



ENARGAS
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

AUDIENCIA PÚBLICA N° 103

Versión Taquigráfica

4 de enero de 2023

SUMARIO

AUDIENCIA PÚBLICA	4
Iniciación	4
Manifestaciones del Dr. Osvaldo Pitrau	4
1.- Sr. Guillermo Aníbal Cánovas	8
4.- Sr. Rubén De Muria	12
6.- Sr. Sebastián Martín Mazzucchelli	16
8.- Sr. José Luis Fernández Fontana	21
10.- Sra. Marcela Claudia Córdoba	26
12.- Sr. Alejandro Pérez	30
17.- Sra. Alejandra Daniela Marconi	37
20.- Sr. Néstor Daniel Molinari	41
22.- Sr. Armando Javier Montú	46
26.- Sr. Fernando Alberto Peñaloza	49
27.- Sr. Daniel Horacio Martini	53
28.- Sra. María Victoria Noriega	55
29.- Sr. Pablo Nicolás Mulet	58
31.- Sra. Mariana Grosso	62
32.- Sr. Diego Mielnicki	64
33.- Sr. Fernando Javier Gray	66
34.- Sr. Pedro Alberto Bussetti	68
35.- Sr. Damián Labastie	70
37.- Sra. Romina Soledad Ríos Agüero	73
38.- Sra. Marisa Sánchez	75
39.- Sr. Alberto Horacio Calsiano	76
40.- Sr. José Guillermo Lego	78
41.- Sr. Gustavo Salomón	80
42.- Sr. Jesús Arnaldo Escobar	82
Manifestaciones del Defensor de Usuarios y Usuarías, Sr. Francisco Verbic	84
Finalización	88

AUDIENCIA PÚBLICA

- En la Ciudad de Buenos Aires, en la sala de reuniones del Hotel Marriott, con transmisión por YouTube, a 4 días de enero de 2023, a la hora 9:

Iniciación

Sra. Moderadora (Peralta).- Buenos días a todos y a todas.

Por Resolución N° 523/22, el Ente Nacional Regulador del Gas ha convocado a Audiencia Pública N°103 con el objeto de poner a consideración de la ciudadanía, de los usuarios y usuarias:

1) La adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte de gas natural (conforme Decreto N°1020/20 y Decreto N° 815/22);

2) La adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de distribución de gas por redes (Decreto N°1020/20 y Decreto N° 815/22);

3) El traslado a tarifas del precio de gas comprado en los términos del Numeral 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (según Resoluciones ENARGAS N°207/22 a N°216/22 y Resoluciones ENARGAS N°325/22 a N°334/22 y la Resolución de la Secretaría de Energía N°771/22), y consideración de las Diferencias Diarias Acumuladas correspondientes;

4) El Tratamiento sobre Subzonas Tarifarias Únicas por Provincia en la Novena Región – Régimen de Transición Decreto N°1020/20 (Formosa, Chaco, Corrientes, Entre Ríos, Misiones).

Presento, seguidamente, al señor interventor del Ente Nacional Regulador del Gas, doctor Osvaldo Felipe Pitrau, en su carácter de presidente de esta audiencia pública.

Manifestaciones del Dr. Osvaldo Pitrau

Sr. Presidente (Dr. Pitrau).- Buenos días, a todas y todos.

Siendo las 09:00 de la mañana del 4 de enero de 2023, en mi carácter de presidente, en los términos del Anexo I de la Resolución ENARGAS N° I- 4089 del 2016 y la Resolución ENARGAS N° I-523 de 2022, doy inicio a la Audiencia Pública N° 103.

Asimismo, comunico que en los términos de las resoluciones antes mencionadas ejerceré la presidencia de forma indistinta, conjunta o alternada, con el doctor Guido Goñi –gerente general– y la doctora Carolina Guerra Bianciotti –gerenta de Asuntos Legales–

Como ustedes saben, con el dictado del Decreto N° 1020 de diciembre de 2020, se dio inicio y se estableció esta labor encomendada por el Presidente de la Nación, a la Intervención del Organismo, que es el proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral de 2016/2017 para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural.

Con este decreto se suspendieron las respectivas revisiones tarifarias integrales y se estableció, en este lapso, dos regímenes tarifarios de transición –de transporte y distribución- hasta tanto alcanzáramos con las licenciatarias nuevos acuerdos integrales.

Con el dictado del Decreto N° 815/22, el Poder Ejecutivo Nacional decidió prorrogar por un (1) año el plazo establecido en el Artículo 2° del Decreto N° 1020/20 a partir de su vencimiento, en los términos allí dispuestos y conforme los fundamentos

indicados en sus considerandos; entre ellos, la propia solicitud de las distribuidoras de mantener del régimen tarifario transitorio vigente.

Esto significa que permitió que continuaran las negociaciones para llegar a un acuerdo definitivo mientras que por su Artículo 3° expresamente instruyó al ENARGAS (y al ENRE) "... a realizar las medidas necesarias con el objeto de propender a una adecuación tarifaria de transición, de conformidad con las prescripciones del Decreto N° 1020/20, prorrogado por el presente decreto".

A su vez, en esta instancia conviene recordar que el Artículo 3° del Decreto N° 1020/20 estableció que "Dentro del proceso de renegociación podrán preverse adecuaciones transitorias de tarifas ... según corresponda, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados".

En efecto, se indicó allí que el establecimiento de un régimen tarifario de transición, en el marco de esa renegociación, aparece como conveniente y como una adecuada solución de coyuntura en beneficio de los usuarios y las usuarias, así como para las licenciatarias, debiendo tener como premisa la necesaria prestación de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural, en condiciones de seguridad y garantizando el abastecimiento respectivo, así como la continuidad y accesibilidad de dichos servicios públicos esenciales.

Precisamente, en el marco de este régimen tarifario de transición, he convocado mediante Resolución ENARGAS N° I-523 de 2022 a esta Audiencia Pública N° 103, que tiene por objeto poner a consideración de la ciudadanía y de los usuarios y las usuarias de los servicios públicos de gas, las siguientes cuestiones: 1) Adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte de gas natural (Dec. N° 1020/20 y Dec. N° 815/22); 2) Adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de distribución de gas por redes (Dec. N° 1020/20 y Dec. N° 815/22); 3) Traslado a tarifas del precio de gas comprado en los términos del Numeral 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (según Resoluciones ENARGAS N° 207/22 a N° 216/22 y Resoluciones ENARGAS N° 325/22 a N° 334/22 y Resolución SE N° 771/22), y consideración de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA) correspondientes; 4) Tratamiento sobre Subzonas Tarifarias Únicas por Provincia en la Novena Región – Régimen de Transición Decreto N° 1020/20 (Formosa, Chaco, Corrientes, Entre Ríos, Misiones).

En el caso de las licenciatarias del servicio público de distribución, el Ministerio de Economía de la Nación y el ENARGAS suscribieron (el 21 de mayo de 2021) acuerdos con las nueve licenciatarias que prestan el servicio de distribución de gas en todo el territorio nacional. Estos acuerdos hoy vigentes, junto con los compromisos allí asumidos, fueron ratificados posteriormente por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto N° 354/21.

A su vez, esos acuerdos tuvieron su Primera Adenda (del 18 de enero de 2022), ratificada posteriormente por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto N° 91/22.

Por su parte, en el caso de las licenciatarias del servicio de transporte, ante la imposibilidad –en una primera oportunidad– de llegar a un acuerdo, el Ministerio de Economía de la Nación y esta Autoridad Regulatoria aprobaron –para cada una de ellas– un Régimen Tarifario de Transición, los cuales fueron ratificados por el Decreto N° 353/20.

Posteriormente, se llegó a consenso con las transportistas y se suscribió, respectivamente con cada una de ellas, un Acuerdo de Renegociación (del 18 de febrero de 2021), ratificado por Decreto N° 91/22, los que también se encuentran vigentes junto con los compromisos allí asumidos.

