Buenos Aires, 3 de enero de 2022

Ref: RESOL-2021-518-APN DIRECTORIO#ENARGAS
Audiencia Pública N° 102 – 19 de enero de 2022

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 forma 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-1-2022-GAIR

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

INFORME AUDIENCIA PÚBLICA N°102

19 de ENERO de 2022

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

INDICE

I. Introducción

II. Reserva de Derechos y Acciones

III. Consideraciones que la ciudadanía debe conocer

IV. Plan de Inversiones de TGN

V. Calidad, Seguridad, Salud, Medio Ambiente y Responsabilidad Social Empresaria (RSE)

VI. Régimen Tarifario de Transición propuesto por TGN

VII. Cuadros Tarifarios Propuestos

VIII. Petitorio

ANEXO

a. Marco Legal y Regulatorio General

b. Antecedentes Normativos

c. Evolución de la Normativa Técnica

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-2021-518-APN-DIRECTORIO#ENARGAS mediante la cual el Ente Nacional Regulador del Gas convocó a Audiencia Pública N°102 para el próximo 19 de enero del año 2022, 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 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.

TGN es titular de una licencia para la prestación del servicio público esencial de transporte de gas natural por gasoductos de alta presión, en virtud de la cual se le concede el derecho exclusivo de operar los dos sistemas de gasoductos existentes en las regiones Norte y Centro-Oeste de la Argentina. TGN está regulada por la ley 24.076 cuya autoridad de aplicación es el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS").

El **Gasoducto Norte** nace en Campo Durán (Salta) y llega hasta la planta compresora San Jerónimo (Santa Fe). Tiene 4.550 km de gasoductos y 12 plantas compresoras que impulsan el gas y poseen una potencia instalada de 204.620 HP. A partir de San Jerónimo, dos líneas troncales paralelas se conectan con el anillo de alta presión que alimenta el Gran Buenos Aires y Capital Federal. Otra rama del sistema nace en San Jerónimo hasta la ciudad de Santa Fe, cruza el Río

Paraná y termina en la Provincia de Entre Ríos y también, en cercanías de Santa Fe, se conecta con el GNEA para abastecer el norte de Santa Fe y Chaco.

El **Gasoducto Centro Oeste** nace en Loma la Lata (Neuquén) y llega hasta la misma planta compresora San Jerónimo (Santa Fe). Tiene 2.256 km de gasoductos, 8 plantas compresoras y posee una potencia instalada de 171.000 HP.

TGN emplea a 657 trabajadores de manera directa.

Actualmente TGN es la responsable del transporte del 40% del gas inyectado en gasoductos troncales argentinos, lo que representa cerca del 20% de la matriz energética argentina.

TGN opera y mantiene alrededor de 11.000 km de gasoductos (6.806 km sobre su propio sistema y cerca de 4200 km de gasoductos de terceros a los que les ofrece una serie de servicios de alta especificidad dentro de la industria del gas natural) y 21 plantas compresoras con 391.000 HP, que permiten conectar las cuencas Neuquina, Noroeste y Boliviana con 8 de las 9 distribuidoras, industrias y centrales térmicas ubicadas en 15 provincias argentinas.

TGN monitorea y opera el sistema de transporte de gas en tiempo real desde una sala de control ubicada en su sede central de Buenos Aires. Desde este lugar, se comandan las operaciones necesarias para asegurar el servicio y garantizar el cumplimiento de las normas vigentes establecidas por el ENARGAS y las obligaciones contractuales con los clientes, las 24 horas del día, los 365 días del año.

A nivel regional, TGN está conectada a: el gasoducto Juana Azurduy en Bolivia, los gasoductos Gas Andes, del Pacífico y Norandino que transportan gas desde y hacia el centro y norte de Chile; la provincia de Entre Ríos y el litoral uruguayo, por el Gasoducto Entrerriano; y al sur de Brasil, por medio del Gasoducto a Uruguayana (TGM). Además, el sistema de transporte de TGN está conectado a un buque regasificador de GNL (gas natural licuado) ubicado en la localidad de Escobar, Provincia de Buenos Aires.

En el año 2019 TGN comenzó con la operación y mantenimiento del Gasoducto GNEA, que se encuentra conectado al Sistema Norte de gasoductos en Desvío Arijón (Santa Fe) y abastece de gas en la actualidad a las provincias de Santa Fe y Chaco).

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 semestral de abril de 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 noviembre de 2021 fue del 205%**.[1]

[1] *El atraso tarifario se eleva al 233% 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*.

La presentación del presente INFORME (incluyendo el cuadro tarifario de transición) y la participación de TGN en la audiencia pública N° 102 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 o sus accionistas respecto de la constitucionalidad y/o legalidad del Régimen Tarifario de Transición aprobado mediante Resolución Firma Conjunta (MECON/ENARGAS) N° 2/21 – ratificada por Decreto PEN 353/21 – y Resolución ENARGAS N° 150/21 (iii) 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; (iv) 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; (v) 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-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; (vi) desistimiento de los recursos interpuestos contra las Resoluciones Conjuntas MECON / ENARGAS N° 02/21, la Resolución ENARGAS N° 150/21, el Decreto N° 353/21 y el Decreto 1020/20.

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.".*

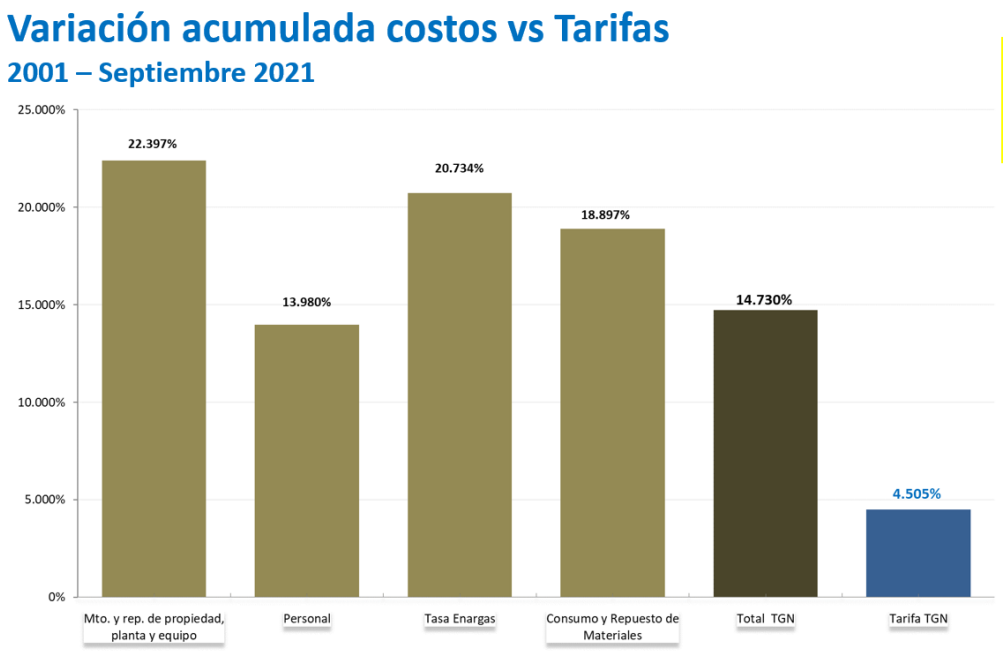
Más aún, negamos categóricamente que TGN haya tenido conocimiento de estos o cualquier otro supuesto vicio que habrían ocurrido durante el proceso de la RTI o al momento de la emisión de la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017.

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.

III) Consideraciones que la ciudadanía debe conocer

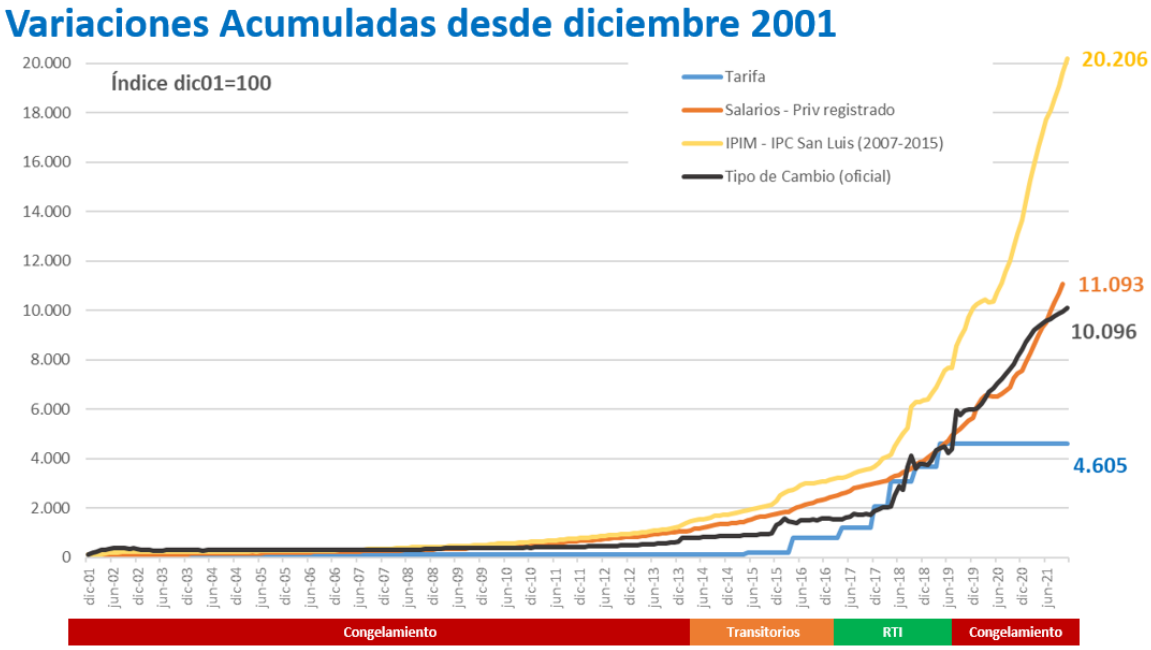
Algunas consideraciones que resultan de especial importancia para el conocimiento de la ciudadanía -en el marco de la Audiencia Pública N° 102 convocada para el próximo 19 de enero- y que deben tenerse en cuenta por el Regulador a los efectos de la determinación del régimen Tarifario de Transición.

- Somos conscientes de que el 2020 y parte del 2021 ha sido un periodo 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.
- La prestación del servicio público de gas se viene brindando los últimos tres años sin variación alguna de su tarifa, ello combinado con un incremento significativo de sus costos producto del proceso inflacionario y similar devaluación del peso registrados en dicho período.
- Desde el último ajuste tarifario en abril de 2019 hasta noviembre de 2021 la inflación medida por el INDEC (IPIM) fue del 205%. Esto significa que los ingresos reales de TGN se redujeron a un tercio, producto del congelamiento tarifario. Sin embargo, como operador responsable que es, sigue realizando todas las inversiones y gastos de mantenimiento del sistema para continuar prestando el servicio de manera segura, regular, continua y confiable.
- Según surge de los Estados Financieros el congelamiento tarifario ha llevado a TGN a acumular en los primeros 9 meses de 2021 una pérdida operativa de 2.021,7 millones de pesos.
- Asimismo, no deberíamos limitar el análisis a la evolución de los últimos dos o cuatro o seis años, sino cómo se comportaron las tarifas en comparación con los principales índices de precios y costos en un período más largo, que permita comprender el atraso tarifario registrado con anterioridad y su parcial y transitoria recomposición.
- En este sentido en el siguiente gráfico puede compararse la evolución de la tarifa de TGN con los principales rubros de costos según surge de los Estados Financieros entre 2001 y septiembre 2021. Como puede apreciarse en este lapso los costos aumentaron significativamente más que la tarifa.

