



Nota DAL 8635/22

Córdoba, 16 de diciembre de 2022.

Señor
Interventor del
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS
Sr. Osvaldo Pitrau
S // D

Ref. Audiencia Pública N° 103. Adecuación Transitoria de la Tarifa. EX-2022-132162065-APN-GAL#ENARGAS.

En mi carácter de apoderado de Distribuidora de Gas del Centro S.A. (en adelante, “DGCE” o la “Distribuidora”), conforme lo acredito con la copia de poder adjunta cuya autenticidad y vigencia declaro bajo juramento, en representación de mi mandante me presento en estas actuaciones y en el marco de la audiencia pública de la referencia.

1. Objeto.

Esta presentación se efectúa en orden a la convocatoria a la Audiencia Pública N° 103 dispuesta por esa Autoridad Regulatoria en el artículo 7º de la RESOL-2022-523-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, a los fines, en lo que a esta Distribuidora concierne, de: a) una adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de distribución de gas natural que brinda esta Distribuidora de conformidad con los Decretos 1020/20 y 815/22, y b) la consideración del traslado del precio del gas natural comprado de acuerdo a lo previsto en el numeral 9.4.2. de las Reglas Básica de la Licencia de Distribución y las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA).

2. Introducción. Condiciones de la propuesta de tarifa de transición.

En el marco de la renegociación dispuesta en el artículo 5º de la Ley 27.541 y el decreto 1020/20, esta Distribuidora suscribió con el Ministerio de Economía de la Nación y el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) el “ACUERDO TRANSITORIO DE



RENEGOCIACIÓN RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN: ADECUACIÓN TRANSITORIA DE LA TARIFA DE GAS NATURAL”, firmado el 21 de mayo de 2021 (CONVE-2021-46008278-APN-SD#ENARGAS) y ratificado por el Decreto N° 354 del 31 de mayo de 2021 (el “ACUERDO TRANSITORIO”).

En dicho ACUERDO TRANSITORIO esta Distribuidora acordó que en el plazo de dos (2) años desde la entrada en vigencia del decreto 1020/20 (B.O. 17-12-20), el ENARGAS llevaría adelante la renegociación de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) vigente de acuerdo a lo establecido en el art. 5º de la Ley 27.541; ello conforme al plazo que el artículo 2º del decreto 1020/20 encomendó al ENARGAS a culminar tal proceso de renegociación indicando que “... *el plazo de la renegociación dispuesta por el artículo 1º no podrá exceder los DOS (2) años desde la fecha de entrada en vigencia de la presente medida ...*” y que “... *El proceso de renegociación culminará con la suscripción de un Acta Acuerdo Definitiva sobre la Revisión Tarifaria Integral, la cual abrirá un nuevo período tarifario según los marcos regulatorios*” (cf. art. 2º). La encomienda resulta del artículo 3º. Las negritas son nuestras.

La vigencia del plazo de renegociación finaliza entonces, inexorablemente, el 17 de diciembre de 2022, y con ello, la pérdida de vigencia del ACUERDO TRANSITORIO conforme a lo prescripto en el punto 7 de la cláusula Tercera, quedando asimismo explícita la imposibilidad de cumplimiento con el plazo de renegociación por parte del Estado Nacional (Ente Nacional Regulador del Gas) y consecuente “*apertura de un nuevo período tarifario según los marcos regulatorios*”, a tenor de la prórroga del plazo del art. 2º del decreto 1020/20 con el reciente dictado del Decreto 815/22 (B.O. 06.12.22), que extendió el plazo de la renegociación por un (1) año más (art. 1º).

Consecuentemente, esta Distribuidora participa en la audiencia pública convocada por la RESOL-2022-523-APN-DIRECTORIO#ENARGAS para el día 4 de enero de 2023, a los fines de ratificar la necesidad de una adecuación transitoria de su margen de distribución en los términos que fue peticionado al ENARGAS mediante Nota DAL 8008/22 del 17 de noviembre 2022, y mediante la suscripción de un nuevo acuerdo transitorio a acordar, y sin que el mismo incluya exigencias ajenas a las previstas en el marco regulatorio del gas (Ley 24.076 y decreto 1738/92 y Reglas Básicas de la Licencia de Distribución).



Bajo estas condiciones de contorno participa DGCE en esta audiencia, proponiendo los cuadros tarifarios de transición que se acompañan a la presente y que se expondrán en la audiencia pública.

Lo señalado en cuanto a los términos de participación de esta Distribuidora, no obsta a recordar a esa Autoridad Regulatoria como representante del concedente a estos fines, que las tarifas que retribuyen el servicio que prestan las distribuidoras de gas natural estuvieron absolutamente “congeladas” (esto es, sin la aplicación de los mecanismos de ajuste previstos en la Resolución ENRG 4359/17) por más de 2 (dos) años, hasta que dentro del proceso de renegociación referido, DGCE recibió un ajuste transitorio mediante RESOL-2021-158-APN-DIRECTORIO#ENARGAS -que no contempló el ajuste requerido en la Audiencia Pública N° 101- y un recálculo del ajuste transitorio mediante RESOL-2022-70-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, que tampoco contempló el ajuste requerido en la Audiencia Pública N° 102. En ambos casos los ajustes otorgados fueron inferiores a los correspondientes y que fueran solicitados por la Distribuidora conforme al marco regulatorio y a su licencia, implicando aquellas limitaciones o cercenamientos dispuestos por el ENARGAS, congelamientos y/o administraciones y/o controles de precios, los cuales expresamente el Estado Nacional se comprometió a no aplicar (art. 9.8., Decreto 2255/92), y en su defecto, a compensar económicamente al Otorgante (Estado Nacional) dejando formulada expresa reserva de derecho de exigirla.

Ello fue así producto de la decisión del Estado Nacional de no aplicar el ajuste semestral de tarifas previsto en la Resolución ENRG 4359/17, la cual determinó el esquema tarifario para el quinquenio subsiguiente, que incluía tal ajuste periódico, conforme lo dispuso el artículo 4º de la citada resolución, que aprobó la “Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa” que se incorporó como Anexo V del aludido acto, y que incorporó al Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) - Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) como el índice a utilizar para dichos ajustes semestrales.

El primer congelamiento se produjo a partir de la RESOL-2019-521-APN-SGE#MHA del 3 de septiembre de 2019 de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, que resolvió no aplicar el aludido ajuste semestral de tarifas que correspondía realizarse a partir del 1º de octubre de 2019 posponiéndolo hasta el 1º de enero de 2020, plazo que después fue prorrogado al 1º de febrero de 2020 según lo dispuso la RESOL-2019-751-



APN-SGE#MHA del 22 de noviembre de 2019 emitida por la misma Secretaría de Gobierno.

Inmediatamente después, antes de llegar a la fecha dispuesta para el postergado ajuste tarifario, el 23 de diciembre de 2019 se sancionó la Ley 27.541 que declaró la emergencia pública en materia energética, y en dicho marco facultó al PEN al mantenimiento de las tarifas de gas natural durante un plazo de 180 días, de manera tal que las mismas propendieran a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020 (artículo 5º). Dicho plazo fue luego prorrogado por otros 180 días de conformidad con el DNU 543/20 (art. 1º), y finalmente por otros 90 días a través del DNU 1020/20 (art. 11º).