En ese contexto, nos encontramos hoy con un proceso de renegociación ya iniciado con todas las licenciatarias de transporte y distribución de gas, con miras a alcanzar con cada una de ellas un Acuerdo Definitivo de Renegociación, tal como lo dispone el Decreto N° 1020/20 y la continuidad establecida por el Decreto N° 815/22 citados.

Ello, mientras que simultánea y en forma paralela, hasta tanto alcancemos dichos acuerdos definitivos, nos hallamos en un período de transición tarifario.

Efectuada esta introducción, paso a designar a los integrantes de la Secretaría de la audiencia que van a ejercer de forma indistinta, conjunta o alternada. Se trata de las doctoras María José Giménez y Marina Suárez.

A su vez, quiero especialmente agradecer a todo el equipo de trabajadores y trabajadoras del Ente Nacional Regulador del Gas que, realmente, vienen realizando una labor y una tarea fundamental y estratégica, que está a la altura del desafío que nos propone el señor Presidente de la Nación en esta instancia.

Dicho todo ello, para que conste en la videograbación, en la versión taquigráfica y lo pertinente, en el acta, todo esto que he dicho, ahora voy a ceder la palabra a la doctora Carolina Guerra Bianciotti, que es presidenta o copresidenta en esta audiencia en forma indistinta, conjunta o alternada, como ya lo he referido, quien explicará los aspectos formales que hacen al inicio de este espacio de participación ciudadana.

Muchas gracias.

Sra. Presidenta (Dra. Guerra Bianciotti).- Muchas gracias, señor presidente. Hago extensivo mi saludo a todas y todos los participantes de esta Audiencia Pública número 103, en carácter de oradores o bien mediante su seguimiento en nuestra plataforma de YouTube, habilitada al efecto y cuyo link puede encontrarse en la página *web* del ENARGAS.

Les recuerdo que esta transmisión es en vivo.

Ahora bien, para que conste en todos los instrumentos respectivos y reiterando tal cuestión a todo el público interesado, esta Autoridad Regulatoria ha convocado a la audiencia pública en la que nos encontramos, mediante la Resolución ENARGAS N° I-523 del 2022, conforme sus términos y en línea con lo dispuesto por la Resolución del ENARGAS/ 2016, 4089, que sigue los parámetros del Decreto 1172/ 2003.

Por tanto, y previo a dar la palabra a oradores y oradoras que se han inscripto para su participación, en los términos del Artículo 14 y concordantes del Anexo I de la citada Resolución ENARGAS 4089/2016, paso a mencionar los siguientes aspectos jurídicos de forma.

El primero, en relación con la moderación de la audiencia. Se designan como moderadoras a las locutoras nacionales: Soledad Julia Peralta y Carolina Taliberti, esta última en carácter de oradora suplente.

En segundo lugar, no menos importante, la cuestión del defensor Oficial de los Usuarios y Usuarías. Para esta audiencia pública se ha designado, tal como ha sucedido en oportunidades anteriores, al doctor Francisco Verbic, en el carácter antes invocado, para que actúe en defensa de los intereses de los usuarios y usuarias, y demás participantes que pudieran llegar en algún momento a ser potenciales usuarios del servicio. Todo ello, para una adecuada protección de los derechos, siempre enmarcado en la precisa y expresa instrucción del Presidente de la Nación respecto de la participación ciudadana.

La función del defensor es la de manifestar durante el transcurso de la audiencia, todas las observaciones que crea convenientes, desde el punto de vista tutelar, y vinculada con el objeto de la audiencia en la que nos encontramos todos presentes.

Cabe aclarar que la participación del defensor de ningún modo implica ni implicará un adelanto de la posición del Organismo, respecto del objeto de la presente, sino que se trata de una función protectoria o tutelar que se ejerce durante el desarrollo del procedimiento.

El defensor, además, habrá de encargarse de verificar el ingreso de aquellas presentaciones que se efectúen a través del link habilitado al efecto en YouTube y en la página *web* del ENARGAS, verificando aquellas de pertinencia y/o separando para su posterior ponderación aquellas que no lo fueran.

En tercer lugar, habré de referirme al carácter virtual de esta audiencia pública. Como ustedes saben, y ya ha quedado plasmado en los distintos actos administrativos emitidos por la Autoridad Regulatoria, se realiza de manera totalmente virtual, al igual que las anteriores realizadas, en particular la 102 que se ha celebrado con éxito y fluidez. Esta decisión ha sido adoptada por la Autoridad Regulatoria, en un principio en razón de la pandemia y la situación epidemiológica que ha atravesado el país, y en esa oportunidad, continuando también con los mismos fundamentos que dieron origen a la anterior, en razón de propender a un federalismo mucho más concreto y preciso, para que todos, en cualquier lugar del mundo, puedan participar de la misma siempre que tengan conectividad.

Esto se compatibiliza con los intereses y los derechos de los involucrados en todo el contexto vigente y es de todo concurrente con las normas de aplicación.

A su vez, quiero dejar constancia que se ha publicado en tiempo y forma el Orden del Día respectivo, donde constan los oradores que se han inscripto, y lo pueden visualizar en la página *web* del organismo, tanto el Orden del Día como el material de consulta.

Esta audiencia, como he dicho previamente, está siendo transmitida y grabada en vivo por *streaming*, en nuestro canal de YouTube, la cual permanecerá en el mismo para consulta de cualquier interesado.

Asimismo, se está tomando, tal cual establece el procedimiento de audiencia pública conforme a los términos de las resoluciones que ya me he referido, registro taquigráfico de la audiencia; registro que se agregará al expediente administrativo y se encontrará a disposición de todos los interesados.

Por su parte, se ha requerido la intervención a la Escribanía General de Gobierno a los fines y efectos dispuestos en el acto de convocatoria.

Expuesto todo lo anterior, y ya habiéndome referido al mecanismo de la audiencia pública en cuanto a los aspectos jurídicos, paso a indicarles a todos los que están presentes de manera virtual para poder exponer, cuestiones que no son menores. La primera es que las presentaciones han de efectuarse por Secretaría: todos los interesados e interesadas podrán presentar por la Secretaría de la audiencia, durante el transcurso de la misma, preguntas y/o documentación relacionada con el objeto de esta audiencia, a través del link publicado en la página *web* del Ente Nacional Regulador del Gas y en el canal de YouTube del organismo.

Segundo, no menor, la cuestión temporal: los oradores y oradoras deben respetar el tiempo que se les ha asignado y que consta en el Orden del Día; se utilizará un reloj en el que se les avisará cuando queden dos minutos y, nuevamente, cuando queda un minuto en la exposición.

A tal efecto se les informa que, por favor, presten atención a la secuencia del Orden del Día para poder ir ingresando a la plataforma cuyo link se les ha sido enviado.

Se llamará a los oradores tres veces. Luego de que el orador no se encuentre presente en la sala virtual en esos tres llamados, se continuará con el orador siguiente y, al finalizar la audiencia, ese mismo orador volverá a convocarse.

Dicho todo lo que antecede, vamos a llamar ahora a los oradores y oradoras que se han inscripto para que realicen todas las exposiciones y manifestaciones que tengan lugar y que consideren pertinente según, repito, el listado del Orden del Día.

Entonces, desde ya nuevamente muchas gracias a todos por participar. Cedo la palabra a la moderadora de la audiencia designada.

1.- Sr. Guillermo Aníbal Cánovas

Sra. Moderadora (Peralta).- Comenzamos con el número de orden 1, Guillermo Aníbal Cánovas, quien hablará en representación de Transportadora de Gas del Norte S.A.

Sr. Cánovas.- Muchas gracias, señor presidente.

Buenos días al público y autoridades presentes. Mi nombre es Guillermo Cánovas, represento a TGN, Transportadora del Gas del Norte, y estoy aquí para compartir con ustedes las razones que explican la necesidad impostergable de aprobar una tarifa de transición para el servicio de transporte de gas que presta nuestra compañía.