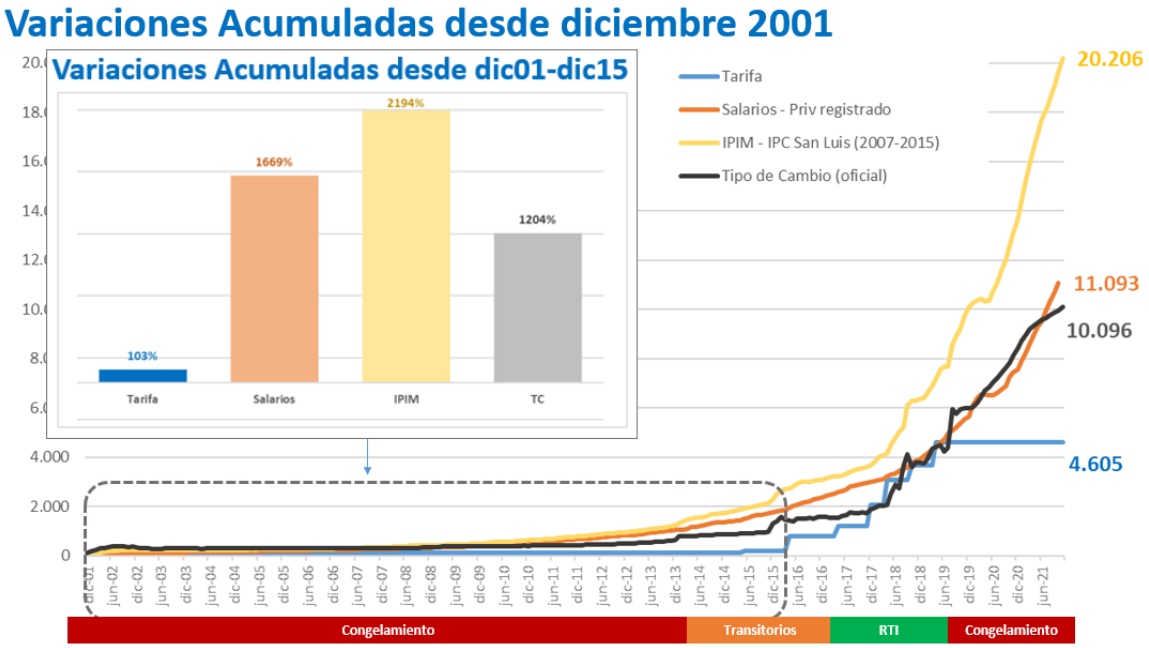


- En el gráfico siguiente puede compararse la evolución de las tarifas contra los principales índices de precios, salarios y tipo de cambio entre 2001 y 2021[2]. Nuevamente la tarifa queda muy por debajo de todos estos índices y sólo alcanzó a algunos de ellos entre 2018 y 2019.

[2] Según informa el INDEC a través de su página web: "se advierte que las series estadísticas publicadas con posterioridad a enero 2007 y hasta diciembre 2015 deben ser consideradas con reservas, excepto las que ya hayan sido revisadas en 2016 y su difusión lo consigne expresamente. El INDEC, en el marco de las atribuciones conferidas por los decretos 181/15 y 55/16 (…)". https://www.indec.gob.ar/indec/web/Institucional-Indec-InformacionDeArchivo-5. En consecuencia, el IPIM del INDEC fue empalmado entre 2007 y 2015 con las variaciones del IPC de San Luis.



- Para una mejor comprensión, en el gráfico que sigue ampliamos el período 2001-2015 donde se puede apreciar el nivel de atraso que tenía la tarifa hacia el fin de ese período, donde sólo aumentó un 103% contra variaciones de entre 1.200% y 2.200% en los principales índices.



- Con la alta inflación experimentada en los últimos 3 años, la ecuación económica de la empresa se está deteriorando a una mayor velocidad.
- El congelamiento prolongado de la tarifa de transporte en un marco de

inestabilidad macroeconómica, además de reducir significativamente los ingresos reales de la compañía, repercute negativamente sobre su capacidad de inversión en el mantenimiento de su sistema de gasoductos.

- Si bien en los últimos 22 años, la tarifa que cobra TGN permaneció congelada en 16 de ellos, la empresa continuó operando el sistema de manera segura y confiable. Ello fue posible debido a que logró amortiguar los efectos del congelamiento gracias a ingresos generados de forma extraordinaria debido a la terminación anticipada de contratos de transporte de exportación (lo que le representó una gran pérdida de flujo de fondos futuros), a los dos procesos de reestructuración de deuda que debió atravesar y a la concentración del uso de fondos en el mantenimiento esencial del sistema, que durante todo el período fue auditado y aprobado por el ENARGAS. La calidad del servicio de TGN es de excelencia, lo que puede constatarse con los indicadores de calidad que verifica el ENARGAS periódicamente.
- Los procesos de reestructuración de deuda mencionados, implicaron quitas importantes a los acreedores y una pérdida del 20% del valor de la compañía por parte de los accionistas.
- Un congelamiento tarifario prolongado en el tiempo derivaría necesariamente en una menor capacidad de inversión en mantenimiento del sistema. Dado que TGN prioriza ante todo mantener las condiciones de seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio licenciado, esta restricción en la disponibilidad de recursos económicos para el mantenimiento del sistema llevaría entonces a la necesidad de reconfigurar las condiciones operativas, lo que impactaría en una reducción de la capacidad de transporte.
- Respecto a las expansiones del sistema de transporte, es importante destacar que ellas se montan sobre el sistema de gasoductos existente. Por lo tanto, más importante que expandir el sistema, es mantener en condiciones el sistema actual. El mismo fue construido a lo largo de muchas décadas. En el caso de TGN, contamos con el Gasoducto Norte, de 61 años de antigüedad, y el Centro Oeste, de 40 años de antigüedad. Esto requiere de una alta presencia de inversiones crecientes en su mantenimiento para sostener la integridad del sistema. Primero es necesario mantener el sistema actual en condiciones regulares, seguras y confiables. Luego, poder financiar las expansiones, que implican un monto de inversión sustancialmente mayor.

- Una vez iniciado el proceso de recomposición tarifaria en 2017, la empresa intensificó un proceso de mantenimiento del sistema de gasoductos acorde con su antigüedad realizando inversiones por $21.667 MM, lo que significó un sobrecumplimiento de $3.062 MM (en moneda de Nov 2021) al Plan de Inversiones Obligatorias establecido en la RTI. De esta manera, con el aumento en el flujo de ingresos asociado a la recomposición tarifaria, se comenzó a revertir el déficit de inversión en confiabilidad y modernización.
- Desde el inicio de su licencia hasta noviembre de 2021, las inversiones en el sistema de transporte operado por TGN totalizan 1.496 MMUSD, lo que le permitió incrementar su capacidad de transporte en más de un 163%.
- Nótese que este crecimiento tuvo ritmos diferentes según el período considerado: entre 1992 y 2001 la capacidad de transporte de TGN creció un 10% anual acumulativo; entre 2002 y 2015 creció a un ritmo menor al 1% anual. Desde 2016 se mantuvo constante debido a dos factores: 1) la capacidad de transporte superaba de manera sistemática el gas que se podía inyectar de las cuencas (la inyección alcanzó para llenar el sistema de transporte durante sólo dos meses de 2019, y a partir de 2021 con la implementación plena del Plan Gas.Ar); y 2) la tarifa determinada en la RTI no alcanzó el nivel suficiente para viabilizar el repago de inversiones de expansión.
- La recomposición de la tarifa a partir de 2016, luego de 15 años de congelamiento, donde la inflación acumulada en el país fue del 2.200% y la devaluación del 1.200%, tuvo una duración efectiva de tan solo dos años (hasta abril 2019).
- En los últimos 20 años TGN ha tenido resultado económico neto positivo en tan solo 9 de ellos.
- La rentabilidad promedio anual sobre el activo determinada por ENARGAS fue fijada en 11,3% (1996), 10,4% (2000) y 8,99% (2016). Sin embargo, entre 2002 hasta 2016 la rentabilidad sobre el activo de TGN fue en promedio del 0,6% anual y entre 2017 y 2021 fue en promedio del 3,2% anual, muy por debajo de la rentabilidad regulada en cualquiera de los períodos antes mencionados.
- Entre 1992 y 1999 los accionistas de TGN invirtieron 422 MMUSD (860 MMUSD a valores de noviembre 2021) para adquirir la licencia de transporte del sistema que opera TGN. Desde entonces, han recibido dividendos en tan

solo 9 años de los 29 que lleva desarrollando su actividad, lo que le resultó un rendimiento del capital invertido del 1,8% anual. A este ritmo de recupero, se necesitan 57 años para que los accionistas recuperen su inversión inicial.

IV) Plan de Inversiones de TGN

Antecedentes

El Plan de Inversiones a ejecutar durante el quinquenio 2017-2021 fue uno de los elementos fundamentales puestos a consideración para el estudio y la definición de las tarifas máximas definidas en la RTI de TGN para la prestación del servicio a su cargo.

Así, en el marco de los estudios correspondientes a la Revisión Tarifaria Integral, TGN presentó su propuesta de Plan de Inversiones para el quinquenio 2017- 2021, con el detalle de las obras a ejecutar, su fundamentación técnica y sus presupuestos, los que fueron considerados y luego aprobados por el ENARGAS para la definición de los cuadros tarifarios incluidos como ANEXO I de la Resolución I-4363/17.

Las Inversiones Obligatorias consideradas en la RTI fueron aquellas necesarias 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.

Su aprobación por parte del ENARGAS resultó del análisis sobre la razonabilidad de los proyectos propuestos, validando 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 TGN y la implementación de otras mejoras en materia de confiabilidad y en pos de garantizar un servicio regular y continuo para el sistema.

El artículo 3º de la mencionada resolución aprobó el Plan de Inversiones de TGN, así como la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias.

TGN fue presentando todos los meses, desde el inicio del Quinquenio, un informe detallado de avance del plan de Inversiones Obligatorias que incluye, no solo el avance físico de las obras, sino también el detalle de las erogaciones económicas asociadas, lo que fue exhaustivamente auditado y controlado por el ENARGAS, en un todo de acuerdo con lo establecido en la Resolución ENARGAS I-4363/17.

El Plan de Inversiones presentado por TGN y aprobado por el ENARGAS para el

quinquenio 2017-2021 significaba un plan de obras de inversiones y mantenimientos por más de $ 5.930 millones a valores de diciembre de 2016, de los cuales $ 760 millones estaban definidos para ejecutarse durante el primer año (2017-2018), $ 1.144 millones durante el segundo año (2018-2019) y $ 1.280 millones para el tercer período (2019–2020).

En virtud del congelamiento tarifario dispuesto por las Autoridades a partir de octubre 2019, sumado a las dificultades operativas derivadas del Aislamiento y Distanciamiento Preventivo (ASPO y DISPO) dispuesto por el DNU N° 260/20 y sus normas complementarias y modificatorias, TGN debió reducir el Plan de Inversiones asociado a los niveles tarifarios originalmente previstos en la RTI.

En efecto, mediante Nota TGN-97-2020-GAIR, esta Licenciataria solicitó al ENARGAS, en el marco de lo dispuesto por la Resolución RESFC-2019-131-APNDIRECTORIO#ENARGAS (que aprobó el protocolo de remisión de información del PIO vía SARI vigente a esa fecha), una prórroga en los términos del art. 1 º inc. e) punto 5 de la Ley de Procedimientos Administrativos Nº 19.549, del plazo para la presentación de lo requerido por la resolución antes mencionada hasta tanto se resolvieran las incertidumbres que allí se detallaban.