En consecuencia, las tarifas se mantuvieron congeladas, sin las adecuaciones que están previstas en el marco regulatorio de la actividad (artículo 41 de la Ley 24.076 y del Decreto 1738/92, artículo 9.4.1.1. del Decreto 2454/92 y en la Resolución ENRG 4359/17 como se señaló), en ostensible incumplimiento a lo establecido en la Licencia (Decreto 2255/92) en cuanto al expreso compromiso del Otorgante a no incurrir en “controles de precios” y su obligación de compensar económicamente en caso de hacerlo, hasta la implementación del Régimen Tarifario de Transición aprobado en la RESOL-2021-158-APN-DIRECTORIO #ENARGAS, que tuvo vigencia recién a partir del 02/06/2021, y que no contempla el ajuste requerido por la Distribuidora.

Es decir que, durante el año 2020 y hasta la vigencia del Régimen Tarifario de Transición (2/6/21), las tarifas que han pagado los usuarios fueron las autorizadas por el ENARGAS con vigencia a partir del mes de abril de 2019 por Resolución ENRG 206/19.

En los fundamentos de la convocatoria a esta audiencia pública N° 103, se alude (parafraseando al decreto 1020/20) al establecimiento de un régimen tarifario de transición o una “adecuación transitoria de las tarifas”. Tal adecuación, no obstante, no deja de constituir, en la medida de estar apartado de los ajustes tarifarios previstos en el marco regulatorio del gas, una administración o control del precio (la tarifa) de la Distribuidora, generando -en tanto medida prohibida contractualmente- el deber de reparar el incumplimiento, a cuyo efecto el art. 9.8. de las Reglas Básicas de Distribución (Dec. 2255/92) prevén el pago de la compensación correspondiente por el Otorgante (Estado Nacional).



La tarifa correspondiente al servicio de distribución que brinda esta Distribuidora, necesaria para prestar el servicio en condiciones de seguridad y garantizando el suministro, preservando además la cadena de pagos de la industria del gas natural - incluidos licenciatarias de transporte, empresas productoras y proveedoras del gas natural- que se propone, considera y/o contempla (i) los valores actuales del precio del gas incluido en las tarifas, conforme Decreto 332/22 y Resolución SE 610/22, (ii) los costos actuales de las tarifas de transporte de gas natural, y (iii) que el Gas Natural No Contabilizado (GNNC) será pagado a los productores de gas al valor vigente a la firma de la Adenda al Acuerdo Transitorio de Renegociación según Decreto 91/22. Todas son condiciones esenciales y determinantes de la propuesta de ajuste tarifario que se realiza; su modificación o no contemplación debida, causará perjuicio a esta Distribuidora, que no tiene el deber de soportarlo (cf. arts. 37, 38 incisos a) y c), y 39 de la Ley 24.076).

En consecuencia, el nuevo Acuerdo Transitorio de Renegociación que suscriba esta Distribuidora, se hará en la inteligencia y acuerdo de que tal suscripción no implicará ni constituirá renuncia de los derechos de DGCE a la retribución justa de sus servicios en los términos que lo disponen la Ley 24.076, el Decreto 1738/92, las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, y el régimen tarifario resultante de la última Revisión Tarifaria Integral (RTI), plasmada en la Resolución ENRG 4359/17 mencionada, y a las compensaciones que correspondan por parte del Otorgante en la medida de los congelamientos de tarifas que ha dispuesto en violación a lo previsto en las Reglas Básicas de la Licencia (art. 9.8.).

En cualquier caso, la Tarifa de Transición requerida que en la audiencia pública presentará DGCE, se sustenta en estas premisas, supuestos, condiciones y reservas:

- (i) La Tarifa de Transición que se propone, asume su puesta en aplicación desde el 1º de febrero de 2023 y hasta el 30 de abril del 2023, correspondiendo a esa fecha el primer recálculo trimestral conforme fuera solicitado en Nota DAL 8008/22.
- (ii) El ajuste tarifario que correspondería aplicar a DGCE es el índice IPIM-Nivel General (publicado por INDEC) de acuerdo a lo indicado en el Anexo V de la Resolución ENRG 4359/17. No obstante, dada la situación coyuntural expuesta en el Decreto 1020/20, el Decreto 815/22 y la Resolución ENRG 523/22, se propone una tarifa de transición que es inferior al ajuste mencionado, asumiéndose que la



diferencia acumulada será considerada durante el proceso de renegociación de la RTI indicado en el mencionado Decreto.

(iii) El Acuerdo Tarifario de Transición propuesto tendrá vigencia hasta el 17 de diciembre de 2023, fecha para la cual el ACUERDO DEFINITIVO DE RENEGOCIACIÓN deberá estar finalizado con la suscripción del “*Acta Acuerdo Definitiva sobre la Revisión Tarifaria Integral, la cual abrirá un nuevo período tarifario según los marcos regulatorios*” (cf. art. 1°, Decreto 1020/20). Es decir, la propuesta no podrá ser interpretada como un recálculo del régimen tarifario de transición que mantendrá vigencia con posterioridad a dicho plazo, sino que, para la fecha aludida, requerirá una actualización y/o reajuste.

(iv) No contempla la realización de un plan de inversiones obligatorias a ejecutar por la Distribuidora; las inversiones para el año 2023 serán planificadas conforme el otorgamiento de la Tarifa de Transición que se solicita en tiempo y forma. Además, tales inversiones deberán ser contempladas en el marco de la renegociación tarifaria integral en curso.

(v) La realización de la presente propuesta de Tarifa de Transición responde al llamado de participación a esta audiencia pública efectuada por el ENARGAS, más de ningún modo implica (a) consentimiento, aval, ni reconocimiento alguno por la Distribuidora respecto de las afirmaciones efectuadas por el Poder Ejecutivo Nacional en el DNU 1020/20 en cuanto a que las tarifas resultantes de la última Revisión Tarifaria Integral no habrían sido justas, razonables, asequibles ni transparentes; (b) consentimiento, aval, ni reconocimiento a los informes técnicos de la Subsecretaría de Hidrocarburos referidos en el aludido decreto, de los cuales –además- no ha sido notificada esta Distribuidora, ni tampoco se le ha suministrado copia de los mismos; (c) consentimiento, aval, ni reconocimiento a eventuales informes de auditoría y revisión técnica, jurídica y económica referidos en el artículo 5° de la Ley 27.541, de los cuales no ha sido notificada esta Distribuidora, ni renuncia a los derechos que la Distribuidora pudiera considerar afectados desde la vigencia de “revisión tarifaria integral vigente”, la Ley 27.541, Decreto 1020/20, y normas complementarias; (d) consentir que el régimen tarifario aprobado por el Estado Nacional (ENARGAS) a través de la Resolución ENRG 4359/17, no fuera el resultado de un proceso transparente, participativo, y que resguardó las garantías constitucionales de los usuarios del servicio, que las



tarifas allí determinadas no hayan sido justas y razonables, y que las mismas no hubieran sido emitidas conforme al régimen de la Ley 24.076 y normativa complementaria; (e) renuncia a reclamar al Estado Nacional, en su carácter de otorgante de la Licencia, las compensaciones que correspondan de conformidad con lo previsto en el artículo 9.8. de las Reglas Básicas de su Licencia (Decreto 2453/92).

