



Buenos Aires, 26 de febrero de 2021

**Ref: RESOL-2021-47-APN DIRECTORIO#ENARGAS
Audiencia Pública N° 101 – 16 de marzo de 2021**

Señor Interventor del
Ente Nacional Regulador del Gas
Lic. Federico Bernal
S _____ / _____ D

Señor Interventor:

Tenemos el agrado de dirigirnos a Ud. en nuestro carácter de apoderados de Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN"), a los efectos de acompañar en tiempo y forme el Informe requerido mediante el Artículo 7° de la resolución de la referencia.

Sin otro particular, saludamos a usted atentamente.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

César Pronsato
APODERADO

Guillermo Cánovas
APODERADO

TGN-93-2021-GECOM

tgn.com.ar
Don Bosco 3672-C1206ABF-CABA-Argentina
Tel. +54 11 4008-2000



INFORME AUDIENCIA PÚBLICA N° 101

16 de MARZO de 2021

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

INDICE

- I. Introducción
- II. Reserva de Derechos y Acciones
- III. Régimen Tarifario de Transición propuesto por TGN
- IV. Cuadros Tarifarios Propuestos
- V. Petitorio

I) Introducción

Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN) presenta en tiempo y forma el presente documento que contiene los cuadros tarifarios de transición y la información de sustento de los mismos, conforme lo requerido por el Artículo 7° de la Resolución RESOL-2021-47-APN-DIRECTORIO#ENARGAS mediante la cual el Ente Nacional Regulador del Gas convocó a Audiencia Pública N° 101 para el próximo 16.03.2021, con motivo de la determinación del Régimen Tarifario de Transición en el marco de lo dispuesto por el DNU N° 1020/20.

Formulamos la más amplia reserva para complementar este INFORME durante el plazo que habilitado a tal fin, conforme lo previsto en el art. 4° b) y el art. 7° del “Procedimiento de Audiencias Públicas” aprobado por Resolución ENARGAS I-4089/2016 – ANEXO I.

II) Reserva de Derechos y Acciones

La Resolución ENARGAS N° I-4363/2017 aprobó los cuadros tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria Integral de TGN (“RTI”), en el marco de lo dispuesto por el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL INTEGRAL suscripta entre TGN y el Otorgante de la licencia y ratificada por Decreto PEN N° 251/2018 del 27 de marzo de 2018, tras haber pasado por todas las instancias de control aplicables, incluyendo la Comisión Bicameral del Congreso creada a tal efecto.

TGN considera que la RTI constituyó un procedimiento legítimo y ajustado al marco regulatorio vigente, y que los cuadros tarifarios resultantes anexos a la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017 son justos y razonables en los términos de la ley 24.076 y jurisprudencia aplicable de la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

A su vez, la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017 definió en su Anexo V una Metodología de Adecuación Semestral de Tarifas mediante la aplicación de un algoritmo de cálculo que consideraba la evolución del Índice de Precios Internos Mayoristas - IPIM (acumulado), a los fines de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y calidad del servicio prestado.

El ENARGAS se apartó arbitrariamente de dicha Metodología en el ajuste semestral de octubre de 2018 (Resolución RESFC-2018-266-APN-DIRECTORIO#ENARGAS) y la aplicó deficientemente en el ajuste correspondiente al semestre abril 2019 (RESFC-2019-191-APN-DIRECTORIO#ENARGAS).

Luego, a partir del dictado de las Resoluciones SGE N° 521/2019 y 751/2019, la Ley 27.541, el DNU N° 453/2020 y el DNU 1020/2020, el ENARGAS discontinuó la aplicación de los ajustes tarifarios semestrales previstos por la citada normativa, por lo que las tarifas del servicio público de transporte de gas permanecieron congeladas hasta la fecha.