Particularmente, TGN expuso en dicha nota que se encontraban pendientes de resolución las presentaciones realizadas en el marco de lo dispuesto por la Resolución SGE 521/19 (Notas TGN-529-2019-GAIR del 04.10.2019, TGN-581-2019-GAIR del 22.10.2019 y TGN-652-2019-GAIR del 05.12.2019, complementadas por la Nota TGN-653-2019-GAIR del 06.12.2019).

En igual sentido, TGN indicó que se encontraban pendientes de aprobación por parte de esa Autoridad los pedidos de cambio de cronograma presentados por TGN en el marco de lo dispuesto en el Anexo III, punto 3. de la Resolución ENARGAS N° I-4363/17, mediante Notas TGN-619-2019-GAIR (15.11.2019), TGN-562-2019-GAIR (19.10.2019), TGN-533-2019-GAIR (27.09.2019), TGN-524-2019-GAIR (23.09.2019), TGN-332-2019-GAIR (10.06.2019), TGN-331-2019-GAIR (10.06.2019), TGN-189-2019-GAIR (07.06.2019), TGN-139-2019-GAIR (12.03.2019)- y el pedido de adecuación del alcance físico de nuestro Plan de Inversiones Obligatorias (PIO) quinquenal remanente en los términos de lo expuesto mediante nota TGN-536-2019-GAIR.

Cabe destacar que, hasta el momento de la presentación de este Informe, TGN no ha obtenido respuesta alguna por parte de esa Autoridad Regulatoria.

Por último, TGN sostuvo que no podía soslayarse la fuerte incertidumbre macroeconómica y tarifaria que existía en ese momento (y persiste en la actualidad), particularmente a partir de lo dispuesto en el artículo 5° de la Ley 27.541.

Sin perjuicio de ello, TGN advirtió que continuaría operando su sistema de transporte de manera regular, continua y segura, conforme lo disponen los términos de la Licencia.

Desempeño de TGN en relación con el Plan de Inversiones Obligatorias

- TGN debía invertir en el quinquenio 2017-2021 un total de 5.930 MM$ (a moneda de diciembre 2016).

- El ENARGAS auditó exhaustivamente el cumplimiento de este plan de inversiones, tanto desde el punto de vista Físico como Económico y certificó su cumplimiento por parte de TGN (PIO ´16, ´17 y 18)

Mediante informe N°350/2018 de fecha 28 de junio de 2018, y el informe IF- 2019-16293304-APN-GT#ENARGAS el ENARGAS certificó que TGN alcanzó el desembolso de 1.041 MM$ establecido para el PIO16 y dio por concluidas sus obras.

Finalmente, el ENARGAS aprobó el cumplimiento de las obligaciones correspondientes al 1er año del PIO (PIO17) mediante la Nota NO-2019-104026127-APN-SD#ENARGAS y al 2do año del PIO (PIO18) mediante la Nota NO-2019-110165085-APN-SD#ENARGAS.

- Finalmente, en virtud del congelamiento tarifario dispuesto por las Autoridades a partir de octubre 2019, sumado a las dificultades operativas derivadas del Aislamiento y Distanciamiento Preventivo (ASPO y DISPO) dispuesto por el DNU N°260/20 y sus normas complementarias y modificatorias, TGN debió reducir el Plan de Inversiones asociado a los niveles tarifarios originalmente previstos en la RTI. Sin perjuicio de ello, esta Licenciataria continúa operando su sistema de transporte de manera regular, continua y segura, conforme lo disponen los términos de la Licencia.
- Los desembolsos realizados año tras año, resultaron superiores a los compromisos:

	PIO16 remanente (Abr17-Mar18)	**PIO17** (Abr17-Mar18)	**PIO18** (Abr18-Mar19)	**PIO19** (Abr19-Mar20)
Compromiso	**303 MM$**	**487 MM$**	**1.617 MM$**	**2.408 MM$**
Real	**450 MM$**	**531 MM$**	**1.884 MM$**	**2.757 MM$**
Excedente	**+ 147 MM$**	**+ 44 MM$**	**+266 MM$**	**+349 MM$**

Los montos se encuentran expresados en moneda corriente.

Es decir, TGN ha sobre cumplido su plan de Inversiones Obligatorias en 806 MM$ (16%) que, en moneda de noviembre 2021 equivale a **3.062 MM$**.

Finalmente, cabe agregar que TGN, aún con las dificultades presentadas a partir de las disposiciones relativas al ASPO y DISPO en el contexto de la pandemia COVID-19, lleva invertido entre abril de 2020 y noviembre 2021 $5.011 MM.

V) Calidad, Seguridad, Salud, Medio Ambiente y Responsabilidad Social Empresaria (RSE)

TGN procura alcanzar y mantener los más altos niveles de desempeño en calidad, seguridad, salud y cuidado del medio ambiente. Cumple con los requerimientos legales y con los estándares ISO 9.001, Certificación de la Norma ISO 45.001 de Seguridad y Salud Ocupacional, e ISO 14.001 de calidad, seguridad, salud y ambiente.

A través de la gestión de responsabilidad social TGN busca movilizar compromisos destinados a contribuir con el desarrollo sustentable. Las prácticas de responsabilidad social se construyen en base a un modelo que persigue la integración de programas y acciones con los procesos centrales inherentes al servicio público de transporte de gas.

Calidad, Seguridad, Salud y Medio Ambiente

En el mes de diciembre de 2014 la empresa fue distinguida con el “Premio Anual a la Seguridad” en el rubro Transporte, otorgado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, como resultado del desempeño en el período julio 2013- junio 2014 en seguridad laboral.
En 2015 y 2018 TGN obtuvo la recertificación de su Sistema de Gestión Integrado (SIG), ratificando su compromiso con la mejora de la gestión de la calidad, el desempeño en materia de seguridad y salud, y la protección del ambiente. La auditoría estuvo a cargo del organismo Det Norske Veritas (DNV GL).
Los hechos más destacables en el período 2015-2021 son:

- Mejora y profundización de los objetivos en materia de Calidad, Seguridad, Salud y Medio Ambiente, revisión de la Organización y jerarquización de las funciones operativas de seguridad, ambiente y salud.
- Incorporación del Departamento de Salud Ocupacional a la Gerencia de CSAS, de acuerdo a las mejores prácticas permitiendo una mejor coordinación y eficiencia en el desarrollo e implementación de programas en materia de salud

y seguridad. En particular, la actuación durante la Pandemia Covid 19 (2020 – presente) posibilitó, mediante la realización de protocolos, planes de contingencia y la gestión epidemiológica, la protección de la salud y la continuidad operacional.

- Desarrollo del proyecto de Cardio Protección en Sede y Áreas Operativas de la Empresa.
- Realización de un diagnóstico de salud en toda la organización y la implementación del Módulo SAP de Salud Ocupacional.
- Desarrollo de una nueva plataforma de gestión “Portal SIG” para agilizar el seguimiento de las acciones derivadas de las auditorías internas, los incidentes, inspecciones y las acciones de prevención.
- Implementación de un nuevo Sistema de Control Vehicular Satelital que facilita la mejora del desempeño en seguridad vial. Esto impactó significativamente en la reducción del riesgo vehicular.
- Nivel 4 de cumplimiento en las normas de Higiene y Seguridad, El Decreto PEN 170/96 establece 4 niveles de cumplimiento a las Normas de Higiene y Seguridad (artículo 2) siendo (inciso d) Cuarto nivel (es el más alto), el que indica que "La calificación en este nivel implica alcanzar niveles de prevención y de condiciones y medio ambiente de trabajo superiores a las obligaciones legales en materia de higiene y seguridad". Para ello se fijó un protocolo de evaluación definido en la Resolución SRT 222/98. En el mismo se evalúan las Políticas de la compañía en materia de Seguridad e Higiene, la Gestión propia de la Seguridad e Higiene y también el desempeño y los resultados en materia de accidentes laborales.
- Proyecto y campaña de comunicación y concientización en Cultura de Seguridad, en prevención de accidentes y protección ambiental liderado desde el más alto nivel de la empresa.
- Cumplimiento de los indicadores Calidad de Servicio (Resolución ENARGAS 1192/99 modificada por Resolución ENARGAS I-4346/2017 y Resolución ENARGAS N° 818/2019) entre otros: Confiabilidad y disponibilidad del sistema de compresión, control de la emisión de gases contaminantes; ruidos en plantas reguladoras, ruidos en plantas compresoras, etc.
- Plan General de Contingencia y protocolos COVID-19 y Procedimiento de Plan de Emergencia y Continuidad Operativa (presentado ante la Autoridad

Regulatoria mediante Nota TGN-138-2020-DO).

- Adecuaciones de instalaciones y procesos en Sede y en sitios operativos para el retorno seguro de los colaboradores y contratistas.
- La detección y tratamiento de fisuras en gasoductos pasó en los últimos años a ser gestionada con la tecnología Electro Magnetic Acoustic Transducer ("EMAT") con buenos resultados y, debido a ello, se confeccionó un programa basado en la práctica internacional API RP 1176, el avance en el estudio de materiales, la confección de la base de datos de fractomécanica, el uso de cálculos de aptitud para el servicio de acuerdo con la API RP 579 y el desarrollo de estudios especiales para la generación de curvas de fisuras críticas. Se establecieron así factores de seguridad consistentes en las fisuras reportadas, lo que permitió un adecuado tratamiento en la toma de decisiones de gestión de presiones.
- Se encuentra en proceso de implementación la nueva Parte G de la Norma Argentina de Gas 100. De acuerdo con dicha norma, el alcance correspondiente al quinto período (año 2020) alcanzó ya el 100% del sistema de TGN, cumpliendo así con el requerimiento de dicha norma.
- Se implementaron los programas de los comités de "Calidad, Seguridad, Ambiente y Salud" seccionales y regionales, para mejorar aún más en dichas materias, iniciando además un programa de normalización y actualización de la documentación del sistema de incidentes.

Responsabilidad Social Empresaria

El enfoque de la sustentabilidad en TGN se afirma en la apertura de criterios que contribuyen a incorporar, en forma progresiva y en equilibrio con el contexto de operación, variables sociales y ambientales en el desarrollo del servicio de transporte de gas. Las estrategias de abordaje toman en consideración los principales procesos internos, las prácticas de operación y las partes involucradas, con el propósito de velar por la licencia social, el cumplimiento de la legislación vigente y los códigos internacionales de comportamiento. TGN cuenta con sistemas de gestión en el que se desarrollan y evalúan actividades de calidad, seguridad, ambiente, salud, integridad de ductos, prácticas laborales e impactos

sociales, tanto internos como en la cadena de valor.

TGN comprende la responsabilidad social como una gestión que se inscribe en la noción de desarrollo sustentable y se afirma en la apertura de criterios que permitan incorporar variables sociales y ambientales a sus prácticas de operación. Mediante la conformación de alianzas con otros actores institucionales, conjuntamente con la mejora de los procesos internos, TGN contribuye con la Agenda 2030 de los Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS). Los ODS fueron definidos por Naciones Unidas en el 2015, presentan desafíos y oportunidades para el desarrollo de la cadena de valor hidrocarburífera.