- Se proyectan filminas.

Sr. Cánovas.- Quiero destacar que lo que compartiremos hoy aquí con ustedes es un resumen de lo que hemos anticipado al ENARGAS en nuestro informe presentado como material de consulta previo a esta audiencia pública, donde se describe en detalle el régimen tarifario de transición que hoy estamos proponiendo.

Hemos dividido la presentación en distintos capítulos, que abarcará una introducción, donde explicamos qué es TGN, qué hace y su rol esencial y estratégico para el país. Veremos luego la evolución de la tarifa en relación a los costos e índice de precios. En tercer lugar, repasaremos las inversiones de TGN a lo largo del tiempo y el sobrecumplimiento de los planes de inversión obligatorios. Analizaremos después los resultados económicos a lo largo del tiempo. Posteriormente, les presentaremos una obra, que permite reducir el riesgo de desabastecimiento que hoy pesa sobre las provincias del norte argentino.

Finalmente, veremos la tarifa de transición propuesta por TGN con vigencia a partir de febrero de 2023, con su correspondiente fundamentación y cómo impacta en la factura que pagan los consumidores.

TGN es una empresa que emplea 692 personas en forma directa y se dedica, desde hace 30 años, al transporte de gas natural por gasoductos; actualmente es la responsable del transporte del 40 por ciento del gas inyectado en gasoductos troncales argentinos, lo que representa cerca del 20 por ciento de la matriz energética argentina.

TGN opera y mantiene alrededor de 11.100 kilómetros de gasoductos, 6800 de su sistema y cerca de 4300 de terceros. y también 21 plantas compresoras con una potencia instalada total de 391.000 HP, que permiten conectar las cuencas neuquinas, noroeste y boliviana, con 8 de las 9 distribuidoras, que a su vez se encargan de entregar el gas a los consumidores, residenciales, comercios, estaciones de GNC, industrias, centrales eléctricas y entidades de bien público, en 15 provincias argentinas. Su red, interconectada de gasoductos con Bolivia, Brasil, Chile y Uruguay, la convierte en una de las operadoras más relevantes de la región. En color azul podemos observar los gasoductos propios; en naranja, aquellos que son de terceros, pero también son operados y mantenidos por TGN.

Habiendo introducido brevemente a nuestra compañía y su rol para el país, continuaré con una descripción de la situación actual del sector del transporte.

La prestación del servicio público de gas se viene brindando, los últimos cuatro años, con las tarifas muy retrasadas, en un contexto de incremento significativo de costos, producto de la alta inflación y devaluación del peso registradas en dicho período. Desde el ajuste tarifario de abril de 2019 hasta noviembre de 2022, la inflación, medida por el Índice de Precios Mayoristas –IPIM– del Indec, fue del 473 por ciento, mientras que la tarifa se incrementó solamente un 60 por ciento. Esto significa que los ingresos reales de TGN se redujeron a casi un cuarto, producto del retraso tarifario.

Por lo tanto, resulta necesario e ineludible aprobar el régimen tarifario de transición que estamos proponiendo, para poder alcanzar un nivel de ingresos mínimos que permitan mantener la sustentabilidad en la prestación del servicio público del transporte, mientras recorremos el camino de renegociación tarifaria, que el gobierno ha iniciado a partir de la sanción del Decreto 1020/2020 y el Decreto 815/2022. Mucho de lo que vamos a ver a lo largo del día de hoy seguramente esté enfocado en lo que pasó en los últimos años. Sin embargo, un análisis correcto implica analizar las distintas variables vinculadas a la tarifa en un período de tiempo más largo.

Como puede observarse en este gráfico, la variación acumulada de los principales rubros de costos de TGN, entre 2001 y septiembre de 2022, fue del 29369 por ciento, mientras que, en el mismo período, la tarifa de transporte aumentó alrededor de una cuarta parte. Si bien este diferencial no está siendo reclamado en esta presentación, el congelamiento a partir del año 2001 no puede ser dejado de lado en este análisis.

En este otro gráfico, puede compararse la evolución de las tarifas -la línea roja- entre 2001 y 2022, contra los principales índices de precios -la línea verde-, salarios - la línea azul- y tipo de cambio -la línea gris-.

Nuevamente puede observarse que la tarifa se encuentra muy por debajo de todos estos índices, incluyendo el índice de salarios, y solo alcanzó a alguno de ellos entre 2018 y 2019.

En los últimos 23 años la tarifa que cobra TGN permaneció congelada durante 17, pese a lo cual la empresa continuó operando el sistema de manera regular, segura y confiable, sin haber recibido subsidio estatal de ningún tipo. Ello fue posible debido a que logró amortiguar los efectos del congelamiento de 2000 al 2014, gracias a los ingresos generados de forma extraordinaria debido a la terminación anticipada de contratos de transportes de exportación, a los dos procesos de reestructuración de deuda que debió atravesar y a la concentración del uso de fondos en el mantenimiento estrictamente esencial del sistema.

Sin embargo, en el presente período de enorme atraso tarifario, TGN no cuenta con ningún ingreso extraordinario a la tarifa regulada ni subsidio alguno por parte del Estado nacional. Por lo tanto, la aprobación del régimen tarifario de transición que aquí se propone se torna necesaria e ineludible. Un congelamiento tarifario prolongado en el tiempo conllevaría una menor capacidad de realizar los mantenimientos propios de un sistema de transporte, con más de 60 años de antigüedad, y con ello una paulatina degradación de la capacidad de transporte ante la necesidad de reconfigurar las condiciones operativas del sistema, para sostener los estándares de seguridad fijados por el ENARGAS.

Desde el inicio de su licencia en 1992, las inversiones en el sistema de transporte operado por TGN totalizan 1.533 millones de dólares, monto que no incluye lo invertido por los accionistas para adquirir la empresa. Esto significó un incremento en la capacidad de transporte de más de un 163 por ciento, pasando de los 23 millones de metros cúbicos por día de 1992, a los 62 millones de metros cúbicos por día actuales, permitiendo la

incorporación de cientos de miles de nuevos usuarios y dando trabajo directo o indirecto a miles de personas.

Este crecimiento tuvo ritmos diferentes según el período considerado. Entre 1992 y 2001, la capacidad de transporte de TGN creció un 10 por ciento anual acumulativo. Entre 2002 y 2015, con congelamiento tarifario, creció a un ritmo menor al 1 por ciento anual bajo el sistema de fideicomisos organizado por el Estado.

Habrán escuchado cuestionamientos en cuanto a la capacidad de transporte, luego de la Revisión Tarifaria Integral, o RTI, del año 2017. En primer lugar, la tarifa determinada en la RTI rigió plenamente solo entre abril y septiembre de 2018, y en septiembre de 2019 fue nuevamente congelada. En segundo lugar, esta tarifa no alcanzó un nivel suficiente para viabilizar el repago en inversiones de expansión. En tercer lugar, en ese momento, no había necesidad de nueva capacidad de transporte, dado que la misma superaba, de manera sistemática, el gas disponible en las cuencas. La inyección alcanzó para llenar el sistema de transporte durante solo dos meses de 2019 y recién, a partir de 2021, con la implementación plena del Plan Gas.Ar.

Por otra parte, TGN cumplió acabadamente con los planes de inversión obligatoria correspondientes a los años 2016 a 2019 y, expresado a moneda de octubre de 2022, invirtió 38.257 millones de pesos en dicho período, lo que significa un sobrecumplimiento de 5.407 millones de pesos.

Asimismo, aun con las dificultades presentadas, a partir de las disposiciones relativas al ASPO y DISPO, en el contexto de la pandemia COVID-19, TGN lleva invertido entre abril del 2020 y noviembre de 2022, 16.600 millones de pesos.