Dicho esto, y sin perjuicio de la suspensión “...de los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes...” dispuesta por el Artículo 2° del DNU 1020/2020, cabe destacar que **el IPIM acumulado entre febrero de 2019 y enero de 2021 fue del 118%.**¹

La presentación del presente INFORME (incluyendo el cuadro tarifario de transición) y la participación de TGN en la audiencia pública N° 101 no implica ni debe interpretarse como (i) consentimiento, aval, ni reconocimiento alguno por TGN o sus accionistas respecto de la constitucionalidad y/o legalidad de la Ley N° 27.541 y los Decretos N°543/20, N° 278/20 y N°1020/20 y/o de los hechos y medidas dispuestas a partir de su dictado; (ii) consentimiento, aval, ni reconocimiento alguno por TGN respecto de las afirmaciones efectuadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL en el Decreto 1020/20 en cuanto a que las tarifas resultantes de la RTI no han sido justas, razonables, asequibles ni transparentes; (iii) consentimiento, aval, ni reconocimiento a los informes técnicos de la Subsecretaría de Hidrocarburos referidos en el Decreto 1020/20, de los cuales TGN no ha sido notificada la LICENCIATARIA; (iv) consentimiento, aval, ni reconocimiento a los informes de auditoría y revisión técnica, jurídica y económica referidos en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 y en el Decreto N° 1020/20, existentes a la fecha o que se emitan en el futuro, incluyendo sin limitación la Nota emitida por el ENARGAS NO-2020-80612832-APN-

¹ El atraso tarifario se eleva al 137% si se contempla el apartamiento de la metodología de cálculo del Anexo V de la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017 a partir de la Resolución RESFC-2018-266-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

DIRECTORIO=ENARGAS fechada el 20.11.20 y todos sus anexos remitida por el Sr. Interventor del ENARGAS al Sr. Secretario de Energía Darío Martínez c/c al Sr. Ministro de Economía. En razón de lo expuesto, TGN no renuncia y se reserva todos los derechos y acciones que por ley le corresponden.

Asimismo, se deja expresa constancia que el Régimen Tarifario de Transición aquí propuesto no implica ni debe entenderse como una renuncia a los recursos administrativos oportunamente presentados por TGN contra la Resolución RESFC-2018-266-APN-DIRECTORIO#ENARGAS y la Resolución RESFC-2019-191-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

Rechazo de los fundamentos considerados para el dictado del DNU 1020/2020:

El DNU 1020/2020 expuso en uno de sus considerandos “Que la reestructuración tarifaria ordenada por la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, en el contexto actual, se concilia con la selección de la alternativa que ofrece el artículo 5° de dicha ley de llevar adelante una renegociación de las revisiones tarifarias integrales vigentes, habiéndose demostrado como un hecho de la realidad que las tarifas de ambos servicios no resultaron justas, ni razonables ni transparentes, conforme los resultados de las auditorías y revisiones llevadas adelante por el ENRE y el ENARGAS.”

En virtud de ello, mediante Nota TGN-4-2021-DAL, TGN solicitó al ENARGAS copia íntegra de los informes que sirvieron como antecedente para el dictado del DNU 1020/2020, que incluyen el resultado de la revisión y auditoría efectuada por dicho organismo sobre la revisión tarifaria integral vigente, como así también la recomendación de proceder a su renegociación.

En respuesta, el ENARGAS remitió a TGN copia de la Nota NO-2020-80612832-APN-DIRECTORIO%ENARGAS enviada por esa Autoridad Regulatoria a la Secretaría de Energía de la Nación y al Ministerio de Economía de la Nación y que contiene los informes que sirvieran de antecedente para el dictado del DNU 1020/2020.

En tales informes, realizados por las Unidades Organizativas del ENARGAS y por la FIUBA -contratada a los efectos de colaborar con la tarea encomendada por el art. 5° del Dto. PEN 278/19-, se observa una serie de consideraciones, supuestos y conclusiones que contienen errores e inconsistencias tanto en su análisis como en su fundamentación.