Los programas y acciones son diseñados en función de cuatro ejes estratégicos de gestión:

1. *Educación*
2. *Construcción de ciudadanía*
3. *Cuidado del ambiente*
4. *Desarrollo local en la cadena de valor*

Durante los dos últimos años, la organización se abrió a múltiples aprendizajes vinculados con el contexto de pandemia. Se presentaron situaciones inéditas que configuraron desafíos para la implementación de nuevos métodos y modalidades de trabajo. Se debió apelar a la creatividad y el uso de nuevas tecnologías de la comunicación y la información. La gran mayoría de los programas que se llevaban a cabo de manera presencial fueron adaptados para su implementación virtual, la plataforma Educación en Movimiento (www.educacionenmovimientotgn.com) creada en 2020 sirvió como soporte comunicacional para sostener el vínculo con las comunidades, gobiernos y organizaciones de la sociedad civil[3]

A continuación, un resumen de los programas:

[3] **Para más información consultar Reporte de Sustentabilidad:** https://www.tgn.com.ar/Reportes/reporte2020.pdf

Voluntariado RONDA	Fortalecer la tarea voluntaria el enfoque en las relaciones con la comunidad a los fines de consolidar la LSO.	**20-20 Fundación Leer**	Incrementar las situaciones de lectura en variedad, calidad y progresividad, fortaleciendo la alianza entre la escuela y la familia para la formación de los niños como lectores autónomos. Durante 2021 se realizaron audiolibros, producidos por voluntarios de TGN.
Escuelas primarias	Generar conciencia sobre la prevención de daños en instalaciones de gas y gasoductos. • Concurso de dibujo.	**Seguridad Vial**	Mejorar las condiciones de seguridad en el manejo de vehículos por parte de jóvenes en San Pedro de Jujuy.
Escuelas Secundarias	Crear conciencia sobre la prevención de daños en instalaciones de gas y gasoductos. • Concurso de cortos audiovisuales.	**Cadena de Valor**	Desarrollar y fortalecer capacidades de gestión y el desarrollo humanístico de los proveedores existentes y potenciales vinculados o a vincularse con TGN.
Club de Ciencias	Estimular la investigación en niños y niñas de escuelas primarias.	**Visitas a Plantas**	Fortalecimiento, diagnóstico y diseño programas RSE Consolidar relaciones entre jefes, voluntarios y comunidad educativa vecina.
Educación en Movimiento	En el marco del COVID- 19 se creó una plata-forma con el objetivo de proporcionarles a los docentes recursos didácticos de los talleres de TGN para que puedan utilizarlos durante sus clases virtuales.	**Gestión de riesgos en proyectos**	A través de alianzas con instituciones del sector público, de la sociedad civil y otros actores del sector privado se implementaron modos de intervención para prevenir la ocurrencia de daños a las personas en territorios de alta conflictividad social.

La situación de emergencia sanitaria presentó dos aspectos claves: uno sanitario y otro social. TGN implementó acciones por $ 32 MM orientadas a contribuir con la mitigación de ambas dimensiones. Tales iniciativas se desarrollaron desde una mirada integral, de servicio y de cooperación entre empresas, cámaras empresariales, organizaciones de la sociedad civil, Estados y personas. Se llevaron a cabo donaciones a los programas Seamos Uno (gestionado por Cáritas) y Argentina Nos Necesita (gestionado por Cruz Roja Argentina). Asimismo, se contribuyó con el fortalecimiento de instituciones radicadas en localidades cercanas a las instalaciones de TGN.

VI) Régimen Tarifario de Transición propuesto por TGN

A los fines de determinar la propuesta de ajuste Tarifario de Transición se consideró:

1. El aumento tarifario necesario para alcanzar las tarifas que surgen de la Metodología de Adecuación Semestral de Tarifas establecida en el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017, considerando que el incremento rige desde el 1° de marzo de 2022. A tal fin se estimó la variación mensual del IPIM de los meses de diciembre 2021 y enero y febrero de 2022 en 3,7%, 2,4% y 2,4% respectivamente. Según se observa en el cuadro siguiente, el incremento resultante asciende a 262,3%, teniendo en cuenta que la inflación acumulada desde diciembre 2016 (fecha considerada como base para los cálculos efectuados en la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017) fue del 612,1% y la inflación trasladada a tarifas desde entonces fue de sólo 96,5%.
2. Que en marzo de 2022 **se cumplirán 3 años del último incremento tarifario** en un contexto de inflación alta y creciente.
3. Que el transporte es el único componente del servicio de gas que no tuvo una recomposición económica en 2021.
4. Que según surge de los Estados Financieros el congelamiento tarifario ha llevado a TGN a acumular en los primeros 9 meses de 2021 una **pérdida operativa de 2.021,7 millones de pesos.**
5. En consecuencia, se solicita:
    a. Un aumento transitorio de la tarifa de transporte a partir del 1º de

marzo de 2022 del **87,4%, equivalente a un tercio del incremento total que surge de la aplicación del Anexo V de la Resolución ENRG 4363/17**.

b. Retomar los ajustes semestrales a partir de septiembre 2022, por la variación del índice IPIM (nivel general – INDEC) a los fines de evitar un mayor deterioro en la ecuación económico financiera.

IPIM - Nivel General (INDEC)

	Var Mensual	Var Acum	Dic16=100	
dic-16			100,0	
dic-17		18,8%	118,8	
dic-18		106,2%	206,2	
dic-19		226,8%	326,8	
dic-20		342,4%	442,4	
nov-21		554,8%	654,8	
dic-21	*3,7%*	*579,0%*	*679,0*	Estimación = promedio últimos 12 meses
ene-22	*2,4%*	*595,3%*	*695,3*	Estimación = Inflación Proyecto Ley Presupuesto Nacional
feb-22	*2,4%*	*612,1%*	*712,1*	Estimación = Inflación Proyecto Ley Presupuesto Nacional

Ajustes Autorizados		Resolución Nº
dic-17	15,1%	Res Nº121/2017
abr-18	13,2%	Res Nº311/2018
oct-18	19,7%	Res Nº266/2018
abr-19	26,0%	Res Nº191/2019

VII) Cuadros Tarifarios Propuestos

En virtud de lo dispuesto por la Resolución RESOL-2021-518-APN-DIRECTORIO#ENARGAS y en el marco de lo previsto por el DNU 1020/2021, se proponen los siguientes cuadros tarifarios, con vigencia a partir del 1° de marzo de 2022, a saber:

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE MARZO DE 2022

TRANSPORTE INTERRUMPIBLE (TI)

		Cargo $/1.000 m3	% gas retenido (1)
RECEPCION	DESPACHO		
SALTA	Salta	342,846428	0,91
	Tucumán	724,396430	1,97
	Central	1346,870628	3,37
	Litoral	1757,694251	4,60
	Aldea Brasilera	1883,669684	4,90
	GBA	2082,364669	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	294,722663	0,69
	La Pampa Sur	799,961261	2,09
	Cuyana	883,313003	2,43
	Central (Sur)	898,482810	2,60
	Litoral	1290,884771	3,83
	Aldea Brasilera	1424,719543	4,20
	GBA	1574,660499	4,86
	Entre Ríos	1866,178477	4,86
GBA	GBA	294,722663	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 MARZO DE 2022

TRANSPORTE FIRME (TF)

		Cargo por m3/día $/m3	% gas retenido
RECEPCION	DESPACHO	(1)	(2)
SALTA	Salta	10,285353	0,91
	Tucumán	21,740587	1,97
	Central	40,414860	3,37
	Litoral	52,730702	4,60
	Aldea Brasilera	56,509987	4,90
	GBA	62,470989	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	8,420587	0,69
	La Pampa Sur	21,051676	2,09
	Cuyana	26,507824	2,43
	Central (Sur)	26,946100	2,60
	Litoral	38,734937	3,83
	Aldea Brasilera	42,741560	4,20
	GBA	47,155524	4,86
	Entre Ríos	55,985332	4,86
GBA	GBA	8,420587	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 MARZO DE 2022

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED) - SALTA

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

150,797652 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 comenzare 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 MARZO DE 2022

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED) - NEUQUÉN Y GBA

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

151,570975 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 comenzare 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 MARZO DE 2022

		Cargo por m3/día $/m3	% gas retenido
RECEPCION	DESPACHO	(1)	(2)
SALTA	Salta	3,371540	0,91
	Tucumán	7,126563	1,97
	Central	13,247992	3,37
	Litoral	17,285124	4,60
	Aldea Brasilera	18,523973	4,90
	GBA	20,477991	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	2,760269	0,69
	La Pampa Sur	6,900739	2,09
	Cuyana	8,689264	2,43
	Central (Sur)	8,832932	2,60
	Litoral	12,697313	3,83
	Aldea Brasilera	14,010684	4,20
	GBA	15,457580	4,86
	Entre Ríos	18,351992	4,86
GBA	GBA	2,760269	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 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 757$ por mes a 803$ por mes, es decir tendrá un aumento de 46$ en su factura, de los que 34,8$ se deben al transporte y 11,3$ al aumento de los impuestos asociados. En términos porcentuales el aumento es del 6,1% correspondiendo un 4,6% al transporte y un 1,5% a los impuestos. Por otro lado, un consumidor residencial promedio del área de Metrogas con tarifa plena, pasará de pagar 1041$ por mes a 1186$ por mes, es decir tendrá un aumento de 145$ en su factura, de los que 110$ se deben al transporte y 35$ al aumento de los impuestos asociados. En términos porcentuales el aumento es del 14% correspondiendo un 10,6% al transporte y un 3,4% a los impuestos.

Facturas promedio ($/mes y %)	R1	R21	R22	R23	R31	R32	R33	R34	PROM R
GASNOR (Tucumán)									
jun-21	423	671	839	975	1.254	1.500	1.999	3.367	757
mar-22	446	719	896	1.042	1.335	1.597	2.114	3.564	803
Aumento Transporte	17,2	35,7	43,1	50,6	60,8	73,6	86,9	148,9	34,8
Aumento Impuestos	5,6	11,5	13,9	16,4	19,7	23,8	28,1	48,1	11,3
Aumento Factura	22,7	47,2	57,0	66,9	80,5	97,4	115,0	197,0	46,1
Aumento Transporte	4,1%	5,3%	5,1%	5,2%	4,8%	4,9%	4,3%	4,4%	4,6%
Aumento Impuestos	1,3%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%	1,6%	1,4%	1,4%	1,5%
Aumento Factura	5,4%	7,0%	6,8%	6,9%	6,4%	6,5%	5,8%	5,8%	6,1%
METROGAS									
jun-21	449	959	1.207	1.454	1.874	2.222	2.913	5.533	1.041
mar-22	504	1.116	1.396	1.678	2.139	2.537	3.278	6.246	1.186
Aumento Transporte	41,8	118,8	142,7	169,4	200,6	238,8	277,0	541,8	110,2
Aumento Impuestos	13,2	38,4	45,9	54,4	63,9	76,2	87,4	171,5	35,1
Aumento Factura	55,0	157,2	188,5	223,8	264,5	315,0	364,4	713,3	145,4
Aumento Transporte	9,3%	12,4%	11,8%	11,6%	10,7%	10,7%	9,5%	9,8%	10,6%
Aumento Impuestos	2,9%	4,0%	3,8%	3,7%	3,4%	3,4%	3,0%	3,1%	3,4%
Aumento Factura	12,2%	16,4%	15,6%	15,4%	14,1%	14,2%	12,5%	12,9%	14,0%

VIII) Petitorio

TGN recibió en diciembre de 1992 un sistema con 4.200 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 55% 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 de la RTI previsto en la Ley 27.541 e iniciado a partir del dictado del DNU 1020/2020 permita, esta vez sí, sentar las bases para un nuevo período de desarrollo energético, que cumpla con los objetivos mencionados.
Somos conscientes de que el 2020 y 2021 han sido años llenos de dificultades para nuestro país, especialmente a partir del contexto de pandemia COVID-19 y TGN no ha sido ajeno a tales dificultadas. 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 tres años de congelamiento tarifario y un atraso de la tarifa de más de un 200 % en relación a la inflación acumulada, 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 los dispuesto por el DNU 1020/2020 y la Resolución RESOL-2021-518-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

A tal fin, TGN **solicita la aprobación de los cuadros tarifarios transitorios de transporte presentados en este informe, con vigencia a partir del 1° de marzo de 2022**, en los términos descriptos en el apartado VI del presente, ello a cuenta de los cuadros tarifarios definitivos ajustados a los criterios establecidos en los

artículos 38 y 39 de la Ley 24.076, que resulten de la mencionada renegociación de la RTI dispuesta por el Poder Ejecutivo.

