las redes de distribución, en el Anexo 8 se adjunta una planilla de ejemplo de costeo, con el detalle de una red de 25.000 m de longitud construida en polietileno, la cual se reproduce a continuación:

INDICADORES DEL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN EN REDES (Caso 1)					
REDES					
FECHA		14/08/2015			
	UNIDAD	VALOR	COSTO	TOTAL	INCIDENCIA
			\$/UNID	\$	%
<b>Transporte</b>					
Cañería polietileno	ml	25 000	18,8	470 000	3,18%
			0		
<b>Rotura y reparación</b>					
			0		
Contrapiso	ml	5 938	196,4	1 166 125	7,88%
Vereda	ml	5 938	198,4	1 178 000	7,96%
			0		
			0		
<b>Zanjeo</b>					
			0		
Cañería polietileno	ml	25 000	149,28	3 732 000	25,23%
			0		
<b>Cruces</b>					
			0		
Cruces de calles(rot/rep pavimento)	Nº	250	5 760,00	1 440 000	9,73%
Cruces especial	nº	1	312 000,00	312 000	2,11%
			0		
<b>Uniones</b>					
			0		

Diam. 180mm	ml	500	86,2	43 100	0,29%
Diam. 125mm	ml	750	38,2	28 650	0,19%
Diam. 90mm	ml	3 750	28,56	107 100	0,72%
Diam. 63mm	ml	5 000	23,12	115 600	0,78%
Diam. 50mm	ml	15 000	16,4	248 000	1,66%
			0		
<b>Bajada a zanja</b>	ml	25 000	39,2	980 000	6,62%
			0		
<b>Tapado y compactación</b>			0		
zanja	ml	25 000	38,2	955 000	6,46%
			0		
<b>Pruebas de hermeticidad</b>	ml	25 000	19	475 000	3,21%
			0		
<b>Conexiones a</b>			0		
instalaciones exist.en camara	Gl	1	55 200,00	55 200	0,37%
			0		
			0		
<b>Provisión de cañerías</b>			0		
Diam. 180mm	ml	500	379,75	189 875	1,28%
Diam. 125mm	ml	750	306,25	229 688	1,55%
Diam. 90mm	ml	3 750	207,4	777 750	5,26%
Diam. 63mm	ml	5 000	63,25	316 250	2,14%
Diam. 50mm	ml	15 000	43,75	656 250	4,44%
<b>TOTAL</b>	ml	<b>25000</b>	<b>0</b>		<b>TOTAL</b>
<b>Provisión e instalación</b>			0		
valv. Bloqueo			0		
Diam. 180mm	Nº	1	25 620,00	25 620	0,17%
Diam. 125mm	Nº	1	13 672,00	13 672	0,09%
Diam. 90mm	Nº	2	19 452,00	38 904	0,26%
Diam. 63mm	Nº	3	17 056,00	51 168	0,35%
Diam. 50mm	Nº	4	11 210,00	44 840	0,30%
			0		
			0		
<b>Servicios domiciliarios</b>			0		
diam.50mm	Nº		976,5	0	0,00%
diam. 25mm	Nº	834	798	665 532	4,50%
<b>Gastos administrativos y de inspección</b>					
Gastos administrativos y de inspección	gl	1	479 634,00	479 634	3,24%
<b>SUB-TOTAL COSTO DIRECTO</b>	<b>SUBTOTAL COSTO DIRECTO</b>			<b>14 792 958</b>	<b>100,00%</b>
<b>GASTOS GENERALES 12%</b>	<b>GASTOS GENERALES 12%</b>			<b>1 775 155</b>	
<b>TOTAL COSTO DE OBRA</b>	<b>TOTAL COSTO DE OBRA</b>			<b>16 568 112</b>	
<b>I.V.A. 21%</b>	<b>I.V.A. 21%</b>			<b>3 479 304</b>	
<b>TOTAL INVERSION CON I.V.A.</b>	<b>TOTAL INVERSION C/IVA</b>			<b>20 047 416</b>	

De la planilla de cálculo anterior puede inferirse que se ha considerado un precio unitario de construcción de redes de polietileno de 662,7 \$/metro, el cual surge de dividir el costo total de obra sin IVA (\$ 16.568.112) por la longitud de red considerada (25.000 m).

Por otro lado, en el apartado 2.5 se detallan algunos costos unitarios utilizados, de los cuales puede extraerse lo siguiente, referido a Redes:

REDES	-	-			\$ 1 995,00	Se presenta el detalle de precio de construcción de una red a nuevo en la sección de anexos.
-------	---	---	--	--	-------------	--

De la imagen anterior se puede observar, que el costo unitario indicado (1.995 \$/m) no se corresponde con el valor definido en el cálculo del Anexo 8 (662,7 \$/m) el cual se indica como referencia, siendo la diferencia entre ambos valores de 3 veces.

### 29.3. CONCLUSIONES

Del análisis de la documentación obrante en los expedientes se puede afirmar que la metodología aplicada para la verificación de las condiciones técnicas de los bienes que componen la base de capital fue adecuada para los objetivos establecidos en las actas acuerdo y en los términos de referencia del contrato de las firmas consultoras.

Respecto a la determinación del valor técnico de reposición se han observado errores metodológicos que conducen a obtener valores de reposición equivocados, tales como la inclusión del IVA en el cálculo del costo unitario de instalación de gasoducto y ramales, la aplicación de precios unitarios en \$/m iguales para ductos de distintos diámetros, las grandes diferencias observadas entre los cálculos detallados y los valores finalmente aplicados, lo cual representan importantes inconsistencias en la determinación de los principales ítems del Valor Técnico de la Distribuidora.

Tampoco se explica en el informe porque se aplica en el cálculo del valor técnico, costos unitarios hasta 3 veces mayores a los calculados en las planillas de detalle, elaboradas por la misma consultora.

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.

---

## **G. FLUJO DE FONDOS PARA CÁLCULO TARIFARIO**

---

### **30. 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° 92/2017 y el INFORME INTERGERENCIAL GDyE/GD/GRGC/GCER/GMAyAD/DTI/G N° 95/2017, obrantes en los Expedientes ENARGAS N° 15.488 y 29.055, de CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. y DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. 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 Camuzzi Gas del Sur S.A. (en adelante, SUR) y Distribuidora de Gas Cuyana S.A. (en adelante, CUYANA), ambos desarrollados sobre una plataforma denominada Cubepplan.

Con respecto al desarrollo del modelo en la interface Cubepplan 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.

## 31. ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACION RECIBIDA

### 31.1. CONSIDERACIONES SOBRE EL INCREMENTO TARIFARIO DE DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Respecto al modelo de flujo de fondos de Cuyana, Enargas puso a disposición de esta auditoría el correspondiente a la Resolución 308/18, que incorpora una modificación al plan de inversiones obligatorias aprobado con posterioridad a la resolución Enargas I-4360 aprobada el 30 de marzo de 2017 con los cuadros tarifarios surgidos del proceso de RTI. Sobre este modelo se ha desarrollado el presente trabajo.

En el INFORME INTERGERENCIAL GDyE/GD/GRGC/GCER/GMAyAD/DTI/G N° 95/2017 del 30 de marzo de 2017 se expone el procedimiento general llevado a cabo por el ENARGAS para la determinación de los estudios tarifarios resultantes de la RTI de CUYANA.

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 CUYANA 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.

### **31.2. CONSIDERACIONES SOBRE EL INCREMENTO TARIFARIO DE CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.**

En el INFORME INTERGERENCIAL GDyE/GD/GRGC/GCER/GMAyAD/DTI/G N° 92/2017 del 30 de marzo de 2017 se expone el procedimiento general llevado a cabo por el ENARGAS para la determinación de los cuadros tarifarios resultantes de la RTI de SUR.

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 SUR 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.

## 32. 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, otorgándonos un usuario con su correspondiente clave de acceso que permite ingresar esencialmente a los Modelos Tarifarios de Distribución de SUR y CUYANA, ambos desarrollados sobre una plataforma denominada Cubeplan.

### 32.1. MODELO DE CALCULO TARIARIO DE DISTRIBUCION – DISTRIBUIDROA DE GAS CUYANA 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 “Cuyana”, subcarpeta “100 y Escalones” compuesta por: un libro en Excel “*Template Parametros Generales.xls*”, “*Template Tarifas de Transporte-MTT.xls*”, una subcarpeta “*Ecogas Cuyana*” 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.

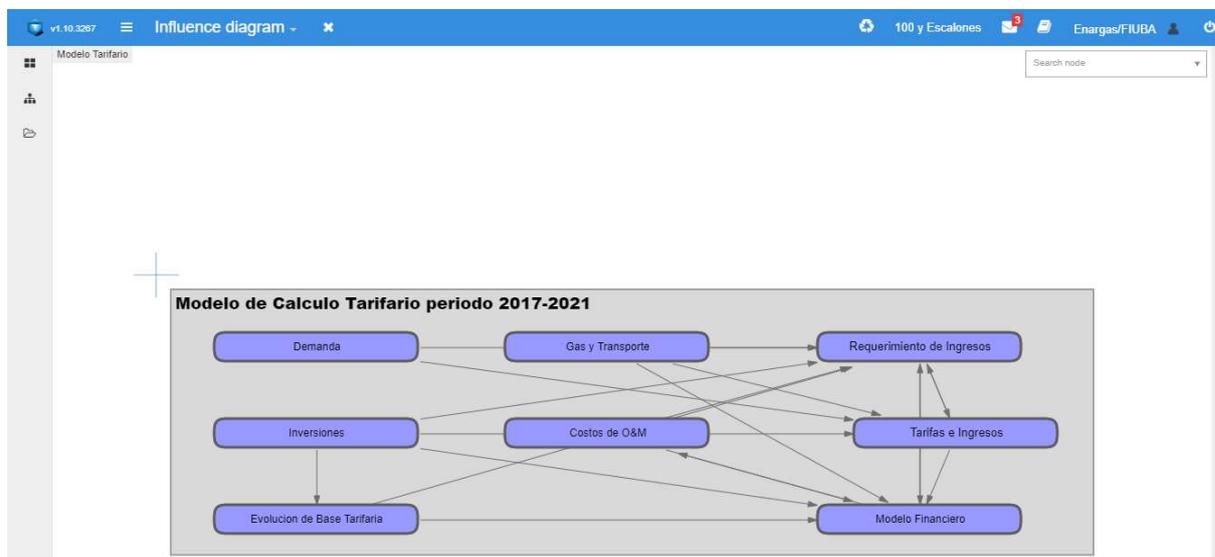
- Otras hojas de cálculo vinculadas a los ajustes semestrales: Índices de Actualización, Precios de Gas por Cuenca (Ajuste), en \$/m<sup>3</sup>, por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022; Precios de Gas por Cuenca Alt (Aju) en \$/m<sup>3</sup>, por categoría tarifaria y cuenca, 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)

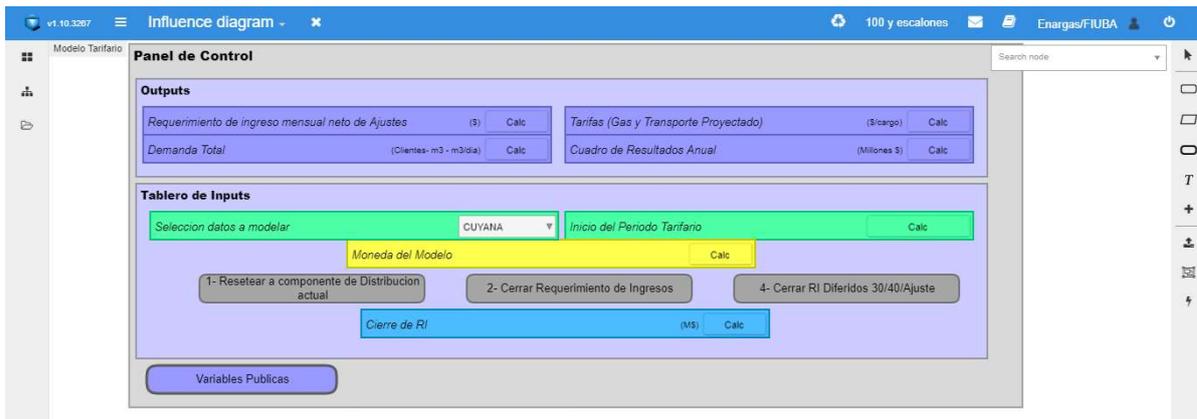
El libro Excel “*Template Tarifas de Transporte-MTT.xls*” contiene las tarifas de TGS y TGN, por mes, por fecha de Escalón de ajuste y característica del servicio, para el período abril de 2017-abril de 2018 (TGS Tarifas – Escalones y TGN Tarifas – Escalones) y las tarifas de las transportistas, con el mismo nivel de detalle, ajustadas a partir de octubre de 2018 (TGS Tarifas – Ajustes y TGN Tarifas – Ajustes).

La carpeta “*Ecogas Cuyana*” contiene una serie de libros Excel a saber: 1- Formulario Demanda – Cuyana; 2 – Formulario Inversiones – Cuyana; 3 – Base Tarifaria – Cuyana; 4 – Formulario Costos – Cuyana; 5 – Formulario Costo Gas y Transporte – Cuyana; 6 – Formulario Modelo Regulatorio – Cuyana; 7 – Formulario Tarifas Actuales – Cuyana; 8 – Formulario Financiero – Cuyana.

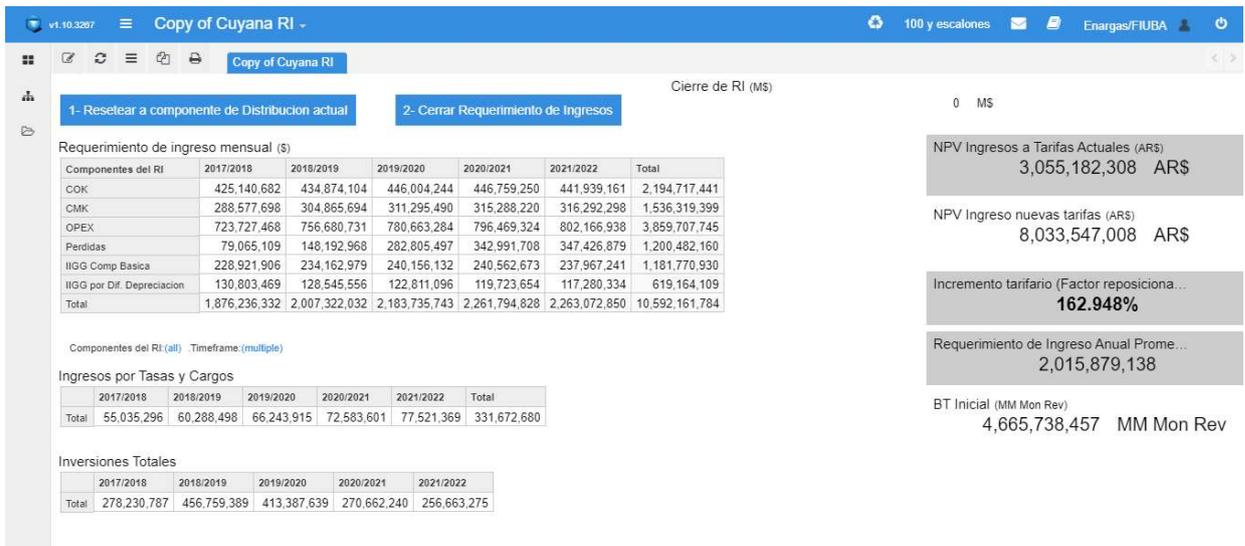
Los libros referidos precedentemente (tanto los llamados Templates como los denominados Formularios) son utilizados por el modelo como base de información para realizar el proceso de cálculo.

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 “Cuyana RI”; en la imagen que se adjunta a continuación se observa que el reporte corresponde a una copia del reporte original – “Copy of Cuyana RI” – realizada a fines de ajustar sólo el formato y poder observar todos los valores correspondientes al cuadro “Requerimiento de ingreso mensual” en una única imagen).



Haciendo una comparación con el resumen del flujo de fondos del Anexo I de la Resolución ENARGAS N° 308/18, donde se aprobaron los nuevos cuadros tarifarios para la distribuidora, se observa:

ANEXO I

**Resultado Revisión Tarifaria Integral Distribuidora de Gas Cuyana S.A.**

Base Tarifaria Inicial	\$	4.665.738								
Costo del Capital		9,33%								
			2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022			
Rentabilidad	\$	425.141	\$	434.874	\$	446.004	\$	446.759	\$	441.939
Depreciación Regulatoria	\$	288.578	\$	304.866	\$	311.295	\$	315.288	\$	316.292
Gastos Propios	\$	802.793	\$	904.874	\$	1.063.469	\$	1.139.461	\$	1.149.594
Impuesto a las Ganancias	\$	359.725	\$	362.709	\$	362.967	\$	360.286	\$	355.248
Requerimiento de Ingresos	\$	1.876.236	\$	2.007.322	\$	2.183.736	\$	2.261.795	\$	2.263.073
Ingresos por Tasas y Cargos	\$	55.035	\$	60.288	\$	66.244	\$	72.584	\$	77.521
Monto a Remunerar via Tarifas	\$	1.821.201	\$	1.947.034	\$	2.117.492	\$	2.189.211	\$	2.185.551
Depreciación Impositiva	\$	45.657	\$	66.138	\$	83.218	\$	92.944	\$	98.486

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: 162,948% 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° 95/2017.

**32.1. MODELO DE CALCULO TARIFARIO DE DISTRIBUCION – CAMUZZI GAS DEL SUR 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 "Sur", subcarpeta "100 y Escalones" compuesta por: un libro en Excel "Template Parametros Generales.xls", "Template Tarifas de Transporte-MTT.xls", una subcarpeta "Camuzzi Sur" 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)"

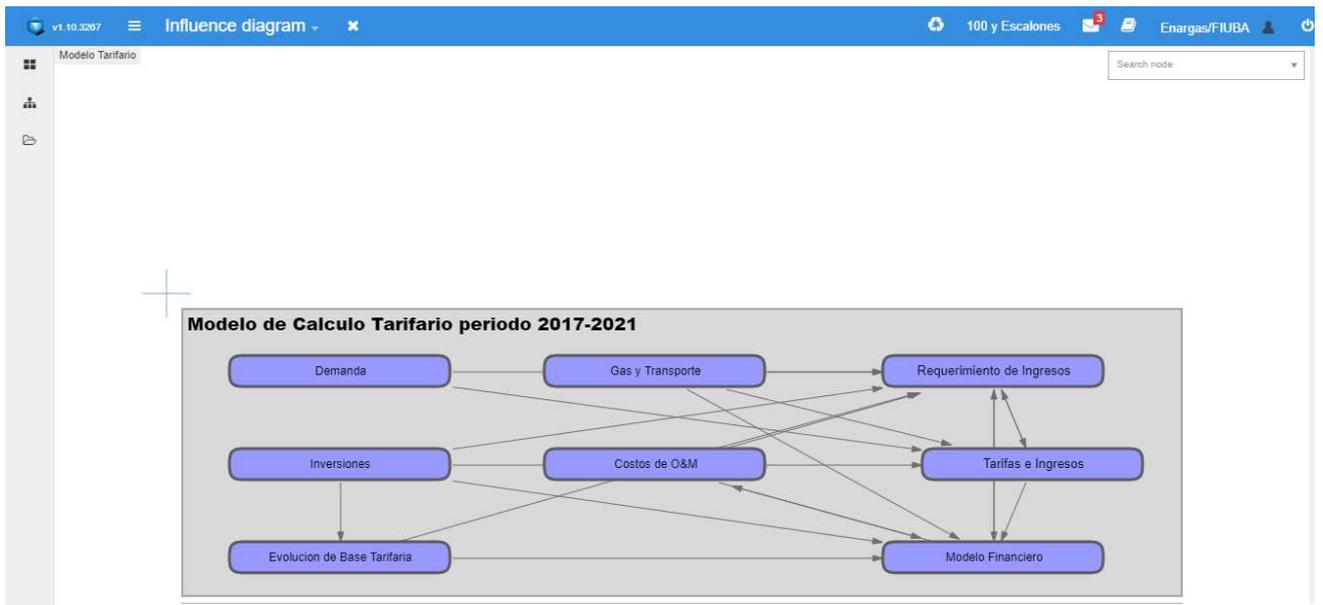
- Porcentaje de Gas Retenido, por Distribuidora y subzona
- Variación de la Componente de Transporte, por mes, por Transportista. La planilla aclara que se deben cargar los porcentajes de variación del transporte respecto de la situación vigente antes del ajuste y que el modelo hará “*Tarifa Actual \* (1+Variacion)*”
- Precio medio de gas para pérdidas, en \$/m<sup>3</sup>, 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
- Alotación 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 \$/m<sup>3</sup>, por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022; Precios de Gas por Cuenca Alt (Aju) en \$/m<sup>3</sup>, 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 “*Camuzzi Sur*” contiene una serie de libros Excel a saber: 1- Formulario Demanda – Sur; 2 – Formulario Inversiones – Sur; 3 – Base Tarifaria – Sur; 4 – Formulario Costos – Sur; 5 – Formulario Costo Gas y Transporte – Sur; 6 – Formulario Modelo Regulatorio – Sur; 7 – Formulario Tarifas Actuales – Sur; 8 – Formulario Financiero – Sur.

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:



**Panel de Control**

**Outputs**

Requerimiento de ingreso mensual neto de Ajustes	(\$)	Calc	Tarifas (Gas y Transporte Proyectado)	(\$carga)	Calc
Demanda Total	(Clientes- m3 - m3/día)	Calc	Cuadro de Resultados Anual	(Millones \$)	Calc

**Tablero de Inputs**

Selecion datos a modelar: SUR (dropdown) | Inicio del Periodo Tarifario: [Calc]

Moneda del Modelo: [Calc]

1- Rasetear 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 “Sur RI”; en la imagen que se adjunta a continuación se observa que el reporte corresponde a una copia del reporte original – “Copy of Sur RI” – realizada a fines de ajustar sólo el formato y poder observar todos los valores correspondientes al cuadro “Requerimiento de ingreso mensual” en una única imagen).



---

## H. ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS DE DEMANDA

---

### 33. ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA SA

#### 33.1. ANALISIS DEL EXPEDIENTE

Se procedió a analizar la información que se encuentra disponible en el Expediente Enargas N° 30.487 en su cuerpo N° 1 cuyo asunto es “Revisión Tarifaria Integral – Demanda- Distribuidora de GAS CUYANA S.A.”, creado el 4/11/2016.

En su inicio el ENARGAS, haciendo mención a lo establecido en el artículo 1 de la resolución MEyM 31/2016, requiere información a la Distribuidora mediante su NOTA ENRG/GDyE/GD/GT/GRGC/GAL/I N° 10349/16 del 7/11/16.

En su nota solicita:

- Detalle de la demanda correspondiente al año 2013.
- Proyección de la demanda del período 2017-2021, que deberá elaborarse considerando como año base el 2013 y de acuerdo a los criterios y esquemas establecidos en el Anexo adjunto en la nota.

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° 3425/16 no adjunta en expediente.