(vi) Para la puesta en práctica se deberá suscribir un nuevo Acuerdo Tarifario de Transición que prevea y asuma las siguientes “Condiciones de Contorno”: (a) el valor de la tarifa de transición que se propone prevé una vigencia desde el 1º de febrero de 2023 hasta el 30 de abril del 2023, (b) que la tarifa de transición deberá tener readecuaciones trimestrales dados los niveles de inflación verificados, (c) que el presente régimen de Tarifa Transitoria tendrá vigencia hasta la suscripción del ACUERDO DEFINITIVO DE RENEGOCIACIÓN con vencimiento a ese efecto el 17 de diciembre de 2023, (d) que se suscriba un nuevo Acuerdo Tarifario de Transición, el cual no podrá tener condicionamientos o exigencias para esta Distribuidora ajenas a sus obligaciones de prestación del servicio y/o que limiten derechos previstos en su Licencia otorgada mediante Decreto 2453/92.

Por último, cabe señalar que en uno de los considerandos del Decreto 815/22 se ha expresado erróneamente lo solicitado por esta Licenciataria en su nota DAL 8008/22 del 17 de noviembre 2022. En dicha nota esta Distribuidora no solicitó “... a los respectivos Entes Reguladores el mantenimiento del régimen transitorio” como equivocadamente se consignó, sino que lo solicitado fue una “urgente **adecuación tarifaria transitoria de su margen de distribución**” y a tal la suscripción de un “... **nuevo Acuerdo Transitorio de Renegociación** que eventualmente deba celebrarse para la urgente adecuación de la tarifa de distribución de esta Distribuidora”.

3. Situación tarifaria actual. Congelamiento e Inversiones.

Como se mencionó anteriormente, la tarifa actual de la Distribuidora refleja valores ajustados por última vez en el mes de marzo de 2022, cuando se realizó la adecuación del incremento otorgado en el marco de la Acuerdo Transitorio de Renegociación. Cabe



destacar que, al momento de la firma de ese primer Acuerdo Transitorio, la tarifa vigente arrastraba 26 meses de congelamiento, ya que la actualización anterior se había producido en abril de 2019 (con referencia de costos a febrero de ese año). Por otra parte, el incremento acumulado otorgado por la mencionada Tarifa Transitoria (junio de 2021) y su respectiva readecuación (marzo de 2022), fue sustancialmente inferior a la inflación y al incremento de costos de operación acumulado en el periodo transcurrido, y a lo solicitado por la Distribuidora.

Una tarifa que acompaña los incrementos de costos a los que se ve sometida la actividad en general (conforme lo prevé la Ley 24.076 en su artículo 41), y la de distribución de gas en particular, permitió durante su plena aplicación incrementar sustancialmente las inversiones en el sistema de distribución, mejorando y ampliando el acceso al gas natural de la población, así como también generar trabajo genuino y de calidad, tanto de manera directa como indirecta.

Incluso con un incremento de ingresos del 39% durante el año 2022, la Distribuidora realizó inversiones por \$656 millones para mantener el compromiso de seguridad y confiabilidad del sistema de distribución de gas por redes que opera y mantiene, así como también para afianzar y agilizar la comunicación con nuestros usuarios.

Por esto, la necesidad de una actualización tarifaria se presenta como inexorable, pues con los incrementos otorgados por debajo de la inflación y con costos que mantienen el ritmo de esta última, la operatoria diaria de la Distribuidora se torna dificultosa tras 4 años¹ de desfasaje entre ambas variables.

En este sentido, la Adenda al Acuerdo Transitorio de Renegociación suscripta en el corriente año y que enmarcó la adecuación del aumento transitorio, preveía que para diciembre de 2022 se encontrarían vigentes las revisiones tarifarias resultantes del Acuerdo Definitivo de Renegociación. A falta de esto último, y habiéndose prorrogado la

¹ Si bien la Resolución SGE 521/19 y su complementaria Resolución SGE 751/19, planteaban que el congelamiento vigente desde octubre 2019 hasta febrero 2020 debía compensarse con una reducción en el plan de inversiones obligatorias de la RTI, la Distribuidora no pudo reducir las inversiones a realizar por un monto equivalente al perjuicio generado en los ingresos, ya que se hubiera visto comprometida la seguridad y confiabilidad del sistema de distribución de gas por redes que opera y mantiene. La solicitud de incremento tarifario transitorio se realiza sin perjuicio de los reclamos que podrían continuarse respecto a este punto.



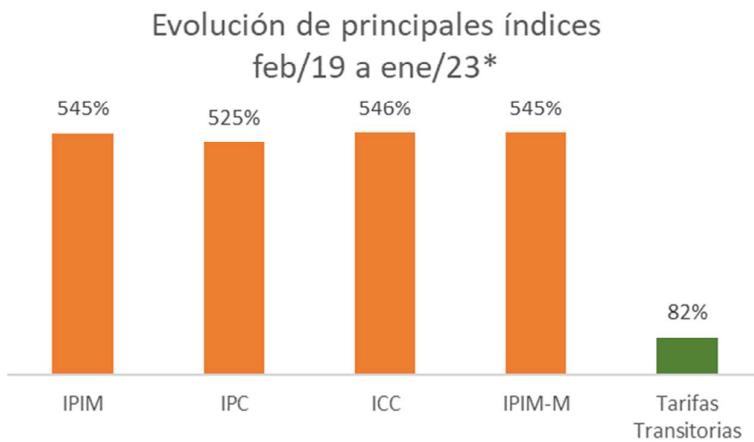
renegociación de la revisión tarifaria integral por un año más conforme Decreto 815/22, se realiza la presente solicitud de nueva tarifa transitoria.

➤ **Incremento de Costos**

Durante este periodo la Distribuidora ha afrontado incrementos de sus insumos cotizados en dólares, como son los medidores, las cañerías de acero o el odorante, entre otros; y los cotizados en pesos, a través de sus contratos de servicios ajustados por IPC o de obras civiles, atadas a la evolución del costo de la construcción, por mencionar algunos ejemplos.

A esto se le suma la dificultad para importar insumos del exterior, tales como válvulas, odorante, equipamiento SCADA, medidores para grandes consumos, agravado por el nuevo régimen de importaciones.

A continuación, se muestra la evolución de los principales índices y materiales que reflejan el incremento de precios acumulado desde febrero 2019, como así también la evolución de la tarifa de distribución, considerando los ajustes otorgados como Tarifa Transitoria (junio 2021 y marzo 2022):



Referencias: IPIM, Índice de Precios Internos Mayoristas; IPC, Índice de Precios al Consumidor; ICC, Índice de Costo de la Construcción; IPIM-M, Índice de Precios Internos Mayoristas componente Importados. Fuente: INDEC. * Estimación a ene/23 en base a REM-BCRA.

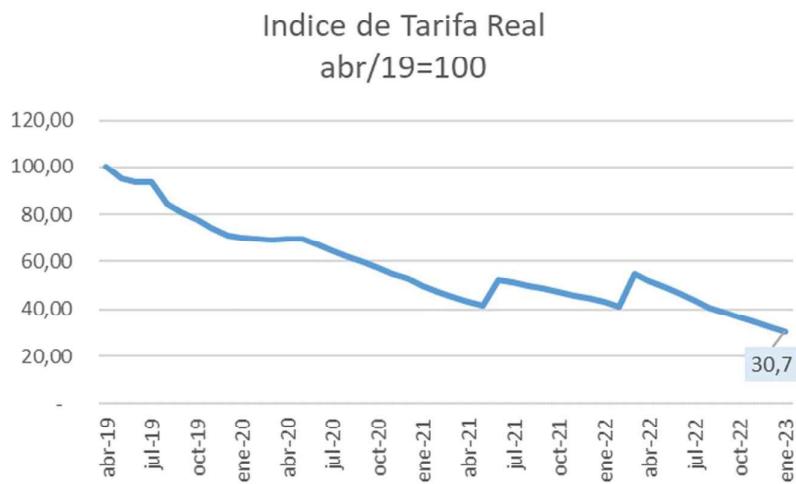
A esto debe adicionarse el incremento de costos de los materiales específicos de la actividad, tales como el acero o el polietileno, que en el último año han tenido incrementos muy marcados en dólares, de hasta casi el 60%.