ANEXO

a) Marco Legal y Regulatorio General

En su calidad de prestadora de un servicio público esencial, TGN se encuentra sujeta a regulación estatal basada en la Ley N° 24.076 (“Ley del Gas”), cuya Autoridad Regulatoria es el ENARGAS.

Las empresas de transporte de gas natural operan en un sistema no discriminatorio y de acceso abierto a los gasoductos.

La Licencia de transporte de gas autoriza a TGN a prestar el servicio público de transporte de gas a través de los gasoductos Norte y Centro-Oeste, por un plazo original de 35 años con fecha de vencimiento inicial el 28 de diciembre de 2027. TGN tendrá derecho a una única prórroga de diez años siempre que haya dado cumplimiento en lo sustancial a las obligaciones que le impone la Licencia y a las que, de acuerdo con la Ley del Gas y su reglamentación, le imponga el ENARGAS. Al finalizar el plazo de la Licencia, TGN tendrá derecho a participar de una nueva licitación e igualar la mejor oferta presentada por terceros. La Ley del Gas y la Licencia obligaron a TGN a realizar entre 1992 y 1997 una serie de inversiones por un total de US$ 40 millones. Estos niveles de inversión, que fueron fijados por el gobierno argentino a fin de asegurar la renovación del sistema y la incorporación de los programas necesarios de mantenimiento y reparación, fueron cumplidos íntegramente por TGN. Cabe destacar que entre 1993 y 2001 TGN invirtió US$ 1.018 millones en la ampliación y mejora de su sistema, monto que superó en US$ 978 millones a las inversiones obligatorias comprometidas con el Estado Nacional.

A partir de 1998 (y hasta el año 2013), el ENARGAS dejó librado a criterio de las licenciatarias la definición del monto necesario y las áreas de inversión para cumplir con las normas técnicas y de seguridad. Adicionalmente, desde 1999 el ENARGAS estableció un régimen de normas de calidad para medir el nivel de calidad, eficiencia y transparencia de los servicios prestados por las licenciatarias de transporte y distribución, que TGN viene cumpliendo satisfactoriamente, incluso durante el período de congelamiento tarifario (años 1999 a 2014). Dichos indicadores fueron posteriormente modificados por los incluidos en la Res 818/19 que proponían mejoras y actualizaciones de los mismos. De acuerdo con la Ley del Gas, las tarifas de transporte de gas deben cubrir todos los costos

operativos razonables aplicables al servicio, impuestos y depreciaciones, más una rentabilidad razonable siempre que dicha rentabilidad (i)
sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable, y (ii) guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio.
Antes de la sanción de la Ley de Emergencia Pública (Ley 25.561 de enero de 2002, "LEP"), las tarifas de transporte de gas se calculaban en dólares estadounidenses y expresaban en pesos convertibles de acuerdo con la Ley de Convertibilidad. Asimismo, la Ley del Gas estableció que las tarifas se ajustaran de acuerdo a una metodología elaborada en base a indicadores de mercado internacional, que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores. A lo largo del período 1992 a 1999 se utilizó el índice PPI (Producer Price Index) a los efectos de practicar esos ajustes tarifarios.
De acuerdo con la Licencia, cada cinco años el ENARGAS debe recalcular las tarifas de transporte de acuerdo con lo establecido en los arts. 38 y 39 de la Ley, pudiendo determinar los factores de eficiencia e inversión previstos en los puntos 9.4.1.2 y 9.4.1.3 de las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte de Gas (RBLT).
Las tarifas también podrían ser ajustadas, con la aprobación del ENARGAS (i) para reflejar variaciones de costos con motivo de cambios en las normas impositivas que sean de aplicación al negocio de transporte de gas y (ii) por otras causas objetivas y justificables a criterio del ENARGAS. En todos estos años, no hubo ningún ajuste de tarifas en virtud de dichas circunstancias objetivas y justificables.

b) Antecedentes Normativos

En enero de 2002 la **Ley de Emergencia Pública** pesificó la tarifa y eliminó el ajuste semestral por PPI. Desde entonces, y hasta el año 2017, el gobierno discontinuó las revisiones quinquenales de tarifas ("RQT"). La Ley de Emergencia Pública fue sucesivamente prorrogada hasta diciembre de 2017.
La Ley de Emergencia Pública confirió, también, facultades al Poder Ejecutivo para renegociar contratos de servicios públicos teniendo en cuenta: (i) el impacto de las tarifas sobre la competitividad de la economía y la distribución de ingresos, (ii) la calidad de los servicios y los planes de inversión previstos en los contratos;

(iii) los intereses de los usuarios y la accesibilidad de los servicios, (iv) la seguridad de los sistemas, y (v) la rentabilidad de las empresas. Finalmente, la Ley de Emergencia Pública dispuso que el incumplimiento de los contratos no autoriza a las empresas de servicios públicos a suspender o modificar el cumplimiento de sus obligaciones en el marco del contrato.

En febrero de 2002, el poder ejecutivo formó una Comisión para la Renegociación de Contratos de Obras y Servicios Públicos, encargada de renegociar esos contratos. En julio de 2003, esa comisión fue reemplazada por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos ("UNIREN") dentro del ámbito compartido de los Ministerios de Economía y Producción ("MEP") y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios ("MPFIPyS"). Esta unidad estaba autorizada a llevar adelante el proceso de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos y poder llegar a un acuerdo total o parcial con las licenciatarias y presentar propuestas de ajuste transitorio de tarifas y precios, entre otras cosas.

A pesar de ello, hasta finales del año 2015 no se observó ningún avance de significación en el proceso de renegociación de la Licencia.

En marzo de 2016 la UNIREN fue disuelta y sus facultades (en lo que concierne a TGN) trasladadas a los ex Ministerios de Hacienda y Finanzas, y de Energía y Minería (este último "MINEM").

La Ley de Emergencia Pública estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017.

En octubre de 2008, TGN había celebrado un primer acuerdo transitorio con el gobierno que implicó un aumento tarifario del orden del 20%. Dicho aumento comenzó a aplicarse, escalonadamente, en abril de 2014. En junio de 2015 el ENARGAS puso en vigencia nuevos cuadros tarifarios incluyendo un aumento del 69,1%, efectivo desde el 1 de mayo de dicho año. En febrero de 2016 se celebró un segundo acuerdo transitorio con el gobierno que representó un aumento tarifario del 289% a partir de abril de ese año, a cambio de un plan de inversiones obligatorias y la prohibición de pagar dividendos sin la previa autorización del ENARGAS. Este aumento, junto con el otorgado a las otras licenciatarias, se judicializó y fue reemplazado por los cuadros tarifarios aprobados por **Resolución ENARGAS N° I-4053/16**, vigentes a partir del 7 de octubre de 2016.

El 30 de marzo de 2017 la Sociedad celebró con el ex Ministerio de Hacienda y

con el ex MINEM un **Acuerdo de Renegociación Integral de la Licencia** (el "Acuerdo Integral"), cuya vigencia fue ratificada por el **Decreto PEN N° 251/2018**, previa intervención de la Procuración del Tesoro de la Nación, de la Sindicatura General del Estado Nacional, y de ambas cámaras del Congreso Nacional. En la misma fecha, TGN celebró un tercer acuerdo transitorio a fin de efectuar una nueva adecuación transitoria de tarifas que permitiera a la LICENCIATARIA la obtención de recursos necesarios para ejecutar el PLAN DE INVERSIONES aprobado por el ENARGAS, considerando el marco regulatorio vigente relativo al Servicio Público de Transporte de Gas Natural; ello hasta tanto entrare en vigencia el régimen tarifario resultante del ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL INTEGRAL.

Como consecuencia, **la Resolución ENARGAS I-4363/17** del 30 de marzo de 2017 aprobó el cuadro tarifario de transición aplicable a partir del 1º de abril de 2017 de manera escalonada en tres peldaños que implicó un aumento de ingresos regulados promedio del 49% para el primer escalón, tomando en consideración a tales efectos los Estudios Técnicos Económicos realizados en el marco de la Revisión Integral de Tarifas ("RTI") en virtud de lo instruido por las citadas **Resoluciones N° 31/2016 y 74/2017** y contra la ejecución de un Plan de Inversiones Obligatorias.

El Acuerdo Integral, que fue ratificado por la asamblea extraordinaria de la Sociedad celebrada el 14 de junio de 2017 y luego por el Decreto PEN N° 251/2018 del 27 de marzo de 2018, contiene los términos y condiciones convenidos entre el PEN y TGN para adecuar la Licencia, establece las pautas bajo las cuales el ENARGAS llevó a cabo la RTI para el período Abril 2017-Marzo 2022 y concluye el proceso de renegociación desarrollado en el marco de la LEP. Sus previsiones abarcan el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la fecha de finalización de la Licencia.

El 1 de diciembre de 2017 se publicó la **Resolución ENARGAS N° 121/17** por la que se aprobó el cuadro tarifario de transición aplicable a partir del 1° de diciembre de 2017, que implicó un aumento de ingresos regulados promedio del 71,6%, conforme las previsiones del artículo 6° in fine de la Resolución MINEM N° 74/2017.

El 27 de marzo de 2018 se publicó la **Resolución ENARGAS N° 311/18** por la que se aprobó el cuadro tarifario aplicable a partir del 1° de abril de 2018, que

significó el último escalón de los incrementos tarifarios resultantes de la RTI, aprobada por Resolución ENARGAS N° I-4363/17 e implicó un aumento de ingresos regulados promedio del 47,08%.

El 27 de septiembre de 2018 se publicó la **Resolución RESFC-2018-266-APN-DIRECTORIO#ENARGAS** por la que se aprobó el cuadro tarifario aplicable a partir del 1° de octubre de 2018, que implicó un aumento de ingresos regulados promedio del 19,67%. Este aumento se determinó mediante la evolución semestral de una fórmula polinómica compuesta por tercios iguales de los índices IPIM, ICC e IVS, y resultó inferior al cálculo que surge de la aplicación del mecanismo fijado en el Anexo V de la Resolución ENRG 4363/17, que alcanzó 30,56% para dicho período de aplicación.

Por tal motivo fue que, mediante la **Nota TGN-697-2018-GECOM** (y dentro del plazo que fija el Dto. 1759/72 para el Recurso de Reconsideración), TGN solicitó VISTA de todos los estudios que concilien la fórmula polinómica aplicada con el estándar legal del citado numeral 7.1. advirtiendo que, en caso de que los mismos no hayan sido realizados, la Resolución ENARGAS N° 266/18 estaría viciada de nulidad por falta de motivación del Acto Administrativo (Art. 7° inc. e) de la Ley 19.549). La razonable “discrecionalidad” de la Administración habría dado paso a la “arbitrariedad”.

Asimismo, en esa misma presentación se dejó planteada la solicitud de compensación por control de precios que establece el numeral 9.8 de las Reglas Básicas de la Licencia, para el caso de que ésa hubiera sido la intención del Regulador a los efectos de morigerar el impacto de las tarifas sobre los usuarios. La VISTA solicitada mediante la Nota TGN-697-2018-GECOM no ha sido conferida hasta el momento.