La nota establece 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 el Anexo metodológico anexo a la nota hace referencia a la recategorización de los usuarios que debe hacerse en el año base.

En su desarrollo hace expresa mención 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 desagregue 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 los 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 el 22/11/16 con la actuación 38584/16.

En el contenido de esa nota la Licenciataria elabora una respuesta a lo solicitado, pero manifiesta, en forma expresa, una serie de comentarios y consideraciones respecto de lo solicitado por el ENARGAS para la conformación de las proyecciones de consumo de los usuarios.

Respecto a la media de consumo de los usuarios residenciales la Licenciataria sostiene que los parámetros de dicho año no representan la modalidad de consumo actual y esperado en el quinquenio, menciona la existencia de al menos dos factores que genera un desvío, como ser la crónica térmica y la elasticidad de precios.

En otros párrafos continúa con los comentarios y consideraciones *“se refiere a la diferencia entre temperatura o crónica térmica verificada en el año 2013 y la que debería proyectarse para el quinquenio en cuestión. Los consumos a proyectar deberían ser aquellos que se corresponden con una crónica térmica media, considerando una serie histórica lo suficientemente larga, debido a que estadísticamente representa el escenario de temperatura más probable para el quinquenio”* la Licenciataria agrega *“En dicho marco, como resultado de los (i) incrementos de los precios de gas de boca de pozo y de las tarifas de transporte y distribución de gas natural efectivizados a partir del 7/10/16, mas (ii) aquellos nuevos incrementos esperables en el quinquenio 2017-2021 como resultado de las Revisiones Tarifarias de transporte y distribución, sumado a los escalones de ajustes previstos en el precio del gas PIST, es inevitable una importante retracción del consumo específico residencial por elasticidad precio de la demanda”*

La Distribuidora pone en conocimiento del ENARGAS que no comparte el criterio de incluir los usuarios que se incorporan por redes cedidas por terceros que no se encuentren asociadas a proyectos del plan de inversiones 2017-2021, debido a que existe una contraprestación que está relacionada con la evaluación económica prevista en la Resolución I/910.

Con la nota se adjunta el estudio realizado por la consultora Quantum para la estimación de la demanda del quinquenio, y un estudio realizado por la misma consultora para determinar la demanda asociada a las inversiones.

El 19/12/16 Ecogas ingresa la nota COM N° 5998/16 (actuación 41684) con información complementaria a la nota anteriormente enviada de fecha 22/11/16.

En la nota, adjunta el Anexo 11 con la proyección de la compra de gas PIST, necesaria para el abastecimiento de la demanda proyectada para los segmentos prioritarios y GNC, considerando el gas no contabilizado histórico, el efecto de los nuevos factores de corrección del gas y el gas retenido que corresponde.

Posteriormente en el expediente figura la nota ingresada el 6/3/17 con la actuación 6128/17 de un consultor externo haciendo mención a la realización del trabajo de consultoría para asistir al ENARGAS en la elaboración de un modelo econométrico de demanda. Luego de la nota se adjunta el Informe Final.

El trabajo encara un análisis no determinístico, lo cual deja expresado en frases como *“La especificación propuesta es flexible y la misma permite identificar y contabilizar la contribución de las tarifas de gas y electricidad, así como la actividad económica sobre la demanda de gas natural en un contexto de régimen cambiante de naturaleza estocástica. En ese sentido la 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 generó 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.

El 13/03/17 con la actuación 7130 ECOGAS CUYANA S.A. ingresa una nota rectificando la información enviada anteriormente correspondiente a la “Demanda Plan de Inversiones” y Demanda Final proyectada, dada la decisión de la empresa de reducir al mínimo las inversiones en expansión y potenciamiento de redes incluidas en el plan de Inversiones de la RTI.

En el expediente se adjunta el Memorándum ENRG/GD N° 39/ 2017 del 27/03/2017 donde se indica el factor de corrección promedio a aplicar al volumen facturado en la demanda prioritaria para el quinquenio.

El 27 de marzo del 2017 con la actuación 9197/17 el consultor entrega el Informe Final con la Proyección de demanda de Gas Natural para Argentina Periodo 2017-2021.

Con fecha del 27/03/17 se confecciona un Memorándum de Intervención destinado a la Gerencia de Desempeño y Economía instruyendo la forma en que se deberá considerar el volumen de los grandes usuarios con riesgo de by pass.

El 29 de marzo el ENARGAS realiza su informe técnico GDyE N° 61/17 referido al tratamiento de la demanda de ECOGAS CUYANA S.A.

En el informe menciona los criterios utilizados para su elaboración, incluyendo el tratamiento de la demanda asociada a los proyectos de inversión.

Finalmente expone el cuadro con las proyecciones de usuarios y demanda del quinquenio que deberán ser considerados para el cálculo de la revisión de tarifas.

ANEXO INFORME GDyE N°61/17

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
R1	cantidad de clientes	142.565	146.328	150.171	153.916	158.611
R1	volumen	63.734.518	61.865.160	63.438.598	65.315.330	67.019.154
R2-1	cantidad de clientes	23.457	24.074	24.705	25.320	25.764
R2-1	volumen	18.418.895	17.937.979	18.396.090	18.929.565	19.428.401
R2-2	cantidad de clientes	44.429	45.599	46.794	47.959	48.799
R2-2	volumen	40.698.471	39.659.913	40.673.278	41.849.345	42.954.597
R2-3	cantidad de clientes	39.127	40.160	41.214	42.241	42.981
R2-3	volumen	42.428.877	41.379.494	42.439.787	43.662.227	44.817.957
R3-1	cantidad de clientes	32.104	32.952	33.816	34.660	35.268
R3-1	volumen	40.819.085	39.849.553	40.870.873	42.042.087	43.160.599
R3-2	cantidad de clientes	25.308	25.978	26.661	27.327	27.806
R3-2	volumen	37.362.261	36.512.396	37.449.655	38.517.836	39.548.327
R3-3	cantidad de clientes	34.337	35.246	36.172	37.076	37.726
R3-3	volumen	59.748.849	58.437.884	59.939.981	61.641.108	63.295.215
R3-4	cantidad de clientes	50.957	52.307	53.681	55.021	55.985
R3-4	volumen	143.664.191	140.517.539	144.131.409	148.209.996	152.181.228
TS - R1	cantidad de clientes	50.141	51.486	52.853	54.189	55.151
TS - R1	volumen	21.611.581	20.985.008	21.522.947	22.165.912	22.750.180
TS - R2-1	cantidad de clientes	12.206	12.534	12.867	13.192	13.426
TS - R2-1	volumen	9.304.781	9.065.109	9.299.473	9.572.121	9.826.499
TS - R2-2	cantidad de clientes	25.548	26.233	26.930	27.609	28.097
TS - R2-2	volumen	22.919.826	22.342.825	22.920.626	23.589.707	24.216.872
TS - R2-3	cantidad de clientes	22.680	23.287	23.903	24.505	24.937
TS - R2-3	volumen	24.200.386	23.607.619	24.217.262	24.919.885	25.583.401
TS - R3-1	cantidad de clientes	18.412	18.904	19.404	19.891	20.241
TS - R3-1	volumen	23.247.634	22.701.074	23.287.847	23.958.700	24.597.916
TS - R3-2	cantidad de clientes	13.365	13.721	14.083	14.436	14.690
TS - R3-2	volumen	19.689.895	19.244.775	19.741.269	20.305.937	20.849.872
TS - R3-3	cantidad de clientes	16.782	17.229	17.684	18.127	18.445
TS - R3-3	volumen	29.151.474	28.515.013	29.250.842	30.083.227	30.891.763
TS - R3-4	cantidad de clientes	20.311	20.852	21.403	21.939	22.326
TS - R3-4	volumen	56.904.044	55.661.135	57.097.795	58.720.978	60.300.162

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
P1	cantidad de clientes	23.808	24.547	25.316	26.086	26.641
P1	volumen	39.657.383	37.685.051	37.650.820	37.806.157	38.002.064
P2	cantidad de clientes	2.074	2.139	2.205	2.273	2.321
P2	volumen	52.698.254	49.551.367	49.487.766	49.770.016	50.051.763
P3	cantidad de clientes	112	116	119	123	126
P3	volumen	44.836.296	42.634.607	42.591.608	42.943.475	43.106.842
TS - P1	cantidad de clientes	9	9	9	9	9
TS - P1	volumen	19.694	18.608	18.638	18.763	18.929
TS - P2	cantidad de clientes	11	11	11	11	11
TS - P2	volumen	605.499	555.405	553.673	559.541	562.394
TS - P3	cantidad de clientes	74	74	74	74	74
TS - P3	volumen	67.031.446	61.926.375	61.780.942	62.317.644	62.696.576

ANEXO INFORME GDyE N°61/17

83

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
G	cantidad de clientes	46	46	46	46	46
G	volumen	26.618.928	27.104.900	27.168.610	27.455.469	27.390.956
G	capacidad	121.767	121.767	121.767	121.767	121.767

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
SDB - P - Firme	cantidad de clientes	8	8	8	8	8
SDB - P - Firme	volumen	23.745.652	24.051.517	24.180.831	24.392.159	24.374.894
SDB - RESTO - Firme	cantidad de clientes	11	11	11	11	11
SDB - RESTO - Firme	volumen	48.851.227	50.040.102	50.004.111	50.632.531	50.477.347
GNC - Firme	cantidad de clientes	220	220	220	220	220
GNC - Firme	volumen firme	272.408.338	277.540.086	278.064.613	281.086.546	280.268.804
GNC - Firme	volumen interrumpible	18.809.644	19.176.809	19.209.166	19.420.088	19.365.952
GNC - Firme	capacidad	1.427.412	1.453.795	1.456.814	1.472.485	1.468.327
GNC - Interrumpible	cantidad de clientes	1	1	1	1	1
GNC - Interrumpible	volumen	401.314	408.101	409.252	413.459	412.399
GU - FD - Firme	cantidad de clientes	39	39	39	39	39
GU - FD - Firme	volumen firme	991.436.422	1.009.799.745	1.011.926.347	1.022.776.702	1.019.940.793
GU - FD - Firme	volumen interrumpible	60.243.166	61.163.406	61.367.834	61.978.382	61.758.407
GU - FD - Firme	capacidad	1.341.248	1.366.640	1.369.171	1.384.091	1.380.117
GU - FT - Firme	cantidad de clientes	1	1	1	1	1
GU - FT - Firme	volumen firme	1.327.281	1.349.418	1.354.704	1.367.636	1.366.338
GU - FT - Firme	volumen interrumpible	141.961	146.059	145.689	147.696	147.161
GU - FT - Firme	capacidad	14.803	15.063	15.103	15.260	15.223
GU - ID - Interrumpible	cantidad de clientes	8	8	8	8	8
GU - ID - Interrumpible	volumen	95.837.752	96.930.412	97.450.294	98.304.171	98.076.475
GU - IT - Interrumpible	cantidad de clientes	1	1	1	1	1
GU - IT - Interrumpible	volumen	18.331.608	-	-	7.911.160	25.573.183

A continuación, se muestran las comparaciones entre el consumo y los usuarios residenciales reales respecto de los proyectados, y posteriormente se comparan los consumos y los usuarios totales reales con los proyectados.

- a) Si comparamos la previsión de demanda realizada por el ENARGAS para el segmento Residencial respecto a la demanda real declarada por la Distribuidora para los primeros 3 años del quinquenio podemos observar:

Demanda proyectada

Clientes	Concepto	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
Residenciales	N° de usuarios	571.729	586.890	602.341	617.408	628.253
	Volumen [m³]	653.904.768	638.282.476	654.677.732	673.483.961	691.422.143

Se recurrió a la información que se encuentra disponible en las páginas del ENARGAS (<https://www.enargas.gov.ar/secciones/transporte-y-distribucion/datos-operativos>) para saber cuál fue la demanda real residencial y la cantidad de usuarios en el período 2017 al 2019. La cual resumimos en el cuadro a continuación:

Clientes	Concepto	2017/18	2018/19	2019/20
Residenciales	N° de usuarios	559.044	567.588	577.721
	Volumen [m³]	669.875.000	616.932.000	593.187.000

En la comparación podemos ver que el volumen residencial anual real fue mayor que el volumen proyectado del quinquenio para el año 2017, luego se invierte y el consumo real residencial real cae por debajo de lo proyectado.

	2017/18	2018/19	2019/20
<b>Variación de consumo</b>	2,4%	-3,3%	-9,4%

La cantidad de usuarios residenciales reales terminó siendo menor que lo proyectado.

Concepto	2017/18	2018/19	2019/20
N° de usuarios proyectados	571.729	586.890	602.341
N° de usuarios reales	559.044	567.588	577.721

	2017/18	2018/19	2019/20
<b>Variación de usuarios residenciales</b>	-2,2%	-3,3%	-4,1%

b) De los cuadros de Datos Operativos de la página del ENARGAS se tomaron los volúmenes de la demanda total real abastecida por ECOGAS CUYANA.

A continuación, mostramos un cuadro con los volúmenes entregados y su porcentaje de desvío:

Concepto	2017/18	2018/19	2019/20
Demanda Total Proyectada	2.417.846.567	2.399.322.983	2.419.002.549
Demanda Total Real	2.441.724.000	2.434.377.000	2.397.800.000

	2017/18	2018/19	2019/20
Variación de consumo	0,99%	1,46%	-0,88%

Si hacemos la comparativa de los usuarios totales proyectados para el quinquenio con los registrados hasta el 2019 podemos ver lo siguiente:

Usuarios Totales	2017/18	2018/19	2019/20
Usuarios Previstos	598.152	614.121	630.410
Usuarios Reales	584.246	592.386	602.158

La cantidad de usuarios reales para el periodo es un 4.48 % menor respecto a los usuarios totales proyectados al año 2019.

### 33.2. CONCLUSIONES

Se ha realizado el análisis del estudio presentado por Distribuidora de Gas Cuyana 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 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.

### **34. ANALISIS DEL ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR CAMUZZI GAS DEL SUR**

#### **34.1. ANALISIS DEL EXPEDIENTE**

Se procedió a analizar la información que se encuentra disponible en el expediente 30.485 en su cuerpo N°1 cuyo asunto es “Revisión Tarifaria Integral – Demanda- Distribuidora de GAS CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.”, creado el 4/11/2016.

En su inicio el ENARGAS, haciendo mención a lo establecido en el artículo 1 de la resolución MEyM 31/2016, requiere información a la Distribuidora mediante su NOTA ENRG/GDyE/GD/GT/GRGC/GAL/I N° 10348/16 del 7/11/16.

En su nota solicita:

- Detalle de la demanda correspondiente al año 2013.
- Proyección de la demanda del período 2017-2021, que deberá elaborarse considerando como año base el 2013 y de acuerdo a los criterios y esquemas establecidos en el Anexo adjunto en la nota.

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° 3425/16 no adjunta en expediente.

La nota menciona 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 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 desagregue 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 los 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 AR/JR/GC/er/2673 ingresada el 29/11/16 con la actuación 39298/16

En el contenido de esa nota la Licenciataria elabora una respuesta a lo solicitado, pero manifiesta en forma expresa una serie comentarios y consideraciones respecto de lo solicitado por el ENARGAS para la conformación de las proyecciones de consumo de los usuarios.

Respecto a la media de consumo de los usuarios residenciales la Licenciataria manifiesta no siguió los lineamientos de la nota sino que tomó el valor promedio de los últimos 10 años.

En la nota adjunta el estudio realizado por la consultora Quantum para la estimación de la demanda del quinquenio, y un estudio realizado por la misma consultora para determinar la demanda asociada a las inversiones.

Posteriormente en el expediente figura la nota ingresada el 6/3/17 con la actuación 6128/17 del consultor externo haciendo mención a la realización del trabajo de consultoría para asistir al ENARGAS en la elaboración de un modelo econométrico de demanda. Luego de la nota se adjunta el Informe Final.

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 gas y electricidad así como la actividad económica sobre la demanda de gas natural en un contexto de régimen cambiante de naturaleza estocástica. En ese sentido la 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 generó 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 expediente se adjunta el Memorándum ENRG/GD N° 39/ 2017 del 27/03/2017 donde se indica el factor de corrección promedio a aplicar al volumen facturado en la demanda prioritaria para el quinquenio.

Con fecha del 27/03/17 se confecciona un Memorándum Intervención destinado a la Gerencia de Desempeño y Economía instruyendo la forma en que se deberá considerar el volumen de los grandes usuarios con riesgo de by pass.

El 29/03/17 Camuzzi Gas del Sur ingresa su nota AR/JR/GC/er/0669 (actuación 9501) entregando información sobre consumos importantes que van a ver alterado su curva de consumo durante el quinquenio, menciona que el consumo de Diadema será nulo, que la Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP) tendrá un consumo menor que los históricos y que no debiera considerarse a Aluar como cliente a ser abastecido por la distribuidora.

El 29 de marzo el ENARGAS realiza su informe técnico GDyE N° 58/17 referido al tratamiento de la demanda de CAMUZZI GAS DEL SUR S.A., en el que se menciona que se contemplaron las cuestiones señaladas por la Licenciataria en sus últimas presentaciones con respecto al comportamiento previsto en los consumos de los grandes usuarios “Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural Diadema” (operado por YPF) y Aluar.

Finalmente expone el cuadro con las proyecciones de usuarios y demanda del quinquenio que deberán ser considerados para el cálculo de la revisión de tarifas.

ANEXO INFORME GDyE N°58/17

REFOLIADO N° 5247

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
R1	cantidad de clientes	108.828	112.164	115.713	119.167	122.071
R1	volumen	185.640.094	190.328.696	198.354.863	204.169.948	207.027.672
R2-1	cantidad de clientes	37.477	38.592	39.752	40.893	41.857
R2-1	volumen	103.025.374	105.543.865	109.831.012	112.940.068	114.474.532
R2-2	cantidad de clientes	39.596	40.724	41.885	43.014	43.988
R2-2	volumen	129.783.927	132.831.469	138.099.099	141.819.145	143.616.160
R2-3	cantidad de clientes	51.864	53.385	54.980	56.563	57.915
R2-3	volumen	187.701.668	192.181.398	199.937.660	205.593.232	208.469.600
R3-1	cantidad de clientes	76.884	79.063	81.414	83.768	85.793
R3-1	volumen	326.576.460	334.000.394	347.273.652	357.093.629	362.240.528
R3-2	cantidad de clientes	60.908	62.721	64.639	66.542	68.159
R3-2	volumen	318.556.519	326.271.169	339.566.415	349.404.773	354.495.552
R3-3	cantidad de clientes	50.115	51.539	53.072	54.575	55.855
R3-3	volumen	318.324.740	325.659.820	338.699.686	348.166.506	352.929.456
R3-4	cantidad de clientes	65.890	67.565	69.434	71.259	72.808
R3-4	volumen	594.948.287	606.714.803	629.766.270	646.099.700	653.699.588
TS - R1	cantidad de clientes	19.304	19.874	20.489	21.114	21.647
TS - R1	volumen	30.418.286	31.133.808	32.416.422	33.384.964	33.900.347
TS - R2-1	cantidad de clientes	9.694	9.961	10.243	10.530	10.779
TS - R2-1	volumen	23.996.920	24.498.963	25.435.339	26.149.030	26.535.932
TS - R2-2	cantidad de clientes	10.748	11.052	11.361	11.671	11.945
TS - R2-2	volumen	31.089.818	31.754.232	32.957.968	33.842.291	34.320.164
TS - R2-3	cantidad de clientes	14.748	15.159	15.592	16.032	16.412
TS - R2-3	volumen	47.861.035	48.869.539	50.739.344	52.154.262	52.929.804
TS - R3-1	cantidad de clientes	20.965	21.547	22.163	22.789	23.329
TS - R3-1	volumen	80.111.555	81.797.545	84.921.756	87.296.321	88.608.344
TS - R3-2	cantidad de clientes	15.461	15.919	16.390	16.867	17.271
TS - R3-2	volumen	73.381.637	75.077.650	78.021.432	80.282.105	81.498.345
TS - R3-3	cantidad de clientes	11.412	11.725	12.053	12.374	12.648
TS - R3-3	volumen	66.491.394	67.881.629	70.443.497	72.261.101	73.169.383
TS - R3-4	cantidad de clientes	14.764	15.114	15.508	15.897	16.228
TS - R3-4	volumen	126.920.048	129.061.161	133.723.565	137.088.687	138.680.795

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
P1	cantidad de clientes	53.322	55.098	56.764	58.639	60.315
P1	volumen	161.439.789	160.187.170	161.329.341	161.367.299	158.168.165
P2	cantidad de clientes	6.322	6.529	6.712	6.907	7.082
P2	volumen	153.888.979	152.479.112	153.720.065	153.637.245	151.729.452
P3	cantidad de clientes	340	342	344	345	345
P3	volumen	149.088.991	150.472.321	150.821.518	153.753.405	153.214.859
TS - P1	cantidad de clientes	4.921	5.065	5.205	5.375	5.525
TS - P1	volumen	18.239.706	18.087.216	18.216.419	18.204.436	17.989.883
TS - P2	cantidad de clientes	3.083	3.165	3.234	3.316	3.396
TS - P2	volumen	89.551.394	88.754.944	89.437.550	89.371.603	88.293.553
TS - P3	cantidad de clientes	169	170	170	170	170
TS - P3	volumen	39.469.003	39.054.182	39.420.299	39.384.706	38.868.487

ANEXO INFORME GDyE N°58/17

REFOLIADO N° 262

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
G	cantidad de clientes	7	7	7	7	7
G	volumen	7.358.917	7.481.911	7.492.535	7.705.959	7.711.896
G	capacidad	43.400	43.400	43.400	43.400	43.400

SEGMENTO	CONCEPTO	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
SDB - P - Firme	cantidad de clientes	2	2	2	2	2
SDB - P - Firme	volumen	521.939	532.122	531.586	547.551	547.869
SDB - RESTO - Firme	cantidad de clientes	10	10	10	10	10
SDB - RESTO - Firme	volumen	157.549.021	161.392.341	160.545.601	165.891.210	166.093.821
GNC - Firme	cantidad de clientes	37	37	37	37	37
GNC - Firme	volumen firme	47.448.708	48.361.929	48.322.848	49.769.623	49.781.594
GNC - Firme	volumen interrumpible	8.632.851	8.798.292	8.791.868	9.054.968	9.056.928
GNC - Firme	capacidad	276.480	281.785	281.575	289.992	290.053
GNC - Interrumpible	cantidad de clientes	12	12	12	12	12
GNC - Interrumpible	volumen	18.480.109	18.835.993	18.820.600	19.384.469	19.384.383
GU - FD - Firme	cantidad de clientes	26	26	26	26	26
GU - FD - Firme	volumen firme	579.464.607	589.788.054	590.083.282	606.981.209	607.851.354
GU - FD - Firme	volumen interrumpible	53.288.011	54.238.719	54.258.187	55.801.600	55.829.130
GU - FD - Firme	capacidad	3.706.542	3.777.668	3.774.818	3.887.657	3.888.074
GU - FT - Firme	cantidad de clientes	1	1	1	1	1
GU - FT - Firme	volumen firme	153.645.973	156.605.437	156.476.391	161.153.977	161.185.023
GU - FT - Firme	volumen interrumpible	26.379	27.140	26.868	27.888	27.713
GU - FT - Firme	capacidad	503.932	513.602	513.219	528.559	528.672
GU - ID - Interrumpible	cantidad de clientes	17	17	17	17	17
GU - ID - Interrumpible	volumen	324.460.875	330.687.345	330.440.385	340.317.652	340.390.073
GU - IT - Interrumpible	cantidad de clientes	-	-	-	-	-
GU - IT - Interrumpible	volumen	-	-	-	-	-

A continuación, se muestran las comparaciones entre el consumo y los usuarios residenciales reales respecto de los proyectados, y posteriormente se comparan los consumos y los usuarios totales reales con los proyectados.