Hablemos ahora de rentabilidades. Se ha dicho que en los últimos años las empresas energéticas han tenido rentabilidades exorbitantes a costa de tarifas excesivas. Este no fue el caso de TGN. Ante todo, debemos destacar que el transporte de gas es una actividad capital intensiva, por lo que requiere de enormes inversiones, cientos o miles de millones de dólares, que deben ser repagadas en plazos muy largos, para que la tarifa de transporte resultante sea más baja y permita que el gas transportado tenga un precio competitivo, y pueda desplazar combustibles más caros y contaminantes.

En consecuencia, se necesita durante un plazo muy extenso un margen elevado en relación a las ventas para el repago de lo invertido.

Veamos los números. La rentabilidad promedio anual sobre el activo, determinada por ENARGAS, fue fijada en 11,3 por ciento en 1996; 10,4 por ciento en 2000; y 8,99 por ciento a partir de 2016. Esto se observa en la línea verde del gráfico. Sin embargo, como podemos ver en la línea azul, entre 2002 y 2016 la rentabilidad sobre el activo de TGN fue en promedio del 0,6 por ciento promedio anual, y entre 2017 y 2022 fue en promedio del 2,1 por ciento anual, muy por debajo de la rentabilidad regulada en cualquiera de los períodos antes mencionados.

En este gráfico se compara lo invertido por los accionistas en la compra de la licencia –las columnas azules– con los dividendos distribuidos desde la privatización –las columnas verdes–, ambos en dólares de diciembre de 2022. En total, los accionistas de TGN invirtieron 915 millones de dólares y recibieron dividendos en tan solo 9 de los 30 años que lleva desarrollando su actividad por un total acumulado de 468 millones de dólares, obteniendo un rendimiento del capital invertido de tan solo el 1,7 por ciento anual. A este ritmo de recupero se necesitan 59 años para que los accionistas recuperen su inversión inicial.

Hoy en día, no quedan dudas sobre la necesidad de fomentar la producción de gas de Vaca Muerta. Tan así es, que el gobierno está impulsando la construcción de un gasoducto que unirá la cuenca neuquina con los mayores centros de consumo. También

es sabido que la cuenca norte y boliviana aportan cada día menos gas al consumo interno argentino.

Por eso, a los fines de atender la demanda vinculada al gasoducto norte y reemplazar combustibles importados por gas de producción nacional es necesario revertir el flujo del gasoducto norte, que fue construido hace más de 60 años para transportar el gas del norte al sur. Para ello, se deben realizar distintas obras, que oportunamente hemos presentado a las autoridades. El primer conjunto de obras que hoy TGN propone permitirá ampliar la capacidad de transporte del gasoducto norte, desde el sur hacia el norte, en 3 millones de metros cúbicos por día. Estas obras consisten básicamente en la adecuación de las plantas compresoras Tío Pujio y Leones, para que puedan operar de manera bidireccional y en diversas obras de integridad, necesarias para revertir en forma segura un sistema de transporte de más de 60 años, que invertirá su sentido de flujo. Demandará un monto de 3.200 millones de pesos, que TGN aportará por su cuenta y orden, sujeto a la implementación del incremento tarifario especial, que permita afrontar el costo de la misma, según se solicitara en el informe presentado para esta audiencia.

Los beneficios para el sistema de esta obra exceden largamente su costo, ya que, en primer lugar, mitiga el riesgo de desabastecimiento de las provincias del norte del país, generado por la brusca caída en la exportación de Bolivia a la Argentina, y, en segundo lugar, permite un ahorro, al reemplazar importaciones de Bolivia con gas natural, que representa 23 millones de dólares por mes.

Por último, y ya entrando específicamente en el análisis de la tarifa de transición propuesta por nuestra empresa, pasaré a detallar los principales fundamentos y consideraciones tenidas en cuenta para su determinación.

En un contexto donde la inflación ronda un 100 por ciento anual, ¿puede alguien pensar que las prestadoras de servicio de gas cuentan con margen para absorber el congelamiento de sus tarifas, que ya lleva casi 4 años? Dudo que sea el caso de alguna empresa y ciertamente no es el caso de TGN. Según surge de los estados financieros, el retraso tarifario ha llevado a TGN a acumular en los primeros 9 meses de 2022 una pérdida operativa de 2.981 millones de pesos, a pesar del incremento del 60 por ciento otorgado en marzo de este año. Dado el amplio atraso acumulado en 4 años, respecto a la que surge de la Revisión Tarifaria Integral, TGN solicita un aumento transitorio equivalente a menos de la mitad de dicho atraso.

Respecto del impacto que el aumento transitorio tendría en la factura final de los usuarios, debemos aclarar que difiere según la localización geográfica y según el tipo de usuario. Hemos determinado, a modo de ejemplo, las variaciones de las facturas promedio de los usuarios residenciales de Tucumán y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, pertenecientes al Nivel 1 de la reciente segmentación.

Como vemos en pantalla, como consecuencia de la propuesta de adecuación en la tarifa de transporte aquí presentada, un consumidor residencial promedio de Tucumán, con tarifa plena, pasará de pagar 2.100 pesos por mes a 2.259 pesos por mes; es decir, tendrá un aumento de 159 pesos en su factura, de los que 120 se deben al transporte y 39 pesos al aumento de los impuestos asociados. En términos porcentuales, el aumento correspondiente al transporte es de un 5,7 por ciento.

Por otro lado, un consumidor residencial promedio de la Ciudad de Buenos Aires con tarifa plena, pasará de pagar 2.587 pesos por mes a 3.013 pesos por mes; es decir, tendrá un aumento de 425 pesos en su factura, de los cuales 322 pesos se deben al transporte y 103 pesos al aumento de los impuestos asociados. En términos porcentuales, el aumento correspondiente al transporte es de un 12,5 por ciento.

Para finalizar, permítanme una última reflexión. No alcanza con extraer el gas del subsuelo y procesarlo para transformarlo en un recurso utilizable. Argentina necesita transportarlo miles de kilómetros desde las provincias productoras para que llegue a los hogares, a las industrias, usinas, comercios y entidades de bien público. Y eso solo es posible con un proceso de inversión sostenida para mantener en condiciones operativas óptimas las decenas de miles de kilómetros 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 esos sistemas, para que el gas llegue a todos los hogares e industrias argentinas las 24 horas del día, los 365 días del año, en condiciones seguras y confiables, incluso a los que hoy no cuentan con el servicio de gas natural por redes.

La tarifa debe ser la remuneración justa para hacerlo posible. Tras casi 4 años de congelamiento tarifario, para continuar brindando este servicio esencial es imperioso comenzar a recorrer un camino de recomposición tarifaria. Por eso, desde TGN celebramos este espacio que propicia la búsqueda de consensos a través de un diálogo que permita encontrar un marco para que las empresas podamos continuar desarrollando nuestra actividad y brindando un servicio público en forma segura, teniendo en cuenta que el gas natural es el insumo esencial para el desarrollo económico e industrial del país, y para el bienestar de su sociedad.

Muchas gracias y buenos días.

4.- Sr. Rubén De Muria

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el número de orden 4, Rubén De Muria, quien hablará en representación de Transportadora de Gas del Sur S.A.

Sr. De Muria.- Buenos días.

- *Se proyectan filminas.*

Sr. De Muria.- Transportadora de Gas del Sur S.A., en adelante TGS, es una de las sociedades que se constituyeron con motivo de la privatización de Gas del Estado. Comenzó sus operaciones el 28 de diciembre de 1992 y se dedica principalmente a la prestación del servicio público del transporte de gas natural y a la producción y comercialización de líquidos derivados del gas en el Complejo General Cerri, ubicado en Bahía Blanca. Además, presta servicio de *midstream*, los cuales consisten principalmente en la captación y transporte de gas natural fuera de la especificación, separación de líquidos e impurezas, compresión y condicionamiento, y su posterior inyección al sistema de transporte regulado.

A través de su controlada Telcosur S.A., presta servicios de telecomunicaciones específicamente para la transmisión de datos a través de una extensa red de radioenlaces terrestre digital y redes de fibra óptica.