El 29 de marzo de 2019 se publicó la **RESFC-2019-191-APN-DIRECTORIO#ENARGAS** que fijó la tarifa de transporte de TGN aplicable desde el 1° de abril de 2019. En esta ocasión, el ENARGAS se apartó nuevamente de la Metodología dispuesta en el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° I-4363/2017 ya que, si bien aplicó el IPIM como índice de ajuste semestral, no lo hizo en forma acumulada (con base en el mes de febrero de 2018) sino tomando la variación del último semestre. Así, se aprobó para el período Abr-19 / Sep-19 un incremento equivalente al aumento semestral del IPIM (26%), en lugar del IPIM acumulado (37,5%).

La aplicación del IPIM en forma no acumulada significó un apartamiento de la regla (IPIM) a perpetuidad, en la medida que proyectó hacia el futuro (y sin análisis previo sobre la ecuación económica del servicio) los efectos de la fórmula polinómica (10% menos de tarifa), cuya aplicación debió responder, exclusivamente, a una situación puntual de excepcionalidad, tal como se había considerado a los efectos de la Resolución ENARGAS N° 266/18. La discrecionalidad de la Administración, nuevamente dio paso a la arbitrariedad. Este vicio de nulidad que contiene la resolución atacada motivó la presentación de un Recurso de Reconsideración con Alzada en subsidio por parte de TGN, el que fue planteado mediante la **Nota TGN-323-2019-GAIR**.

Asimismo, mediante dicha Resolución ENARGAS N° 191/2019 se aprobó, junto con el ajuste semestral de las tarifas de TGN para el período abril – octubre 2019, la creación de la Ruta de transporte GBA-GBA y su tarifa asociada, para lo cual se dispuso la aplicación analógica -pero sin soporte técnico o económico- la tarifa de la ruta NQN-NQN. Además, se aprobó la tarifa GBA-GBA solo para los volúmenes ingresados por el Punto Escobar, omitiendo incluir aquellos ingresados a la zona GBA por el Punto Rodríguez, tal como lo había solicitado TGN en las presentaciones previas.

En la citada Nota TGN-323-2019-GAIR, TGN planteó la nulidad de la Resolución ENARGAS N° 191/2019 también en lo que refiere a la aprobación de la ruta de transporte GBA-GBA y su tarifa asociada, en tanto importó una modificación de las bases consideradas en la RTI, afectando adversamente el equilibrio económico-financiero preexistente por causa del menor ingreso esperado, lo cual tornó aplicable el numeral 18.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte que impone el pago de una compensación equivalente.

Por otra parte, mediante la **Nota TGN-300-2019-GAIR** TGN presentó un PEDIDO DE ACLARATORIA sobre los alcances de las disposiciones vinculadas a la ruta de transporte GBA-GBA y su tarifa asociada, aprobada mediante RESFC-2019-191-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, en relación con el tratamiento de los volúmenes ingresados al sistema de TGN a través del Punto General Rodríguez. Se dejó planteado el recurso de RECONSIDERACIÓN con ALZADA en subsidio contra dicha resolución para el hipotético caso de que la Autoridad resolviera el pedido de aclaratoria en un sentido diferente al allí expuesto.

Tanto el Recurso de Reconsideración con Alzada en subsidio planteado por Nota TGN-323-2019-GAIR como el Pedido de Aclaratoria presentado mediante la Nota TGN-300-2019-GAIR, aún se encuentran pendientes de resolución por parte del ENARGAS.

El 3 de septiembre de 2019, la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA (SGE) emitió la Resolución **RESOL-2019-521-APN-SGE#MHA** mediante la cual difirió el ajuste semestral previsto a partir del 1º de octubre de 2019, para el 1° de enero de 2020 y determinó, como mecanismo compensatorio a las prestadoras en el marco de lo dispuesto en el numeral 9.8 de las Reglas Básicas de la Licencia, *"…la revisión y adecuación -en su exacta incidencia- de las inversiones obligatorias a su cargo"*. Posteriormente, el ENARGAS remitió la Nota **NO-2019-85436025-APN-SD#ENARGAS** donde requirió a TGN la presentación de una propuesta readecuación de las inversiones obligatorias a su cargo con motivo de la compensación definida por la Resolución RESOL-2019-521-APN-SGE#MHA.

TGN contestó dicho requerimiento mediante Nota **TGN-529-2019-GAIR,** donde comunicó que el impacto en su facturación sería de 341,2 MM$ (en moneda de dic16) y acompañó una propuesta de adecuación de su Plan de Inversiones Obligatorias.

El 22 de noviembre de 2019, mediante **RESOL-2019-751-APN-SGE#MHA**, la SGE amplió un (1) mes más el diferimiento del ajuste tarifario correspondiente al 1° de octubre de 2019, manteniendo el mismo mecanismo de compensación. En virtud de ello, TGN remitió la Nota **TGN-653-2019-GAIR** indicando que el impacto adicional en su facturación sería de 118 MM$ y readecuando su Plan de Inversiones Obligatorias.

Cabe aclarar que, sin perjuicio de las notas emitidas, TGN hizo reserva de impugnar dichas resoluciones de la SGE en la medida que no se ajustan a las previsiones del Punto 9.8 de las RBL invocadas.

A la fecha, no ha habido respuesta alguna de parte del ENARGAS o la SGE respecto de la compensación establecida en las Resoluciones SGE 521/2019 y SGE 751/2019.

El 21 de diciembre de 2019, se promulgó la **Ley 27.541 "LEY DE SOLIDARIDAD SOCIAL Y REACTIVACIÓN PRODUCTIVA EN EL MARCO DE LA EMERGENCIA PÚBLICA"** que declaró la emergencia pública en materia

económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social.

Mediante el artículo 5° de la Ley Nº 27.541 se facultó al PODER EJECUTIVO NACIONAL, por un lado, a mantener las tarifas de gas natural y, a título de alternativa, iniciar un proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de la Ley N° 24.076.

Dicho congelamiento tarifario fue prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2020 por **DNU N° 453/2020**.

El 16 de diciembre de 2020 el PEN dictó el **DNU N° 1020/2020** mediante el cual determinó el inicio de la renegociación de la Revisión Tarifaria Integral vigente en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541.

Asimismo, determinó que el proceso de renegociación no podrá exceder el plazo máximo de dos (2) años desde la fecha de entrada en vigencia de dicho Decreto y culminará con la suscripción de un Acta Acuerdo Definitiva entre las Licenciatarias y el Otorgante, debiendo suspenderse hasta entonces los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes.

Entre sus CONSIDERANDOS, el DNU 1020/2020 entendió *"Que, en el marco de la renegociación, resulta conveniente establecer un régimen tarifario de transición como una adecuada solución de coyuntura <u>en beneficio de los usuarios y las usuarias, así como para las licenciatarias y concesionarias,</u> debiendo tener como premisa la necesaria prestación de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y electricidad, en condiciones de seguridad y garantizando el abastecimiento respectivo, así como la continuidad y accesibilidad de dichos servicios públicos esenciales."* (el subrayado nos pertenece)

En virtud de ello, el Artículo 3º del decreto estableció que *"dentro del proceso de renegociación podrán preverse adecuaciones transitorias de tarifas y/o su segmentación, según corresponda, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados"*.

Finalmente, mediante el Artículo 11° de dicho cuerpo legal se prorrogó por un plazo adicional de NOVENTA (90) días corridos el congelamiento tarifario dispuesto por el Artículo 5° de la Ley 27.541.

En este marco, mediante **RESOL-2021-47-APN-DIRECTORIO#ENARGAS** del 22 de febrero de 2021, el ENARGAS convocó a AUDIENCIA PÚBLICA N° 101 con el objeto de poner a consideración de la ciudadanía el Régimen Tarifario de Transición previsto en el DNU Nº 1020/2020.

Para ello, el ENARGAS definió como "CONDICIONES MÁXIMAS DE CONTORNO PARA LAS PRESENTACIONES CONFORME ARTÍCULO 7°" (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."

En el marco de los Antecedentes Normativos reseñados TGN presentó, mediante Nota TGN-93-2021-GECOM del 26 de febrero de 2021, los cuadros tarifarios de transición y la información de sustento requeridos por el Artículo 7° de la citada RESOL-2021-47-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, con las reservas de derechos y acciones allí planteadas.

El 27 de marzo de 2021 el ENARGAS propuso a las licenciatarias de distribución y transporte de gas la celebración de acuerdos de adecuación transitoria de tarifas a cambio del compromiso de dichas licenciatarias de no iniciar reclamos basados en el congelamiento tarifario dispuesto por la Ley de Solidaridad. Como en el caso de TGN la propuesta de ajuste era igual a cero, la Sociedad declinó suscribir dicho acuerdo sin perjuicio de lo cual se avino a encarar la renegociación de la RTI dispuesta en el Decreto 1020/20, bajo reserva de derechos y acciones.

El 2° de junio se dictó la Resolución Firma Conjunta (MECON/ENARGAS) N° 2/21 – ratificada luego por Decreto PEN 353/21 – y la Resolución ENARGAS N° 150/21 que aprobaron Régimen Tarifario Transitorio ("RTT").

Este RTT implicó; (i) que las tarifas de TGN continuarían congeladas, (ii) que la Sociedad debería continuar prestando el servicio de transporte de gas en las condiciones de calidad y de seguridad y demás obligaciones que surgen de su LICENCIA y las reglamentaciones dictadas por el ENARGAS y (iii) la prohibición

de distribuir dividendos, pagar anticipadamente préstamos con accionistas y adquirir empresas u otorgar créditos (excepto a usuarios o contratistas que no sean accionistas de la Sociedad), excepto autorización previa del ENARGAS. Asimismo, el RTT contempló la posibilidad de que el ENARGAS proceda al recálculo de las TARIFAS DE TRANSPORTE vigentes y a emitir las resoluciones tarifarias correspondientes que surjan de dicho recálculo.

c) Evolución de la Normativa Técnica

El ENARGAS emite en 1993 la nueva norma madre aplicable al sistema de transporte y distribución de gas natural de la República Argentina, la NAG-100. Dicha norma incorporó un punto relativo a Integridad de ductos en la Sección 617 “Investigación de averías”, que exigía al operador inspeccionar las cañerías con una herramienta inteligente cada 5 años, independientemente de las características de la línea. Este requerimiento apuntaba al control de la corrosión externa básicamente, que era la principal amenaza identificada y a controlar en esos tiempos. El *Stress Corrosion Cracking* (SCC) no se conocía aún en la Argentina.

La normativa imponía una metodología para la gestión de la integridad de tipo “prescriptiva” siendo mandatorio el pasaje de herramientas tipo MFL (Magnetic Flux Leakage) y el cumplimiento de ciertos estándares de calidad para el sistema de protección catódica. Tanto en Estados Unidos como en la Argentina, la norma aún no contaba con un capítulo específico en materia de integridad.

La NAG-100 permaneció inalterable por más de 15 años desde su emisión y puesta en vigencia en el año 1993. Recién en diciembre 2010 el ENARGAS emite la primer Adenda de la NAG-100 con el objetivo primordial de anexar a la norma madre del sistema de transporte un apartado exclusivo referido a la metodología a aplicar por los operadores para la gestión de la integridad. Se denominó “Parte O” y resultó ser más exigente con el operador ya que amplía su alcance al 100% de la traza y no sólo a las áreas sensibles. Asimismo, establece la necesidad de realizar las evaluaciones base y análisis de riesgo inicial de todas las líneas de transmisión en un plazo máximo de 6 años.