- a) Si comparamos la previsión de demanda realizada por el ENARGAS para el segmento Residencial respecto a la demanda real declarada por la Distribuidora para los primeros 3 años del quinquenio podemos observar:

Demanda proyectada

Cientes	Concepto	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
Residenciales	N° de usuarios	608.638	626.104	644.688	663.055	678.705
	Volumen [m³]	2.644.824.762	2.702.606.141	2.810.187.980	2.887.745.761	2.926.596.002

Se recurrió a la información que se encuentra disponible en las páginas del ENARGAS (<https://www.enargas.gov.ar/secciones/transporte-y-distribucion/datos-operativos>) para saber cuál fue la demanda real residencial y la cantidad de usuarios en el período 2017 al 2019. La cual resumimos en el cuadro a continuación:

Cientes	Concepto	2017/18	2018/19	2019/20
Residenciales	N° de usuarios	597.088	608.461	626.082
	Volumen [m³]	2.511.965.000	2.558.239.000	2.528.120.000

En la comparación podemos ver que el volumen residencial anual real fue siempre menor al consumo residencial proyectado.

	2017/18	2018/19	2019/20
<b>Variación de consumo</b>	-5%	-5%	-10%

Como mencionamos anteriormente la cantidad de usuarios residenciales reales terminó siendo menor que lo proyectado.

Concepto	2017/18	2018/19	2019/20
N° de usuarios proyectados	608.638	626.104	644.688
N° de usuarios reales	597.088	608.461	626.082

	2017/18	2018/19	2019/20
<b>Variación de usuarios residenciales</b>	-1,9%	-2,8%	-2,9%

b) De los cuadros de Datos Operativos de la página del ENARGAS se tomaron los volúmenes de la demanda total real abastecida por CAMUZZI GAS DEL SUR.

A continuación, mostramos un cuadro con los volúmenes entregados y su porcentaje de desvío:

Concepto	2017/18	2018/19	2019/20
Demanda Total Proyectada	4.607.381.014	4.688.390.369	4.798.923.322
Demanda Total Real	4.430.211.000	4.483.629.000	4.695.620.000

	2017/18	2018/19	2019/20
<b>Variación de consumo</b>	-3,85%	-4,37%	-2,15%

Si hacemos la comparativa de los usuarios totales proyectados para el quinquenio con los registrados hasta el 2019 podemos ver lo siguiente:

Usuarios Totales	2017/18	2018/19	2019/20
Usuarios Previstos	676.905	696.583	717.227
Usuarios Reales	664.420	676.107	693.353

La cantidad de usuarios totales reales para el periodo es un 3.33 % menor respecto a los usuarios totales proyectados al año 2019.

## 34.2. CONCLUSIONES

Se ha realizado el análisis del estudio presentado por Camuzzi Gas del Sur 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 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**

---

### **35. ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA SA**

#### **35.1. ANALISIS DEL EXPEDIENTE**

Este informe describe y analiza la información presente en el Expediente N° 29527 cuyo asunto es la Revisión Tarifaria Integral, costos, organigrama y estructura de la DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

El día 1 de junio del 2016 el ENARGAS envía una serie de notas solicitando a la Distribuidora información para ser utilizada como base de la revisión quinquenal de tarifas 2017/2021. El objeto de este pedido derivó en el envío de documentación de los sistemas operados por la distribuidora, los gastos de estructura, los organigramas y los gastos de operación y mantenimiento.

Mediante la Nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N° 05062/16, el ENARGAS solicita el envío inicial de información contable, la cual debería 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° 3425/16.

Con la Nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRGC/GAL/I N° 05051/16, el ente regulador 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° 5084/16 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° 5070/16 la autoridad regulatoria solicita información referida a la Atención comercial, haciendo hincapié en los siguientes dos 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.

El 21/6/16 Ecogas Cuyana ingresa la nota GAF N° 2505 en respuesta a la ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N° 05062/16 referida a los estados contables (actuación ENRG N° 18713). En dicha documentación menciona algunas consideraciones como ser: *“los gastos informados se refieren a erogaciones históricas expresadas en la moneda que fueron ejecutados para cada uno de los años informados, por lo que no representan el nivel de gastos requeridos para el quinquenio objeto de la RTI, tanto en cantidad como en precio”*.

La Distribuidora adjunta comprobantes de entrega de los archivos en el S.A.R.I.

El 23/6/16 con la actuación ENRG N° 19178 la Licenciataria envía su nota AF N° 2522 respondiendo al pedido de información del funcionamiento de los centros de atención a clientes (ENRG/GDyE/GRGC/GAL/I N° 5070/16).

En el texto de la nota la Distribuidora menciona que la información *“es de carácter histórica y que solo refleja la situación del año informado, por lo que no representa el esquema de funcionamiento requerido para el quinquenio objeto de la RTI”*.

Con la nota RH N° 2685/16 ingresada el 30/6/16 con la actuación ENRG N° 20155, Ecogas responde la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRGC/GAL/I N° 05051/16 en forma parcial, señalando que la empresa estaba en proceso de elaboración del Organigrama funcional detallado al 31/12/2015.

También hace referencia a *“que la información presentada sobre salarios y costos es de carácter histórico y que solo refleja la situación del mes de Diciembre de 2015, por lo que no representa el nivel de gastos requeridos para el quinquenio”*.

El 30/6/16 la Licenciataria responde la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N° 5084/16 sobre la descripción de los sistemas operados para mantener el servicio, ingresando la nota GAF N° 2692 (actuación ENRG N° 20157). Adjunta los envíos de los archivos digitales y aclara que el Anexo Equipamiento, maquinaria y herramental estaba en un proceso de elaboración y que sería enviado a la mayor brevedad.

Respecto de los trabajos contratados a terceros, señala que los precios están expresados a valores históricos y que no representan el costo actual de los precios de dichos trabajos ni el esperado para el nivel requerido por el quinquenio.

Por otro parte menciona que *“el importe total informado en el anexo de trabajo contratado a terceros no refleja el total de erogaciones realizadas a terceros por esta licenciataria, que no incluye aquellas que se efectivizaron mediante otros medios tales como facturas directas, fondos fijos, rendiciones de gastos..”*

Con la nota RH N° 3023 (actuación ENRG N° 21303) ingresada el 11/7/16 Ecogas manda una rectificación de la información remitida de las remuneraciones, y envía información complementaria que le fuera solicitada por otros medios.

El 8/8/16 la licenciataria ingresa la nota GAF N° 3691 (actuación ENRG N° 24680) relacionada con la nota ENRG/GDyE/GRGC/GAL/I N° 5070/16 referida a los sistemas operados por la empresa. En dicha nota hace mención a la entrega de un archivo rectificativo de los usuarios y a envío complementario de los anexos de Equipamiento, maquinaria y herramental, solicitados oportunamente.

Con la nota DF N° 3817 ingresada el 10/8/16 que se le asignó la actuación ENRG N° 25048, Ecogas envía documentación sobre el Organigrama funcional detallado al 31/12/15, complementando lo informado el 30/6/16.

La nota destaca que la información *“solo refleja el esquema de funcionamiento de año informado y la cantidad de personal incluye las vacantes identificadas al 31/12/2015, mostrando la estructura de personal definida en función de las actuales necesidades y los proyectos vigentes, sin considerar la dotación del personal que se requerirá producto del nivel de inversiones que se apruebe para el quinquenio objeto de la RTI, ni de las localidades que se incorporen..., el actual organigrama a diciembre 2015 se corresponde con un escenario restrictivo producto de la falta de actualización tarifaria.”*

Con la actuación ENRG N° 25050 del 10/8/16 se da ingreso a la nota DF N° 3818 relacionada con ENRG/GDyE/GRGC/GAL/I N° 5070/16, sobre los Centros de Atención Telefónica, en esta comunicación la Distribuidora rectifica lo enviado en la nota AF N° 2522 del 21/06/16.

El primer informe elaborado por el ENARGAS es el GCER N° 545/2016 RTI – Haberes del 8/8/16. El mismo tuvo como objetivo constatar que la información remitida correspondiente a los haberes

liquidados en el mes de diciembre del 2015, sea concordante con la documentación de respaldo de la compañía. Para su confección se desarrollaron tareas como la verificación de la salarial con los registros contables, su registración en el libro ley de Sueldos y Jornales y el formulario AFIP 931.

En el mismo se deja constancia de la cantidad de empleados de la distribuidora bajo la característica de convenio o fuera del mismo, la cual se resume a continuación:

**Cuadro I**

Dirección / Gerencia	Convenio	Otros fuera Convenio	Jefes / Líder	Directores / Gerentes	Total Dirección / Gerencia
Dirección Ejecutiva	1	3		1	5
Dirección Financiera	6	6	1	1	14
Gerencia Comercial		4	1		5
Gerencia de Centros Operativos	45	5	4		54
Gerencia de Ingeniería	33	12	4	1	50
Gerencia de Recursos Humanos		2			2
Gerencia de Salud, Seguridad y Ambiente	32	10	4	1	47
Gerencia Operación y Mantenimiento	65	10	5	1	81
Inactivos	2				2
<b>Total por Categoría</b>	<b>184</b>	<b>52</b>	<b>19</b>	<b>5</b>	<b>260</b>

En el informe se identifica el monto de los haberes y el personal intercompany con el cual Ecogas Cuyana brinda servicios a Centro.

Por otra parte, se visualizó que un total de 20 empleados prestan servicio a Ecogas Centro, de las cuales 12 personas están bajo convenio y las 8 personas restantes son fuera de convenio.

Bajo el título de "Observaciones" del Informe, se menciona que de los montos correspondientes a diciembre se detrajeron horas extras, anticipos de haberes, compensación de viviendas, reintegro de medicamentos y reparto de facturas.

Los conceptos de Bono de Seguridad, Bono de participación en resultados, anticipo CCT no son incluidos dentro de la masa salarial por ser conceptos de tratamiento particular.

Seguidamente en el expediente 29527 se presenta un segundo informe GCER N° 584/16 titulado RTI Gastos "Anexo H", de fecha 8/9/16, el cual da continuidad al GCER N° 545/16 mencionado anteriormente. El objetivo de este segundo informe es 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 menciona que se detrajo de las cuentas todo aquello que no tuviese que ver con la actividad regulatoria y 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.

Dentro de las observaciones del informe se menciona que la Distribuidora incluyó en los saldos de cuentas, montos que recuperó mediante el traslado a los usuarios, en lo atinente a tasas y cargos.

El informe concluye destacando que el Anexo H guarda relación con los registros contables y documentación de respaldo legal y procede a reacomodarlo a partir de los ajustes que se resumen a continuación:

Concepto	Gastos de Distribución	Gastos de Administración	Gastos de Comercialización	Gastos de Financiación	Activación de Gastos	Total 31/12/2015	Incidencia	Ajuste S/Auditoría	Saldo S/Auditoría
Remuneraciones y cargas sociales	78.050	33.656	40.075	-	3.696	155.477	35,08%	-	155.477
Honorarios directores y síndicos	-	1.380	-	-	-	1.380	0,31%	-	1.380
Honorarios por servicios profesionales	841	13.753	123	-	-	14.717	3,32%	-	14.717
Juicios y reclamos	23.362	13.018	1.943	-	-	38.323	8,65%	-	38.323
Gastos de facturación y cobranzas	-	-	29.446	-	-	29.446	6,64%	2.510	26.936
Alquileres varios	10	1.134	778	-	-	1.922	0,43%	-	1.922
Primas de seguros	1.914	335	146	-	-	2.395	0,54%	14	2.381
Viajes y estadías	1.389	1.130	803	-	-	3.322	0,75%	-	3.322
Gastos de correos y telecomunicaciones	160	1.348	500	-	-	2.008	0,45%	-	2.008
Depreciación de propiedad, planta y equipo	25.952	424	557	-	-	26.933	6,08%	-	26.933
Amortización de activos intangibles	3.081	-	9	-	-	3.090	0,70%	-	3.090
Servidumbres de paso	1.525	-	-	-	-	1.525	0,34%	-	1.525
Mantenimiento y reparación de propiedad, planta y equipo	19.934	8.472	2.660	-	-	31.066	7,01%	2.281	28.785
Impuestos, tasas y contribuciones	613	-481	2.420	-	-	3.514	0,79%	-433	3.081
Impuesto a los Ingresos Brutos	-	-	16.908	2.800	-	19.708	4,45%	17.810	1.898
Tasa ENARGAS	10.283	4.660	5.929	-	-	20.872	4,71%	-	20.872
Deudores incobrables	-	-	3.810	-	-	3.810	0,86%	-	3.810
Publicidad y propaganda	-	-	1.072	-	-	1.072	0,24%	145	927
Limpieza y vigilancia	4.690	994	2.168	-	-	7.861	1,77%	-	7.861
Gastos y comisiones bancarias	-	300	-	-	-	300	0,07%	-	300
Intereses y otros resultados financieros	-	-	-	43.502	-	43.502	9,81%	-	43.502
Servicios y suministros de terceros	1.162	1.877	1.233	-	-	4.272	0,96%	239	4.033
Convenios de atención comercial y técnica	278	-	424	-	-	702	0,16%	-	702
Costo de Fletes	17.417	-	-	-	-	17.417	3,93%	-	17.417
Gastos diversos	3.069	4.840	694	-	-	8.603	1,94%	-	8.603
<b>Total de gastos</b>	<b>193.739</b>	<b>87.802</b>	<b>111.698</b>	<b>46.302</b>	<b>3.696</b>	<b>443.237</b>	<b>100%</b>	<b>23.432</b>	<b>419.805</b>

A continuación en el expediente se presenta la nota ENRG/GDyE/GAL/I N° 9221 con fecha 3/10/16, la cual solicita el envío de información sobre los gastos de transporte y características de las plantas de Almacenamiento asociadas a localidades abastecidas con GLP, GNC o GNP por redes.

Seguida a través de nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09265 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.

Esta misma nota solicita información de cada Unidad de Negocio, Centro Operativo o Centro de Gestión que se aclare la actividad, la cantidad de personal propio o contratado, indicando el porcentaje de participación en las distintas actividades que pudiera llevar adelante esa persona, cantidad de vehículos, kilómetros recorridos, etc.

El 26/10/16 se firma un acta de auditoria entre Ecogas y ENARGAS llevada a cabo en las oficinas de la Distribuidora.

En dicha acta se deja constancia que la Licenciataria no ha cumplido lo requerido en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09265, ni tampoco a lo solicitado en durante la auditoria. Esto se apoya en que Ecogas presentó una proyección de gastos del año 2017, que

no se ajusta a los términos de la nota ni del pedido de la auditoría de campo. Para revertir esta situación la autoridad regulatoria le otorga un plazo de dos días para el envío de la información solicitada.

El 31/10/16 Ecogas envía la nota GPGC N° 5204 (actuación ENRG N° 36061) respondiendo a la ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09265 con la proyección de gastos para el quinquenio, en la cual remite información correspondiente al año 2017, en valores de agosto del 2016, tomando ésta como base para la proyección del quinquenio.

En el mismo acto, ingresa una segunda nota la GPGC N° 5272 (actuación ENRG N° 36068) respondiendo a ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRGC/GAL/I N° 05051/16, adjuntando una nueva versión del organigrama el cual incluye las modificaciones resultantes del último Plan de Inversiones presentado.

El 3/11/16 Ecogas envía otra nota, la GPGC N° 5272 (actuación ENRG N° 36520) donde remite la información correspondiente a la proyección de gastos del período 2017-2021, con algunas reclasificaciones menores para el año 2017 respecto de lo remitido en anteriormente.

Adjunta los Anexos I, II, III, IV Gastos recurrentes de la variación de estructura y organigrama, Gastos no recurrentes de la variación de estructura y organigrama y el Anexo Drivers.

Siguiendo la cronología de presentación, el 7/11/16 la Distribuidora manda una nueva nota GPGC N° 5413 complementaria de la ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09265 que da lugar a la actuación ENRG N° 36816.

En dicha presentación envía los gastos incurridos por ella durante el 2015, expresados a valores del mes de agosto del 2016. Allí expone que la información relativa al año 2015 no debería ser tomada como base para la proyección del quinquenio 2017-2018, argumentando el impacto de los 15 años de atraso tarifario.

Adjunta los Anexos I, II, III, IV Gastos recurrentes de la variación de estructura y organigrama, Gastos no recurrentes de la variación de estructura y organigrama y una Anexo VI con la comparativa de los gastos reales contratados con terceros acumulados al año 2016 con los correspondientes al 2015, ambos a valores de setiembre del año 2016. Como resultado se observa un incremento del 12%, por encima de la variación de clientes o redes de gasoductos.

El mismo día presenta la nota GPGC N° 5415 (actuación ENRG N° 36818) complementaria de las notas GPGC N° 5204, 5286 y 5413 donde adjunta mayor detalle de información de la proyección del quinquenio de acuerdo con el Anexo VI de la resolución 1976/2000.

A partir de la documentación entregada, el ENARGAS realiza el 8/11/2016, el informe GCER N° 732, cuyo objetivo era verificar la concordancia de lo presentado en el Anexo II (gastos Recurrentes) y su correlato con los papeles de trabajo respaldatorios, como así también relevar los criterios utilizados para expresar dichas sumas a valores de agosto del 2016.

El informe concluye que la información enviada por la distribuidora no se ajusta a los requerimientos de la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09265 manteniendo diferencias de criterios en la confección de los "Drivers".

Además, enumera 8 observaciones en las que la distribuidora no cumplió con lo requerido, por ejemplo:

- Diferencias entre el cuadro de gastos de Anexo H del balance cerrado al 31/12/15 y la información remitida por año base.
- La distribuidora incluyó en el Anexo II el incremento de estructura, considerando el nuevo personal y nuevas tareas, cuando el mismo debería incluirse en el anexo IV.
- La relación utilizada para reexpresar los valores a agosto del 2016 no está indicado el criterio de ajuste.

En función de estas observaciones el informe concluye que la Distribuidora de Gas Cuyana no dio cumplimiento con lo solicitado en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09265.

Con la actuación ENRG N° 36989 Ecogas ingresa la nota GPGC N° 5446 con información complementaria de la NRG/GDyE/GRGC/GAL/I N° 5070/16 referida a la Atención comercial. Dicha documentación actualiza la información remitida en la nota DF N° 3818/16 conforme al último Organigrama enviado mediante nota GPGC N° 5272 (actuación ENRG N° 36520) del 10/8/16.

Posteriormente, con fecha del 9/11/16 la licenciataria entrega documentación referida a los gastos para el quinquenio la cual se suma a la información que fuera entregada en las notas GPGC N° 5204, 5286, 5413 y 5415.

La información adicional está relacionada con las tareas desarrolladas, la cantidad de personal, cantidad de vehículos, cantidad de kilómetros recorridos y combustible, número de contratos con terceros y descripción y cantidad de odorante.

En esa misma fecha, con la actuación ENRG N° 37095 Ecogas entrega otra nota (GPGC N° 5491) con más información correspondiente a la proyección de los gastos del quinquenio y los gastos incurridos en el 2015, ambos expresados en valores de agosto del 2016. Adjunta el Anexo IV Gastos Recurrentes correspondientes a variaciones en la estructura y organigrama.

Simultáneamente ingresa la nota GPGC N° 5477 (actuación ENRG N° 37096) que contiene información relacionada con la solicitud ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 09221 donde se pedía detalles de los costos de transporte de las localidades abastecidas con GLP, GNC o GNP. En la nota la licenciataria solicita el reconocimiento de \$93.827.000 como consecuencia de la diferencia entre el costo real de transporte y el valor reconocido en tarifa. Asimismo, remarca la falta de reconocimiento de los costos de operación y mantenimiento de la Planta Cerro Mollar de Malargüe que a la fecha suman \$ 30.924.634. Por último, solicita el reconocimiento en tarifa de los extracostos pendientes de la conversión de la red de distribución de Malargüe a GLP, cuyo monto asciende a \$55.048.069.

Resumiendo, el monto actualizado que la distribuidora solicita asciende a un total acumulado de \$ 179.799.741 según se detalla en los Anexo V, VI, VII.

El 15/11/16 el ENARGAS elabora el informe GCER N° 767 con el objetivo de reexpresar los gastos recurrentes de la actividad regulada que surgen de las registraciones contables de la compañía al 31/12/2016. El propósito es adecuar la información del Anexo II según los requerimientos de la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09265. En el documento se cambia a octubre 2016 la reexpresión de los montos del 2015 en lugar de agosto 2016.

En cuanto al rubro remuneraciones se aclara que se reclasifican los montos previstos pasándolos al Anexo IV dado que la distribuidora omitió poner todos los ingresos en el lugar correspondiente

a los cambios de estructura, como corresponde. El incremento de personal proyectado alcanza unas 135 personas que se suman a las 260 declaradas en el 2015.

Cód. Rubro	Rubro	Saldo Proyectado s/Lic. (a)	Saldo Reexpresado s/ Auditoría (b)	Diferencia (a-b)
1	Remuneraciones y cargas sociales	354.305	127.228	227.078
2	Honorarios directores y síndicos	-	1.976	- 1.976
3	Honorarios por servicios profesionales	82.629	21.071	61.558
5	Gastos de facturación y cobranzas	- *	38.566	- 38.566
6	Alquileres varios	2.702	2.752	- 49
7	Primas de seguros	8.878	3.409	5.469
8	Viajes y estadías	6.426	4.756	1.669
9	Gastos de correos y telecomunicaciones	4.197	2.875	1.322
13	Mantenimiento y reparación de propiedad, planta y equipo	90.228	41.212	49.015
14	Impuestos, tasas y contribuciones	31.827	4.411	27.416
15	Impuesto a los Ingresos Brutos	-	-	-
16	Tasa ENARGAS	- &	23.605	- 23.605
18	Publicidad y propaganda	5.527	1.328	4.199
19	Limpieza y vigilancia	- *	11.255	- 11.255
22	Servicios y suministros de terceros	135.578	44.803	90.774
23	Convenios de atención comercial y técnica	- *	1.005	- 1.005
24	Costo de Fletes	- *	24.937	- 24.937
25	Gastos diversos	22.548	12.317	10.231
4	Juicios y reclamos	-	54.869	- 54.869
12	Servidumbres de paso	2.165	2.183	- 18
17	Deudores incobrables	25.463	5.455	20.008
20	Gastos y comisiones bancarias	498	430	68
10	Depreciación de propiedad, planta y equipo	- **	26.933	** - 26.933
11	Amortización de activos intangibles	- **	3.090	** - 3.090
21	Intereses y otros resultados financieros	- #	-	-
<b>Total de gastos</b>		<b>772.970,37</b>	<b>460.464,20</b>	<b>312.506,17</b>

Luego de hacer varias consideraciones y ajustes el ENARGAS reacomoda el Anexo H utilizado como base.