Por tal motivo, se rechaza formalmente los términos allí expuestos, tanto en su planteo general como en su desarrollo particular y conclusión final, como así también las recomendaciones formuladas al Poder Ejecutivo Nacional mediante Nota NO-2020-80612832-APN-DIRECTORIO%ENARGAS, tenidas en consideración para el dictado del DNU 1020/2020, tal como fuera citado ut-supra.

En primer término, negamos y/o desconocemos la existencia de vicios graves en los actos administrativos resultantes del procedimiento de RTI llevado adelante para TGN y, en particular, que estos vicios encuentren fundamento en (i) la manipulación del factor de actualización de los componentes de la base tarifaria utilizado para la aprobación de la revisión tarifaria de TGN; (ii) la falta de motivación y arbitrariedad en la elección del factor de actualización de los componentes de la estructura de la base tarifaria antes referida; (iii) la aplicación del mismo factor para todas las licenciatarias sin fundamentación técnica, económica ni jurídica ya que la estructura de costos de cada una es diferente; (iv) la incorrecta utilización en el índice y el empalme utilizado del factor de actualización; (v) los impedimentos de índole temporal que afectaron el normal desarrollo de la revisión tarifaria integral; y (vi) la exclusión de cuestiones cuya oportunidad temporal resultaba en la realización de la revisión tarifaria integral (reducción de porcentajes de gas retenido).

Negamos y rechazamos que los mentados vicios hayan influido negativamente en las tarifas de los usuarios del servicio de transporte que presta esta Compañía, alejándolas de ser justas, razonables y asequibles, tal como se concluye en la referida nota NO-2020-80612832-APN-DIRECTORIO#ENARGAS enviada a la Secretaría de Energía.

Asimismo, negamos lo expresado en dicha misiva en cuanto a que *“...no sólo concurren a esta afirmación la gravedad de los vicios detectados, conforme todos los análisis adjuntos, sino que, a excepción de la competencia, se verifican*

irregularidades respecto de todo el resto de requisitos esenciales de validez exigidos por la Ley N° 19.549.”.

Más aún, negamos categóricamente que TGN haya tenido conocimiento de estos o cualquier otro supuestos vicios que habrían ocurrido durante el proceso de la RTI o al momento de la emisión de la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017.

Las negativas y rechazos a los puntos particulares enunciados *supra* responden estrictamente a su peso e importancia en las conclusiones generales arribadas, las que fueron consideradas por el PEN para el dictado del DNU 1020/20. Sin embargo, ello no significa ni debe entenderse como una conformidad de parte de TGN a los restantes puntos, supuestos, consideraciones y conclusiones vertidas en los documentos bajo análisis, que se encuentran embebidos en la referida Nota NO-2020-80612832-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

Sin perjuicio de lo expuesto, en honor a la brevedad y a los fines de concentrar el presente Informe en el Régimen Tarifario de Transición objeto de la Audiencia Pública N° 101 convocada para su tratamiento, desarrollaremos en una futura presentación los argumentos que sustentan las negativas y rechazos aquí formulados.

III) Régimen Tarifario de Transición propuesto por TGN

A continuación, se desarrollan los fundamentos y consideraciones tenidos en cuenta por esta Licenciataria para la determinación del Régimen Tarifario de Transición que se propone en el presente.

Los Cuadros Tarifarios resultantes se ajustan a las “CONDICIONES MÁXIMAS DE CONTORNO PARA LAS PRESENTACIONES CONFORME ARTÍCULO 7°” definidas en el Punto 10 del ANEXO I de la RESOL-2021-47-APN-DIRECTORIO#ENARGAS:

“a) Durante la vigencia RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN la Licenciataria no podrá en ningún caso distribuir dividendos; ni cancelar en forma anticipada

directa o indirectamente deudas financieras y comerciales contraídas con accionistas, adquirir otras empresas ni otorgar créditos.” (...)

“c) Garantizar el abastecimiento respectivo, así como la continuidad y accesibilidad del servicio público, en condiciones de seguridad, en el marco específico del REGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN.”