Variación del precio en dólares. Dic/21 a Dic/22

Caño API 5L Gr X42 3" -Gº B 3,96 MM C/R	42%
Caño API 5L Gr X42 4" -Gº B 3,96 MM C/R	40%
CAÑO POLIETILENO SDR11 63 MM.	22%
CAÑO POLIETILENO SDR17,6 - Ø 90mm PE 100	58%
CONJUNTO ARMADO DE SERVICIO DOMIC Ø 1"	25%
Medidor de caudal de 6m3	25%

Tomando como referencia la evolución del nivel general de precios mayoristas que afronta la Distribuidora (IPIM), y se lo compara con la tarifa -que desde abril de 2019 solo ha tenido los incrementos otorgados por la Tarifa Transitoria- se puede ver que la misma ha disminuido sensiblemente en términos reales, llegando a perder dos tercios de su valor:

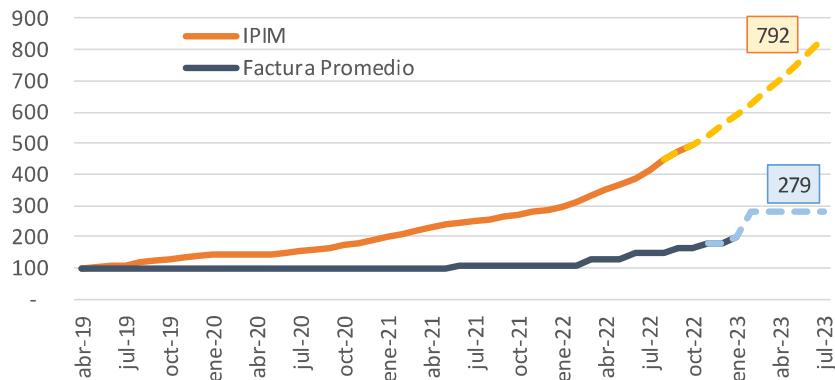


Mientras la tarifa se ha mantenido sin cambios en el transcurso del año, los precios han continuado subiendo y así seguirán durante el próximo año de acuerdo a las expectativas publicadas por el Banco Central, por lo que, de no mediar un ajuste inmediato en el nivel tarifario, los recursos de la Distribuidora para hacer frente a sus obligaciones continuarán mermando significativamente en términos reales.



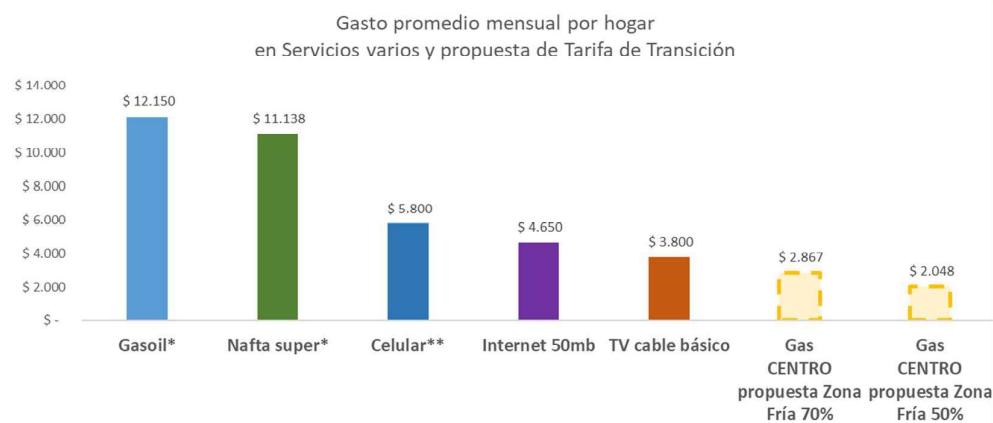
Evolución IPIM y Factura Residencial promedio*

abr/19=100



*Factura final (incluye gas, transporte, distribución e impuestos) residencial promedio ponderado incluyendo Segmentación según Dec 332/22. IPIM (INDEC) y Proyección en base a IPC REM-BCRA. Ajuste tarifario en base a propuesta de Tarifa de Transición 2023.

Otro indicador más del atraso relativo que ha sufrido la tarifa de distribución de gas por redes lo representa el posicionamiento relativo de la factura promedio mensual de un usuario residencial, que en la actualidad se encuentra muy por debajo de otros gastos del hogar, como puede ser el servicio de internet, televisión por cable, telefonía celular o combustible:



*equivale a 1,5 tanques; **2 abonos de 3gb. Propuesta tarifaria incluye promedio ponderado Segmentación Dec 332/22. Fuentes: Secretaría de Energía; Personal; Claro; Flow; DGCE.



4. Propuesta de Tarifa de Transición 2023.

Por lo expuesto precedentemente, atento a la necesidad de seguir operando de manera confiable, segura y con calidad nuestro sistema de distribución de gas por redes, remitiéndonos a lo expuesto en la Nota 8008/22 presentada al ENARGAS el 17/11/22, expondremos en la audiencia pública la siguiente necesidad de adecuación transitoria de la tarifa de distribución de gas.

➤ **Cuadro Tarifario propuesto.**

El cuadro tarifario que propone esta Distribuidora se adjunta como Anexo I, y a continuación se enumeran los distintos aspectos tenidos en cuenta para su confección:

- ✓ El cuadro tarifario presentado tendrá una vigencia hasta mayo 2023 conforme antes se indicó.
- ✓ Se consideran los precios de Gas PIST vigentes conforme Decreto 332/22 y Res SE 610/22.
- ✓ No se estiman incrementos adicionales a los vigentes en los costos de los demás componentes de la tarifa “Gas” y “Transporte”.
- ✓ Que el Gas Natural No Contabilizado (GNNC) será pagado a los productores de gas al valor vigente a la firma de la Adenda al Acuerdo Transitorio de Renegociación según Decreto 91/22.
- ✓ Las Condiciones de Contorno delineadas en el punto 10.d) del Anexo I de la Resolución ENRG 523/2022, combinando una diferenciación por categoría de usuario e incrementos diferenciados para el cargo fijo y el variable de los usuarios Residenciales y SGP.
- ✓ Que el servicio de gas natural para los usuarios residenciales es altamente estacional, ya que el uso del mismo para calefacción se encuentra concentrado en los meses invernales, generando que una factura de los meses centrales del invierno es en promedio cuatro (4) veces el valor de una factura de verano, por lo que la propuesta busca reducir este diferencial entre meses de verano-invierno.