Conforme al marco regulatorio, las transportistas pueden prestar los servicios no regulados antes mencionados, habilitados en su objeto social, por cuenta propia o de terceros, siempre que mantengan contabilidades separadas de la actividad regulada.

El alcance de la presente audiencia se limita a la actividad del servicio público del transporte de gas natural, actividad regulada por el ENARGAS.

¿De qué se opera el sistema de gasoductos sur de nuestro país? Uniendo los yacimientos gasíferos de Neuquén, Tierra del Fuego, Santa Cruz y Chubut con los centros de consumo. Transporta el 60 por ciento del gas consumido en la Argentina, y abastece en forma directa a distribuidoras, generadoras eléctricas e industrias a través de sus 9.231 kilómetros de gasoductos de alta presión que atraviesan 7 provincias de nuestro país. Sus

33 plantas compresoras, distribuidas a través de toda la extensión del gasoducto, sumado a sus 780.100 HP de potencia instalada, generan una capacidad de transporte firme de 81,5 millones de metros cúbicos por día, que atienden en forma directa e indirecta a alrededor de 6,5 millones de consumidores finales. Con una dotación de 769 empleados directos, TGS presta sus servicios de transporte durante las 24 horas, los 365 días del año, priorizando la confiabilidad, la seguridad y la calidad del servicio.

Han transcurrido 30 años desde el otorgamiento de las licencias el 28 de diciembre de 1992. Durante dicho período, el marco regulatorio de la actividad, y en particular la situación tarifaria, ha atravesado por distintas etapas, marcadas principalmente por extensos períodos de congelamientos.

En otras palabras, a 30 años transcurridos desde que se otorgaron las licencias, el marco regulatorio estuvo vigente solo durante 12 años, mientras que los restantes 18 años estuvo suspendido por efecto de una ley de emergencia. Los cuadros tarifarios se ajustaron de manera periódica y semestral, tal como lo establece la regulación, solo durante 9 años. Mientras que conforme el marco regulatorio, en este lapso de 30 años, debieron haberse realizado seis revisiones tarifarias quinquenales, solo se concretaron dos, en 1998 y en 2017, mientras que las cuatro revisiones restantes nos encontraron bajo efectos de la ley de emergencia. La tarifa de transporte nunca estuvo fijada en dólares y TGS nunca recibió subsidios del Estado nacional.

El proceso de Revisión Tarifaria Integral fue llevado adelante por ENARGAS conforme las pautas establecidas en las actas acuerdo, fijando un nuevo nivel tarifario con vigencia a partir del 1° de abril de 2017, mediante el dictado de la Resolución ENARGAS I- 4362/2017.

Adicionalmente, dicha resolución fijó para TGS un plan de inversiones obligatorias y la metodología de adecuación semestral de la tarifa. Respecto del plan de inversiones obligatorias para el período 2017-2022, TGS superó ampliamente las metas impuestas, tanto en lo físico como en lo monetario, hasta su interrupción, como consecuencia del dictado de la Ley de Solidaridad 27541, en diciembre de 2019, y el posterior dictado del Decreto 1020/2020 y su reciente prórroga.

Es importante destacar que, pese al impacto generado por dicha Ley de Solidaridad, TGS lleva invertidos, entre el año 2017 y 2022, la suma de 68.000 millones de pesos, con el objeto de mantener la seguridad y confiabilidad del sistema de transporte.

En relación a la metodología de adecuación semestral de la tarifa, cuyo objetivo es mantener en moneda constante el nivel tarifario a efectos de resguardar la sustentabilidad económica y financiera de la prestación y la calidad del servicio, el ENARGAS consideró adecuada la aplicación de un mecanismo no automático, consistente en la aplicación de la versión del Índice de Precios al por Mayor IPIM, nivel general, publicado por el Indec.

Si bien el 1° de octubre de 2019 debía entrar en vigencia el ajuste semestral de tarifas, la Secretaría de Gobierno de Energía dictó las resoluciones N° 521 y 751, mediante las cuales difirió la aplicación del ajuste semestral hasta el 1° de febrero de 2020. El posterior dictado de la Ley de Solidaridad, en diciembre de 2019, dejó sin efecto el ajuste semestral que se encontraba pendiente de aplicación, por lo que el último ajuste semestral aprobado conforme lo previsto en la regulación fue el vigente a partir del 1° de abril de 2019.

Con fecha 16 de diciembre de 2020, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto 1020, determinando el inicio de la renegociación de la Revisión Tarifaria Integral vigente, correspondiente a las prestadoras del servicio público de transporte y distribución de gas natural. El decreto designó al ENARGAS como autoridad a cargo de la realización del

proceso de renegociación, previéndose la posibilidad de realizar adecuaciones transitorias de tarifas y/o su segmentación durante el proceso de renegociación. En dicho marco, ENARGAS convocó a Audiencia Pública N° 101, que se realizó el 16 de marzo de 2021, con el objeto de poner a consideración el régimen tarifario de transición, Decreto 1020/2020.

En dicha audiencia, TGS expuso que el ajuste tarifario no aplicado conforme lo establecido en el acta acuerdo de renegociación contractual y lo resuelto por el ENARGAS en la Resolución I-4362/2017 ascendía al 126 por ciento a febrero de 2021. Y agregó que, considerando la situación económica y social del país, y sin perjuicio que ello implicara la renuncia al incremento tarifario no aplicado, propuso un incremento de transición del 58,6 por ciento con vigencia al 1° de abril del año 2021, ajuste sensiblemente inferior al porcentaje de incremento tarifario no aplicado conforme la regulación y cuyos impactos en los usuarios residenciales se detalla en la diapositiva que se expone.

Atento a no haberse alcanzado un acuerdo sobre la adecuación tarifaria, el ENARGAS puso en vigencia un régimen tarifario de transición y emitió la resolución ENARGAS N° 149/2021, mediante la cual mantuvo sin variación los cuadros tarifarios de esta licenciataria.

Posteriormente, también en el marco del Decreto 1010/2020, el ENARGAS convocó a la Audiencia Pública N° 102, que se realizó el 19 de enero de 2022. Como surge de lo expresado anteriormente, TGS continuó aplicando los mismos cuadros tarifarios aprobados con vigencia al 1° de abril de 2019. En dicha audiencia, TGS expuso que el ajuste tarifario no aplicado ascendía al 205 por ciento a noviembre de 2021 y agregó que, sin perjuicio de ello, considerando la situación económica y social del país y sin que ello implicara la renuncia al incremento tarifario no aplicado, propuso una adecuación transitoria aplicarse en dos etapas: una primera etapa, con un incremento del 80 por ciento sobre la tarifa de transporte con vigencia al 1° de marzo de 2022, y una segunda etapa, con un incremento del 25 por ciento, con vigencia al 1° de septiembre de 2022, cuyos impactos en los usuarios residenciales se exponen en la diapositiva.

Con posterioridad a la audiencia, TGS suscribió el acuerdo transitorio de renegociación remitido por el ENARGAS, luego ratificado por el Poder Ejecutivo Nacional, y emitió la Resolución ENARGAS N° 60/2022, mediante la cual aprobó los cuadros tarifarios de transporte, con un incremento transitorio de 60 por ciento, con vigencia a partir del 1° de marzo de 2022.

Si bien el Decreto 1020/2020 establecía que al vencimiento del plazo de dos años de su vigencia, es decir, el 17 de diciembre de 2022, debía haberse suscripto el acuerdo definitivo de renegociación, el Poder Ejecutivo Nacional publicó, con fecha 7 de diciembre, el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 815, prorrogando por un año el plazo para alcanzar dicho acuerdo definitivo. Asimismo, el DNU instruyó al ENARGAS a realizar las medidas necesarias, con el objeto de propender a una adecuación tarifaria de transición, situación que motivó la presente audiencia.