Para la determinación del Requerimiento de Ingresos propuesto se asume que el presente Régimen Tarifario de Transición entrará en vigencia a partir del 1° de abril de 2021 y tendrá, como plazo máximo, dos (2) años contados a partir del dictado del DNU 1020/2020, conforme lo previsto en el Artículo 2° de dicho cuerpo legal.

Requerimiento Ingresos – Tarifa Transitoria abril 2021 a marzo 2022

El total de erogaciones operativas, fiscales y financieras para los 12 meses entre abril 2021 y marzo 2022 totalizan \$19.431 millones, superior en \$5.667 millones a los ingresos proyectados. **El déficit mencionado requiere un incremento en la tarifa local de transporte del 44,5% para afrontar las obligaciones del período.**

En virtud de las disposiciones que surgen del Decreto N° 1020/20 y del Punto 10 del Anexo I de la resolución RESOL-2021-47-APN-DIRECTORIO#ENARGAS (Condiciones máximas de contorno para las presentaciones), la proyección no considera ninguna erogación asociada a remuneración del capital propio (pago de dividendos) o pago de deudas con accionistas (a la fecha TGN no registra dicho concepto).

AR\$ MM

Transporte Local	12.737
Transporte con destino Exportación	383
Impuestos	643
Ventas Totales	13.764
Gastos Operativos	-10.097
Inversión - Seguridad, Integridad y Confiabilidad	-3.985
Impuesto a las Ganancias a pagar	-2.358
Servicios Financieros	-2.991
Erogaciones Totales	-19.431
Flujo proyectado	-5.667

Como se detalla en los puntos a continuación, la proyección de erogaciones se construyó considerando las premisas macroeconómicas establecidas en el Presupuesto Nacional para el año 2021, que contemplan una inflación anual del 29%. En este sentido, si la inflación verificada en el período mostrase un incremento acumulado que superase dicho valor, deberá realizarse la correspondiente actualización en la tarifa de transición para lo que se realiza la correspondiente reserva de derechos.²

Ventas netas:

La estimación de ingresos por Transporte Local se construyó considerando:

- 1) El punto 60 del Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino (Plan Gas AR) aprobado mediante DNU 892/20 establece que *“Las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribución y CAMMESA podrán acordar la contratación de la capacidad de transporte que no sea utilizada por las primeras para el abastecimiento de su demanda total”*. Consecuentemente, se prevé una disminución de la nominación de transporte interrumpible desde cuenca de CAMMESA y Centrales Térmicas,

² Si las proyecciones se elaborasen considerando la inflación publicada por el BCRA en el Relevamiento de Expectativas del Mercado (REM) de enero 2021 (mediana 50%), el incremento necesario de la tarifa regulada de transporte local sería de 56,2%

compensado parcialmente por una mayor demanda de servicios de intercambio y desplazamiento o transportes interrumpibles de rutas más cortas.

- 2) La Addenda del Contrato entre Argentina y Bolivia firmada en diciembre 2020 estableció una reducción en los volúmenes de importación de gas, según se describe en el cuadro siguiente.

MMstm3/d

	Addenda feb-19	Addenda dic-20	Diferencia
ene-abr	11	11	0
may	16	14	-2
jun-ago	18	14	-4
sept	16	13	-3
oct-dic	11	10	-1

La consecuente menor oferta de gas disminuye las ventas de transporte interrumpible del sistema Norte, compensado parcialmente por un incremento de ventas de intercambio y desplazamiento con origen en la zona GBA.

La proyección de ingresos por Transporte con destino de exportación se elaboró en base a los saldos exportables estimados que surgen como diferencia entre la producción estimada de la cuenca neuquina (teniendo en consideración los volúmenes establecidos en el marco del Plan Gas AR desde el mes de mayo) y la demanda local sobre el gas de la cuenca en base a datos del año 2019.