Gasto Residencial promedio (según mes de consumo)

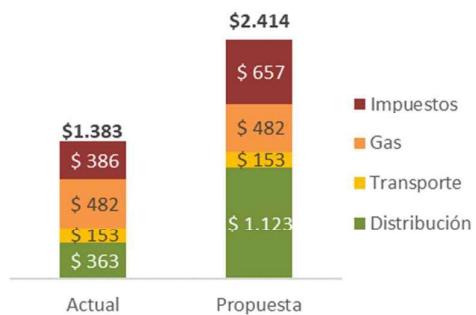


- ✓ Que los costos relacionados a la operación y mantenimiento de la distribución de gas, son mayoritariamente planos durante el año, siendo muy pocos los asociados a la cantidad de gas que se distribuye.
- ✓ Que esta Distribuidora ha planteado la posibilidad de llevar la facturación del servicio de gas a un esquema plano anual, especialmente para los usuarios residenciales que son los más afectados por la estacionalidad del servicio, siendo su uso primario el de calefacción, en contraposición a otro tipo de usuarios comerciales o industriales.
- ✓ Que el cuadro tarifario transitorio propuesto es una oportunidad para brindar a los usuarios residenciales y pequeños comercios (SGP) una facturación más previsible, llevando una mayor parte del incremento en el cargo fijo, que es estable durante todo el año, y menos al cargo variable, minimizando así el impacto en el usuario en los meses de mayor consumo.
- ✓ Para el resto de los usuarios grandes se mantiene el ajuste previsto en el Anexo V de la Resolución ENRG 4359/17, esto es, el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) - Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), neto del incremento otorgado según Tarifas Transitorias 2021 y 2022.

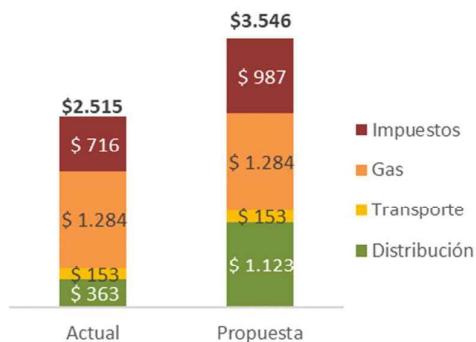


A continuación, se ilustra el impacto en la factura media de la Tarifa de Transición propuesta, en los usuarios Residenciales del segmento N1 y N2, y SGP de la Distribuidora, considerando que el 80% del incremento solicitado se canaliza al cargo fijo, y el 20% restante al cargo variable.

Factura promedio mensual del Residencial con subsidio -segmento N2- y subsidio por Zona Fría del 30%



Factura promedio mensual del Residencial sin subsidio -segmento N1- y subsidio por Zona Fría del 30%





Factura final promedio mensual*

	Tarifa Actual Segm. N2	Tarifa Propuesta Segm. N2	Variación	Tarifa Actual Segm. N1	Tarifa Propuesta Segm. N1	Variación
R1	\$ 530 \$	1.110 \$	581	\$ 912 \$	1.493 \$	581
R21	\$ 912 \$	1.562 \$	649	\$ 1.717 \$	2.366 \$	649
R22	\$ 1.133 \$	1.910 \$	777	\$ 2.119 \$	2.897 \$	777
R23	\$ 1.374 \$	2.273 \$	899	\$ 2.579 \$	3.478 \$	899
R31	\$ 1.779 \$	2.989 \$	1.210	\$ 3.274 \$	4.484 \$	1.210
R32	\$ 2.161 \$	3.577 \$	1.416	\$ 3.999 \$	5.415 \$	1.416
R33	\$ 2.808 \$	4.797 \$	1.989	\$ 5.033 \$	7.022 \$	1.989
R34	\$ 4.502 \$	7.686 \$	3.184	\$ 8.071 \$	11.255 \$	3.184
R Promedio	\$ 1.383 \$	2.414 \$	1.031	\$ 2.515 \$	3.546 \$	1.031
SGP	\$ 7.573 \$	15.133 \$	7.561			

*el valor promedio mensual para usuarios Residenciales contempla el subsidio del 30% por zona fría, ya que abarca al 89% de nuestros usuarios.

Esto implicaría para el 70% de nuestros usuarios Residenciales, un incremento en el gasto promedio diario en torno a \$22 destinado a su factura de gas.

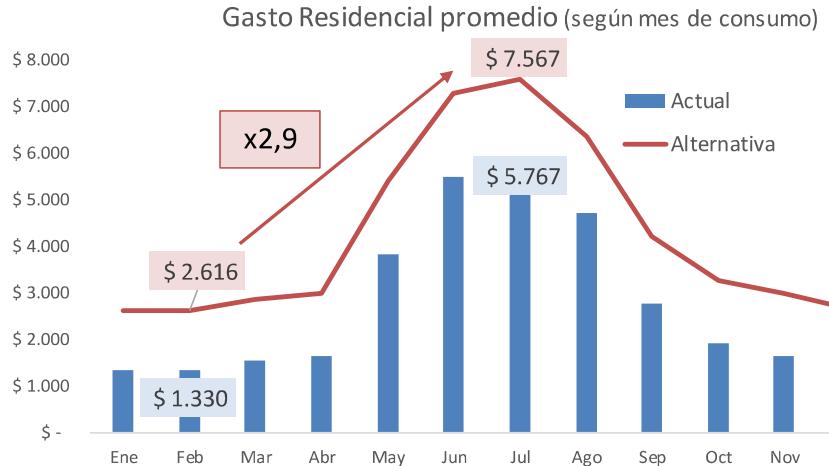
A continuación, se muestra el impacto de los incrementos propuestos en el caso de usuarios GNC y GU:

Valor del m3 según consumo promedio*

	Actual	Propuesta	
GNC	\$ 27,45 \$	29,49	7,4%
GU-FD	\$ 28,40 \$	30,11	6,0%
GU-ID	\$ 27,93 \$	29,26	4,7%

*Para los usuarios que adquieren su propio gas en boca de pozo se asume un costo de US\$3,5/MBTU al tipo de cambio divisa BNA.

Con el esquema diferencial de cargo fijo y variable presentado en esta alternativa, el impacto es menor en los meses centrales del invierno donde tiene mayor preponderancia el cargo variable. Como se puede observar en el gráfico debajo, en el mes de julio el incremento solicitado impactaría un 31% en la factura final plena del usuario. De esta forma, la relación de factura invierno/verano pasa a ubicarse en 2,9 veces, en contraposición a las más de 4 veces de la facturación actual.



Cabe aclarar que, en cualquier caso, esta tarifa es transitoria y se encuentra supeditada a la evolución general de precios de la economía y de los costos de operación de la Distribuidora. Por ello, esta tarifa transitoria se propone para el período 1º de febrero de 2023 hasta el 30 de abril de 2023, ya que tal como fuero descripto anteriormente y solicitado en nuestra Nota DAL 8008/22, dados los niveles de inflación verificados, la adecuación transitoria que se disponga deberá contemplar el incremento que han tenido los costos de la operación y su posterior ajuste periódico cada tres meses si no se arriba antes a la renegociación de la RTI vigente.

Lo último expuesto es sin perjuicio del derecho de solicitar en cualquier momento un ajuste anterior en la Tarifa de Transición, mientras dure este régimen transitorio, si la adecuada prestación del servicio público de gas natural en las condiciones de seguridad, confiabilidad y continuidad del abastecimiento respectivo por parte de DGCE, así lo demandare, tal como lo admite el art. 46 de la Ley 24.076.

➤ Alternativa de implementación de la Tarifa de Transición.