Este cambio normativo obligó a Transportistas y Distribuidoras a elaborar nuevos Planes de Gerenciamiento de la Integridad para los ductos de transmisión de gas con el objetivo de gestionar cada una de las amenazas identificadas en la nueva

“Parte O”. Esto implicaba la adopción de nuevas metodologías de análisis y la aplicación de mayor tecnología.

Posteriormente, el segundo cambio normativo deviene en el año 2016 donde el ENARGAS emite la Adenda N° 2 de la NAG-100 denominada “Parte G” e introduce algunos cambios respecto de las metodologías constructivas, niveles de tapadas y distancias de seguridad, entre otros. Asimismo, incluyó un cambio importante que viene dado por su Apéndice G-20, que introduce el concepto de Informe de Evaluación de Seguridad, una metodología para elaborar los análisis cuantitativos de riesgos pre-operacionales mediante el método de cálculo inglés, haciéndolo incluso retroactivo a las líneas existentes en operación. Dicho Apéndice establece que para las líneas de transmisión que contengan viviendas o sitios aptos para el transporte de seres humanos dentro del Círculo de Impacto Potencial, el operador debe realizar un Informe de Evaluación de Seguridad, calculando el riesgo generado por la operación de la línea sobre la vida de las personas y se deben tomar las medidas necesarias para identificar, prevenir, controlar y mitigar dicho riesgo.

Desde el punto de vista de la gestión de integridad basada en riesgo, en cierta medida es un complemento de lo indicado en la “Parte O”. No obstante, implica una mayor responsabilidad para el operador ya que indirectamente extiende el concepto de Área Sensible a toda área que requiere algún análisis o acción particular debido a su importancia; producto de la presencia de al menos una vivienda o camino (cruce o paralelismo) dentro del radio de impacto potencial. El volumen de información que debe manejar un operador a partir de la introducción de este concepto requiere ineludiblemente la adopción de nuevas tecnologías de gestión y análisis de datos. Estos cambios normativos, devienen en futuras erogaciones que deben afrontar los operadores para lograr su implementación y luego sostener su cumplimiento en el tiempo.

Impacto de los cambios normativos (locales e internacionales) y aprendizajes de TGN.

El sistema de TGN tiene una extensión total de 6.806 km, de los cuales 4.550 km corresponde al sistema Norte y 2.256 km al sistema Centro Oeste Particularmente, el gasoducto Norte Troncal de 24” tiene una longitud de 1750 km (25% de todo el sistema) y fue construido en el año 1960 aplicando técnicas

constructivas y de control de esa época. Posee un revestimiento asfáltico aplicado en caliente en el sitio.

La operación de ductos antiguos ha demostrado mundialmente que para que puedan ser operados de manera segura con el paso del tiempo deben adecuarse las condiciones de diseño originales a las actuales, adaptarse a los cambios de actividad poblacional que van transcurriendo con el tiempo en sus inmediaciones y aumentarse los controles para detectar defectos originales que puedan crecer en el tiempo hasta tornarse críticos. Desde sus inicios hasta el año 2002, TGN venía aplicando un plan de gestión de la integridad 100% prescriptivo con foco en atender exclusivamente el cumplimiento de todas las actividades mandatorias que exigía la NAG-100. En ese año un evento puso de manifiesto la presencia de una amenaza que se suponía no existía hasta ese momento en el sistema de TGN, el Stress Corrosion Cracking.

Ya desde el año 2000 se venía desarrollando con asistencia de expertos canadienses un modelo de susceptibilidad para estudiar la posibilidad de existencia de esta amenaza mediante la ejecución de pozos de investigación y estudios de suelo. En una primera etapa de consolidación del modelo, el foco se puso sobre los tramos del gasoducto Centro Oeste recubiertos con cintas de polietileno, considerando que allí se producirían colonias SCC de PH neutro tal lo demostraba la experiencia canadiense. Con el objetivo de mitigar el riesgo de esta nueva amenaza se ajustaron e intensificaron los estudios a realizar con la finalidad de ajustar el modelo de riesgo por SCC para el todo el sistema de TGN, así como se instrumentaron las medidas de mitigación tales como un plan de pruebas hidráulicas especiales para el tratamiento de esta amenaza y posterior recoating sobre los segmentos de mayor criticidad.

En 2010 con los cambios introducidos por la nueva “Parte O”, TGN debió elaborar un nuevo Plan de Gerenciamiento de la Integridad (PGI) identificando para cada una de las amenazas indicadas en la nueva normativa, acciones concretas para su detección y tratamiento. La nueva normativa resultó ser el disparador para la búsqueda de nuevas tecnologías y metodologías innovadoras para la identificación y control de las amenazas.

Paralelamente, de acuerdo a lo exigido por la normativa, en 2010 se lanzó el plan para realizar todas las evaluaciones base, identificación de áreas sensibles y los análisis de riesgo asociados con la adopción del método semi-cuantitativo

especificado en la ASME B31.8S.

Como parte del nuevo Plan de Gerenciamiento de la Integridad, en 2012 se amplió el uso herramientas de inspección interna de acuerdo con las nuevas tecnologías disponibles. A las corridas tradicionales de herramientas MFL para control de la corrosión, se incorporaron corridas de TFI (Transversal Field Inspection) para detección de anomalías orientadas longitudinalmente como los defectos en las soldaduras longitudinales de fábrica; “inerciales” para detección de movimientos, deslizamientos y por requerimiento del ENARGAS para la geolocalización de los ductos; y “caliper” para detección de abolladuras o arrugas.

Asimismo, con el objetivo de identificar y controlar con nueva tecnología la amenaza por SCC de forma más eficiente y eficaz, a fines de 2013 TGN decidió iniciar el plan de inspección del gasoducto Norte Troncal de 1960 con la herramienta EMA T (Electro-Magnetic Acoustic Transducer) para el manejo de fisuras por SCC y detección de defectos de fabricación. Si bien el lanzamiento comercial y primer corrida EMAT se realizó en el año 2006 se necesitaron varios años de desarrollo y testeo en otros sistemas de gasoductos del mundo hasta que la herramienta pudo contar con el nivel de validación adecuado para la gestión de la amenaza de SCC, así como para la detección de defectos de fabricación remanentes del tipo fisuras en costuras y laminaciones.

Uno de los cambios más importantes introducidos por el nuevo modelo de gestión de la integridad de TGN, fue la sistematización del estudio y aprendizaje de los eventos o roturas de otros operadores internacionales, principalmente de Canadá y Estados Unidos. Uno de los hallazgos para destacar de este proceso de aprendizaje fue la identificación de la posible amenaza conocida como “hard spot” asociada a deficiencias en procesos productivos del fabricante de cañerías A.O. Smith. A partir de la experiencia canadiense en este tema y los aprendizajes de los eventos que sufrieron se pudo detectar la existencia de cañería del mismo fabricante y con probabilidad de padecer la misma problemática dentro del sistema de TGN, principalmente en los Tramos Finales de aproximación a Buenos Aires. Luego, se inició la búsqueda de alternativas tecnológicas de inspección e identificación de la amenaza, agregando posteriormente al plan de corridas ILI la inspección con la herramienta HMILI.

Asociado al uso de todas estas nuevas tecnologías comienza a ser necesaria la

ejecución de mayor cantidad de pozos de verificación de corridas y emergen nuevas reparaciones producto de identificación de enfermedades hasta ese momento no detectables.

Otros espacios de desarrollo de conocimiento se fueron llevando en paralelo mediante la participación en comisiones del: Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG); la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles de Latinoamérica y el Caribe (ARPEL); como sitios de aprendizaje sobre incidentes de otros y de intercambio de buenas prácticas. También mediante la asistencia a congresos y cursos locales e internacionales, como espacios de actualización de conocimiento, networking e intercambio; aprovechando dichos viajes al exterior para la generación de reuniones de Benchmarking con otros operadores internacionales de gasoductos tales como: Transcanada (Canadá), Williams (EEUU) y Enagas (España).

Según lo indicado en la nueva “Parte O”, en el 2016 finalizaba el plazo para completar todas las evaluaciones base, estudios de riesgo asociados y detección de áreas sensibles. Para ese momento se estudiaron en profundidad las áreas sensibles de todo el sistema de TGN que comprenden una longitud de 462 km. y como resultado se debieron definir nuevas obras de adecuación con el objetivo de controlar los riesgos; principalmente mediante la ejecución de cambios de cañerías, pruebas hidráulicas en zonas de alta consecuencia, incremento del factor de seguridad en reparaciones (pasando de un factor de 1,25 a 1,40); teniendo en cuenta que el espíritu de la nueva normativa tiende a evitar siniestros catastróficos.

Con la finalidad de detectar posibles mejoras en el proceso del manejo de la integridad se contrató una auditoría internacional especializada realizada por la firma inglesa PIMS of London.

En ese mismo año, con la aparición de la nueva “Parte G” comenzó un proceso de identificación de nuevas áreas de estudio (más allá de las áreas sensibles definidas por la Parte “O”) producto de la necesidad de identificar la existencia de al menos una vivienda o camino dentro del radio de impacto potencial del gasoducto, y dadas las características que presenta el sistema de TGN en cuanto a existencia de actividad humana en sus alrededores el área de estudio se extendió a 3005 km, es decir al 44% del sistema de TGN lo cual genera un gran impacto a la hora de definir las medidas de reducción de riesgo a aplicar en

dicha longitud. Asociado a estos estudios y la elaboración de los informes de seguridad, emergen nuevos proyectos o bien se extiende el alcance de los existentes. Ejemplos de ello son: el caso de las pruebas hidráulicas por Áreas Sensibles que se definieron con una longitud inicial y que luego se extendió su alcance para abarcar áreas que antes quedaban excluidas, el programa de adecuación de cañería en cruces de caminos, rutas y autopistas; y la instalación de nuevas válvulas de bloqueo de gasoducto en zonas sensibles.

El manejo de la integridad basada en riesgo requiere de cálculos que tienen por input gran cantidad de datos de cada metro de cañería que conforma el sistema, para ello se encaró la actualización del método de trabajo mediante la adquisición de un software especializado de riesgo con la finalidad de desarrollar los modelos de riesgos cuantitativos (método de Muhlbaüer cuantitativo y método Inglés exigido por la Parte G), y que posea interfaz entre los sistemas SAP y GIS; de ese modo poder detectar situaciones a corregir en la base de datos corporativa. El algoritmo de Muhlbaüer se identifica como una herramienta profesional para contemplar las 21 amenazas.

En paralelo en relación al manejo de datos se fueron desarrollando tecnologías de adquisición de datos mediante el uso de celulares, colectoras de datos y la adquisición de un software de documentos de ingeniería para manejar documentación en formato electrónico, acceder al historial de la documentación en curso, así como tener actualizada la última revisión.

El proceso de innovación en el que nos estamos involucrando tiene como finalidad poder gestionar de mejor forma la información, con la finalidad de tener datos de mayor calidad, con mayor rapidez, rastreabilidad y simpleza. De no ser así, el volumen de información no permitiría determinar ágilmente las Medidas de Reducción de Riesgo (MRR) apropiadas en cada caso.

Todos estos nuevos proyectos, orientados a garantizar la seguridad de las instalaciones y de terceros, repercuten indefectiblemente en los niveles de inversión de la compañía requiriendo mayores esfuerzos en este sentido. Sin embargo, forman parte del camino de aprendizaje basado en eventos observados en otros sistemas y que han dejado un conocimiento del cual debemos estar agradecidos como operadores responsables.