Gastos Operativos:

La proyección de gastos operativos por \$10.097 millones fue calculada tomando como base el nivel de gastos del ejercicio 2019³, último período con información contable auditada cuyo nivel de actividad y precios relativos no se encuentra afectado por las restricciones impuestas por la pandemia COVID19.

³ Nota TGN 324-2020-GPC: Gastos en moneda histórica correspondientes al ejercicio 2019.

Posteriormente, se expresó en moneda corriente del período bajo análisis considerando la variación acumulada del Índice de Precios Internos al por Mayor (nivel general) – IPIM - hasta enero 2021 (último dato disponible) y se proyectó para los siguientes meses el equivalente a la inflación anual del 29% prevista en el Presupuesto Nacional para el año 2021.

La proyección de gastos asociados a seguros se estimó en función del incremento significativo en las primas verificadas para el ejercicio según lo informado por los Brokers con quienes opera la compañía, principalmente las asociadas a “Todo Riesgo Operativo” y “Responsabilidad Civil”. Esta variación se asocia a: 1) siniestralidad ocurrida durante el año en el mercado de Downstream y Midstream; 2) mayores controles de los reguladores a nivel nacional y mundial referidos a impedimentos al mercado re-asegurador para emitir pólizas por debajo de sus valores técnicos; y 3) menor capacidad ofrecida por el mercado asegurador local incrementando, por ende, el valor de las primas.

En cuanto a la Tasa de Fiscalización y Control, se consideraron 4 cuotas de igual monto al primer vencimiento para el ejercicio 2021 informado mediante Resolución 07/21 ENARGAS.

Las erogaciones asociadas a los impuestos a los Ingresos Brutos y Débitos y Créditos Bancarios se mantuvieron constantes en los valores de 2019.

Inversión – Seguridad, Integridad y Confiabilidad:

La compañía elaboró y presentó al ENARGAS mediante Nota TGN 337-20-DO el plan de obras de operación y mantenimiento esenciales y necesarios para el período bajo análisis. Dicho plan se elaboró a partir de la mejor información disponible a la fecha sobre los requerimientos del sistema de transporte licenciado en términos de operación y mantenimiento; **y contempla el cumplimiento de los estándares regulatorios de seguridad y confiabilidad definidos en la normativa vigente que rige la actividad.**

Los presupuestos asociados a cada obra se estimaron a moneda de septiembre de 2020 y se expresaron en moneda corriente del período bajo análisis (abril 2021-marzo 2022) considerando hasta enero 2021 la variación acumulada del IPIM y desde entonces la inflación del 29% proyectada en el Presupuesto Nacional para el año 2021. De esta forma, el valor total de las inversiones asciende a \$3.985 millones.

Impuesto a las ganancias: En función del impuesto determinado, durante los meses bajo análisis la compañía deberá afrontar pagos de impuesto a las ganancias por un total de \$2.358 millones.

Servicios de la Deuda: Durante el año 2020 TGN debió tomar financiamiento en pesos para hacer frente a sus obligaciones y al déficit producto del incremento en la morosidad. De la deuda remanente a diciembre de 2020, durante el período bajo análisis corresponden vencimientos de capital por \$ 2.250 millones e intereses por \$ 633 millones sobre los siguientes instrumentos:

- Agosto 2020 - Obligaciones Negociables Clase I por \$ 1.500 millones, amortizables en 3 cuotas iguales a los 12, 15 y 18 meses desde la fecha de emisión (BADLAR más 1%).
- Agosto 2020 - Préstamo Bancario por \$ 750 millones a un plazo de 18 meses (BADLAR más 1,5%).

Adicionalmente, corresponden vencimientos de interés sobre la deuda en dólares de la compañía por un total de USD 1,1 millones que, considerando el tipo de cambio proyectado para el período, corresponden a \$ 109 millones.