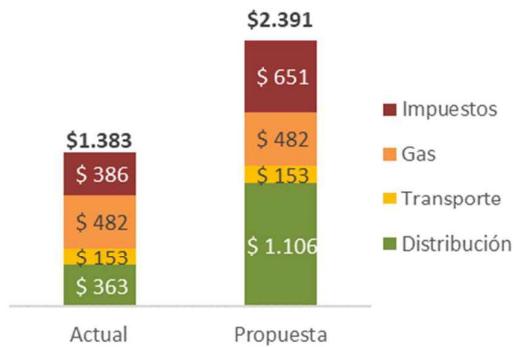
Adicionalmente, atendiendo también lo solicitado en las Condiciones de Contorno delineadas en el punto 10.d) del Anexo I de la Resolución ENRG 523/2022, complementariamente a nuestra propuesta, se adjunta como Anexo II una segunda alternativa de Cuadro Tarifario de Transición en el cual el incremento solicitado en el margen de distribución para los usuarios Residenciales y SGP se aplica en un mismo



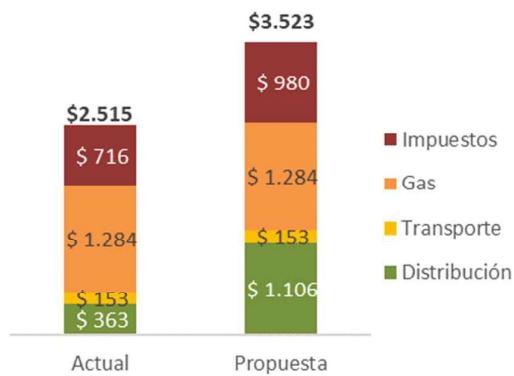
porcentaje para el componente fijo y variable. El resto de las consideraciones realizadas en el punto anterior se mantienen inalteradas.

En esta alternativa, los impactos referidos al resto de los usuarios no se ven afectados.

Factura promedio mensual del Residencial con subsidio -segmento N2- y subsidio por Zona Fría del 30%



Factura promedio mensual del Residencial sin subsidio -segmento N1- y subsidio por Zona Fría del 30%





Factura final promedio mensual*

	Tarifa Actual Segm. N2	Tarifa Propuesta Segm. N2	Variación		Tarifa Actual Segm. N1	Tarifa Propuesta Segm. N1	Variación
R1	\$ 530 \$	997 \$	468	\$ 912 \$	1.380 \$	468	
R21	\$ 912 \$	1.484 \$	572	\$ 1.717 \$	2.289 \$	572	
R22	\$ 1.133 \$	1.864 \$	731	\$ 2.119 \$	2.850 \$	731	
R23	\$ 1.374 \$	2.246 \$	872	\$ 2.579 \$	3.451 \$	872	
R31	\$ 1.779 \$	3.010 \$	1.232	\$ 3.274 \$	4.506 \$	1.232	
R32	\$ 2.161 \$	3.623 \$	1.462	\$ 3.999 \$	5.461 \$	1.462	
R33	\$ 2.808 \$	4.971 \$	2.164	\$ 5.033 \$	7.196 \$	2.164	
R34	\$ 4.502 \$	7.968 \$	3.466	\$ 8.071 \$	11.537 \$	3.466	
R Promedio	\$ 1.383 \$	2.391 \$	1.008	\$ 2.515 \$	3.523 \$	1.008	
SGP	\$ 7.573 \$	13.790 \$	6.218				

*el valor promedio mensual para usuarios Residenciales contempla el subsidio del 30% por zona fría, ya que abarca al 89% de nuestros usuarios.

Esta redistribución del incremento entre cargo fijo y cargo variable, no afecta el incremento de manera global en el usuario promedio, aunque sí genera algunas diferencias entre categorías, debido al impacto diferencial que tiene el cargo fijo de acuerdo al volumen anual consumido.

Adicionalmente, cabe recalcar que los cuadros tarifarios presentados en esta instancia, así como las ilustraciones de los incrementos mostrados más arriba, apuntan a incrementar el ingreso total de la Distribuidora en el porcentaje objetivo. Es por esto que, de mediar algún rebalanceo tarifario o incrementos diferenciales por categoría, distintos a los aquí presentados, se deberá asegurar que el incremento total promedio sea igual al aquí presentado.

➤ Aplicación del incremento de la Tarifa de Transición a las Tasas y Cargos

La Tarifa de Transición también deberá contemplar el ajuste de los valores de las Tasas y Cargos que esta Distribuidora está autorizada a cobrar por determinados servicios.

Los costos asociados a prestar el servicio que cada una de las Tasas y Cargos vigentes pretende retribuir se encuentran directamente relacionados con la evolución del valor de los insumos y recursos utilizados para cumplimentar con las tareas requeridas, los cuales han quedado ampliamente desfasados respecto a los valores autorizados a cobrar y por lo tanto la actualización de las mismas debe reflejar en su totalidad el atraso que han sufrido durante los últimos tres años.

En función de esto, se presentan en el Anexo III los nuevos valores propuestos.



5. Costos a ser reconocidos en tarifa final a usuarios por Componente Transporte y Gas.

La propuesta de una nueva Tarifa de Transición que se presenta en el Anexo I y II, ha sido realizada –como se dijo- sin contemplar ajustes en los componentes de Transporte y Gas PIST respecto de los vigentes según Resoluciones ENRG 210/22 y 332/22. De disponer esa Autoridad Regulatoria modificaciones en alguno o ambos componentes en la Tarifa de Transición que se defina, deberá considerarse lo detallado a continuación en puntos 5.1 y 5.2.

Por su parte, el requerimiento de nuevos valores para las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA), se propone según se describe en 5.3.

5.1. Componente Transporte.

Se solicita a esa Autoridad se proceda a actualizar componente Transporte definido por Res ENRG 210/22 en el caso de que hubiera una actualización en las tarifas autorizadas de Transportadora de Gas del Norte S.A. en el marco del actual proceso dispuesto por el artículo 1º de la RESOL-2022-523-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, concerniente a la audiencia pública convocada por esa Autoridad Regulatoria con el fin de poner a consideración un Régimen Tarifario de Transición en el marco de los Decretos 1020/20 y 815/22.

5.2. Componente Gas PIST - Instrumentos contractuales respectivos y su documentación de sustento.

En cuanto al costo del gas, la propuesta contempla el Precio del Gas a comprar que correspondería al período que comienza el 1º de febrero de 2023 y finaliza el 30 de abril de 2023 -de no mediar cambios en el mismo-, por lo que en los términos del art. 38 de la Ley N° 24.076, art. 37 inc. 5, Decreto 1738/92 y art. 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia (cfr. Dec. 2255/92) y concs., se toma en consideración para ello:

(i) En el marco del “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” (el “PG4”) aprobado por el DEENU-2020-892-APN-PTE y RESOL-2020-317-APN-SE#MEC, RESOL-2020-391-APN-SE#MEC y RESOL-2020-447-APN-SE#MEC esta Distribuidora adhirió al PG4 y firmó los contratos de gas con aquellos productores que resultaron adjudicados en el artículo 2º de la Resolución SE N° 391/2020 de acuerdo al modelo de oferta aprobado por el artículo 4º de la Resolución SE



N° 317/2020. Todas las Ofertas suscriptas a la fecha fueron presentadas a esa Autoridad por nota COM 0456/21.

(ii) Mediante Nota COM 3873/22 DGCE notificó al ENARGAS las gestiones realizadas en el marco de las Resoluciones SE 403/22 y ENRG 210/22, informando que no era necesario presentar nuevos contratos a la Secretaría de Energía de la Nación. Tal posición fue ratificada en la Nota DAL 5335/22, cuyos fundamentos se mantienen.