Previo a presentar la propuesta de adecuación transitoria, resulta oportuno analizar la evolución de la tarifa de transporte respecto a otros indicadores de la economía para el período enero 2002, inicio de la Ley de Emergencia, al mes de octubre de 2022, último índice publicado a la fecha de la presentación del informe de audiencia. Surge del gráfico que se expone que los precios mayoristas se incrementaron un 15.225 por ciento; el tipo de cambio lo hizo un 15.591 por ciento; el índice de salarios del sector privado registrado se incrementó un 19.173 por ciento; y los precios minoristas lo hicieron un 22.362 por

ciento. Ello, mientras que la tarifa de transporte de TGS se incrementó un 5495 por ciento, incremento sensiblemente por debajo del resto de los indicadores.

Los cuadros tarifarios de TGS se han incrementado solo un 60 por ciento en marzo de 2022, respecto de los cuadros tarifarios aprobados con vigencia de abril de 2019, que contienen índices de inflación hasta el mes de febrero de 2019. Como vemos, desde marzo 2019 a octubre 2022, las variables macroeconómicas han mostrado variaciones muy significativas respecto del ajuste tarifario registrado a la fecha. Conforme lo establecido en el acta acuerdo de renegociación y la Resolución ENARGAS I-4362/2017, los ajustes tarifarios por la variación del IPIM no aplicados ascienden al 439 por ciento. La variación del índice de precios al consumidor se incrementó un 422 por ciento; la evolución del tipo de cambio oficial alcanzó el 301 por ciento; el coeficiente de variación salarial fue del 389 por ciento. Si consideramos la variación salarial de los acuerdos paritarios alcanzados por TGS, el incremento asciende al 436 por ciento.

Como hemos mencionado, la variación del IPIM es del 439 por ciento a octubre de 2022, estimando que alcanzará el 490 por ciento a diciembre de 2022. Si consideramos que a la fecha TGS recibió solo un ajuste tarifario del 60 por ciento desde abril de 2019, el ajuste no aplicado conforme al marco regulatorio asciende al 270 por ciento a diciembre de 2022, sobre las tarifas actuales. Es importante destacar que dichas variaciones se le debe adicionar la inflación esperada para el año 2023, la que conforme el REM – Relevamiento de Expectativa de Mercado– que elabora el Banco Central de la República Argentina, se estima en el orden del 99,6 por ciento.

En función de lo expuesto, considerando la situación económica y social del país, sin que ello implique la renuncia al incremento tarifario no aplicado, con el propósito de alcanzar un acuerdo definitivo de renegociación que ponga en vigencia las tarifas resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral, TGS solicita una adecuación tarifaria transitoria del 135 por ciento, con vigencia a 1° de febrero de 2023. Es importante mencionar que el costo del servicio de gas natural que paga un usuario residencial surge de la suma de cuatro componentes: el precio de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte; el costo del transporte desde su ingreso al sistema hasta la red de distribución; el margen de distribución; y los impuestos aplicables.

A efectos de cuantificar el impacto en el usuario residencial del ajuste tarifario de transición propuesto, nos vamos a referir a los usuarios de Metrogas, atento a que las tarifas de transporte fueron diseñadas por distancia y que dicha distribuidora es la que se encuentra más distantes de los yacimientos.

Debemos mencionar previamente que para estos usuarios el costo de transporte es el de menor relevancia en la factura total, representando el 9,8 por ciento en la factura promedio residencial, mientras que el gas en boca de pozo representa el 41,1 por ciento, el margen de distribución el 24,8 por ciento, y los impuestos el 24,3 por ciento.

A modo de ejemplo, para el caso de la categoría R1, detallamos el incremento en la factura promedio mes del componente costo de transporte sin impuesto, dependiendo del encuadramiento dentro del régimen de segmentación de subsidios, definidos en el Decreto 332/2022. Así un usuario residencial categoría R1, que corresponde al segmento Nivel 1, cuyo consumo promedio del segmento es de 170 metros cúbicos al año tiene un costo adicional de 78 pesos promedio mes, en concepto de transporte sin impuesto. Del mismo modo, un usuario residencial del segmento Nivel 3, con un consumo promedio de 194 metros cúbicos al año tiene un costo adicional de 90 pesos promedio mes; y un usuario residencial del segmento Nivel 2, con un consumo promedio del segmento de 204 metros cúbicos al año, tiene un costo adicional de 94 pesos promedio mes. El 52 por

ciento de los usuarios residenciales de Metrogas corresponden a esta categoría R1 de menor consumo.

Del mismo modo, si consideramos un usuario residencial categoría R-2.3, del segmento Nivel 1, cuyo consumo promedio del segmento es de 806 metros cúbicos al año, tiene un costo adicional de 371 pesos promedio mes, en concepto de transporte sin impuestos. Un usuario residencial del segmento Nivel 3, cuyo consumo promedio es 922 metros cúbicos al año tiene un costo adicional de 424 pesos promedio mes. Y el usuario residencial que corresponde al segmento Nivel 2, con un consumo promedio de 970 metros cúbicos al año, tiene un costo adicional de 447 pesos promedio mes, también en concepto de transporte sin impuesto.

El 81 por ciento de los usuarios residenciales de Metrogas se ubican entre las categorías de consumo R1 y R-2.3, cuyos impactos de la adecuación tarifaria son los anteriormente descriptos.

Para finalizar, señor presidente, por todo lo expuesto y sin perjuicio de lo expresado, de las salvedades y reservas efectuados en nuestro informe de audiencia, solicitamos la aprobación de los cuadros tarifarios propuestos con vigencia al 1° de febrero del corriente año, con el objeto de iniciar un sendero de recomposición tarifaria, que finaliza con la puesta en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral, conforme las pautas establecidas en el marco regulatorio.

Entendemos indispensable señalar la importancia del respeto a las leyes y compromisos asumidos por el Estado nacional, que hacen a la seguridad jurídica de nuestro país a los efectos de ser viables las nuevas inversiones necesarias.

Muchas gracias.



Sra. Presidenta (Dra. Guerra Biancotti).- En uso de las facultades atribuidas a esta presidencia, les informo a continuación que se efectuará una breve pausa de cinco minutos, para corregir la calidad de audio de transmisión. Retomamos en dicho lapso.

- Es la hora 9 y 53.

- A la hora 10 y 29.

6.- Sr. Sebastián Martín Mazzucchelli

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el número de orden 6, Sebastián Martín Mazzucchelli, quien hablará en representación de Metrogas S.A.

Sr. Mazzucchelli.- Buenos días, señor presidente de esta audiencia, autoridades, expositores que se han inscripto para participar de ella y al público en general que está siguiendo la misma por los medios que se habilitaron para tal fin.

- Se proyectan filminas.

Sr. Mazzucchelli.- Mi nombre es Sebastián Mazzucchelli; soy representante de Metrogas, quien se presenta en esta Audiencia N° 103 en virtud de la convocatoria realizada por el ENARGAS por medio de la Resolución N° 523/2022 a fin de considerar el recálculo de la tarifa transitoria de distribución de Metrogas con motivo del reciente Decreto de Necesidad y Urgencia que prorrogó la renegociación de la Revisión Tarifaria Integral vigente dispuesta por el Decreto 1020/2020.

Esta presentación es tan solo un resumen de lo incluido en el informe de exposición presentado por mi compañía en el expediente respectivo. Por lo cual, para ampliar los conceptos que se verterán, los invito a dirigirse al mismo, que se encuentra incluido además en los documentos que el ENARGAS puso a disposición de todos los interesados en su página *web*.

El primer punto para tratar es una presentación general de la compañía. Metrogas es la distribuidora más grande de la Argentina por número de usuarios, prestando servicio a más de 2,3 millones de usuarios residenciales...

Sra. Moderadora (Peralta).- Sebastián: le pedimos que retome desde el inicio su presentación, ya que no salía el sonido.

Muchas gracias.

Sr. Mazzucchelli. - Perfecto.