IV) Cuadros Tarifarios Propuestos

En virtud de lo dispuesto por la Resolución RESOL-2021-47-APN-DIRECTORIO#ENARGAS y en el marco de lo previsto por el DNU 1020/2021, a partir del requerimiento de ingresos desarrollado en el apartado anterior, se proponen los siguientes cuadros tarifarios, con vigencia a partir del 1° de abril de 2021, a saber:

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE ABRIL DE 2021

TRANSPORTE INTERRUMPIBLE (TI)

		Cargo \$/1.000 m3	% gas retenido (1)
RECEPCION	DESPACHO		
SALTA	Salta	264,361306	0,91
	Tucumán	558,566084	1,97
	Central	1038,542187	3,37
	Litoral	1355,319206	4,60
	Aldea Brasileira	1452,456080	4,90
	GBA	1605,665393	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	227,254134	0,69
	La Pampa Sur	616,832456	2,09
	Cuyana	681,103143	2,43
	Central (Sur)	692,800246	2,60
	Litoral	995,372729	3,83
	Aldea Brasileira	1098,569765	4,20
	GBA	1214,185923	4,86
	Entre Ríos	1438,968996	4,86
GBA	GBA	227,254134	0,69

(1) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE ABRIL DE 2021

TRANSPORTE FIRME (TF)

		Cargo por m3/día \$/m3	% gas retenido
RECEPCION	DESPACHO	(1)	(2)
SALTA	Salta	7,930809	0,91
	Tucumán	16,763686	1,97
	Central	31,163006	3,37
	Litoral	40,659479	4,60
	Aldea Brasileira	43,573602	4,90
	GBA	48,170000	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	6,492928	0,69
	La Pampa Sur	16,232483	2,09
	Cuyana	20,439597	2,43
	Central (Sur)	20,777542	2,60
	Litoral	29,867654	3,83
	Aldea Brasileira	32,957073	4,20
	GBA	36,360583	4,86
	Entre Ríos	43,169053	4,86
GBA	GBA	6,492928	0,69

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

(2) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado.

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE ABRIL DE 2021

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED) - SALTA

La tarifa del servicio de intercambio y desplazamiento (ED) será de

116,2767383 por cada 1000 m3 por cada zona atravesada.

La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comencare el servicio hasta la zona en la que terminare el servicio, incluyendo toda zona intermedia atravesada.

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE ABRIL DE 2021

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED) - NEUQUÉN

La tarifa del servicio de intercambio y desplazamiento (ED) será de

116,8730306 por cada 1000 m3 por cada zona atravesada.

La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comencare el servicio hasta la zona en la que terminare el servicio, incluyendo toda zona intermedia atravesada.

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE ABRIL DE 2021

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED) - GBA

La tarifa del servicio de intercambio y desplazamiento (ED) será de

116,8730306 por cada 1000 m3 por cada zona atravesada.

La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comencare el servicio hasta la zona en la que terminare el servicio, incluyendo toda zona intermedia atravesada.

Retribución Mensual al Transportista - Excluido Inversión (*)

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE ABRIL DE 2021

		Cargo por m3/día \$/m3 (1)	% gas retenido (2)
RECEPCION	DESPACHO		
SALTA	Salta	2,599720	0,91
	Tucumán	5,495136	1,97
	Central	10,215234	3,37
	Litoral	13,328177	4,60
	Aldea Brasileira	14,283426	4,90
	GBA	15,790126	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	2,128382	0,69
	La Pampa Sur	5,321007	2,09
	Cuyana	6,700099	2,43
	Central (Sur)	6,810879	2,60
	Litoral	9,790618	3,83
	Aldea Brasileira	10,803329	4,20
	GBA	11,918999	4,86
	Entre Ríos	14,150816	4,86
GBA	GBA	2,128382	2,87

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

(2) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.

(*) Expansión - Concurso Abierto 01/05

Impacto en las facturas

Hemos determinado a modo de ejemplo las variaciones en las facturas para distintas categorías de usuarios del área de Gasnor, subzona Tucumán y del área de Metrogas, Capital Federal.