Para continuar con los requerimientos informativos de la RTI el ENARGAS envía el 21/11/16 la nota ENRG/GRGC N° 10862, solicitando el envío de información correspondiente a la proyección de gastos para el quinquenio.

El 29 de noviembre del 2016 la Autoridad Regulatoria emite otra nota ENRG/GMAyAD/GAL N° 11287 con un pedido de información de servidumbres, con detalle de los montos y cantidades de convenios formalizados a la fecha, e indicando los criterios para su proyección a lo largo del quinquenio. Aclara que, en caso de rectificar la información anteriormente enviada, la misma debe ser remitida nuevamente.

El 2/12/16, el ENARGAS adjunta al expediente una rectificativa del Informe GCER N° 767.

Por otra parte, Ecogas el 5/12/16 manda información (actuación ENRG N° 40053) con mayores precisiones sobre la incorporación de usuarios proyectada para el quinquenio mediante la carga de archivo en el sistema SARI.

El ENARGAS confecciona el Informe GCER N° 815/16 del 5/12/16 RTI Gastos Recurrentes Anexo II para verificar la presentación rectificativa efectuada con fecha posterior al Informe GCER

N° 767/16 en lo atinente a la desagregación mensual de los saldos al 2015, reexpresados al octubre 2016. Dado que no hubo presentaciones posteriores a la confección del mismo, continúan vigentes las observaciones formuladas anteriormente.

En este 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%. En las conclusiones se expresa el Anexo H comparando lo presentado por la Distribuidora y la propuesta del ENARGAS.

El 13/12/16 La Distribuidora ingresa su nota GPGC N° 5853 (actuación ENRG N° 40604) dando a conocer un nuevo organigrama modificando lo anteriormente presentado. Al día siguiente presenta otra nota rectificativa, la GPCG N° 5854 (actuación ENRG N° 40717) modificando los Anexo I, II, III, IV, V y VI. Dicha rectificación es justificada por la Licenciataria como producto de la incorporación del estudio de demandada realizado.

El 20/12/16 con la nota GRRHH N° 5981 (actuación ENRG N° 41390) la Distribuidora informa que se encuentra rectificando la información enviada el 25/11/16 sobre la incorporación de personal en el quinquenio. Dentro de las modificaciones está el desagregado del personal que tiene actividades compartidas con la Distribuidora de Gas del Centro. S.A.

El ENARGAS con la nota ENRG/GRGC N° 12497 le solicita a la Distribuidora que aclare las inconsistencias que tienen las distintas presentaciones en cuanto a la incorporación de personal. Se mencionan variaciones en la dotación final informada al 31/12/2015, así como contradicciones en el aumento de estructura durante el quinquenio, la cual varía de 253 a 142 personas según las distintas presentaciones. Al mismo tiempo no hay una concordancia en el cronograma de incorporaciones por parte de la distribuidora.

El Enargas solicita adicionalmente que se le envíen la memoria de cálculo que permita arribar a los importes informado en el Anexo IV.

En la nota GPCG N° 6221 ingresada el 2/1/17 con la actuación ENRG N° 15/17 Ecogas rectifica lo enviado anteriormente entregando nuevamente los Anexos expresados a noviembre 2016.

Ecogas responde ese mismo día lo solicitado mediante la nota ENRG/GMAyAD/GAL N° 11287, ingresando la nota GAL N° 6232 (actuación ENRG N° 19) donde indica los montos previstos para el pago de servidumbres durante el quinquenio.

El 9/1/17 el ENARGAS saca la nota ENRG/GMAyDA/GDyE N° 0180 solicitando mayor detalle e información sobre los conceptos de pago de cánones por servidumbres. Solicita el envío de la base de cálculo completa que respalde el monto consignado y detallando la totalidad de convenios/inmuebles considerados.

El 12/01/17 Ecogas responde a lo solicitado en ENRG/GRGC N° 1247 e ingresa la nota GPCG N° 0111 (actuación ENRG N° 1049) con información complementaria y rectificativa de lo presentado en su nota del 16/12/17.

Luego de un encuentro en la Sede del ENARGAS entre varios actores de ambas partes se firma un acta de reunión donde se le otorga un plazo hasta el 20/1/17 para que la Distribuidora cumpla con el envío de la información solicitada en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09265 y realice la presentación definitiva en lo atinente a los gastos recurrentes y no recurrentes, Anexo II a V de la nota citada.

El 13/1/17 la Distribuidora ingresa la nota GAL N°141 (actuación ENRG N° 1200) respondiendo a la ENRG/GMAyDA/GDyE N° 0180, aclarando que dentro del concepto servidumbre se incluyen los gastos correspondientes a la realización de 750 planos de Mensura, necesarios por el cambio normativo en la nueva revisión de la NAG 100 en las distancias de seguridad.

El 16 de enero el ENARGAS emite la Nota ENRG/GD N° 0385 indicado que dada la existencia de 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.

El 25 de enero con la actuación ENRG N° 2473 la licenciataria ingresa la nota GAF N° 0294 donde vuelve a enviar toda la información relacionada con ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09265 pero con los montos expresados a valores de diciembre del 2016.

Esa misma fecha, ingresa otra nota la GAL N° 204(actuación ENRG 2478), para rectificarse de la GAL N° 141, en la cual se desdice de lo indicado en ella en relación a la inclusión de los gastos de rehacer 750 planos de mensuras. Esta situación está calificada como una eventualidad por parte de Ecogas, no como una obligación.

El 27/1/17 con la actuación ENRG N° 2706 se ingresa nuevamente los Anexos I a VI con la entrega de un nuevo archivo complementario.

El 27/01/17 el ENARGAS confecciona su informe GCER 54/17 donde concluye que la Licenciataria no ha dado cumplimiento a los lineamientos establecido para la confección del Anexo II -Gastos Recurrentes. El informe detalla la extemporaneidad de la presentación de documentación, inconsistencias, no haber aplicado coeficientes de actualización uniformes, etc.

Expresado en miles \$

RUBRO	Saldo Final S/Aud
Remuneraciones y otros beneficios al personal	179.804,87
Honorarios de directores y síndicos	2.001,01
Honorarios por servicios profesionales	20.804,04
Arrendamientos	2.820,24
Primas de seguros	3.459,86
Viajes y Estadías	4.895,78
Gastos de correos y telecomunicaciones	2.972,66
Mantenimiento y reparación	47.614,56
Impuestos, Tasas y contribuciones	2.609,79
Publicidad y Propaganda	1.347,74
Servicios y Suministros de Terceros	81.364,82
Gastos Diversos	64.737,94
Materiales de oficina	1.616,07
Materiales Diversos	3.546,53
Gastos y Comisiones Bancarlas	435,99
<b>Total</b>	<b>420.032</b>

En función de la documentación de respaldo el ENARGAS rehace los cuadros que deberán ser tenidos en cuenta para la determinación de la tarifa en la RTI.

La licenciataria ingresa el 17/02/17 la nota GAF N° 0345 (actuación ENRG N° 3084) nuevamente con información correspondiente a los Anexos I a VI.

El 30/01/17 el ENARGAS confecciona el informe GCER N° 13 para validar la razonabilidad de la información de los gastos de comercialización proyectados para el quinquenio. Luego del análisis y tomando en consideración todos los envíos de documentación que la Distribuidora fue realizando hasta enero del 2017, se reformulan los Anexos III, IV y V.

El 8/02/17 Ecogas ingresa la nota GPCG N° 480 (actuación ENRG N° 4015) enviando información rectificatoria de la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09265, introduciendo cambios menores de clasificación a la proyección enviada el día 30/1/17.

El 16/2/17 en ENARGAS emite su nota ENRG/GDyE/GRGC/GCER/GD/GAL/I N° 01276 indicando que, ante la falta de detalle de la información requerida, intima a la Distribuidora a que en un plazo de 2 días hábiles entregue información referida a la memoria de cálculo y detalle de precios y cantidades de la proyección de gastos.

El 3 de marzo 2017 con la Nota GAL N° 0693 (actuación ENRG N° 6027) Ecogas declara que la información solicitada en la nota ENRG/GDyE/GRGC/GCER/GD/GAL/I N° 01276 fue adelantada vía mail el 17/2/17.

Ese mismo día, la Distribuidora envía su nota GPCG N° 0693 con información complementaria concerniente a erogaciones en concepto de servidumbre de gasoductos. La misma aclara que hay montos por pagos de servidumbres de inmuebles que a la fecha no tenían firmado el convenio de servidumbre.

El 6/3/17 Ecogas ingresa en el Enargas su nota GPCG N° 0692 (actuación ENRG N° 6125) rectificando la información enviada anteriormente en las notas GPCG N° 5204/16, 5286, 5413, 5431, 5415, 5491, 5854 6221, 0111/17, 0306, 0345, 0359, 0480.

Al día siguiente, envía información complementaria sobre las variables que inciden en la determinación del monto de los seguros de Todo Riesgo Operativo y Responsabilidad Civil a ser contratados por la Distribuidora. Esto lo hace mediante la nota GAF N° 710 (actuación ENRG N° 6183) .

El 8/3/17 la licenciataria envía su nota GPGC N° 741 (actuación ENRG N° 6449) con información complementaria en cuanto al concepto remuneraciones para el personal que se encuentra dentro del convenio. Adicionalmente comunica el envío de un archivo rectificatorio con información adicional sobre la valorización de las vacantes.

Con la actuación ENRG N° 6451 se ingresa la nota GPGC N° 0788 el 8/3/17 donde se adjunta una copia del Formulario 931 de diciembre del 2016.

El 14 de marzo Ecogas envía la nota GAL N° 868 con información y consideraciones dentro del concepto de servidumbres, dichas consideraciones se hacen sobre los posibles pagos por servidumbres no regularizadas y por los futuros convenios que deberán realizarse por las nuevas obras.

Esa misma fecha ingresa con la actuación ENRG N° 7374 la nota RH N° 1510 donde expresa la necesidad de incorporar al Anexo II los gastos del personal eventual del Centro de Atención a Clientes

En el memorándum 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.

A Ecogas Cuyana S. A le corresponde el Informe GCER N° 123 donde se menciona que el objetivo es readecuar la reexpresión efectuada en el informe GCER N° 54/2017 en base a los nuevos lineamientos establecidos por la intervención de ese Organismo y las Gerencias intervinientes, en lo atinente a la información contenida en el Anexo II- Gastos Recurrentes-.

RUBRO	Saldo Final S/Aud
Remuneraciones y otros beneficios al personal	191.095,64
Honorarios de directores y síndicos	2.001,00
Honorarios por servicios profesionales	20.803,56
Arrendamientos	2.820,36
Primas de seguros	3.459,44
Viajes y Estadías	4.895,82
Gastos de correos y telecomunicaciones	2.972,59
Mantenimiento y reparación	47.614,56
Impuestos, Tasas y contribuciones	665,83
Publicidad y Propaganda	1.347,74
Servicios y Suministros de Terceros	82.841,37
Gastos Diversos	64.353,98
Materiales de oficina	1.616,07
Materiales Diversos	3.546,53
Gastos y Comisiones Bancarias	435,99
<b>Total</b>	<b>430.470</b>

Para la realización del Informe se consideró la información rectificativa de la actuación ENRG N° 6027 del 03/03/17, actuación ENRG N° 6125/17, 6449 y el Informe GCER N° 54. Luego de enunciar el alcance, las aclaraciones previas, las tareas realizadas y las observaciones, el informe concluye con el siguiente cuadro:

Si comparamos el monto solicitado originalmente por la Licenciataria y el finalmente validado, hay una diferencia del 30% en menos respecto de lo solicitado por ECOGAS.

La Gerencia hace una aclaración respecto de los Rubros Deudores Incobrables y Gastos de Cobranzas, y se establece que el valor de ambos es del 2%, porcentaje representativo de los ingresos específicos de la actividad que se determine para cada año.

Por otro lado, la gerencia de Medio Ambiente y Afectación al Dominio en su Informe Técnico GMAyAD N° 21/17 del 2017 eleva una copia de todos los informes correspondientes a cada una de las Licenciatarias.

Servidumbres existentes						
	2017	2018	2019	2020	2021	total
	\$ 734.722,54	\$ 734.722,54	\$ 738.945,73	\$ 738.945,73	\$ 738.945,73	\$ 3.686.282,27
Act. 7370/17						
	2017	2018	2019	2020	2021	total
Servidumbres de obras futuras, proyectadas y en curso	\$ 100.800,00	\$ 201.800,00	\$ 302.400,00	\$ 403.200,00	\$ 504.000,00	\$ 1.512.000,00
TOTAL EROGACIONES QUINQUENIO						
	2017	2018	2019	1	2021	total
	\$ 835.522,54	\$ 936.522,54	\$ 1.041.345,73	\$ 1.142.145,73	\$ 1.242.945,73	\$ 5.198.282,27
mensual	\$ 69.626,88	\$ 78.026,88	\$ 86.778,81	\$ 95.178,81	\$ 103.578,81	

En el informe GMAyAD N° 11/17 del 29/03/17 remarca que existieron criterios utilizados por la distribuidora para la presentación de la información que obligaron al ENARGAS a realizar

extrapolaciones del monto validado, remarcando que debido a la falta de detalle realizado por la Distribuidora no se reconocerán gastos por realización de las mensuras solicitados oportunamente.

En el Memorándum 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.

Gastos de Administración del Anexo IV

7.1.03.15 Mantenimiento y reparación

7.1.03.15.017 Mantenimiento y reparaciones Sistemas informáticos

	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Total
<b>Presentado</b>	4.480.769	4.640.876	4.804.091	4.966.735	5.114.491	24.006.962
<b>Validado</b>	2.772.000	2.772.000	2.772.000	2.772.000	2.772.000	13.860.000

7.1.03.08 Gastos de correos y telecomunicaciones

7.1.03.08.001 Teléfonos

	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Total
<b>Presentado</b>	645.720,20	685.083,28	725.099,35	765.091,88	801.425,95	3.622.420,66
<b>Validado</b>	496.000,00	496.000,00	496.000,00	496.000,00	496.000,00	2.480.000,00

7.1.03.09 Arrendamientos

7.1.03.09.002 Arrendamiento de equipos informáticos

	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Total
<b>Presentado</b>	652.729	698.747	745.225	791.993	834.491	3.723.185
<b>Validado</b>	515.000	515.000	515.000	515.000	515.000	2.575.000

El Informe de la DTI N° 7 del 29/03/17 corresponde a Ecogas Cuyana, en el cual se analizan varios conceptos y valores. Finalmente se detallan los montos solicitados por la distribuidora y los validados por el ENARGAS para ser incluidos en la RTI.

Gastos de Comercialización del Anexo IV

7.1.04.15 Mantenimiento y reparación

7.1.04.15.098 Mantenimiento y reparaciones Sistemas informáticos

	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Total
<b>Presentado</b>	3.462.776,39	3.585.313,22	3.709.788,50	3.834.110,47	3.947.082,44	18.539.071,02
<b>Validado</b>	3.462.776,39	3.585.313,22	3.709.788,50	3.834.110,47	3.947.082,44	18.539.071,02

7.1.03.08 Gastos de correos y telecomunicaciones

7.1.03.08.001 Teléfonos

	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Total
<b>Presentado</b>	426.592,70	445.289,46	464.281,98	483.251,11	500.488,47	2.319.903,72
<b>Validado</b>	426.592,70	445.289,46	464.281,98	483.251,11	500.488,47	2.319.903,72

Gastos Operación y Mantenimiento del Anexo IV



7.1.02.15 Mantenimiento y reparación

7.1.02.15.098 Mantenimiento y reparaciones Sistemas informáticos

	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Total
<b>Presentado</b>	1.556.939,52	1.563.960,01	1.572.093,98	1.584.104,32	1.615.733,41	7.892.831,24
<b>Validado</b>	1.556.939,52	1.563.960,01	1.572.093,98	1.584.104,32	1.615.733,41	7.892.831,24

7.1.02.08 Gastos de correos y telecomunicaciones

7.1.02.08.001 Teléfonos

	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Total
<b>Presentado</b>	191.955,06	192.877,19	193.945,66	195.523,28	199.677,89	973.979,08
<b>Validado</b>	191.955,06	192.877,19	193.945,66	195.523,28	199.677,89	973.979,08

En el memorándum 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° 25 retoma el ya elaborado N° 13 y lo modifica y/o complementa con la información recibida mediante las actuaciones 4015/17,6125, 6027 y 6449/17. En función de la nueva información rearma los Anexos.

En este informe, y en relación a la incorporación del personal, se establece que se toma lo indicado en la actuación ENRG N° 6449/17 del 8/3/17 donde informa un total 130 personas (en lugar de las 143 planteadas) de las cuales 58 son afectadas a gastos comerciales, siendo 35 asignadas al 100% de la actividad y 23 tienen afectación en mas de un área.

El informe también menciona la falta de consistencia de la información suministrada por la Distribuidora, haciendo referencia a que en la presentación del 6/3/17 (actuación ENRG N° 6125) no hay concordancia en los períodos en los cuales se proyecta hacer las incorporaciones. Además se hace mención que muchos montos fueron excluidos por falta de información que lo soporten, en otros casos detalla las quitas parciales por no ser procedentes. Finalmente se reformulan los cuadros con los montos validados según cada concepto.

**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**  
**ANEXO A**  
**Gastos Recurrentes período 2017-2021**  
Importes expresados en miles de \$

Cuenta N°	Rubro / Concepto	Análisis	TOTAL AÑO 2017	TOTAL AÑO 2018	TOTAL AÑO 2019	TOTAL AÑO 2020	TOTAL AÑO 2021	TOTAL QUINQUENIO
7.1.04	Gastos de Comercialización	S/ Anexo IV	53.207	77.326	85.349	89.142	93.087	398.111
		S/ GRGC	36.928	50.421	53.116	54.633	56.099	251.197
7.1.04.01	Remuneraciones y otros beneficios al personal	S/ Anexo IV	18.529	34.276	38.212	38.820	39.743	169.581
		S/ GRGC	12.557	23.314	24.470	24.688	24.989	110.018
7.1.04.02	Cargas Sociales	S/ Anexo IV	4.561	8.237	9.234	9.361	9.561	40.953
		S/ GRGC	2.956	5.488	5.760	5.812	5.882	25.898
7.1.04.04	Honorarios por servicios profesionales	S/ Anexo IV	3.657	5.446	5.571	5.678	5.782	26.134
		S/ GRGC	2.962	2.185	2.185	2.185	2.185	11.704
7.1.04.07	Servicios y Suministros de Terceros	S/ Anexo IV	15.388	17.204	19.056	20.899	22.595	95.141
		S/ GRGC	15.002	15.903	17.089	18.266	19.277	85.529
7.1.04.08	Gastos de correos y telecomunicaciones	S/ Anexo IV	708	740	774	807	837	3.866
		S/ GRGC	281	295	309	324	337	1.546
7.1.04.09	Arrendamientos	S/ Anexo IV	131	159	187	214	240	931
		S/ GRGC	131	159	187	214	240	931
7.1.04.12	Materiales de oficina	S/ Anexo IV	1.139	1.179	1.220	1.261	1.298	6.097
		S/ GRGC	-	-	-	-	-	-
7.1.04.13	Viajes y Estadías	S/ Anexo IV	396	432	468	505	538	2.339
		S/ GRGC	-	-	-	-	-	-
7.1.04.14	Primas de seguros	S/ Anexo IV	0	13	25	38	50	126
		S/ GRGC	0	13	25	38	50	126
7.1.04.15	Mantenimiento y reparación	S/ Anexo IV	3.612	3.823	4.039	4.253	4.449	20.176
		S/ GRGC	13	21	30	39	47	151
7.1.04.18	Impuestos, Tasas y contribuciones	S/ Anexo IV	135	353	574	796	996	2.854
		S/ GRGC	85	94	102	111	119	511
7.1.04.19	Publicidad y Propaganda	S/ Anexo IV	4.198	4.332	4.468	4.603	4.726	22.327
		S/ GRGC	2.188	2.188	2.188	2.188	2.188	10.940
7.1.04.20	Deudores incobrables	S/ Anexo IV	-	0	371	753	1.130	3.742
		S/ GRGC	-	-	-	-	-	-
7.1.04.27	Gastos Diversos	S/ Anexo IV	753	761	769	777	784	3.844
		S/ GRGC	753	761	769	777	784	3.844

**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**  
**ANEXO B**  
**Gastos No Recurrentes período 2017-2021**  
Importes expresados en miles de \$

Cuenta N°	Rubro / Concepto	Análisis	TOTAL AÑO 2017	TOTAL AÑO 2018	TOTAL AÑO 2019	TOTAL AÑO 2020	TOTAL AÑO 2021	TOTAL QUINQUENIO
7.1.04	Gastos de Comercialización	S/ Anexo V	1.318	445	-	-	-	1.763
		S/ GRGC	-	-	-	-	-	-
7.1.04.04.001	Asesoramiento Técnico	S/ Anexo V	1.318	445	-	-	-	1.763
		S/ GRGC	-	-	-	-	-	-

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

Mediante el memorándum GD N° 47/17 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.

A Ecogas Cuyana SA le corresponde el Informe GD/79, donde se indica que la Distribuidora no presentó valores en el Anexo III (Gastos no recurrentes año base).

Para el resto de los Anexos la Gerencia realizó una serie de verificaciones y constataciones que le permitieron rearmarlos validando los siguientes valores para ser considerados en la RTI

Cuentas	2017	2018	2019	2020	2021
Remuneraciones y otros beneficios al personal	42.824.770	42.483.610	42.483.610	43.488.110	43.543.590
Honorarios por servicios profesionales	4.795.530	4.817.610	4.843.180	4.880.940	4.980.380
Materiales Diversos	4.524.030	4.547.920	4.575.590	4.616.460	4.724.080
Servicios y Suministros de Terceros	9.130.680	9.407.690	9.704.870	10.062.880	10.714.080
Gastos de correo y telecomunicaciones	61.450	61.920	62.470	63.280	65.410
Arrendamientos	105.960	106.320	106.720	107.330	108.910
Materiales de oficina	523.000	524.730	526.040	529.470	536.900
Viajes y Estadías	2.728.570	2.742.140	2.757.870	2.781.090	2.842.250
Primas de seguros	1.970	22.900	47.150	82.950	177.250
Mantenimiento y reparación	37.585.730	37.794.560	38.036.510	38.393.770	39.334.600
Gastos Diversos	2.069.570	2.087.100	2.107.400	2.137.380	2.216.330

En el Informe GDyE N° 114 se consideran los gastos de transporte de GLP, GNC o GNP por camiones para las localidades no conectadas a la red troncal abastecidas por estos sistemas.