En paralelo, tomando como base lo ocurrido en la rotura de San Bruno (Estados Unidos) en el 2010 y la decisión del regulador norteamericano respecto de las

MAPO para ductos antiguos, se decide oportunamente realizar pruebas hidráulicas en segmentos específicos del gasoducto Norte Troncal, que lleva 61 años en servicio actualmente. El objetivo de este plan era verificar la integridad de los ductos antiguos; conformar o completar registros pre-operacionales inexistentes y elevar el factor de seguridad de 1,1 – valor de prueba original – hasta 1,25 para mitigar las posibles amenazas heredades de defectos constructivos.

En el 2016 se inicia un fuerte programa de relevamiento y mitigación de interferencias con otros sistemas y se lanza el programa de modernización de los más de 250 equipos rectificadores del sistema de TGN mediante la incorporación de tecnología de control y monitoreo remoto con la finalidad de tener un mayor y mejor control de la performance de la protección catódica individual de cada gasoducto.

Continuando con el plan para mitigar la amenaza de “hard spot” en cañerías de marca A.O.Smith; en 2017 se llevaron a cabo las dos primeras corridas con la herramienta ILI HMILI para la verificar la existencia de puntos duros en los tramos finales del sistema de TGN. Los resultados de la inspección fueron sorprendentes, incluso hasta para el proveedor. Si bien en los informes se identificó la posible existencia de puntos duros, al momento de implementar los pozos de verificación para validar la corrida no se detectaron puntos duros sino que se detectó la existencia de fisuras aisladas desarrolladas en sentido circunferencial en cañerías de otro fabricante (U.S.Steel). Es por ello que tanto el proveedor como TGN descubrieron una capacidad adicional de la herramienta consistente en identificar este tipo de defectos, claro está que el proveedor aún no tenía en claro como cuantificarlos y los consideraba “puntos duros”. Luego, se implementó una campaña de pozos para inspeccionar estas nuevas fisuras circunferenciales. Se definió la necesidad de realizar algunos cambios de cañería y durante esos operativos de reemplazo se detectaron además fisuras ramificadas o del tipo “spider web”. Como plan de acción para controlar estas nuevas amenazas detectadas gracias a la aplicación de nuevas tecnologías, se decidió comenzar con un plan de pruebas hidráulicas y recoating sobre los segmentos afectados por esta nueva amenaza.

Resumiendo, el pasaje de esta herramienta ILI HMILI detectó una nueva amenaza hasta ese momento desconocida y que no es identificable por las

herramientas de inspección interna del tipo EMAT diseñada para la detección de fisuras longitudinales disponibles en la industria.

Desde comienzo de 2018, y en base a lo aprendido por la industria, el reporte de las herramientas EMAT se pasó a solicitar a toda la longitud del tramo inspeccionado en lugar de los primeros 60 km a la descarga de una planta compresora.

Luego de numerosos análisis y estudios de nivel internacional, se descubrió una nueva causa de roturas producto de un mecanismo de fragilización y fisuración por hidrógeno. Esta amenaza es prácticamente una rareza y tiene su origen en una susceptibilidad del acero causada por un deficiente proceso de fabricación que dio como resultado un acero estructuralmente pobre. Cabe destacar que la cañería en cuestión pertenece al fabricante A.O.Smith.

El plan de acción derivado de esta nueva amenaza requiere de un esfuerzo de inversión considerable pero necesario para atender una problemática que aún sigue siendo estudiada. Como consecuencia se programaron nuevas pruebas hidráulicas, trabajos de adecuación de la protección catódica y trabajos de recoating. Dicho programa está en curso, mostrando resultados positivos en las pruebas hidráulicas para la detección de amenazas.

En conjunto con la herramienta HMILI se realizó el pasaje de la novedosa herramienta para identificación y caracterización del material de las cañerías denominada ROMAT. Esta nueva herramienta, permite conocer la calidad de los materiales instalados sin necesidad de retirar muestras para su análisis. Se solicitó al proveedor la presentación de los resultados de la corrida realizada con el objetivo de identificar todas las cañerías que puedan presentar estas deficiencias estructurales. Los resultados obtenidos demuestran que es un método válido para reconstruir los registros base de las cañerías antiguas.

Por otro lado, realizando entrecruzamientos de inspecciones internas anteriores con los resultados de la herramienta HMILI se identificaron algunas indicaciones que podrían ser relevantes y se implementaron pozos de evaluación directa extra respecto de los planificados originalmente solo por la HMILI.

Paralelamente, se decide conformar el área de Fractomecánica y Conocimiento de los materiales dentro del Dpto. de Integridad de la Gerencia Técnica con el objetivo de profundizar el conocimiento del material de las cañerías instaladas y detectar allí nuevas amenazas que puedan estar latentes. Al mismo tiempo que

atiende la necesidad de continuar con los cambios introducidos por la rotura de San Bruno (estados Unidos) respecto de contar con toda la documentación que sustente la MAPO de las líneas antiguas de instalación anterior a 1970.

Hoy la industria también conoce la existencia de procesos de corrosión externa asistidos por el deterioro prematuro del revestimiento tricapa y un suelo de baja resistividad. Esto representa una nueva amenaza inédita a nivel mundial relacionada con la degradación prematura de un revestimiento de nueva generación (polietileno extruido tricapa de baja densidad). La falla del mismo está asociada a una fragilización y fisuración del material que permite la migración de agentes corrosivos hacia la superficie de la cañería. En este escenario la acción del sistema de protección catódica resulta insuficiente para detener o retrasar el proceso corrosivo.

Podemos decir que esta nueva amenaza pone en cuestionamiento el mito de que los nuevos revestimientos tricapa tienen una extensa vida útil, superior a los antiguos sistemas de esmalte asfáltico. Por el contrario, vemos que bajo determinadas condiciones del entorno presentan una vigencia aún menor que los antiguos sistemas de recubrimiento externo de gasoductos.

Asimismo, pone en crisis la validez del plazo máximo de 10 años entre corridas de inspección interna para control de la corrosión admitido por la “Parte O” de la NAG-100. El ECDA exigido en la normativa como “garantía” para alcanzar un período de re-inspección de 10 años, es una técnica de alcance limitado que no puede detectar todas las amenazas posibles, por ejemplo, un revestimiento con un deterioro de estas características y que ha dejado de cumplir efectivamente su función.

Consecuentemente, TGN decidió adecuar su plan de integridad con la implementación de acciones complementarias a las que venía realizando y que representaron mayores compromisos de inversión por parte de la compañía.

Los cambios en el plan de integridad implicaron cambios en plan anual de proyectos, principalmente por: reducción en las frecuencias de inspección con MFL pasando de 10 años (con exigencia de realizar un ECDA en el séptimo año) a 5 años para todo el sistema de gasoductos; adelantar las corridas MFL para el control de la corrosión sobre todo el sistema Centro Oeste, sistema por el que se evacúa el gas de Vaca Muerta; ejecutar mayor cantidad de pozos exploratorios para verificación y análisis de revestimiento; implementación de

relevamientos especiales sobre superficie del tipo DCVG (Direct Current Voltage Gradient) para detectar defectos de revestimiento; estudios de resistividad en todo el sistema Loma de La Lata-Beazley; y ejecución de un obra de recoating en aquellos puntos que presentasen deterioro prematuro.

Cada uno de los eventos de importancia, ineludiblemente generan cambios en la forma de gestionar la integridad que repercuten directamente en el nivel de actividad e inversión que un operador responsable debe mantener para identificar y controlar todas las amenazas existentes en sus sistemas. Los aprendizajes de los distintos eventos deben ser capitalizados como advertencias o síntomas que los gasoductos manifiestan frente a nuevas enfermedades o amenazas que parecían estar controladas.

El paso del tiempo. Efectos y costos de la obsolescencia en TGN

La obsolescencia podría definirse como algo que va perdiendo vigencia en comparación con las nuevas máquinas, equipos y tecnologías introducidos en el mercado.

Este concepto se aplica en TGN sobre algunos componentes fundamentales para la operación de la red de gasoductos; desde los sistemas de comunicaciones y software operativos hasta los sistemas de control y seguridad de las plantas compresoras.

La determinación de la obsolescencia en casos de gran relevancia, tales como los tableros de sistemas de control y los sistemas de detección de fuego y humo de plantas compresoras, viene dada por decisiones externas a la compañía y que son tomadas arbitrariamente por los proveedores de los equipos. Esto es lo que se conoce como obsolescencia programada. Ya sea por discontinuación en la producción de componentes de repuesto o reemplazo, por interrupción del servicio de mantenimiento o por incompatibilidad con nuevos sistemas.

El atraso tecnológico excesivo produce un desfasaje con las tecnologías y conocimientos actuales e impacta no sólo en la escasez de componentes de reemplazo, sino también en el conocimiento necesario para su operación, mantenimiento y reparación. La vertiginosa innovación tecnológica puede provocar que los nuevos técnicos y profesionales no tengan los conocimientos adecuados para garantizar el buen funcionamiento de los equipos obsoletos.

En un contexto de tarifa congelada parecería lógico reducir el nivel de actividad

en el combate de la obsolescencia tecnológica mientras se cuente con la seguridad de que el nivel de conocimiento y la disponibilidad de repuestos sea la adecuada para afrontar y resolver cualquier eventualidad; principalmente en aquellos sistemas críticos relacionados directamente con la seguridad y la continuidad de la prestación del servicio de transporte de gas (sistemas de control de plantas compresoras, sistemas de control de turbocompresores, sistemas de detección de incendio, sistemas SCADA, etc.). Sin embargo, la ralentización excesiva parece incompatible con la rapidez de los cambios tecnológicos. Mientras más se demore el proceso de actualización retrasando inversiones, en principio “no esenciales”, mayor será la necesidad de inversión futura para “recuperar” el camino.

En un contexto dónde la cantidad de datos para operar y mantener los gasoductos son cada vez más voluminosos y complejos – lo que comúnmente se conoce como “big data” – se requiere cada vez de herramientas más potentes e integradas para procesar toda la información disponible. El atraso tecnológico progresivamente va socavando la estructura de innovación de la compañía y limita el desarrollo de actividades claves como la gestión de la integridad basada en riesgo.

En conclusión, el propio paso del tiempo implica, por un lado, el envejecimiento natural del sistema y, por otro, un mayor aprendizaje de los eventos ocurridos en distintos gasoductos, el desarrollo de nuevas tecnologías y la obsolescencia de las viejas, lo que determinó una exigencia mayor desde el punto de vista normativo y de parte del propio operador en su gestión responsable de la integridad del sistema.

Todo ello deviene en la exigencia de mayores esfuerzos económicos que la tarifa del servicio debe ser capaz de absorber. Por ello, sin perjuicio del Régimen Tarifario de Transición propuesto para esta Audiencia Pública N°102, es imprescindible avanzar en la normalización de un régimen tarifario definitivo que permita continuar desarrollando una gestión de integridad responsable, con los estándares de calidad, seguridad y confiabilidad que requiere el sistema de transporte que opera esta Compañía.

De: Mesa Entrada Virtual <revisionessd@enargas.gov.ar>
Enviado el: lunes, 3 de enero de 2022 17:58
Para: Notas TGN <Notas.TGN@tgn.com.ar>
Asunto: Mesa de entradas virtual - ENARGAS

ALTA MESA DE ENTRADA VIRTUAL	
N° Ingreso	25551
Referencia	NOTA: TGN-1-2022-GAIR Ref: RESOL-2021-518-APN DIRECTORIO#ENARGAS Audiencia Pública N° 102 - 19 de enero de 2022

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

NO IMPLICA CONFORMIDAD, DOCUMENTACIÓN SUJETA A REVISIÓN

Atentamente **ENARGAS**