Como consecuencia de la propuesta de Adecuación en la tarifa de transporte aquí presentada, un consumidor residencial promedio del área de Gasnor con tarifa plena, pasará de pagar 679\$ por mes a 702\$ por mes, es decir tendrá un aumento de 23\$ en su factura, de los que 17,7\$ se deben al transporte y 5,3\$ al aumento de los impuestos asociados. En términos porcentuales el aumento es del 3,4% correspondiendo un 2,6% al transporte y un 0,8% a los impuestos.

Por otro lado, un consumidor residencial promedio del área de Metrogas con tarifa plena, pasará de pagar 1025\$ por mes a 1102\$ por mes, es decir tendrá un aumento de 77\$ en su factura, de los que 58\$ se deben al transporte y 19\$ al aumento de los impuestos asociados. En términos porcentuales el aumento es del 7,5% correspondiendo un 5,7% al transporte y un 1,8% a los impuestos.

Facturas promedio (\$/mes y %)	R1	R21	R22	R23	R31	R32	R33	R34	PROM R
GASNOR (Tucumán)									
nov-19	372	610	761	886	1.134	1.358	1.796	3.031	679
abr-21	384	633	790	920	1.175	1.407	1.854	3.130	702
Aumento Transporte	8,8	18,2	21,9	25,8	31,0	37,5	44,3	75,8	17,7
Aumento Impuestos	2,6	5,5	6,6	7,7	9,3	11,2	13,3	22,7	5,3
Aumento Factura	11,4	23,6	28,5	33,5	40,2	48,7	57,5	98,5	23,1
Aumento Transporte	2,3%	3,0%	2,9%	2,9%	2,7%	2,8%	2,5%	2,5%	2,6%
Aumento Impuestos	0,7%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,7%	0,8%	0,8%
Aumento Factura	3,1%	3,9%	3,7%	3,8%	3,5%	3,6%	3,2%	3,3%	3,4%
METROGAS									
nov-19	402	875	1.154	1.439	1.920	2.335	3.190	5.947	1.025
abr-21	429	950	1.250	1.557	2.067	2.515	3.412	6.367	1.102
Aumento Transporte	20,4	56,9	72,5	89,6	111,4	136,5	167,8	318,6	58,5
Aumento Impuestos	6,5	18,5	23,5	29,0	35,8	43,8	53,4	101,6	18,8
Aumento Factura	26,8	75,4	96,0	118,6	147,2	180,3	221,2	420,2	77,3
Aumento Transporte	5,1%	6,5%	6,3%	6,2%	5,8%	5,8%	5,3%	5,4%	5,7%
Aumento Impuestos	1,6%	2,1%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,7%	1,7%	1,8%
Aumento Factura	6,7%	8,6%	8,3%	8,2%	7,7%	7,7%	6,9%	7,1%	7,5%

V) Petitorio

TGN recibió en diciembre de 1992 un sistema con 4200 km de gasoductos, 160.000 HP de potencia y 23 millones de metros cúbicos diarios de capacidad de transporte.

Al cabo de 9 años, es decir hasta 2001 había construido 1240 km de nuevos gasoductos e incorporado 142.000 HP de potencia adicional, lo que permitió incrementar la capacidad de transporte a 55 millones de metros cúbicos.

Esto significó que entre 1992 y 2001 TGN multiplicó por 2,3 la capacidad de transporte de su sistema de gasoductos, a una tasa de crecimiento del 10% anual acumulativo.

Las inversiones asociadas a dicho crecimiento permitieron la incorporación de cientos de miles de nuevos usuarios residenciales, comerciales, estaciones de GNC, incrementaron el abastecimiento con gas natural a múltiples industrias, contribuyeron al desarrollo del sector de generación termoeléctrica, permitieron abrir mercados de exportación al gas argentino y dieron trabajo directo e indirecto a miles de personas. Gracias a estas inversiones se terminó con la crónica falta

de gas durante las épocas invernales ya que se eliminó el cuello de botella que representaba el transporte hasta 1993.