Buenos días, señor presidente de esta audiencia, autoridades, expositores que se han inscripto para participar de ella y al público en general que está siguiendo la misma por los medios que se habilitaron para tal fin.

Mi nombre es Sebastián Mazzucchelli; soy representante de Metrogas, quien se presenta en esta Audiencia N° 103 en virtud de la convocatoria realizada por el ENARGAS por medio de la Resolución N° 523/2022 a fin de considerar el recálculo de la tarifa transitoria de distribución de Metrogas con motivo del reciente Decreto de Necesidad y Urgencia 815/2022 que prorrogó la renegociación de la Revisión Tarifaria Integral vigente dispuesta por el Decreto 1020/2020.

Esta presentación es tan solo un resumen de lo incluido en el informe de exposición presentado por la compañía en el expediente respectivo. Por lo cual, para ampliar los conceptos que se verterán, los invito a dirigirse al mismo, que se encuentra incluido además en los documentos que el ENARGAS puso a disposición de todos los interesados en su página *web*.

El primer punto para tratar es una presentación general de la compañía. Metrogas es la distribuidora más grande de la Argentina por cantidad de usuarios, prestando servicio a más de 2,3 millones de usuarios residenciales, con una participación del 27 por ciento sobre el total país. Asimismo, Metrogas presta servicio en su área de distribución a 71.000 comercios, 6000 industrias, 334 estaciones de expendios de GNC y 5 centrales eléctricas.

Contamos con una red de distribución de 18.233 kilómetros de extensión y el servicio de distribución es operado por Metrogas a través de 1157 colaboradores propios y 1917 colaboradores externos.

Operativamente, Metrogas se encuentra conectada a través de las dos transportistas TGS y TGN a todas las cuencas de producción de gas natural de la Argentina y cuenta con una capacidad de transporte de 68 por ciento en la cuenca neuquina y 32 por ciento en la cuenca austral. Presta servicio en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en 11 partidos de la provincia de Buenos Aires.

A tenor del objeto de esta audiencia, es ineludible que nos adentremos en la situación económico-financiera de la compañía y en su análisis a partir del año 2002, donde tuvo inicio el primer congelamiento tarifario que se extendió por casi 14 años, y en la evolución de algunos indicadores generales de la economía de dicho período, que son representativos de la estructura de costos e inversiones de Metrogas.

Como se puede observar en la presentación, todos los indicadores se han ido incrementando considerablemente en mayor proporción que las tarifas de distribución, ya sean estas residenciales o industriales. Para no sesgar el análisis y ser lo más objetivo

posible, hemos considerado varios indicadores, tales como materiales de índices de la construcción de la Cámara Argentina de la Construcción, mano de obra del índice del Costo de la Construcción del Indec, el índice de precios industriales al por mayor, el índice de variación salarial y la evolución del tipo de cambio, los cuales tuvieron variaciones que van desde el 16.900 por ciento hasta el 58.400 por ciento.

Como se puede apreciar, para el referido 2002-2022, y aun tomando los índices oficiales para el período de emergencia estadística, la tarifa residencial tuvo una evolución muy menor de 8.600 por ciento en la tarifa de distribución para uso residencial que se encuentra muy por debajo de índice de precios mayoristas y que alcanzará a apenas la mitad de los valores considerables.

Si consideramos la evolución de la tarifa de distribución para uso industrial, la diferencia es aún mayor, ya que la variación que tuvo esta tarifa apenas alcanzó el 4790 por ciento en los últimos 20 años.

Resulta importante para el análisis de la tarifa de transición conocer cómo evoluciona el IPIM, que es el indicador elegido en la Revisión Tarifaria Integral vigente, para mantener en valores constante la tarifa de distribución. Si limitamos el análisis al período que transcurrió desde que comenzó a regir la Revisión Tarifaria Integral vigente y dado el primer congelamiento de 2002, observamos que desde febrero de 2018 hasta diciembre de 2022, la tarifa de distribución debería haber sido incrementada en un 901 por ciento medido para el tramo total y estimando los valores del último bimestre.

Los ajustes aplicados, como se puede apreciar en la diapositiva, apenas alcanzaron para los usuarios residenciales un 152 por ciento en el cargo fijo, un 132 por ciento para el cargo variable y para los grandes usuarios un 387 por ciento, quedando pendiente en el caso de los usuarios residenciales casi dos tercios de esa actualización y en los grandes usuarios un tercio. Si no solamente consideramos la evolución del IPIM, sino también los restantes indicadores presentados en la diapositiva anterior, se observa que todos ellos han tenido también, en el mismo período, incrementos que fueron muy por encima del que tuvo la tarifa de distribución, ya que fueron del 658 al 1295 por ciento.

En este cuadro nos referiremos a cómo esta evolución dispar entre la forma en que se actualizó la tarifa y el incremento por inflación de las erogaciones de Metrogas han impactado en la evolución de los indicadores económico-financieros de la compañía. Por ello, a partir de la evolución del margen bruto de la empresa y del resultado operativo sobre ventas, y haciendo la comparación con los balances trimestrales de cada año al 30 de septiembre, podemos observar que en los últimos años desde la interrupción de la Revisión Tarifaria Integral vigente estos indicadores se fueron deteriorando a un ritmo acelerado, aun cuando morigerados por el estricto programa de reducción de costos que llevó adelante Metrogas.

El arrastre de esta situación por largos períodos de tiempo, considerando también, ineludiblemente, los congelamientos previos dispuestos por la Emergencia Económica declarada en 2002, ha generado que Metrogas no haya podido distribuir dividendos desde entonces.

Cuando analizamos la situación desde el punto de vista del flujo de fondos proyectado para el año 2023, si no hubiera incremento en la tarifa de distribución de Metrogas, sus ingresos no serían suficientes para cubrir todas las erogaciones exigibles.

Es de destacar que la participación de la mano de obra en las erogaciones de costos e inversiones de Metrogas es el componente más importante y representa entre el 70 y el 90 por ciento.

En tal sentido, con los ingresos esperados, sin incremento en la tarifa de distribución, se podrían pagar los impuestos pero no se cubriría la totalidad de los costos

operativos ni las inversiones necesarias, ni recurrentes, que requiere el sistema. Nuevamente, lo explicitado en las diapositivas precedentes muestra cómo afecta negativamente a un servicio regulado como el que presta Metrogas la nueva actualización de sus ingresos de una manera razonable y acorde a lo establecido en la licencia, y que acompañe al menos el incremento inflacionario de sus precios.

En esta parte de la presentación comentaremos al público de la audiencia información relativa a las inversiones de Metrogas. Entre 2017 y 2019 se invirtieron 6700 millones de pesos, equivalentes a 250 millones de dólares, a moneda constante de 2022, siendo los principales rubros de inversión la renovación, reparación, mantenimiento y distribución, que representaron un 70 por ciento de las inversiones; la necesaria actualización de los sistemas informáticos, que representó un 15 por ciento de las inversiones; y la renovación de medidores, en un 8 por ciento.

Asimismo, fuera del programa de inversiones obligatorias acordado en la Revisión Tarifaria Integral vigente para el período 2017-2022, y aun cuando se encuentra suspendida la RTI vigente, no existe compromiso de inversiones obligatorias en el marco del acuerdo transitorio de renegociación celebrado por el Estado nacional en mayo de 2021, Metrogas realizó igualmente inversiones adicionales necesarias y recurrentes para prestar un servicio seguro y confiable. Los montos invertidos en 2020 y 2022 son de 7036 millones de pesos, equivalentes a 82 millones de dólares a moneda constante de diciembre de 2022.

Como se puede observar, entonces, contrariamente a lo que livianamente se afirma a veces en relación a las distribuidoras de gas natural, Metrogas ha debido realizar, y ha realizado, inversiones por montos superiores a lo que sus ingresos tarifarios les permitieron y no ha repartido, por ende, dinero a los accionistas en 22 años de los 30 años de licencia transcurridos, habiendo destinando todos sus recursos a la operación de la compañía.