(iii) Las Notas COM 5945/22 y COM 8079/22 mediante las cuales DGCE notificó al ENARGAS lo gestionado en el marco de Res SE 610/22 y ENRG 332/22, informando haber superado el 50% requerido de cobertura del abastecimiento.

(iv) Por Nota COM 8270/22 DGCE informó a la Secretaría de Energía la posición de esta Distribuidora respecto de las exigencias estipuladas en los artículos 4° y 5° de la Resolución SE 770/22; esto es, la innecesidad de reformular en el marco del nuevo PG5 las cláusulas de precios e intereses de contratos acordados por PG4, dando sobrados fundamentos al respecto, y en esencia, los principios de derecho en cuanto a la autonomía de la voluntad en la celebración de contratos (arts. 958, 2561, 2651 del Código Civil y Comercial de la Nación), y sin perjuicio del resto de los fundamentos allí expuestos, a cuyos términos nos remitimos.

(vi) En relación a la Resolución SE 771/22 convocando a Audiencia Pública con el objeto de evaluar y dar tratamiento a los precios del gas natural respecto de la porción del precio que el ESTADO NACIONAL podrá tomar a su cargo en los términos del Artículo 6° del Decreto N° 892 de fecha 13 de noviembre de 2020 y su modificadorio, a la fecha de esta presentación la SE no ha emitido el Informe Final de la Audiencia Pública al que hace referencia el Artículo 36 del Decreto N° 1.172/03, ni se han dictado los actos administrativos pertinentes, con lo cual es desconocido para esta Distribuidora si se determinará un nuevo precio en el PIST, situación que en cualquier caso deberá contemplarse en la emisión de los nuevos cuadros tarifarios, pues las tarifas de transición que se presentan, suponen los precios hoy vigentes.

(vii) Los precios que esa autoridad regulatoria considere a incorporar en los cuadros tarifarios como precios PIST, deberán ser aquellos que mantengan inalterado el principio de *pass through*, estándole al ENARGAS vedado el ejercicio discrecional de la potestad que -en situaciones normales- le otorgan los artículos 38 de la Ley 24.076 y el Decreto 1738/92. Ello en orden a que los precios obtenidos no han sido el resultado de la libre negociación de las distribuidoras y los productores de gas, sino de una intervención



directa del Estado Nacional, por intermedio de la Secretaría de Energía, en el marco del “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” Plan Gas.Ar, aprobado por el Decreto 892/20, de manera que su resultado no ha sido ni es el resultado de una negociación entre las empresas distribuidoras y la empresas Productoras de gas natural, condición necesaria para que el Ente Nacional Regulador del Gas pueda ejercer las facultades que le otorga la Ley 24.076, virtualmente suspendidas por el régimen imperante desde la implementación del Plan Gas.Ar.

Las notas emitidas por DGCE mencionadas en este apartado se adjuntan al presente informe.

5.3. Propuesta de nuevos valores de Diferencias Diarias Acumuladas

Para este punto previsto en el Art. 1 de la Resolución ENRG 523/22 se ha considerado:

- (i) que la tarifa vigente desde abril 2019 contempla una componente de Diferencias Diarias Acumuladas (DDA) cuyo período estacional de aplicación ya se ha cumplido e incluso sobrepasado;
- (ii) que la metodología establecida al efecto en la Resolución ENRG 72/2019 ha sido derogada sin que se haya emitido su reemplazo a la fecha;
- (iii) las notas relativas al tema remitas por ADIGAS² con fecha 27/07/2021, 02/05/2022 y 10/11/2022, respecto de las cuales no ha habido respuesta de parte de esa Autoridad.

En este marco DGCE entiende que corresponde entonces recalcular las DDA a ser aplicadas en el próximo cuadro tarifario a emitirse, en base a los criterios generales establecidos en las Reglas Básicas de la Licencia, calculando el capital generado entre enero 2018 y junio de 2022, actualizado al 31/1/2023, y a ser recuperado en el volumen equivalente a la venta de 36 meses, dando como resultado un valor de \$0,624994/m3.

Como Anexo IV se describe la metodología utilizada y como Anexo V se acompaña su correspondiente memoria de cálculo.

² Las notas mencionadas se encuentran adjuntas a este informe.



Para el hipotético caso de que el ENARGAS no comparta metodología y cálculo detallado en Anexo IV y Anexo V, dado el marco detallado en (i), (ii) y (iii) del presente punto 5.3, y considerando además que (a) durante la vigencia del actual Plan Gas 4 no deberían generarse DDA relevantes y, (b) existiría contradicción normativa entre ENARGAS y la SE respecto al tratamiento a otorgar a las devoluciones de Gas Retenido para el cálculo de las DDA, esta Licenciataria propone como alternativa -la cual sería oportuna en el contexto de la renegociación en curso- la siguiente: **definir en cero (0) el componente DDA en la nueva Tarifa Transitoria**, y asumir un tratamiento y solución integral de toda la problemática asociada a las DDA en el marco del proceso de renegociación de la última RTI vigente, conformando para ello las respectivas mesas de trabajo entre esa Autoridad y las Distribuidoras, tal como se ha solicitado en anteriores oportunidades.

6. Otros incrementos de costos propios de la actividad regulada y que deberán ser compensados y resueltos conforme a la normativa de aplicación o en el proceso de renegociación del Decreto 1020/20 y Decreto 815/22, según el caso.

Además del impacto en los costos de esta Distribuidora por la evolución de los índices de la economía antes referidos, el incremento de otros costos propios de la actividad generados por cambios regulatorios (aún no reconocidos en la tarifa o por vía de compensación en los términos del artículo 9.8 de las Reglas Básicas de la Licencia) han impactado negativamente en la ecuación económica financiera de DGCE, los cuales se detallan a continuación de manera ilustrativa:

➤ **Capital de Trabajo**

Es importante mencionar que con la implementación de los cuadros tarifarios diferenciales según Ley 27.637 y las resoluciones tarifarias concordantes, se produce un grave descalce en la posición del impuesto al valor agregado (IVA) producto de lo pagado como crédito fiscal (IVA por compra y transporte de gas) con respecto al débito fiscal recaudado (IVA facturado por las distribuidoras). Este descalce se genera debido a que los productores de gas y/o transportistas de gas facturan el IVA a las distribuidoras sin ningún tipo de descuento por el régimen de zonas frías, pero en la facturación de las distribuidoras a sus Usuarios este descuento (del 30% al 50% del valor de los cuadros tarifarios) se contempla en el cálculo del impuesto. Esto redunda en una menor recaudación con respecto al débito fiscal (IVA facturado por las distribuidoras a sus



usuarios) que la obligación de pago a los proveedores de las distribuidoras bajo el mismo concepto por el IVA por compra de gas y/o transporte, no respetándose el principio de *pass through*.

De esta forma, esta Distribuidora se ve significativamente perjudicada al no recuperar sus costos debiendo financiar este diferencial. Es importante destacar que este perjuicio se vio fuertemente agravado al producirse los aumentos en el precio del Gas PIST según Resolución SE 403/22 y 610/22, los cuales incrementaron el costo del IVA a pagar sin tener una compensación equivalente por parte del IVA facturado.