A partir de la pesificación y el congelamiento tarifario impuestos en 2002 TGN perdió su capacidad de invertir en la expansión de su sistema, y ésta pasó a ser financiada en su mayor parte a través de estructuras fiduciarias administradas por el Estado Nacional, que se financiaron con cargos tarifarios aplicados a ciertas categorías de usuarios no residenciales. Desde entonces la capacidad de transporte de TGN creció a un ritmo menor al 1% anual.

Pero no sólo eso. Desde 2011 hasta 2016 los ingresos de la compañía no alcanzaron a cubrir los costos de operar y mantener el sistema de transporte, lo cual es insostenible en el tiempo.

Argentina es un país gasífero. El 53% de nuestra matriz energética proviene del gas natural y por ende nuestro desarrollo económico ha estado desde hace más de sesenta años fuertemente ligado a este hidrocarburo. Y lo seguirá estando, considerando sus extensas reservas de gas no convencional que esperan ser puestas en producción.

Pero no es suficiente extraer el gas del subsuelo y procesarlo para transformarlo en un recurso utilizable. Argentina necesita transportarlo miles de kilómetros desde las provincias productoras para entregarlo y distribuirlo en industrias, usinas, comercios y hogares argentinos.

Y ello sólo es posible con un proceso de inversión sostenida, para mantener en condiciones operativas óptimas las decenas de miles de km de gasoductos y redes de distribución, para modernizarnos en el uso de la energía, para contemplar las necesidades medioambientales y para permitir la expansión de estos sistemas, para que el gas llegue a todos los hogares argentinos las 24 horas del día, los 365 días del año y en condiciones seguras y confiables. Incluso a los que han quedado marginados por décadas del gas natural por redes.

La tarifa debe ser la remuneración justa de ese servicio.

TGN confía que el proceso de renegociación contractual previsto en la Ley 27.541 e iniciado a partir del dictado del DNU 1020/2020 permita sentar las bases

para un nuevo período de desarrollo energético, que cumpla con los objetivos mencionados.

Somos conscientes de que el 2020 ha sido un año lleno de dificultades para nuestro país, especialmente a partir del contexto de pandemia COVID-19 y TGN no ha sido ajeno a tales dificultades. Esta Compañía debió extremar sus esfuerzos, tanto en lo operativo como en lo económico y financiero, para sostener la prestación del servicio público licenciado en condiciones regulares, seguras y confiables.

Sin embargo, tras dos años de congelamiento tarifario, para continuar brindando este servicio esencial es imperioso comenzar a recorrer un camino de recomposición tarifaria.

TGN espera poder contribuir activamente en este proceso con la presente propuesta de un Régimen Tarifario de Transición, en el marco de lo dispuesto por el DNU 1020/2020 y la Resolución RESOL-2021-47-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

A tal fin, TGN solicita la aprobación de los cuadros tarifarios de transporte presentados en este informe, con vigencia a partir del 1° de abril de 2021, en los términos descriptos en el apartado III del presente.

De: Mesa Entrada Virtual <revisionessd@enargas.gov.ar>

Enviado el: viernes, 26 de febrero de 2021 20:12

Para: Notas TGN <Notas.TGN@tgn.com.ar>

Asunto: Mesa de entradas virtual - ENARGAS

ALTA MESA DE ENTRADA VIRTUAL

N° Ingreso

12188

Referencia

Nota TGN-93-2021-GECOM
Acompaña Informe requerido por Artículo 7° de la
RESOL-2021-47-APN-DIRECTORIO#ENARGAS
(Audiencia Pública N° 101 - 16 de marzo de 2021)

El presente es un mensaje generado automáticamente por la aplicación de Mesa de Entrada Virtual.

NO IMPLICA CONFORMIDAD, DOCUMENTACIÓN SUJETA A REVISIÓN

Atentamente **ENARGAS**