**Cuadro 1: Gastos de Administración por cuenta. (miles de \$ a diciembre 2016)**

Cuenta	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Remuneraciones y otros beneficios al personal	9,128	15,405	16,493	16,608	16,715
Honorarios por servicios profesionales	647	647	647	647	647
Materiales Diversos					
Servicios y Suministros de Terceros	1,194	1,198	1,216	1,233	1,246
Gastos de correo y telecomunicaciones	99	116	116	116	116
Arrendamientos	7	7	7	7	7
Transportes y Fletes					
Materiales de oficina	344	344	344	344	344
Viajes y Estadías	500	500	500	500	500
Mantenimiento y reparación	321	325	339	353	363
Impuestos, Tasas y contribuciones	90	106	123	139	152
Publicidad y propaganda					
Gastos y comisiones bancarias	21	21	21	21	21
Gastos Diversos	5	5	5	5	5
<b>Total</b>	<b>12,356</b>	<b>18,676</b>	<b>19,812</b>	<b>19,974</b>	<b>20,117</b>

Forma parte del expediente el informe GDyE N° 71 donde se analizan los gastos de Administración de los Anexos III, IV y V correspondientes a los gastos de estructura y los gastos Recurrentes y no Recurrentes de la variación de estructura durante el quinquenio. En el mismo se ajustaron los montos eliminando aquellos que la licenciataria no brindó información soporte que lo sustente, el informe reproduce los valores convalidados resultantes del análisis realizado y los adjunta con las conclusiones.

Finalmente, con el informe GDyE N° 123 se incorporan los gastos correspondientes a la Tasa de Fiscalización y Control y las primas de Seguros de Ecogas. El valor reconocido para los seguros es:

La tasa de fiscalización correspondiente para el quinquenio es:

En miles de \$	
1er. Año	2do. a 5to. Año
34.502,74	33.698,38

Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Cuenta	Año 1											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Remuneraciones y otros beneficios al personal	19.748.971	20.137.277	20.935.912	21.379.399	21.850.678	22.126.649	22.332.637	22.664.259	22.981.140	19.921.231	20.042.361	20.505.568
Honorarios por servicios profesionales	2.238.352	2.027.452	2.193.586	2.393.695	2.506.889	2.896.730	3.041.399	2.664.218	2.512.210	1.871.413	2.054.341	1.972.114
Materiales Diversos	924.496	564.243	930.439	376.743	693.825	1.154.343	688.627	267.897	225.071	226.961	975.037	1.049.535
Servicios y Suministros de Terceros	8.177.168	10.582.188	11.420.446	11.604.180	11.177.074	9.769.829	8.463.371	7.531.449	6.712.285	7.151.234	7.425.254	7.239.104
Gastos de correo y telecomunicaciones	344.582	314.427	319.527	322.077	354.782	327.177	329.727	362.442	329.727	310.430	310.430	317.263
Arrendamientos	281.552	264.444	236.944	236.944	236.944	255.835	237.752	236.944	238.524	266.747	276.307	296.064
Transportes y Fletes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidumbres	69.627	69.627	69.627	69.627	69.627	69.627	69.627	69.627	69.627	78.027	78.027	78.027
Materiales de oficina	152.235	152.235	152.235	152.235	152.235	152.235	151.295	151.295	151.295	147.456	468.140	157.704
Viajes y Estadías	2.231.315	554.884	526.526	559.368	533.955	554.921	548.152	454.076	402.692	382.322	396.130	482.160
Primas de seguros	272.765	272.765	272.765	272.765	272.765	272.765	272.765	272.765	272.765	272.765	276.262	276.262
Mantenimiento y reparación	7.040.308	7.053.002	7.201.969	8.098.330	9.404.661	11.431.004	8.796.367	6.388.649	6.532.153	6.913.852	5.003.089	6.446.365
Impuestos, Tasas y contribuciones	2.912.279	2.933.289	2.967.862	2.937.410	2.937.520	2.938.825	2.937.883	2.952.970	2.937.139	2.867.464	2.855.440	2.876.673
Publicidad y propaganda	187.856	201.512	193.896	1.018.738	239.567	243.023	228.991	178.456	218.431	193.000	215.343	416.956
Deudores incobrables y Gts. y com. bancarias	4.823.227	8.212.581	10.815.200	13.107.419	14.553.094	13.651.701	11.219.305	9.240.514	6.718.503	5.751.603	6.699.321	7.163.946
Gastos Diversos	1.148.586	1.096.299	933.596	933.124	966.435	1.017.984	971.027	1.010.712	56.513.129	813.039	893.305	885.180
GNCC	5.591.683	6.285.400	7.057.420	7.426.836	7.308.626	6.073.684	7.171.263	5.331.153	4.704.394	7.032.718	7.290.352	7.794.349

A continuación, se expone el cuadro que figura en el folio 2373 del expediente 29.527 y se lo compara con los montos resultantes de los informes anteriormente mencionados.

Valores en Miles de \$					
1er Año	2do Año	3er Año	4to Año	5to Año	TOTAL
3.273,18	3.315,14	3.355,87	3.396,14	3.433,05	16.773,38

Se entiende que el análisis de la RTI se realizó sobre información enviada por la Licenciataria con un desglose mensual coincidente con el año calendario, en cambio el desglose mensual de los cuadros que se encuentran en los folios 2373 al 2377 corresponden el mes 1 a abril y el mes 12 a marzo (situación que no se encuentra explicitada en el Expediente 29.527). Por ese motivo pueden encontrarse diferencias numéricas cuando se suman los rubros validados en los Informes correspondientes al año 2017 respecto del cuadro del folio 2373

En amarillo se marcaron los rubros en los cuales no hay diferencias numéricas entre ambos.

	GCER 123	GMAyAD N°11 Servidumbres	Sistemas Informaticos DTI N°7	GRGC N° 25	GDyE N° 71	GD N°79	Seguros	Tasas	Total Informes	Dif %	Anexo Final
	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017		2017
Remuneraciones y otros beneficios al personal	\$ 193.096.640			\$ 15.513.000	\$ 9.128.000	\$ 42.824.770			\$ 260.562.410	-2,28%	\$ 254.626.082
Honorarios por servicios profesionales	\$ 20.803.560			\$ 2.962.000	\$ 647.000	\$ 4.795.530			\$ 29.208.090	-2,86%	\$ 28.372.399
Materiales Diversos	\$ 3.546.530					\$ 4.524.030			\$ 8.070.560	0,08%	\$ 8.077.217
Servicios y Suministros de Terceros	\$ 82.841.370			\$ 15.002.000	\$ 1.194.000	\$ 9.130.680			\$ 108.168.050	-0,85%	\$ 107.253.582
Gastos de correo y telecomunicaciones	\$ 2.972.590		\$ 1.114.548	\$ 281.000	\$ 99.000	\$ 61.450			\$ 5.643.136	-30,13%	\$ 3.942.591
Arrendamientos	\$ 2.820.000		\$ 515.000	\$ 131.000	\$ 7.000	\$ 105.960			\$ 4.093.960	-25,38%	\$ 3.055.001
Transportes y Fletes									\$ -		\$ -
Servidumbres		\$ 835.523							\$ 835.523	3,02%	\$ 860.724
Materiales de oficina	\$ 1.616.070				\$ 344.000	\$ 523.080			\$ 2.483.150	-13,80%	\$ 2.140.595
Viajes y Estadías	\$ 4.895.820				\$ 500.000	\$ 2.728.570			\$ 8.124.390	-6,13%	\$ 7.626.501
Primas de seguros	\$ 3.459.440					\$ 1.970	\$ 3.273.180		\$ 6.734.590	-51,24%	\$ 3.283.671
Mantenimiento y reparación	\$ 47.614.560		\$ 7.791.716	\$ 13.000	\$ 321.000	\$ 37.585.730			\$ 101.117.722	-10,69%	\$ 90.309.749
Amortización Bienes de uso e intangibles									\$ -		\$ -
Impuestos, Tasas y contribuciones	\$ 665.830			\$ 85.000	\$ 90.000		\$ 34.502.740		\$ 35.343.570	-0,85%	\$ 35.044.754
Publicidad y propaganda	\$ 1.347.740			\$ 2.188.000					\$ 3.535.740	0,00%	\$ 3.535.769
Deudores incobrables									\$ -		\$ -
Gastos y comisiones bancarias	\$ 435.990				\$ 21.000				\$ 456.990	24399%	\$ 111.956.354
Gastos Diversos	\$ 64.353.980			\$ 753.000	\$ 5.000	\$ 2.069.570			\$ 67.181.550	0,00%	\$ 67.182.416
Gastos Bienes de Uso									\$ -		\$ -
	\$ 430.470.120	\$ 835.523	\$ 9.421.264	\$ 36.928.000	\$ 12.356.000	\$ 104.351.340	\$ 34.502.740	\$ 3.273.180	\$ 641.559.430	13,36%	\$ 727.267.405
GNNC											\$ 79.067.878
									\$ 641.559.430	25,68%	\$ 806.335.283

Haciendo un análisis de los distintos rubros que conforman el cuadro podemos observar:

- Rubro Deudores incobrables y Gastos y comisiones bancarias:** En este rubro se encuentra la mayor discrepancia. Es posible que dicha diferencia se encuentre en la valorización del porcentaje asignado a Deudores Incobrables y Gastos de Cobranzas del 2% (según el Informe GCER 123). Respeto al particular, no se encuentra en la información obrante en el Expediente 29.527 la valorización a diciembre del 2016.
- Rubro Gas Natural no Contabilizado:** la Gerencia de Distribución elaboró un informe al respecto (Informe GD N° 76/2017) donde establece que el porcentaje de GNNC en el quinquenio para la distribuidora es del 3,11% uniforme durante los 5 años. De la documentación obrante en el Expediente 29.527 no se pudo verificar el procedimiento utilizado para la valorización del mismo.

A continuación, se transcriben los valores de GNNC que se encuentran en los folios 2373 al 2377 del expediente 29.527, identificándose un incremento en el acumulado anual de su valor del 303% desde el año 2017 al 2021.

MES	2017	2018	2019	2020	2021
ENERO	\$ 5.591.683	\$ 10.541.850	\$ 19.960.742	\$ 27.789.694	\$ 28.389.587
FEBRERO	\$ 6.285.400	\$ 11.949.743	\$ 22.770.969	\$ 31.805.865	\$ 32.390.142
MARZO	\$ 7.057.420	\$ 13.447.357	\$ 25.667.917	\$ 35.924.106	\$ 36.596.451
ABRIL	\$ 7.426.836	\$ 14.157.824	\$ 27.065.557	\$ 37.906.951	\$ 38.590.308
MAYO	\$ 7.308.626	\$ 13.874.923	\$ 26.492.325	\$ 37.075.649	\$ 37.706.265
JUNIO	\$ 6.073.684	\$ 11.452.862	\$ 21.836.096	\$ 30.533.865	\$ 31.092.009
JULIO	\$ 7.171.263	\$ 13.383.453	\$ 25.577.532	\$ 25.994.546	\$ 26.386.630
AGOSTO	\$ 5.331.153	\$ 9.793.876	\$ 18.721.507	\$ 19.027.924	\$ 19.249.868
SEPTIEMBRE	\$ 4.704.394	\$ 8.599.065	\$ 16.428.417	\$ 16.674.796	\$ 16.822.832
OCTUBRE	\$ 7.032.718	\$ 13.043.554	\$ 24.907.087	\$ 25.520.421	\$ 25.520.421
NOVIEMBRE	\$ 7.290.352	\$ 13.452.380	\$ 25.696.725	\$ 26.430.585	\$ 26.430.585
DICIEMBRE	\$ 7.794.349	\$ 14.521.639	\$ 27.774.709	\$ 28.485.045	\$ 28.485.045
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 79.067.878</b>	<b>\$ 148.218.526</b>	<b>\$ 282.899.583</b>	<b>\$ 343.169.447</b>	<b>\$ 319.175.098</b>

- c) **Rubros Gastos Diversos:** En este rubro no hay una diferencia numérica de la sumatoria de los montos de los distintos informes respecto de los cuadros de los folios 2373 al 2377.

No obstante, se puede observar en el archivo presentado por la distribuidora “20005\_RTI-GAS-2015 + Proyección Gastos Base 2017-2021 2017.02.22.xlsx”, en la actuación ENRG N° 6125, que dentro del rubro Gastos Diversos del Anexo II, existe una subcuenta “Contingencias por Juicios” que en el mes de diciembre presenta un valor de \$ 55.531.00, monto que resulta significativamente elevado respecto del promedio mensual de aproximadamente \$ 1.000.000. Este valor se repite en cada uno de años del quinquenio. De la documentación obrante en el Expediente N° 29.527 no se pudo encontrar detalle de su composición.

Cuadro I

Dirección / Gerencia	Convenio	Otros fuera Convenio	Jefes / Líder	Directores / Gerentes	Total Dirección / Gerencia
Dirección Ejecutiva	1	3		1	5
Dirección Financiera	6	6	1	1	14
Gerencia Comercial		4	1		5
Gerencia de Centros Operativos	45	5	4		54
Gerencia de Ingeniería	33	12	4	1	50
Gerencia de Recursos Humanos		2			2
Gerencia de Salud, Seguridad y Ambiente	32	10	4	1	47
Gerencia Operación y Mantenimiento	65	10	5	1	81
Inactivos	2				2
<b>Total por Categoría</b>	<b>184</b>	<b>52</b>	<b>19</b>	<b>5</b>	<b>260</b>

En el informe GCER 545/2016 se menciona que se verificó que la dotación de personal de Ecogas Cuyana S.A era de 260 en diciembre del 2015.

La información de la Distribuidora es inconsistente, ya que por un lado en marzo del 2017 (actuación ENRG N° 6125) envía un archivo Driver con un incremento de 191 personas para el quinquenio, pero finalmente en el informe GRGC N° 25 adopta un incremento de 130 personas a lo largo del quinquenio según lo rectificado por la licenciataria en la actuación ENRG N° 6449.

Con el incremento adoptado, la variación de estructura prevista para el quinquenio por Ecogas Cuyana en términos porcentuales es del 50%.

Finalmente podemos decir que el incremento de usuarios utilizados para hacer las proyecciones del quinquenio que se adoptaron en el proceso de revisión de tarifas fueron:

Años	2017	2018	2019	2020	2021
Incremento	3,5%	2,67%	2,65%	2,52%	1,77%

Esto representa un porcentaje de aumento de usuarios en el período 2017-2021 acumulado del 13 %.

## **36. ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR CAMUZZI GAS DEL SUR SA**

### **36.1. ANALISIS DEL EXPEDIENTE**

Este informe describe la información presente en el Expediente N° 29525 cuyo asunto es la Revisión Tarifaria Integral, costos, organigrama y estructura de Camuzzi Gas del Sur S.A.

El día 1 de junio del 2016 el ENARGAS envía 4 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 sistemas operados por la Distribuidora, los gastos de estructura, los organigramas y los gastos de operación y mantenimiento.

Mediante la Nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N° 05060/16, 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° 3423/16.

Con la Nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRGC/GAL/I N° 05049/16, 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° 5082/16 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:

- 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° 5072/16 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.

El 15/6/16 Camuzzi Gas del Sur ingresa la nota AR/JR/GC/er/1361 en respuesta a la nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N° 05060/16 referida a los estados contables (actuación ENRG N° 18413), adjuntando el detalle de la carga de los archivos en el sistema SARI.

El mismo día anteriormente mencionado, con la actuación ENRG N° 18419 la Licenciataria envía su nota AR/JR/GC/er/1374 respondiendo al pedido de información del funcionamiento de los centros de atención a clientes (ENRG/GDyE/GRGC/GAL/I N° 5072/16). La información es enviada en forma impresa y digital.

Con la nota AR/JR/GC/Idm/1419 ingresada el 21/6/16 con la actuación ENRG N° 18894 Camuzzi Gas del Sur envía documentación impresa de la información anteriormente subida al sistema SARI según consta en la actuación ENRG N° 18413 con relación a la nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N° 05060/16.

El 29/06/16 con la actuación ENRG N° 20029 Camuzzi Gas del Sur envía su nota AR/JR/GC/1479 documentación informativa respondiendo a la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRGC/GAL/I N° 05049/16, referida a la estructura y organigrama de la empresa.

En la nota manifiesta *“es importante señalar que teniendo en cuenta el tiempo transcurrido -13 años de la sanción de la Ley de Emergencias Económica-, donde primaron períodos de alta inflación y restricciones financieras propias para la realización de inversiones y gastos, la*

*información aquí brindada no refleja una base real de las necesidades que la compañía podría tener en un futuro...”*

La entrega de la información se realiza una parte impresa y los archivos muy grandes sólo en formato digital.

Con fecha del 30/6/16 la Licenciataria ingresa su nota AR/JR/GC/1477 (actuación ENRG N° 20118) respondiendo a la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N° 5082/16, entregando información sobre los sistemas operados por la prestadora del servicio. En la misma vuelve a mencionar las circunstancias económicas vividas desde la emergencia económica y solicita alentar las inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio.

El 12/7/16 con la actuación ENRG N° 21530 se da ingreso a la nota AR/JR/GC/er/1597 de Camuzzi Gas del Sur que rectifica la información enviada en la nota AR/JR/GC/1479.

El 15/7/16, Camuzzi envía otra nota, la AR/JR/GC/er/1626 (actuación ENRG N° 21990) rectificando la descripción de los organigramas correspondientes a los años 2012 a 2014 informados en la nota AR/JR/GC/1479.

Con la nota AR/JR/GC/er/1851 (actuación ENRG N° 25052) ingresada el 10/8/1, la Distribuidora envía información complementaria solicitada en ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRGC/GAL/I N° 05049/16 referida a remuneraciones y beneficios del personal.

Dos días más tarde, Camuzzi envía una nueva nota, la AR/JR/GC/er/1865 (actuación ENRG N° 25279) entregando información complementaria a la misma nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT /GRGC/GAL/I N° 05049/16.

El primer informe confeccionado por el ENARGAS que aparece en el expediente 29525 es el GCER N° 496/2016 RTI – Haberes del 8/8/16. El mismo tuvo como objetivo constatar que la información remitida correspondiente a los haberes liquidados en el mes de diciembre del 2015, sea concordante con la documentación de respaldo de la compañía. Dentro de las tareas realizadas para confeccionar el informe, se menciona la validación global de la base de haberes correspondientes al mes de diciembre de 2015, constatando que el monto total liquidado e informado sea concordante el formulario AFIP 931, se verificó la registración contable de los haberes del mes, y que los conceptos liquidados a nivel global se encuentren registrados en el libro Sueldos y Jornales, además se constató la cantidad de personal. En el mismo se deja constancia de la cantidad de empleados de la Distribuidora bajo la característica de convenio o fuera del mismo, la cual se resume a continuación:

**Cuadro I**

Categoría	Cargo/Función	Gerencia							Total Personal		
		Barilóche	Cañadón Seco	Comodoro Rivadavia	Mar del Plata	Neuquén	Río Gallegos	Río Grande		Socio Central	
01	ANALISTA								5	5	
02	ANALISTA								22	22	
02	ASISTENTE								1	1	
03	ANALISTA								31	31	
03	ASISTENTE								3	3	
04	ADMINISTRATIVO								1	1	
04	ANALISTA								45	45	
04	ASISTENTE								2	2	
05	ANALISTA								50	50	
05	ANALISTA								5	5	
06	JEFE								6	6	
07	GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO								1	1	
07	JEFE								16	16	
08	GERENTE				1				7	8	
08	GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO								1	1	
10	GERENTE								5	5	
10	GERENTE GENERAL								1	1	
11	ADMINISTRATIVO				1				1	1	
11	ASISTENTE				1		2		3	3	
11	GERENTE						1		1	2	
11	GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO	1			1	1			3	3	
11	JEFE CENTRO DE GESTION	3			4		10		17	18	
11	JEFE CENTRO OPERATIVO	1			1		1		3	3	
11	JEFE COMERCIAL	1			1		2	1	3	5	
11	JEFE DE SECCIÓN COMERCIAL	4			5		10	1	21	22	
11	JEFE DE SECCIÓN TÉCNICA	6	1		7		10	2	26	29	
11	JEFE TÉCNICO	1			1		1	1	4	5	
A	PERSONAL CONVENIO	6	2		11		20		4	43	
B	PERSONAL CONVENIO	10			8		28	5	3	56	
C	PERSONAL CONVENIO	22	1		36		43	18	14	124	
D	PERSONAL CONVENIO	24	2		33		48	6	8	121	
E	PERSONAL CONVENIO	8	1		4		13	3	2	31	
F	PERSONAL CONVENIO	2			2		3	2	1	10	
I	PERSONAL CONVENIO	4			5		11	2		22	
Total general		93	7		122	1	202	36	43	202	706

En el informe se identifica el monto de los haberes y el personal intercompany con el cual Camuzzi Gas del Sur brinda servicios a Camuzzi Gas Pampeana y a otras compañías del grupo. También hay costos de personal de Camuzzi Gas Pampeana que brinda servicios a CGS.

Categorías	Masa Salarial CGS	Servicios Prestados	Servicios Recibidos	TOTAL
Convenio	17.567.768,50		206.174,76	17.773.943,26
Fuera de Convenio	19.395.331,53	-7.480.606,67	118.750,99	12.033.475,85
Pasante			2.440,00	2.440,00
Total	36.963.100,03	-7.480.606,67	327.365,75	29.809.859,11

Dentro de las observaciones que se desprenden del informe, se menciona que de los montos correspondientes a diciembre, se detrajeron horas extras por ser considerado un caso extraordinario.

Seguidamente en el expediente 29525 se encuentra en informe GCER N° 578/16 , RTI Gastos "Anexo H", del 7/9/16, que da continuidad al informe GCER N° 496/16. 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 el 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.

Dentro de las observaciones del informe se menciona que la Distribuidora incluyó en los saldos de cuentas, montos que recuperó mediante el traslado a los usuarios, en lo atinente a tasas y cargos.

Luego de eliminar una serie de montos que se encontraban en los saldos de las cuentas de gastos, el ENARGAS reacomoda el Anexo H, indicando que el mismo guarda relación con los registros contables y documentación de respaldo.