Como conclusión al punto anteriormente mencionado, es necesario resaltar que la combinación de los factores como: (i) aplicación de descuentos por régimen de zonas frías; (ii) mayor proporción de usuarios a los cuales se les debe aplicar descuentos del 50% y; (iii) el aumento diferencial por componente en los cuadros tarifarios (incremento de Gas PIST, Segmentación Dec 332/22), **generó un consumo de capital de trabajo y saldos técnicos a favor en las posiciones de IVA de la Distribuidora no cubierto por las tarifas vigentes.**

➤ **Extracostos por incrementos en el precio del Gas PIST según Res SE 403/22 y 610/22.**

No debe pasar desapercibido que el régimen de quita de subsidios a usuarios y usuarias residenciales de gas natural dispuesta primero por Resolución SE 403/22 y luego por el Decreto 332/22 (BO 16.06.22), causa perjuicio a las distribuidoras en la forma que ha sido diseñado y violenta lo convenido entre distribuidoras y Estado Nacional en el “ACUERDO TRANSITORIO”, y en particular, en la “ADENDA AL ACUERDO TRANSITORIO”, pues en ellos, las distribuidoras previeron un costo del precio del gas menor, y su distorsión impacta negativamente en la ecuación económico-financiera de DGCE.

Producto de dichas normativas, esta Distribuidora tiene mayores costos por incremento del precio del gas en el PIST, y en particular -de manera no excluyente-, un impacto directo en el costo del Gas Natural No Contabilizado (GNNC), el cual es producto de condiciones técnicas de la operación del servicio como pérdidas y sistemas de medición (regulatoriamente aceptables) sobre lo cual hemos advertido a esa autoridad a través de ADIGAS.



En términos reales, durante 2022 el perjuicio económico inminente que ocasiona a esta Distribuidora las decisiones aludidas tomadas por el Estado Nacional, exclusivamente por mayores costos de GNNC, es de \$60 millones, y el daño potencial para el año 2023 será del orden de \$ 328 millones. Este es el impacto de no adoptar en forma inmediata esa autoridad, las medidas urgentes de remediación.

A esto debe sumarse costos adicionales por comisiones por cobranzas y mayor monto de incobrabilidad, producto directo del incremento en el precio del Gas PIST, en el orden de los \$150 millones anuales, de no mediar incrementos adicionales en el mismo.

➤ **Extracostos generados por cambios regulatorios**

Una serie de decisiones de política regulatoria adoptadas por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y la entonces Secretaría de Gobierno de Energía (SGE), según su caso, redundaron en mayores erogaciones a realizar por parte de la Distribuidora. En este sentido, cabe recordar que, para la determinación de las tarifas del quinquenio, el ENARGAS realizó una proyección de los ingresos necesarios de la Distribuidora para cumplir con sus obligaciones, además de asegurar que aquellas otorgaran una rentabilidad justa y razonable, conforme lo prevén los artículos 2º inc. d), 38 inc. a) y 39 inc. a) de la Ley 24.076, entre otros.

Algunos de los efectos de las decisiones han quedado, incluso, reconocidos en los propios actos que dispusieron las mismas, tal como así quedó reflejado, por ejemplo, en la Resolución de la Secretaría de Gobierno de Energía 521/19, a raíz de la cual se dispuso “*Diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto a partir del 1º de octubre de 2019 ...*” (art. 1º), y en compensación por ello, de conformidad con lo previsto en el numeral 9.8 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas (RBLD), la readecuación de las inversiones obligatorias previstas para el quinquenio (cf. art. 2).

No obstante, esa compensación parcial (tal como se comunicó a en su momento a la actual Secretaría de Energía en nuestra nota COM 8406/19 de fecha 10 de octubre de 2019), únicamente ha contemplado esa puntual decisión de política regulatoria, pero han quedado sin compensar, otras tantas decisiones que alteraron el equilibrio económico-financiero de la Licencia.



Esas decisiones de la autoridad regulatoria no se encontraban proyectadas en el flujo de gastos del quinquenio y que obedecen a cambios producidos *ex post* a la determinación de la tarifa y que redundan en mayores erogaciones, sin una contrapartida en los ingresos.

En aras a la brevedad, se remite a la Nota COM 08754/19, donde fueron oportunamente detallados y reclamados.

➤ **Falta de traslado a las tarifas de incrementos o modificaciones de alícuotas de Tasas Municipales. Incumplimiento del ENARGAS.**

Es de conocimiento de esa Autoridad Regulatoria el principio de neutralidad tributaria (con excepción del impuesto a las ganancias) previsto en el artículo 41 de la Ley 24.076, principio también expuesto en el considerando tercero de la Resolución ENARGAS RESFC-2018-6-APN-DIRECTORIO#ENARGAS), y en el artículo 9.6.2. las Reglas Básicas de la Licencia (Decreto 2255/92) y en la propia Licencia de esta Distribuidora. Se trata del recupero de tasas municipales y el traslado de impuestos a tarifa, ya sea nuevos o por actualización de alícuotas, que debe ser aprobado por la autoridad regulatoria.

Pese al insistente y reiterado pedido de esta Distribuidora, el último mediante Nota DAL 6080/22, el ENARGAS está totalmente renuente a cumplir con su obligación, generando una merma de ingresos que debiera disponer desde tiempo atrás según la fecha de cada modificación impositiva ocurrida con posterioridad a la RTI. Existen importes pendientes de autorización del recupero por los períodos 2017 a 2021, siendo inminente la presentación por 2022.

No obstante la mora del ENARGAS en dar las autorizaciones correspondientes -que no deben responder a un criterio de discrecionalidad sino de legalidad-, la Distribuidora ha tenido que continuar pagando tales obligaciones a los distintos fiscos municipales, a lo que se suma el contexto inflacionario.

A la fecha los importes pendientes de autorización, debidamente informados al ENARGAS solicitando su traslado, y sin respuesta, ascienden a la suma de \$170 millones.

Por otra parte, cabe mencionar que la última autorización para traslado de impuestos a tarifa por ajuste de alícuotas fue en 2019. Existe a la fecha pendiente el traslado de las alícuotas vigentes para el período 2022, en donde en algunos municipios -como la Ciudad



de Córdoba- han llegado a triplicarse. Además, es importante también destacar que ya es inminente además la actualización para el 2023, que seguirá sumando atraso en la debida actualización de impuestos.

7. Petitorio.

Tenga por efectuada en tiempo y forma, bajo las premisas, supuestos y reservas efectuadas, (i) la presentación de propuesta de Tarifa de Transición en los términos del artículo 7º de la RESOL-2022-523-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, con la vigencia señalada y el correspondiente ajuste trimestral, (ii) se tenga presente todas las reservas efectuadas sin perjuicio de esta presentación.

Sin otro particular, saludo a Ud. atentamente.

**Federico Zuanich
Apoderado
Director de Asuntos Legales
Distribuidora de Gas del Centro S.A.**

Digitally signed by
DISTRIBUIDORA DE GAS
DEL CENTRO S.A.
Date: 2022.12.16 17:00:16 -
03:00
Reason: FEDERICO
ZUANICH - Apoderado
Location:



Adjuntos:

- Anexo I: Cuadro Tarifario propuesto.**
- Anexo II: Cuadro Tarifario alternativo.**
- Anexo III: Tasas y Cargos.**
- Anexo IV: Metodología de Cálculo de DDA.**
- Anexo V: Memoria de Calculo DDA.**
- Anexo VI: Notas presentadas por DGCE referenciadas en el apartado 5.**



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
Las Malvinas son argentinas

**Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico**

Número:

Referencia: DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 26 pagina/s.