*Cuadro de Gastos - Anexo H - Ajustado según resultado de auditoría*

Ref. Rótulo	Rótulo	Actividad Regulada			Actividad No Regulada	Total sumatoria (AR+ANR)	Total sumatoria Actividad Regulada	% de incidencia	Total Ajustes s/Auditoría	Saldo s/Auditoría
		Gs Operat.	Gs Administr.	Gs Comerc.						
1	Honorarios por Servicios	0,00	7.425.241,00	0,00	22.927,00	7.448.168,00	7.425.241,00	1,34%	0,00	7.425.241,00
2	Salarios y Jornales	323.637.285,00	94.755.825,00	40.291.673,00	2.783.975,00	261.468.758,00	258.684.783,00	46,60%	0,00	258.684.783,00
3	Contribuciones	24.592.441,00	18.804.844,00	7.510.167,00	392.828,00	51.320.240,00	50.927.412,00	9,17%	0,00	50.927.412,00
4	Viajes y Movilidad	1.935.006,00	1.496.506,00	597.031,00	629.427,00	4.677.970,00	4.848.543,00	6,73%	0,00	4.848.543,00
5	Impuestos y Tasas	14.541.905,00	23.173.734,00	26.203.389,00	678.598,00	64.597.626,00	63.919.028,00	11,51%	-23.841.596,00	40.077.431,00
6	Depreciaciones de Bienes de Uso	23.351.994,00	1.456.614,00	589.877,00	0,00	25.388.885,00	25.388.885,00	4,57%	0,00	25.388.885,00
7	Amortizaciones de Bienes Intangibles	0,00	95.331,00	0,00	0,00	95.331,00	95.331,00	0,02%	0,00	95.331,00
8	Servicios y Suministro de Bienes	5.472.012,00	4.714.445,00	21.141.015,00	3.804.633,00	35.212.105,00	34.327.472,00	5,64%	-128.484,92	34.198.987,08
9	Franquicias, Comunicaciones y Proc. de Bases	989.637,00	2.092.251,00	299.473,00	307.426,00	3.679.787,00	3.372.361,00	0,61%	-3.394,70	3.368.966,30
10	Procesamiento de Liquidos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,00
11	Gastos Generales	105.680,00	832.483,00	31.247,00	28.479,00	997.955,00	968.476,00	0,17%	0,00	968.476,00
12	Reserva para Deudores Incobrables	0,00	0,00	163.876,00	0,00	163.876,00	163.876,00	0,16%	0,00	163.876,00
13	Publicidad y propaganda	0,00	0,00	1.750.643,00	0,00	1.750.643,00	1.750.643,00	0,32%	0,00	1.750.643,00
14	Honorarios Directores y Socios		600.000,00		0,00	600.000,00	600.000,00	0,11%	0,00	600.000,00
15	Honorarios por Asesoramiento operador técnico	22.386.494,00	0,00	0,00	0,00	22.386.494,00	22.386.494,00	4,03%	0,00	22.386.494,00
16	Materiales Diverseos	12.956.608,00	0,00	0,00	139.499,00	13.096.017,00	12.956.608,00	2,33%	0,00	12.956.608,00
17	Arrendamientos	2.804.533,00	2.208.035,00	880.895,00	757.496,00	6.710.959,00	5.973.463,00	1,08%	0,00	5.973.463,00
18	Servicios	602.136,00	0,00	0,00	0,00	602.136,00	602.136,00	0,11%	0,00	602.136,00
19	Materiales de Oficina	1.641.299,00	637.961,00	254.514,00	224.924,00	2.758.698,00	2.533.734,00	0,46%	0,00	2.533.734,00
20	Transportes y Bienes	431.825,00	330.551,00	131.873,00	132.037,00	1.026.286,00	894.249,00	0,16%	0,00	894.249,00
21	Primas de Seguros	3.123.363,00	2.411.895,00	981.907,00	1.169.725,00	7.666.894,00	6.496.349,00	1,17%	-3.292.833,14	3.204.335,86
22	Mantenimiento y reparación de Bs de Uso	43.563.299,00	1.941.861,00	734.386,00	742.638,00	47.021.375,00	46.278.737,00	8,34%	-527.428,58	45.751.308,42
23	Gastos y comisiones bancarias	0,00	7.643.364,00	0,00	0,00	7.643.364,00	7.643.364,00	1,38%	-317.555,05	7.325.808,95
<b>Total Gastos</b>		<b>282.236.424,00</b>	<b>170.638.751,00</b>	<b>102.273.026,00</b>	<b>11.894.522,00</b>	<b>567.032.727,00</b>	<b>555.138.205,00</b>	<b>100%</b>	<b>-28.110.804,93</b>	<b>527.027.300,07</b>

El 3/10/16 el ENARGAS emite la nota ENRG/GDyE/GAL/I N° 9224 solicitando el envío de información sobre los gastos de transporte y características de las plantas de Almacenamiento asociadas a localidades abastecidas con GLP, GNC o GNP por redes.

Con su nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09270 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.

La nota continúa solicitando información de cada Unidad de Negocio, Centro Operativo o Centro de Gestión de los cuales pide que se aclare la actividad, la cantidad de personal propio o contratado, el porcentaje de participación en las distintas actividades que pudiera llevar adelante esa persona, cantidad de vehículos, kilómetros recorridos, etc.

Camuzzi Gas de Sur responde la nota ENRG/GDyE/GAL/I N° 9224 el 20/10/16 con la nota AR/JR/GC/sc/2431 (actuación ENRG N° 35053) enviando la documentación referida al transporte por rutas de GLP, GNC y GNP.

El 25/10/16 con la actuación ENRG N° 35513 Camuzzi ingresa su nota AR/JR/GC/er/2465 entregando información relacionada con la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09270 sobre la proyección de gastos para el quinquenio.

El siguiente informe elaborado por el ENARGAS, es el GCER 732 del 8/11/16 cuyo objetivo fue verificar la concordancia de la información contenida en el Anexo II (gastos Recurrentes) con los montos expuestos en el Anexo H del balance cerrado al 31/12/2015 y los criterios utilizados para expresar esas sumas de diciembre a valores de agosto 2016. Para la elaboración del informe se utilizó la información entregada por Camuzzi, la nota AR/JR/GC/er/2550 (actuación ENRG N° 36188) y un acta de auditoría suscripta, estos dos últimos, no se encontraron disponibles en el expediente 29525. En el cuerpo del informe da cuenta de 6 observaciones que son desvíos de los lineamientos solicitados para la confección de los Anexos, por ejemplo, se incluyeron gastos de estructura en el Anexo II que debieron ser puestos en el Anexo IV por estar relacionados con el aumento de estructura, no estaban los valores actualizados al mes de agosto tal cual lo solicitado en la nota sino que se encontraban a octubre del 2016, se asignaron dentro de la proyección de Gastos Recurrentes Anexo II, conceptos relativos al GLP.

En las conclusiones el ENARGAS informa que la Licenciataria no ha cumplido a los lineamientos establecidos en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09270.

Al informe anterior le sigue el GCER N° 766 que tiene como objetivo tomar los informes anteriormente realizados y las presentaciones realizadas por CGS con el objeto de consolidar los valores de los gastos recurrentes -Anexo II- del requerimiento ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09270 y reexpresarlos a valores de octubre del 2016.

Luego del análisis se elabora un nuevo Anexo H con los valores reexpresados a octubre 2016.

Ref Rubro	Rubro	Saldo Proyectado s/Lic (a)	Saldo Reexpresado Auditoría (b)	Diferencia (a-b)
1	Honorarios por Servicios	\$ 5.975.555,47	\$ 10.618.094,63	\$ -4.642.539,16
2	Sueldos y Jornales	\$ 433.904.057,10 (***)	\$ 277.826.811,50	\$ 156.077.245,60
3	Contribuciones	\$ 92.618.037,55	\$ 82.727.179,72	\$ 9.890.857,83
4	Vináticos y Movilidad	\$ 8.065.789,06	\$ 5.789.416,49	\$ 2.276.372,57
5	Impuestos y Tasas	\$ 123.692.140,39	\$ 69.764.008,17	\$ 53.928.132,21
6	Depreciaciones de Bienes de Uso	\$ - (*)	\$ - (**)	\$ -
7	Amortizaciones de Bienes Intangibles	\$ - (*)	\$ - (**)	\$ -
8	Servicios y Suministro de terceros	\$ 58.422.285,15	\$ 44.614.551,52	\$ 13.807.733,63
9	Franquias, Comunicaciones y Proc. de Datos	\$ 7.242.173,23	\$ 4.817.044,09	\$ 2.425.129,14
10	Procesamiento de Líquidos	\$ - (*)	\$ -	\$ -
11	Gastos Generales	\$ 1.731.809,56	\$ 1.386.350,68	\$ 345.458,88
12	Provisión para Deudores Incobrables	\$ 10.156.795,88	\$ 1.235.342,68	\$ 8.921.453,20
13	Publicidad y propaganda	\$ 2.253.846,93	\$ 2.503.419,49	\$ -249.572,56
14	Honorarios Directores y Síndicos	\$ 1.920.000,00	\$ 858.000,00	\$ 1.062.000,00
15	Honorarios por Asesoramiento operador técnico	\$ - (*)	\$ - (*)	\$ -
16	Materiales Diversos	\$ 36.680.333,92	\$ 18.527.949,44	\$ 18.152.384,48
17	Arrendamientos	\$ 8.582.922,71	\$ 8.542.052,09	\$ 40.870,62
18	Servidumbres	\$ 4.028.440,95	\$ 861.054,48	\$ 3.167.386,47
19	Materiales de Oficina	\$ 3.447.788,63	\$ 3.623.239,62	\$ -175.450,99
20	Transportes y flotas	\$ 922.458,17	\$ 1.278.776,07	\$ -356.317,90
21	Primas de Seguros	\$ 10.864.901,64	\$ 4.582.200,28	\$ 6.282.701,36
22	Mantenimiento y reparación de Bs de Uso	\$ 129.325.002,70	\$ 65.424.371,04	\$ 63.900.631,66
23	Gastos y comisiones bancarias	\$ 28.646.704,60	\$ 10.475.906,80	\$ 18.170.797,80
<b>Total Gastos</b>		<b>968.481.043,65</b>	<b>615.455.768,79</b>	<b>353.025.274,86</b>

Ref:

(\*) Los rubros indicados no fueron proyectados por la Distribuidora.

(\*\*) Los rubros referenciados no fueron proyectados por la Distribuidora y esta auditoría considero el saldo histórico.

(\*\*\*) La licenciataria adicionó el costo del personal que pertenece a la nómina de CGP, que realiza las tareas para ambas Licenciatarias ("Intercompany de CGP a CGS")

Con fecha 21/11/16 el ENARGAS envía la nota ENRG/GRGC N° 10865 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 24/11/16 CGS ingresa la nota AR/JR/GC/er/2735 (actuación ENRG N° 38860) respondiendo a la nota ENRG/GRGC N° 10865, en ella adjunta el Anexo I con la información.

El 25/11/16 la Licenciataria ingresa la nota AR/JR/GC/er/2761 poniendo en conocimiento del ENARGAS las comunicaciones mantenidas con TGS respecto de la determinación sobre quien cae la responsabilidad de realizar las obras de ampliación de los puentes de medición entre las partes.

El 29 de noviembre del 2016 el ENARGAS emite su nota ENRG/GMAYAD/GAL N° 11272 con un pedido de información de servidumbres, solita datos como ser monto y cantidad de convenios formalizados a la fecha y los criterios para su proyección a lo largo del quinquenio. Aclara que, en caso haya necesidad de rectificar la información anteriormente enviada, la misma debe ser enviada nuevamente.

El ENARGAS confecciona el Informe GCER N° 822/16 del 6/12/16 RTI Gastos Recurrentes Anexo II, para dar continuidad al informe GCER N° 766/16 en lo atinente a la desagregación mensual de los saldos al 2015, reexpresados al octubre 2016. Dado que no hubo presentaciones posteriores a la confección del Informe GCER N° 766 continúan vigentes las observaciones formuladas anteriormente en los puntos a) y c).

En este 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%. En las conclusiones se expresa el Anexo H comparando lo presentado la Distribuidora y la propuesta del ENARGAS.

El 14/12/16 La Distribuidora solicita una prórroga para responder la nota ENRG/GMAyAD/GAL N° 11272, la cual es concedida por el ENARGAS.

Con la nota ENRG/GRGC N° 12441 el ENARGAS le solicita a la Distribuidora que aclare las inconsistencias que tienen las distintas presentaciones en cuanto a la incorporación de personal, mencionan diferencias en la incorporación de personal durante el quinquenio, la cual varía de 125 a 120 según distintas presentaciones.

El 30 de diciembre del 2016 con la actuación ENRG N° 42441 la Licenciataria ingresa la nota AR/JR/DS/er/3013 respondiendo el pedido de información de las proyecciones de pagos de servidumbres en el quinquenio. La Distribuidora realiza una aclaraciones y remite nuevamente la información digital.

En la nota AR/FFG/JR/er/0030 ingresada el 6/1/17 con la actuación ENRG N° 553/17 Camuzzi Gas del Sur manda las aclaraciones sobre la cantidad de personal a ser incorporado durante el quinquenio y excluye el listado de personal de Cañadón Seco, por ser la actividad de este último no regulada. Adjunta los nuevos Drivers con estas modificaciones.

Respecto de las remuneraciones brutas por categorías, la Distribuidora realiza un ajuste tomando la base de liquidaciones de diciembre que contempla toda la pauta general de aumento vigente para el 2016.

En la nota adjunta una rectificación del Anexo I enviado el 21/11/16, esta modificación también impacta en el Anexo IV, el cual también adjunta nuevamente.

El 9/1/17 Camuzzi Gas del Sur envía su nota AR/JR/GC/er/0038 (actuación ENRG N° 661) rectificando la información enviada en la nota AR/JR/GC/er/2465 el 25/10/16 en función de lo informado anteriormente y manda el archivo del Anexo IV vial el SARI.

Esa misma fecha el Enargas emite su nota ENRG/GMAyAD/GDyE N° 0178 solicitando el envío de la base de cálculo completa (con la totalidad de convenios /inmuebles considerados) que respalda el monto consignado en el quinquenio sobre las erogaciones en concepto de servidumbres.

El 10/1/17 se realiza una reunión entre el ENARGAS y Camuzzi Gas del Sur con el objeto de definir el encuadre final por parte de la Licenciataria, para que cumpla con el proceso informativo establecido en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N° 09270 y realice la presentación definitiva en lo atiente a los gastos recurrentes y no recurrentes, anexo II y V. El Enargas le otorga un plazo hasta el día 17/1/17 para hacer dicha presentación final.

El 11/1/17 Camuzzi Gas del Sur solicita mediante la nota AR/JR/DS/er/0060 (actuación ENRG N° 911) una prórroga para poder contestar la nota ENRG/GMAyAD/GDyE N° 0178.

El 16 de enero el ENARGAS emite la Nota ENRG/GD N° 0389 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.

El 18 de enero con la actuación ENRG N° 1821 la licenciataria ingresa la nota AR/JR/DS/er/0125 donde a envía la información relacionada con la nota ENRG/GMAyAD/GDyE N° 0178 en la cual hace una serie de comentarios sobre el contenido de la información.

El 20 de enero con la actuación ENRG N° 2041 Camuzzi Gas del Sur envía la nota AR/JR/GC/er/0150 con la presentación definitiva de los gastos Recurrentes y No Recurrentes en los Anexos II, III, IV, V, según los solicitado en el acta firmada el 10/1/2017.

El 25/1/17 mediante la nota AR/JR/GC/ldm/0160 (actuación ENRG N° 2456) plantea que las incorporaciones realizadas en el 2016, cuyos gastos fueron incluidos en el Anexo IV según lo acordado, a su criterio son gastos que la Distribuidora ya tiene incorporados y por lo tanto constituyen un costo laboral que se reiterará en los años 2017/2021. A su entender no representa un gasto futuro, sino que le corresponde ser calificado como gasto actual. Finalmente destaca que esta nota anula la presentación que se hiciera el día de ayer y envía los nuevos archivos en forma digital.

Camuzzi Gas del Sur envía otra nota AR/JR/GC/er/0173 (actuación ENRG N° 2654) el 27/1/17 informando sobre los criterios utilizados para la confección de los gastos Recurrentes (Anexo II), envía nuevamente archivos que anulan presentaciones anteriores.

El 27/01/17 el ENARGAS confecciona su informe GCER 57/17 donde concluye que la Licenciataria no ha dado cumplimiento a los lineamientos establecido para la confección del Anexo II -Gastos Recurrentes, reiterando las mismas acciones que dieron origen a las observaciones del informe N.º 732 del 8/11/16. En función de la documentación de respaldo, el ENARGAS rehace los cuadros que deberán ser tenidos en cuenta para la determinación de la tarifa en la RTI.

Ref Rubro	Rubro	Saldo Recurrentes y No Recurrentes de Auditoría	Administración	Comercialización	Operación y Mantenimiento	Total (general)
1	Honorarios por Servicios	5.975.555	4.879.874	845.742	249.940	5.975.555
2	Sueldos y Jornales	298.641.831	55.963.395	156.886.755	65.791.681	298.641.831
3	Contribuciones	87.871.213	18.087.397	44.581.360	25.202.455	87.871.213
4	Viajes y Movilidad	5.883.731	3.348.520	1.431.283	1.103.928	5.883.731
5	Impuestos y Tasas	15.270.100	14.976.763	166.808	126.530	15.270.100 (*)
6	Depreciaciones de Bienes de Uso	-	-	-	-	- (*)
7	Amortizaciones de Bienes Intangibles	-	-	-	-	- (*)
8	Servicios y Suministro de terceras	45.528.087	2.944.192	30.518.399	12.045.495	45.528.087
9	Franquicias, Comisiones y Proc. de Datos	4.901.038	3.205.770	1.168.243	527.026	4.901.038
10	Procesamiento de Liquidos	-	-	-	-	-
11	Gastos Generales	1.408.935	1.243.411	147.516	18.008	1.408.935
12	Provisiones para Deudores Incobrables	-	-	-	-	- (*)
13	Publicidad y propaganda	2.253.847	-	2.253.847	-	2.253.847
14	Honorarios Directores y Síndicos	871.978	871.978	-	-	871.978
15	Honorarios por Asesoramiento operador técnico	-	-	-	-	-
16	Materiales Diversos	18.829.785	-	-	18.829.785	18.829.785
17	Arrendamientos	5.582.923	2.558.964	3.689.126	2.334.893	5.582.923
18	Serviciumbres	-	-	-	-	- (*)
19	Materiales de Oficina	3.447.789	1.686.642	1.561.948	199.198	3.447.789
20	Transportes y fletes	922.458	-	393.574	528.885	922.458
21	Pólizas de Seguros	4.656.848	1.813.938	1.674.178	1.168.731	4.656.848
22	Mantenimiento y reparación de B de Uso	67.256.699	1.397.711	4.396.309	60.962.680	67.256.699
23	Gastos y comisiones bancarias	4.349.040	4.349.040	-	-	4.349.040 (*)
<b>Total Gastos</b>		<b>577.151.856,64</b>	<b>119.347.538</b>	<b>249.715.088</b>	<b>249.089.234</b>	<b>577.151.857</b>

(\*) Tasa Enargas, Deudores incobrables, Comisiones Bancarias, Serviciumbres y Amortizaciones no se consideraron por tener un tratamiento particular

El 30/1/17 con la nota AR/JR/GS/sc/0176 (actuación ENRG N° 2790) Camuzzi Gas del Sur envía información sobre la proyección de los sistemas informáticos.

Con fecha 31/1/17 la Licenciataria envía la nota AR/JR/GS/sc/0182 (actuación ENRG N° 2926) con información complementaria de las proyecciones de inversión previstas dentro del quinquenio en sistemas informáticos.

Con la actuación ENRG N° 3405, el 3/02/17 se ingresa la nota AR/JR/DS/0206 donde la Distribuidora envía nuevamente la nota presentada el 18/01/17.

El 30/01/17 el ENARGAS confecciona el informe GCER N° 5 para validar la razonabilidad de la información de los gastos de comercialización proyectados para el quinquenio, correspondientes a la variación de estructura. El análisis incluyó la verificación de la dotación, horarios de atención, cantidad de usuarios, localidades de influencia de las oficinas de atención comercial. Por otra parte, verificó que la dotación del Centro de Atención telefónica sea concordante con lo declarado.

Año	Operación y Mantenimiento		Administración		Comercialización (Servicio al Cliente)		O&M - ADM - COM		Total Personal Efectivo Proyectado
	A	B	A	B	A	B	A	B	
2017	15	11	11		10		9		56
2018	11	1	9		4		6		31
2019	3				4		6		13
2020	4						7		11
2021							9		9
<b>Total</b>	<b>33</b>	<b>12</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>18</b>	<b>0</b>	<b>37</b>	<b>0</b>	<b>120</b>

A: si el recurso a incorporar cubre una posición existente.  
B: si la incorporación se relaciona con un nuevo proyecto.

En el siguiente cuadro se detallan las incorporaciones previstas durante el quinquenio:

Respecto de los Anexos III, Anexos IV Gastos Recurrentes y Anexo V Gastos No Recurrentes, luego de hacer verificaciones y ajustes consolidan los siguientes valores para ser incorporados en la evaluación de las tarifas.

CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.  
ANEXO

Cuenta N°	Rubro / Concepto	Análisis	AÑO 2017												TOTAL AÑO 2017
			2017.01	2017.02	2017.03	2017.04	2017.05	2017.06	2017.07	2017.08	2017.09	2017.10	2017.11	2017.12	
7.1.04	Gastos de Comercialización	SI/ Anexo IV	1.431.547	1.441.205	1.450.863	1.460.521	1.470.184	1.479.844	1.489.503	1.499.162	1.508.822	1.518.481	1.528.141	1.538.306	17.817.589
		SI/ GRGC	1.189.410	1.198.069	1.206.728	1.215.387	1.224.046	1.232.704	1.241.363	1.250.022	1.258.681	1.267.339	1.275.998	1.284.657	14.911.914
7.1.04.01	Remuneraciones y otros beneficios al personal	SI/ Anexo IV	1.099.645	1.099.645	1.099.645	1.099.645	1.099.645	1.099.645	1.099.645	1.099.645	1.099.645	1.099.645	1.099.645	1.099.645	10.526.754
		SI/ GRGC	877.230	877.230	877.230	877.230	877.230	877.230	877.230	877.230	877.230	877.230	877.230	8.772.300	
7.1.04.02	Cargas Sociales	SI/ Anexo IV	283.140	283.140	283.140	283.140	283.140	283.140	283.140	283.140	283.140	283.140	283.140	2.831.400	
		SI/ GRGC	232.424	232.424	232.424	232.424	232.424	232.424	232.424	232.424	232.424	232.424	232.424	2.324.240	
7.1.04.07	Servicios y Suministros de Terceros	SI/ Anexo IV	87.177	78.230	86.486	98.155	108.915	119.474	129.133	138.792	148.452	158.111	167.771	177.430	1.445.134
		SI/ GRGC	87.177	78.230	86.486	98.155	108.915	119.474	129.133	138.792	148.452	158.111	167.771	177.430	1.445.059
7.1.04.14	Primas de seguros	SI/ Anexo IV	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	151.008
		SI/ GRGC	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	12.584	151.008

Cuenta N°	Rubro / Concepto	Análisis	AÑO 2018												TOTAL AÑO 2018
			2018.01	2018.02	2018.03	2018.04	2018.05	2018.06	2018.07	2018.08	2018.09	2018.10	2018.11	2018.12	
7.1.04	Gastos de Comercialización	SI/ Anexo IV	2.040.093	2.047.693	2.055.294	2.062.894	2.070.495	2.078.095	2.085.696	2.093.296	2.100.897	2.108.497	2.116.098	2.123.699	24.682.747
		SI/ GRGC	1.850.824	1.858.224	1.865.624	1.873.024	1.880.424	1.887.824	1.895.224	1.902.624	1.910.024	1.917.424	1.924.824	1.932.224	20.306.091
7.1.04.01	Remuneraciones y otros beneficios al personal	SI/ Anexo IV	1.454.932	1.454.932	1.454.932	1.454.932	1.454.932	1.454.932	1.454.932	1.454.932	1.454.932	1.454.932	1.454.932	1.454.932	13.784.594
		SI/ GRGC	1.147.049	1.147.049	1.147.049	1.147.049	1.147.049	1.147.049	1.147.049	1.147.049	1.147.049	1.147.049	1.147.049	1.147.049	11.470.490
7.1.04.02	Cargas Sociales	SI/ Anexo IV	385.488	385.488	385.488	385.488	385.488	385.488	385.488	385.488	385.488	385.488	385.488	3.854.880	
		SI/ GRGC	303.914	303.914	303.914	303.914	303.914	303.914	303.914	303.914	303.914	303.914	303.914	3.039.140	
7.1.04.07	Servicios y Suministros de Terceros	SI/ Anexo IV	182.540	150.141	197.741	205.342	212.942	220.543	228.143	235.744	243.344	250.945	258.546	266.146	2.062.115
		SI/ GRGC	182.540	150.141	197.741	205.342	212.942	220.543	228.143	235.744	243.344	250.945	258.546	266.146	2.061.938
7.1.04.14	Primas de seguros	SI/ Anexo IV	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	205.394
		SI/ GRGC	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	17.133	205.394

Cuenta N°	Rubro / Concepto	Análisis	AÑO 2019												TOTAL AÑO 2019
			2019-01	2019-02	2019-03	2019-04	2019-05	2019-06	2019-07	2019-08	2019-09	2019-10	2019-11	2019-12	
7.1.04	Gastos de Comercialización	S/ Anexo IV	2.517.845	2.524.519	2.531.186	2.537.860	2.544.530	2.551.200	2.557.871	2.564.541	2.571.211	2.577.882	2.584.552	2.591.222	31.854.426
		S/ GRGC	2.032.514	2.039.184	2.045.854	2.052.524	2.059.194	2.065.864	2.072.533	2.079.203	2.085.873	2.092.543	2.099.213	2.105.883	24.980.362
7.1.04.01	Remuneraciones y otros beneficios al per	S/ Anexo IV	1.836.751	1.836.751	1.836.751	1.836.751	1.836.751	1.836.751	1.836.751	1.836.751	1.836.751	1.836.751	1.836.751	1.836.751	22.041.018
		S/ GRGC	1.374.033	1.374.033	1.374.033	1.374.033	1.374.033	1.374.033	1.374.033	1.374.033	1.374.033	1.374.033	1.374.033	1.374.033	15.488.358
7.1.04.02	Cargas Sociales	S/ Anexo IV	486.652	486.652	486.652	486.652	486.652	486.652	486.652	486.652	486.652	486.652	486.652	486.652	5.839.426
		S/ GRGC	364.054	364.054	364.054	364.054	364.054	364.054	364.054	364.054	364.054	364.054	364.054	364.054	4.368.645
7.1.04.07	Servicios y Suministros de Terceros	S/ Anexo IV	272.816	278.488	284.160	289.832	295.504	301.176	306.848	312.520	318.192	323.864	329.536	335.208	3.714.035
		S/ GRGC	272.768	278.468	284.138	289.810	295.482	301.154	306.826	312.498	318.170	323.842	329.514	335.186	3.713.791
7.1.04.14	Primas de seguros	S/ Anexo IV	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	259.646
		S/ GRGC	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	21.629	258.546

Cuenta N°	Rubro / Concepto	Análisis	AÑO 2020												TOTAL AÑO 2020
			2020-01	2020-02	2020-03	2020-04	2020-05	2020-06	2020-07	2020-08	2020-09	2020-10	2020-11	2020-12	
7.1.04	Gastos de Comercialización	S/ Anexo IV	2.992.945	2.999.620	3.006.295	3.012.970	3.019.645	3.026.320	3.032.995	3.039.670	3.046.345	3.053.020	3.059.695	3.066.370	36.397.820
		S/ GRGC	2.312.532	2.319.207	2.325.882	2.332.557	2.339.232	2.345.907	2.352.582	2.359.257	2.365.932	2.372.607	2.379.282	2.385.957	28.232.814
7.1.04.01	Remuneraciones y otros beneficios al per	S/ Anexo IV	2.067.708	2.067.708	2.067.708	2.067.708	2.067.708	2.067.708	2.067.708	2.067.708	2.067.708	2.067.708	2.067.708	2.067.708	24.812.463
		S/ GRGC	1.529.829	1.529.829	1.529.829	1.529.829	1.529.829	1.529.829	1.529.829	1.529.829	1.529.829	1.529.829	1.529.829	1.529.829	18.374.944
7.1.04.02	Cargas Sociales	S/ Anexo IV	547.845	547.845	547.845	547.845	547.845	547.845	547.845	547.845	547.845	547.845	547.845	6.574.136	
		S/ GRGC	405.332	405.332	405.332	405.332	405.332	405.332	405.332	405.332	405.332	405.332	405.332	4.963.566	
7.1.04.07	Servicios y Suministros de Terceros	S/ Anexo IV	353.045	359.901	366.756	373.612	380.467	387.323	394.178	401.034	407.889	414.745	421.601	428.456	4.889.008
		S/ GRGC	353.022	358.877	365.732	372.587	379.442	386.298	393.153	400.008	406.863	413.718	420.573	427.428	4.885.701
7.1.04.14	Primas de seguros	S/ Anexo IV	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	292.184	
		S/ GRGC	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	24.349	292.184	

Cuenta N°	Rubro / Concepto	Análisis	AÑO 2021												TOTAL AÑO 2021
			2021-01	2021-02	2021-03	2021-04	2021-05	2021-06	2021-07	2021-08	2021-09	2021-10	2021-11	2021-12	
7.1.04	Gastos de Comercialización	S/ Anexo IV	3.437.259	3.444.299	3.451.338	3.458.377	3.465.416	3.472.455	3.479.495	3.486.534	3.493.574	3.500.613	3.507.653	3.514.692	41.711.705
		S/ GRGC	2.639.136	2.646.175	2.653.214	2.660.253	2.667.291	2.674.330	2.681.369	2.688.408	2.695.447	2.702.486	2.709.525	2.716.564	32.134.157
7.1.04.01	Remuneraciones y otros beneficios al per	S/ Anexo IV	2.351.137	2.351.137	2.351.137	2.351.137	2.351.137	2.351.137	2.351.137	2.351.137	2.351.137	2.351.137	2.351.137	2.351.137	28.213.647
		S/ GRGC	1.720.208	1.720.208	1.720.208	1.720.208	1.720.208	1.720.208	1.720.208	1.720.208	1.720.208	1.720.208	1.720.208	1.720.208	20.842.505
7.1.04.02	Cargas Sociales	S/ Anexo IV	622.940	622.940	622.940	622.940	622.940	622.940	622.940	622.940	622.940	622.940	622.940	7.475.281	
		S/ GRGC	455.774	455.774	455.774	455.774	455.774	455.774	455.774	455.774	455.774	455.774	455.774	5.499.543	
7.1.04.07	Servicios y Suministros de Terceros	S/ Anexo IV	435.485	442.535	449.585	456.635	463.685	470.735	477.785	484.835	491.885	498.935	505.985	5.659.287	
		S/ GRGC	435.467	442.506	449.556	456.606	463.656	470.706	477.756	484.806	491.856	498.906	505.956	5.655.172	
7.1.04.14	Primas de seguros	S/ Anexo IV	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	332.235	
		S/ GRGC	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	27.686	332.235	

El 10 de febrero Camuzzi Gas del Sur envía la nota AR/JR/DS/er/0237 (actuación ENRG N° 4062) respondiendo la nota ENRG/GMAYAD/GDyE N° 0178 remitiendo información complementaria a la enviada el 18/1/17.

El 16/2/17 el ENARGAS emite su nota ENRG/GDyE/GRGC/GCER/GD/GAL/I N° 01265 indicando que, ante la falta de detalle de la información requerida, intima a la Distribuidora a que en un plazo de 2 días hábiles entregue la información referida a la memoria de cálculo, detalle de precios y cantidades de la proyección de gastos.

El 17/02/17 con la nota AR/JR/GC/er/0370 (actuación ENRG N° 4864) la Distribuidora entrega información complementaria de beneficios al personal proyectados para el 2017 y el detalle de las remuneraciones a diciembre del 2016.

Ese mismo día la Distribuidora ingresa la nota AR/JR/GC/er/0373 (actuación ENRG N° 4866) enviando información de los gastos de Operación y Mantenimiento de las Plantas Compresoras, indica que a partir del año 2017 este concepto se incluye en el Anexo H de Gastos de Explotación.

El día 21/2/17 envía la nota AR/JR/GC/er/0403 (actuación ENRG N° 5055) relacionada con la nota ENRG/GDyE/GRGC/GCER/GD/GAL/I N° 01265 sobre los gastos del quinquenio. En esta nota la Distribuidora menciona consideraciones y modificaciones sobre 5 puntos de su presentación.

- IVA no imputables a la Provincia de Tierra del Fuego.
- Rubro Materiales diversos.
- Gastos de personal -Plus vacacional abonado en enero del 2016.
- Gastos de Mantenimiento de equipos de computación y software y transmisión de datos.
- Gastos Asignados a Obras de Expansión.

La Distribuidora analiza esos puntos y modifica los valores de las presentaciones anteriores, motivo por el cual vuelve a entregar los Anexos nuevamente.

El 24/02/17 con la actuación ENRG N° 5576 ingresa la nota AR/JR/GC/er/0446 con información complementaria de los gastos del quinquenio de Gastos de Mantenimiento de equipos de computación y software y transmisión de datos. En la nota detalla la memoria de cálculo del valor unitario del gasto de mediciones a industrias.

El 7/3/17 la Licenciataria envía la nota AR/JR/sc/0492 (actuación ENRG N° 6307) informando los criterios utilizados respecto al Costo de Mano de Obra Activada en la Proyección 2017-2021 de los Gastos Operativos, Administrativos y Comerciales expuestos en el Anexo II.

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

Corresponde a Camuzzi Gas del Sur S. A el informe GCER N° 117, el cual en su inicio menciona que el objetivo es readecuar la reexpresión efectuada en el informe GCER N° 57/2017 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 5151 del 21/02/17, la 6307 del 07/03/17, y el Informe GCER N° 57. Luego de enunciar el alcance, menciona las aclaraciones previas y enuncia las tareas realizadas y las observaciones, finalizando con el armado de los cuadros finales.

Cód. Rubro	Rubro	Saldo Reexpresado s/Lic (a)	Saldo Reexpresado a Dic 2016 s/ Auditoría (b)	Diferencia (a-b)	
1	Honorarios por Servicios	5.975.555,47	10.791.072,30	-4.815.516,83	-44,63%
2	Sueldos y Jorales	415.356.863,40	363.180.513,20	52.179.350,20	14,37%
3	Contribuciones	92.529.957,25	99.680.368,95	-7.150.411,70	-7,17%
4	Viajeros y Movilidad	8.065.789,06	5.883.730,94	2.182.058,12	37,08%
5	Impuestos y Tasas	74.176.520,82	4.651.181,64	69.525.339,18	1494,79%
6	Depreciaciones de Bienes de Uso	0,00	0,00	0,00	
7	Amortizaciones de Bienes Intangibles	0,00	0,00	0,00	
8	Servicios y Suministro de terceros	55.977.131,05	56.807.696,87	169.434,18	0,30%
9	Franqueros, Comunicaciones y Proc. de Datos	6.294.173,23	6.011.263,49	282.909,74	4,71%
10	Procesamiento de Líquidos	0,00	0,00	0,00	
11	Gastos Generales	1.731.809,56	1.408.935,50	322.874,07	22,92%
12	Previsión para Deudores Incobrables	0,00	0,00	0,00	
13	Publicidad y propaganda	2.253.846,93	2.544.202,29	-290.355,37	-11,41%
14	Honorarios Directores y Síndicos	1.920.000,00	871.977,54	1.048.022,46	120,19%
15	Honorarios por Asesoramiento operador técnico	0,00	0,00	0,00	
16	Materiales Diversos	32.350.061,98	28.839.794,76	3.510.267,22	12,17%
17	Arrendamientos	8.582.922,71	8.681.209,29	-98.286,57	-1,13%
18	Servidumbres	0,00	0,00	0,00	
19	Materiales de Oficina	3.447.788,63	3.682.265,23	-234.476,61	-6,37%
20	Transportes y fletes	922.458,17	1.299.608,41	-377.150,24	-29,02%
21	Primas de Seguros	5.649.749,13	4.656.848,17	992.900,96	21,32%
22	Mantenimiento y reparación de Bs de Uso	94.804.802,70	79.257.183,47	15.547.619,23	19,62%
23	Gastos y comisiones bancarias	4.849.040,00	4.837.436,07	11.603,93	0,24%
	<b>Total Gastos</b>	<b>815.891.470,09</b>	<b>683.085.288,12</b>	<b>132.806.181,97</b>	<b>19,44%</b>

La Gerencia hace una aclaración respecto de los Rubros Deudores Incobrables y Gastos de Cobranzas, se establece que el valor de ambos es del 1,97%, porcentaje representativo de los ingresos específicos de la actividad que se determine para cada año.

Luego del análisis de la Gerencia se detrajo aproximadamente un 16% del monto solicitado por CAMUZZI GAS DEL SUR.

La gerencia de Medio Ambiente y Afectación al Dominio en su informe Técnico GMAyAD N° 21/17 del 2017 eleva una copia de todos los informes correspondientes a cada una de las Licenciatarias.

En el informe GMAyAD N° 13/17 del 29/03/17 correspondiente a Camuzzi Gas del Sur, informa la aprobación del valor proyectado para el pago de las servidumbres del quinquenio que resulten

por la aplicación de la Resolución I3562/15, que correspondan al período bajo análisis 2017/2021. En el informe se aclara que no se dio curso a las erogaciones propuestas de pagos de períodos no prescriptos, anteriores al quinquenio 2017-2021, como así también a las mensuras ya ejecutadas que excedían el período previsto en la resolución. En contraposición, quedaron aprobados los gastos de mensura de las obras nuevas y de aquellas cuya necesidad deriva del cambio de normativa en lo referente a las distancias de seguridad.

Finalmente, los gastos aprobados por el ENARGAS en concepto de servidumbres para ser reconocidos en tarifa son:

VALOR PROMEDIO POR CONVENIO "BASE VENCIDOS" Y POR EL QUINQUENIO =	\$ 15.135,05	= \$ 4.828.079,40 / 319 convenios
Según Nota 125 C.G.S., indica que de los 336 convenios estima cumplir con un total de 287 convenios, aprox el 85 % =	270	= 287 - 17 (convenios vigentes)
Pago de aprox 270 de los 319 convenios VENCIDOS =	\$ 4.086.462,19	
Viene de convenios VIGENTES, MONTO YA ABONADOS =	\$ 88.043,31	
Viene de convenios VIGENTES, MONTO A ABONAR =	\$ 170.096,40	
MONTO TOTAL POR EL QUINQUENIO PARA EL CUMPLIMIENTO DE PAGO DE APROX EL 85 % DE LOS INMUEBLES AFECTADOS =	\$ 4.344.601,90	
2.- MONTO TOTAL POR EL QUINQUENIO PARA EL CUMPLIMIENTO DEL 50 % DE LOS INMUEBLES AFECTADOS X EL PATAGÓNICO =	\$ 1.000.000,00	= \$ 300 x 50% x 1:
3.- MONTO TOTAL POR EL QUINQUENIO PARA EL CUMPLIMIENTO DEL 10 % DE LOS 400 INMUEBLES NUNCA ABONADOS =	\$ 700.000,00	
4.- MONTO TOTAL ABONADO x SERVIDUMBRE x EL QUINQUENIO x 60 CONVENIOS CANCELANDO HASTA EL 27/12/2027 =	\$ 372.735,41	
MONTO TOTAL EN CONCEPTO DE SERVIDUMBRE CORRESPONDIENTE AL QUINQUENIO =	\$ 6.417.337,31	

NO SE INCLUYEN LAS MENSURAS POR CORRESPONDER A OBRAS ANTERIORES AL QUINQUENIO Y NO SER OBJETO DE ANÁLISIS PARA EL QUINQUENIO 2017 - 2021.

En el Memorándum 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° 5 del 29/03/17 corresponde a Camuzzi Gas del Sur en el cual se analizan varios conceptos y valores, luego en el informe se detallan los valores solicitados por la Distribuidora y los validados por el ENARGAS para ser incluidos en la RTI.

7.1.03.15 Mantenimiento y reparación

7.1.03.15.017 Mantenimiento Equipos de Computación

	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Total
Presentado	3.888.750	6.982.500	11.602.500	18.216.800	24.514.299	65.204.849
Validado	3.600.000	3.688.000	5.186.750	9.174.250	14.014.250	35.683.250

7.1.03.08 Gastos de correos y telecomunicaciones

7.1.03.08.003 Servicio de Transmisión de Datos

	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Total
Presentado	948.000	1.848.000	2.748.000	3.648.000	4.548.000	13.740.000
Validado	314.400	400.800	523.200	645.600	768.000	2.652.000

En el memorándum 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 objetivo del informe de la GRGC N° 17 es validar la razonabilidad de la última información remitida por la Distribuidora en relación a los Gastos de Comercialización proyectados para el quinquenio. La Gerencia tomó la información recibida mediante la actuación ENRG N° 5155/17 y procedió a su análisis, llegando a la conclusión que la misma no tiene impacto sobre los gastos de comercialización y por lo tanto confirma que los valores aprobados son los mismos que figuran en el Informe N.º 5.

 **DISTRIBUIDORA CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.**  
ANEXO  
Gastos Recurrentes período 2017-2021

Cuenta N°	Rubro / Concepto	Análisis	TOTAL AÑO 2017	TOTAL AÑO 2018	TOTAL AÑO 2019	TOTAL AÑO 2020	TOTAL AÑO 2021	TOTAL QUINQUENIO
7.1.04	Gastos de Comercialización	S/ Anexo IV	17.817.589	24.982.747	31.854.426	36.367.820	41.711.706	152.734.289
		S/ GRGC	13.021.253	20.186.329	26.405.290	30.918.621	36.262.440	126.793.933
7.1.04.01	Remuneraciones y otros beneficios al personal	S/ Anexo IV	12.823.742	17.459.182	22.041.018	24.812.493	28.213.647	105.350.082
		S/ GRGC	9.032.105	13.667.645	17.733.431	20.504.906	23.906.061	84.844.049
7.1.04.02	Cargas Sociales	S/ Anexo IV	3.397.685	4.625.857	5.839.826	6.574.136	7.475.281	27.912.784
		S/ GRGC	2.393.080	3.621.252	4.698.620	5.432.829	6.333.974	22.479.056
7.1.04.07	Servicios y Suministros de Terceros	S/ Anexo IV	1.445.154	2.692.115	3.714.035	4.689.008	5.690.543	18.229.861
		S/ GRGC	1.445.059	2.691.938	3.713.791	4.688.701	5.690.171	18.229.861
7.1.04.14	Primas de seguros	S/ Anexo IV	151.008	205.594	259.548	292.184	332.235	1.240.568
		S/ GRGC	151.008	205.594	259.548	292.184	332.235	1.240.568

La Gerencia de Distribución le envía el memorándum 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 memorándum 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.

Cuentas	2017	2018	2019	2020	2021
Remuneraciones y otros beneficios al personal + Cargas Sociales	\$ 21.963.957,52	\$ 29.520.066,41	\$ 32.494.354,08	\$ 35.759.719,71	\$ 37.318.512,44
Materiales Diversos	\$ 1.330.271,94	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
Primas de seguros	\$ 258.031,50	\$ 334.426,81	\$ 362.466,29	\$ 398.411,50	\$ 413.106,70
Mantenimiento y reparación	\$ 25.324.642,00	\$ 33.150.502,00	\$ 26.397.446,00	\$ 21.043.926,00	\$ 18.885.192,00
	\$ 48.876.902,96	\$ 63.004.995,21	\$ 59.254.266,36	\$ 57.202.057,21	\$ 56.616.811,13

A Camuzzi Gas del Sur S.A le corresponde el informe GD/82, la Gerencia expone los criterios y consideraciones realizadas y finaliza el informe resumiendo los montos aprobados:

En el informe GDyE N° 114 se consideran los gastos de transporte de GLP, GNC o GNP por camiones para las localidades no conectadas a la red troncal abastecidas por estos sistemas.

En el informe GDyE N° 68 se analizaron los gastos de Administración de los Anexos III, IV y V correspondientes a los gastos de estructura y los gastos Recurrentes y no Recurrentes de la variación de estructura durante el quinquenio.

**Cuadro 1: Gastos de Administración por cuenta. (miles de \$ a diciembre 2016)**

Cuenta	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Remuneraciones y otros beneficios al personal	9.655	12.269	12.396	12.565	12.734
Honorarios por servicios profesionales	1.733				
Materiales Diversos					
Servicios y Suministros de Terceros					
Gastos de correo y telecomunicaciones					
Arrendamientos					
Transportes y Fletes					
Materiales de oficina					
Viajes y Estadías					
Mantenimiento y reparación					
Impuestos, Tasas y contribuciones					
Publicidad y propaganda					
Deudores incobrables y Gts. y com. bancarias					
Gastos Diversos					
<b>Total</b>	<b>11.388</b>	<b>12.269</b>	<b>12.396</b>	<b>12.565</b>	<b>12.734</b>

Con el informe GDyE N° 120 se incorporan los gastos correspondientes a la Tasa de Fiscalización y Control y las primas de Seguros Camuzzi Gas del Sur. Los cuales se resumen:

COSTO DE SEGUROS - PRESENTADO, CALCULADO y AUTORIZADO		VALORES EN MILES DE \$					TOTAL
Licenciataria	Licenciataria	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	TOTAL
CGS	Presentado	5.649,75	5.725,92	5.817,45	5.912,18	6.010,23	29.115,52
	Calculado	6.213,13	6.275,11	6.339,09	6.400,57	6.476,68	31.704,57
	AUTORIZADO	5.649,75	5.725,92	5.817,45	5.912,18	6.010,23	29.115,52

-8,2%

7 Dado que el valor solicitado no supera en mas de un 5% el valor calculado, se autorizó el valor solicitado.

Para la tasa de fiscalización:

Los valores determinados son los que se indican en el siguiente cuadro:

En miles de \$	
1er. Año	2do. a 5to. Año
40.286,17	41.982,59

A continuación, se expone el cuadro que figura en el folio 1765 del expediente 29.525 y se lo compara con los montos resultantes de los informes anteriormente mencionados.

Camuzzi Gas del Sur S.A.

Cuenta	Año 1											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Remuneraciones y otros beneficios al personal	39.391.956	39.391.956	39.391.956	39.391.956	39.391.956	39.393.150	39.393.150	39.393.150	39.393.150	45.607.249	40.797.409	62.044.701
Honorarios por servicios profesionales	690.123	690.123	690.123	690.123	690.123	691.143	691.143	691.143	691.143	497.623	497.623	497.623
Materiales Diversos	2.211.261	2.393.911	2.629.834	2.629.834	2.747.795	2.695.713	3.066.722	2.948.761	3.013.450	1.838.428	1.897.408	1.897.408
Servicios y Suministros de Terceros	4.877.613	4.882.220	4.863.789	4.863.789	4.863.789	4.866.450	4.866.450	4.866.450	4.866.450	4.967.696	4.967.696	4.981.519
Gastos de correo y telecomunicaciones	550.473	550.473	550.473	550.473	550.473	551.197	551.197	551.197	551.197	557.673	557.673	557.673
Arrendamientos	714.957	714.957	714.957	714.957	714.957	715.816	715.816	715.816	715.816	714.957	714.957	714.957
Transportes y Fletes	76.841	76.841	76.841	76.841	76.841	76.933	76.933	76.933	76.933	76.841	76.841	76.841
Servidumbres	106.956	106.956	106.956	106.956	106.956	106.956	106.956	106.956	106.956	106.956	106.956	106.956
Materiales de oficina	287.201	287.201	287.201	287.201	287.201	287.546	287.546	287.546	287.546	287.201	287.201	287.201
Viajes y Estadías	490.115	490.115	666.627	666.627	490.115	490.703	490.703	490.703	490.703	313.603	313.603	490.115
Primas de seguros	470.812	470.812	470.812	470.812	470.812	470.812	470.812	470.812	470.812	477.160	477.160	477.160
Mantenimiento y reparación	7.375.192	8.306.166	8.604.789	9.351.346	9.351.346	10.134.501	12.330.179	12.330.179	12.962.530	5.876.914	6.026.226	6.175.537
Impuestos, Tasas y contribuciones	3.744.624	3.744.624	3.744.624	3.744.624	3.744.624	3.745.089	3.745.089	3.745.089	3.745.089	3.885.993	3.885.993	3.885.993
Publicidad y propaganda	115.617	202.258	288.898	462.179	418.859	202.266	93.966	72.306	72.306	115.617	93.957	115.617
Deudores incobrables y Gts. y com. bancarias	4.800.213	10.723.914	12.170.074	15.322.540	15.957.118	14.492.551	11.994.588	11.588.899	8.252.145	6.680.292	7.757.430	6.412.645
Gastos Diversos	117.364	117.364	117.364	117.364	117.364	117.505	117.505	117.505	117.505	117.364	117.364	117.364
GNNC	1.875.882	1.993.363	2.438.382	2.373.430	2.144.625	1.937.888	2.474.633	1.724.279	1.453.216	1.823.252	1.472.200	1.861.471

Se entiende que el análisis de la RTI se realizó sobre información enviada por la Licenciataria con un desglose mensual coincidente con el año calendario, en cambio el desglose mensual de los cuadros que se encuentran en los folios 1765 al 1769 corresponden el mes 1 a abril y el mes 12 a marzo (situación que no se encuentra explicitada en el Expediente 29.525). Por ese motivo pueden encontrarse diferencias numéricas cuando se suman los rubros validados en los Informes correspondientes al año 2017 respecto del cuadro del folio 1765

En amarillo se marcaron los rubros en los cuales no hay diferencias numéricas entre ambos.

	GCER 117	Servidumbres	Sistemas Informaticos DTI N°5	GRGC N° 17	GDyE N° 68	GD N°82	Seguros	Tasas	Total Informes	DIF %	Anexo Final
	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017		2017
Remuneraciones y otros beneficios al personal	\$ 456.582.448			\$ 11.425.185	\$ 9.655.000	\$ 21.963.958			\$ 499.626.591	0,7%	\$ 502.981.739
Honorarios por servicios profesionales	\$ 5.975.555			\$ 1.445.154	\$ 1.733.000				\$ 9.153.709	-15,8%	\$ 7.708.056
Materiales Diversos	\$ 28.839.795					\$ 1.330.272			\$ 30.170.067	-0,7%	\$ 29.970.525
Servicios y Suministros de Terceros	\$ 56.977.131								\$ 56.977.131	3,1%	\$ 58.733.911
Gastos de correo y telecomunicaciones	\$ 6.294.173		\$ 314.400						\$ 6.922.973	-4,2%	\$ 6.630.172
Arrendamientos	\$ 8.582.923								\$ 8.582.923	0,0%	\$ 8.582.920
Transportes y Fletes	\$ 922.458								\$ 922.458	0,0%	\$ 922.460
Servidumbres		\$ 1.283.467							\$ 1.283.467	0,0%	\$ 1.283.472
Materiales de oficina	\$ 3.447.789								\$ 3.447.789	0,0%	\$ 3.447.792
Viajes y Estadías	\$ 5.883.731								\$ 5.883.731	0,0%	\$ 5.883.732
Primas de seguros	\$ 4.656.848			\$ 151.008		\$ 258.032	\$ 5.649.750		\$ 10.715.638	-47,1%	\$ 5.668.788
Mantenimiento y reparación	\$ 79.257.183		\$ 3.600.000			\$ 25.324.642			\$ 111.781.825	-2,6%	\$ 108.824.905
Amortización Bienes de uso e intangibles									\$ -		\$ -
Impuestos, Tasas y contribuciones	\$ 4.651.182							\$ 40.286.170	\$ 44.937.352	0,9%	\$ 45.361.455
Publicidad y propaganda	\$ 2.253.847								\$ 2.253.847	0,0%	\$ 2.253.846
Deudores incobrables									\$ -		\$ -
Gastos y comisiones bancarias	\$ 4.849.040								\$ 4.849.040	2501,2%	\$ 126.132.409
Gastos Diversos	\$ 1.408.935								\$ 1.408.935	0,0%	\$ 1.408.932
Gastos Bienes de Uso									\$ -		\$ -
	\$ 670.583.038	\$ 1.283.467	\$ 3.914.400	\$ 13.021.347	\$ 11.388.000	\$ 48.876.903	\$ 5.649.750	\$ 40.286.170	\$ 798.917.475	14,6%	\$ 915.795.114
GNNC									\$ -		\$ 23.522.521
									\$ 798.917.475	17,6%	\$ 939.317.635

Haciendo un análisis de los distintos rubros que conforman el cuadro podemos observar:

- d) Rubro Deudores incobrables y Gastos y comisiones bancarias: En este rubro se encuentra la mayor discrepancia. Es posible que dicha diferencia se encuentre en la valorización del porcentaje asignado a Deudores Incobrables y Gastos de Cobranzas del

1.97% (según el Informe GCER 117). Respecto al particular, no se encuentra en la información obrante en el Expediente 29.525 la valorización a diciembre del 2016.

- e) Rubro Gas Natural no Contabilizado: : la Gerencia de Distribución elaboró un informe al respecto (Informe GD N° 76/2017) donde establece que el porcentaje de GNNC en el quinquenio para la distribuidora es del 0,55% uniforme durante los 5 años. De la documentación obrante en el Expediente N° 29.525 no se pudo verificar el procedimiento utilizado la valorización del mismo.

A continuación, se transcriben los valores de GNNC que se encuentran en los folios 1765 y 1769 del expediente 29.525, identificándose un incremento del valor anual acumulado del orden del 394% desde el año 2017 al 2021.

MES	2017	2021
ENERO	\$ 1.825.882	\$ 10.489.267
FEBRERO	\$ 1.993.363	\$ 11.423.357
MARZO	\$ 2.438.382	\$ 13.906.298
ABRIL	\$ 2.373.430	\$ 13.579.073
MAYO	\$ 2.144.625	\$ 12.258.937
JUNIO	\$ 1.937.888	\$ 11.035.264
JULIO	\$ 2.474.633	\$ 10.107.015
AGOSTO	\$ 1.724.179	\$ 6.970.942
SEPTIEMBRE	\$ 1.453.216	\$ 5.815.570
OCTUBRE	\$ 1.823.252	\$ 7.359.450
NOVIEMBRE	\$ 1.472.200	\$ 5.943.633
DICIEMBRE	\$ 1.861.471	\$ 7.424.044
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 23.522.521</b>	<b>\$ 116.314.871</b>

En el informe GCER 496/2016 se menciona que se verificó que la dotación de personal de Camuzzi Gas del Sur S.A era de 706 empleados en diciembre del 2015, conformados de la siguiente manera:

**Cuadro I**

Categoría	Cargo/Función	Gerencia								Total general	
		Bariloche	Cañadón Seco	Comodoro Rivadavia	Mardel Plata	Nedqueen	Río Gallegos	Río Grande	Sede Central		
01	ANALISTA									5	5
02	ANALISTA									22	22
02	ASISTENTE									1	1
03	ANALISTA									31	31
03	ASISTENTE									3	3
04	ADMINISTRATIVO									1	1
04	ANALISTA									45	45
04	ASISTENTE									2	2
05	ANALISTA									50	50
06	ANALISTA									5	5
06	JEFE									6	6
07	GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO									1	1
07	JEFE									16	16
08	GERENTE				1					7	8
08	GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO									1	1
10	GERENTE									5	5
10	GERENTE GENERAL									1	1
11	ADMINISTRATIVO				1						1
11	ASISTENTE				1		2				3
11	GERENTE						1		1		2
11	GERENTE UNIDAD DE NEGOCIO	1			1	1					3
11	JEFE CENTRO DE GESTION	3			4		10		1		18
11	JEFE CENTRO OPERATIVO	1			1		1				3
11	JEFE COMERCIAL	1			1		2	1	1		5
11	JEFE DE SECCIÓN COMERCIAL	4			5		10	1	2		22
11	JEFE DE SECCIÓN TÉCNICA	6	1		7		10	2	8		29
11	JEFE TÉCNICO	1			1		1	1	1		5
A	PERSONAL CONVENIO	6	2		11		20		4		43
B	PERSONAL CONVENIO	10			8		28	5	5		56
C	PERSONAL CONVENIO	22	1		36		43	18	14		129
D	PERSONAL CONVENIO	24	2		33		48	6	8		121
E	PERSONAL CONVENIO	8	1		4		13	3	2		31
F	PERSONAL CONVENIO	2			2		8	2	1		10
I	PERSONAL CONVENIO	4			5		11	2			22
<b>Total general</b>		<b>93</b>	<b>7</b>		<b>122</b>	<b>1</b>	<b>202</b>	<b>36</b>	<b>43</b>	<b>202</b>	<b>706</b>

Tomando como base esta información y tomando los 120 empleados previstos para incorporar a partir del 2017, obtenemos que la variación de estructura para el quinquenio por Camuzzi Gas del Sur en términos porcentuales es del 17%.

Por otra parte, el incremento de usuarios utilizado para hacer las proyecciones del quinquenio que se adoptaron en el proceso de revisión de tarifas fueron:

	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
Usuarios	676.905	696.583	717.227	737.917	755.649

Esto representa un porcentaje de aumento de usuarios en el período 2017-2021 acumulado del 11.6%.

---

## J. ANALISIS DEL MECANISMO NO AUTOMATICO DE ACTUALIZACION TARIFARIA

---

### 37. ANTECEDENTES

La ley 24.076 (en adelante, “Ley de Gas” o “LG”) ha acogido el sistema de regulación por tarifa máxima (Price Cap). Este sistema de regulación tarifaria está diseñado para que el regulador determine una nueva tarifa máxima con cierta periodicidad (en nuestro marco regulatorio, quinquenalmente conf. art 42 LG). La revisión quinquenal tiene por objeto modificar la rentabilidad de la empresa puesto que su determinación afecta el margen de la actividad. A la vez, el sistema de Price Cap prevé la aplicación de un sistema de ajuste semestral para mantener el poder adquisitivo de esa tarifa a lo largo del quinquenio.

El sistema de tarifas máximas brinda incentivos para que las empresas realicen todos los esfuerzos a su alcance para reducir los costos de prestación del servicio y así maximizar sus ganancias en el período (cinco años). Las tarifas así calculadas requieren ser revisadas periódicamente, en su nivel, atento a que el Organismo Regulador no puede predecir con certidumbre los cambios en la productividad en horizontes de largo plazo.

En cada revisión quinquenal se reinicia ese mecanismo de incentivo: se fijan nuevas tarifas máximas por cinco años, por lo que todos los ahorros de costos que generen las Licenciatarias no se reflejarán en las tarifas hasta el próximo quinquenio, incentivándolas con ello al logro de nuevas eficiencias, que eventualmente permitirán reducir la tarifa de los cinco años siguientes.

En lo que concierne al mecanismo de ajuste semestral, el artículo 41 de la ley 24.076 establece que:

*“(…) las tarifas se ajustarán de acuerdo con una metodología elaborada en base a indicadores de mercado internacional, que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones. La metodología reflejará cualquier cambio en los impuestos sobre las tarifas.*

*Los transportistas y distribuidores podrán reducir total o parcialmente la rentabilidad contemplada en sus tarifas máximas, pero en ningún caso podrán dejar de recuperar sus costos.*

*En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un consumidor o categoría de consumidores podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros consumidores”.*

En el punto (3) de la reglamentación del artículo 41 se dispone que *“La metodología para ajustar las tarifas de los Transportistas y Distribuidores en base a indicadores de mercado internacional a que se hace referencia en el Artículo 41 de la Ley será incluida en las respectivas habilitaciones. (..)”*.

Siguiendo dicha remisión, encontramos en las Reglas Básicas de las Licencias (RBL) tanto en Transporte como en Distribución el punto 9.4.1.1. “Ajustes semestrales” en el que se estableció que *“Las tarifas de distribución serán ajustadas semestralmente de acuerdo con la variación*

operada en el PPI". De acuerdo a lo definido en el Capítulo I de las RBL: "PPI": *Significa el "Índice de Precios del Productor – Bienes Industriales" (1967=100) publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos, o la agencia que lo reemplace, o si se discontinuare tal publicación, la estadística compatible con la evolución de los precios industriales."*

La fórmula establecida en el apartado 9.1.1.1 es:

$$T1 = T0 \times \frac{W1}{W0} - \frac{X}{100} + \frac{K}{100}$$

Donde:

T1 = tarifas ajustadas, comprende los siguientes componentes:

- Cargos por factura emitida para todos los regímenes tarifarios sin exclusiones
- Cargos por m<sup>3</sup> consumido: para todos los regímenes tarifarios excluido el precio del Gas vigente en ese momento (G0 según 9.4.2.2.)
- Cargos por reserva de capacidad para los regímenes tarifarios G, FD y FT sin exclusiones (salvo que el factor de eficiencia o el de inversión sean distintos para Distribución y para transporte; en este caso, deberá aplicarse el ajuste correspondiente al costo del transporte, por una parte, y al de distribución, por la otra).
- Montos mínimos por factura (regímenes tarifarios R y P)

T0 = tarifa vigente anterior al ajuste

W1 = PPI correspondiente al segundo mes anterior al del inicio de cada semestre calendario.

W0 = PPI correspondiente al segundo mes anterior al de la Toma de Posesión por parte de la Licenciataria o al del último período ajustado, según corresponda.

X = Factor de Eficiencia

K = Factor de Inversiones

Para completar el contexto normativo que diagramó la regulación tarifaria bajo estudio, es preciso mencionar que el punto (1) del Artículo 41 del decreto reglamentario de la Ley de Gas preveía que "Las tarifas de Transporte y Distribución se calcularán en Dólares. El Cuadro Tarifario resultante será expresado en pesos convertibles según la Ley N° 23.928, teniendo en cuenta para su reconversión a pesos la paridad establecida en el Artículo 3° del Decreto N° 2.128/91.

Posteriormente, con fecha 06/01/2002 se sancionó la Ley N° 25.561 (Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario) por la cual se declaró la emergencia en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, cuyo artículo 8° dispone el abandono de la convertibilidad, estableciéndose la conversión a pesos de las tarifas de servicios públicos

previamente denominadas en moneda extranjera a una relación de cambio de UN PESO (\$) = UN DÓLAR ESTADOUNIDENSE (US\$ 1).

Asimismo, se dejaron sin efecto las cláusulas de ajuste y cualquier otro mecanismo indexatorio ya sean basados en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio, pactado en dichos contratos.

No obstante ello, la aplicación de los ajustes semestrales por PPI ya había dejado de aplicarse en virtud del dictado de una medida cautelar suspendiendo la aplicación del Decreto PEN N° 669/00, ordenada el 18 de agosto de 2000 por la Señora Juez Nacional titular del Juzgado N° 8 Contencioso Administrativo Federal Secretaría N° 15 en autos caratulados: “Defensor del Pueblo de la Nación c/ E.N. CP.E.N.C M°E. - dto. 1738/92 y otro s/ proceso de conocimiento”.

El Decreto cuestionado difería excepcionalmente y por única vez la aplicación a las tarifas del ajuste semestral por PPI entre el 01/07/2000 y el 30/06/2002, de acuerdo a lo establecido en los puntos 9.4.1.1. y 9.4.1.4. de las RBL. Asimismo, creaba un Fondo de Estabilización del PPI (ver Art. 3, Anexo I) y establecía que las diferencias de los valores de las tarifas aplicadas y los valores correspondientes a la variación diferida hasta el 30 de junio de 2002, se trasladarían a las tarifas recuperándose en un período de dos años, con más un interés (conf. Anexo II).

Resumidamente, el reclamo del Defensor del Pueblo de la Nación radicaba en que la justicia decidiera si resultaba aplicable la Ley de Convertibilidad para la elaboración del régimen tarifario y que por ello no debía admitirse un sistema de indexación calculado en función de índices extranjeros, de modo que no se afectase la igualdad de derechos de la empresa en su relación con los usuarios, conculcando el art. 42 de la Constitución Nacional.

De la lectura del antecedente jurisprudencial brevemente reseñado *ut supra* se desprende que, primordialmente, la objeción reside en la aplicación de indicadores internacionales. Interpretando esta sentencia a la luz de la Ley de Emergencia, podría observarse que se evitó mencionar a los índices nacionales, toda vez que la prohibición expresa alcanzaba solamente “a cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio.”

En virtud de esta línea de análisis, se entendió que no habría inconvenientes, prima facie, en recurrir a la aplicación de mecanismos que utilicen índices generales nacionales, en tanto no se trate de sistemas indexatorios.

En el plano de la renegociación integral de los contratos con sustento en las previsiones del artículo 9° de la Ley de Emergencia N° 25.561, se le encomendó al Poder Ejecutivo nacional renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en el Artículo 8° de la ley. En el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, debían tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.

De este modo, se procedió a la suscripción de las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral entre las Licenciatarias de Distribución y Transporte de Gas Natural y el Otorgante de las Licencias (en una primera etapa conducida por la UNIREN, posteriormente a través de los Ministerios pertinentes en la materia).

En estas Actas Acuerdo -que fueran ratificadas posteriormente por Decreto del Poder Ejecutivo Nacional- se estipularon pautas y lineamientos para llevar adelante una Revisión Tarifaria Integral. Integrando estas previsiones, se instruyó al ENARGAS a introducir “mecanismos no automáticos” de adecuación semestral de la tarifa (de distribución y transporte) a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio.

Mención especial merece la instrucción específica consignada en las Actas Acuerdo respecto de la “no automaticidad” del mecanismo. En este orden de ideas, conviene destacar que aún cuando se encontraba vigente el ajuste semestral por PPI, la revisión y aprobación previa de la Autoridad Regulatoria siempre constituía un requisito *sine qua non* para su entrada en vigencia. Por lo tanto, no obstante estar clasificado en el punto 9.4. de las RBL como “Ajustes periódicos y de tratamiento automático y preestablecido”, la denominación de “automático” se refiere al procedimiento del ajuste y no a la aprobación del cuadro tarifario en sí. Por consiguiente, el tratamiento del ajuste queda sometido a la potestad tarifaria del regulador.

En cumplimiento del marco delineado en las Actas Acuerdo para desarrollar la Revisión Tarifaria Integral, el ENARGAS propuso una metodología de ajuste semestral no automática de la tarifa basada en un índice general, optando por el Índice de Precios Internos al por Mayor -Nivel General publicado por el Indec (IPIM) que luego de sometido al pertinente procedimiento de discusión pública y que fue puesto en vigencia en las respectivas resoluciones de aprobación de las Revisiones Tarifarias Integrales de las Licenciatarias (ver Anexo V de las Resoluciones ENRG Nros. I-4353 a 4364/2017, y sus rectificatorias).

En tal sentido, el anexo V de cada una de las resoluciones del ENARGAS por las que se aprobó la RTI previó el citado mecanismo y, además, previó como periodicidad para el ajuste, los meses de abril y octubre de cada año, con excepción de 2017 que sería en abril y diciembre.

El algoritmo de cálculo que surge del Anexo V de las citadas Resoluciones se expone a continuación:

Primer Ajuste Semestral: diciembre 2017

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

Segundo Ajuste Semestral: abril 2018

$$T_{Abr\ 18} = T_{Anexo\ 2} + \left( T_{Anexo\ 1} \times \left( \frac{IP_{Feb\ 18}}{IP_{Dic\ 16}} - 1 \right) \right) + \Delta\% \text{ 2}^{do} \text{ Escalón} + \Delta\% \text{ 3}^{er} \text{ Escalón} + CE$$

Ajustes Semestrales a partir de octubre 2018.

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

donde:

T: Tarifa.

IP: IPIM (Índice de Precios Internos al por Mayor publicado por el INDEC).

$\Delta\%$  2<sup>do</sup> escalón: aplicación del 40% del incremento tarifario determinado en la RTI.

$\Delta\%$  3<sup>er</sup> escalón: aplicación del 30% del incremento tarifario determinado en la RTI.

CE: compensación por escalonamiento tarifario.

Este sistema de adecuación tarifaria semestral no automática se mantuvo vigente hasta que con fecha 03/09/2019 mediante RESOL-2019-521-APN-SGE#MHA la entonces Secretaría de Gobierno de Energía resolvió (en la parte pertinente al tema bajo estudio):

*“ARTÍCULO 1º.- Diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto a partir del 1º de octubre de 2019, para el 1º de enero de 2020, oportunidad en la cual se aplicará el valor correspondiente al índice de actualización inmediato anterior disponible.*

*ARTÍCULO 2º.- A fin de compensar a las prestadoras en el marco de lo dispuesto en el numeral 9.8 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas (RBLD) aprobadas por el decreto 2255 del 2 de diciembre de 1992, se dispone la revisión y adecuación -en su exacta incidencia- de las inversiones obligatorias a su cargo.*

*ARTÍCULO 3º.- A los fines de la compensación prevista en el artículo precedente, las prestadoras de los servicios de transporte y distribución de gas natural deberán presentar ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), dentro del plazo de treinta (30) días corridos desde la publicación de este acto, sus propuestas de readecuación de las inversiones obligatorias a su cargo, a fin de que la autoridad regulatoria las evalúe y autorice, con las adecuaciones pertinentes, respetando la exacta incidencia entre los montos que se dejan de percibir en concepto de tarifa -incluyendo las bonificaciones a las subdistribuidoras de su área de licencia- y los montos de inversión comprometidos. Tales adecuaciones no podrán afectar en modo alguno el cumplimiento de sus obligaciones frente a los usuarios actualmente abastecidos respecto de la seguridad y continuidad de la prestación del servicio a su cargo.*

*ARTÍCULO 4º.- El diferimiento establecido en el artículo 1º de esta resolución será de aplicación a las tarifas de propano indiluido por redes. A tal fin, respecto de las licenciatarias, la compensación será determinada en su exacta incidencia en el cómputo de la readecuación de inversiones a ser presentada ante la autoridad regulatoria de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3º de esta resolución.”*