Por otro lado, un nivel tarifario acorde a la Ley de Gas, no solo debe permitir la realización de las inversiones necesarias para evitar el deterioro de los activos, por lo que es igual el sistema de distribución de gas natural, sino también posibilitar la expansión de la red de distribución, ya que solo así será factible el acceso a dicho servicio público por un mayor número de usuarios residenciales.

En este tramo de la exposición nos adentramos a los aspectos generales de la tarifa, a las alternativas de incremento solicitado para las tarifas de distribución y a los impactos en factura final.

En esta diapositiva podemos observar cómo ha variado la participación de los distintos componentes que conforman la factura final de los usuarios residenciales en la medida en que han perdido participación en ella los componentes regulados, transporte y distribución; estos han pasado de una participación conjunta de 64 por ciento de la factura a una de 40 por ciento para usuarios de Nivel 2 de la segmentación y del 22 por ciento para usuarios del Nivel 1 de segmentación. Y ha crecido la participación del precio del gas en boca de pozo y los impuestos, que pasaron de representar el 36 por ciento de la factura al 60 y 78 por ciento para los niveles 2 y 1 de segmentación, respectivamente.

La participación del Nivel 3 se encuentra, en ambos casos, en un punto intermedio entre los niveles 1 y 2 de segmentación.

En el caso del margen de distribución, esa caída ha sido del 30 y del 60 por ciento aproximadamente para el usuario promedio de Metrogas con niveles 2 y 1 de segmentación, respectivamente.

Por otro lado, los usuarios residenciales son los que tienen mayor participación en el componente de distribución, con el 17 por ciento de la factura para un usuario

residencial tarifa 2.3 del Nivel 3 de segmentación, versus un 6 por ciento de participación para la distribución que tienen los usuarios comerciales, y del 7 por ciento los usuarios industriales. Es por eso que consideramos razonable y conveniente diferenciar los aumentos entre estos segmentos de usuarios para morigerar los impactos en la factura final de los usuarios residenciales.

En el Anexo 1 del informe de exposición presentado para esta audiencia hemos incluido y solicitado los incrementos pendientes en las tarifas de distribución correspondientes a la aplicación de la Revisión Tarifaria Integral vigente aprobada por la Resolución ENARGAS 4356/2017, en tanto es aquello a lo que tiene derecho esta compañía conforme el marco regulatorio.

No obstante, en forma subsidiaria, en el marco de la extensión de la renegociación de la RTI que resulta del Decreto 815/22, y sin renunciar a los derechos emergentes del marco regulatorio vigente, sometemos también a consideración del Anexo 2 un incremento en las tarifas de distribución del 190 por ciento para su aplicación transitoria desde el 1º de febrero de 2023 al 30 de abril de 2023, y su posterior ajuste cada tres meses sobre la base del Índice de Precios al PorMmayor, nivel general, si no se arribara antes a un acuerdo definitivo que ponga fin a la renegociación de la RTI vigente.

Conforme se expuso en el informe presentado para esta audiencia, este incremento considera únicamente la inflación de los años 2020 a mayo de 2023, y el descuento de los incrementos transitorios otorgados de esta compañía en junio de 2021 y marzo de 2022. Se consideró la inflación real a octubre de 2022 más la proyección de los meses subsiguientes, según el informe de Relevamiento de Expectativas del Mercado del Banco Central.

El incremento mencionado del 190 por ciento sumado al incremento percibido en junio de 2021 y marzo de 2022 -es decir, entre ambos, en promedio, un 86 por ciento- arroja un incremento similar de 440 por ciento que tuvo de incremento el índice de variación salarial, o menor de 477 por ciento del índice de precios al consumidor para el mismo período mencionado.

En función de lo que hemos dicho anteriormente, en relación con la diferente participación que tiene el componente de distribución en la factura final según el tipo de usuario, en nuestro informe hemos presentado dos alternativas de implementación del aumento transitorio solicitado subsidiariamente, diferenciando entre los componentes fijos y variables. En la primera alternativa se propone mantener el incremento planteado en el Anexo 1 para GNC y grandes usuarios y para los usuarios residenciales y comerciales; se solicita un incremento de 212 por ciento para todos los conceptos. De esta manera, se obtendría un incremento en el margen de distribución de 190 por ciento antes mencionado.

Para un usuario residencial, ello implica un incremento en su factura promedio de 1587 pesos por mes, lo cual representa un 49 por ciento de incremento respecto de su factura final.

Para un usuario comercial, el incremento sería de 4245 pesos por mes, lo cual representa un 47 por ciento de aumento en la factura final.

Para grandes usuarios, el incremento porcentual respecto de su costo actual, considerando el gas, el transporte y la distribución, sería de 3,3 por ciento para un usuario industrial y de un 10,5 por ciento para una estación de expendio de GNC.

En la segunda alternativa para un usuario de GNC y grandes usuarios se mantiene el criterio de la alternativa 1 y para los usuarios residenciales y comerciales el incremento se traduce a través de un único cargo fijo adicional de 1210 pesos mensuales para usuarios residenciales y 2170 pesos por mes para comerciales, mientras el cargo variable se

mantiene sin incrementos. De esta manera, se mantendría el mismo incremento en el margen de distribución que la alternativa 1 de 190 por ciento. Y se podría disminuir el impacto en las facturas de los períodos invernales distribuyendo el incremento a lo largo del año.

Para los usuarios residenciales, ello implica un incremento promedio de 1596 pesos por mes, que representa una variación porcentual del 49 por ciento en su factura final.

Para un solo comercial, el incremento sería de 3025 pesos por mes, que representa una variación del 33 por ciento. En el caso de los grandes usuarios y GNC, el incremento es igual a los montos indicados para la alternativa 1.

En razón de todo lo expuesto, Metrogas solicita que se aprueben los márgenes de distribución requeridos y la actualización de las tasas y cargos por prestaciones a los usuarios incluidos en los cuadros tarifarios incorporados al expediente, objeto de la presente audiencia, con vigencia a partir del 1º de febrero de 2023 para garantizar el abastecimiento respectivo, así como la continuidad y accesibilidad de un servicio público en condiciones de seguridad de acuerdo a lo establecido en el Decreto 1020/2020.

Asimismo, se realicen los análisis trimestrales de la tarifa transitoria que se defina producto de esta audiencia hasta tanto se realice la renegociación de la RTI.

Se cumplan las premisas del marco regulatorio respecto de las variaciones del costo de gas y transporte, numerales 9.4.2 y 9.4.3 de las reglas básicas de la licencia de distribución, incluyendo la neutralidad tanto en el costo de gas que adquiere esta distribuidora para atender la demanda de sus usuarios, cumplimiento del *pass through*, como en el cálculo de las diferencias diarias acumuladas, así como los costos adicionales de comisiones de cobranzas y por gas natural no contabilizado producto de la implementación de la segmentación y la Resolución 214/22.

Se regularicen el reconocimiento y traslado de tasas municipales, las diferencias entre lo pagado y facturado por el Fondo Fiduciario, Artículo 75 de la Ley 25565, y las devoluciones por compensaciones por Tarifa Social de la Resolución 508/2017.

Se continúe, asimismo, con los actos y procesos administrativos correspondientes para la implementación de la renegociación de la RTI en los plazos estipulados en el Decreto 1020/2020, prorrogado por el Decreto 815/22, a los efectos de dar la previsibilidad y el financiamiento que permita prestar un servicio público a su cargo en condiciones de seguridad, sustentabilidad y calidad que establece la licencia.

Desde ya, muchas gracias por su atención brindada.

8.- Sr. José Luis Fernández Fontana

Sra. Moderadora (Peralta).- Vamos a continuar con el número de orden 8, José Luis Fernández Fontana, en representación de Naturgy Ban S.A.

Sr. Fernández Fontana.- Muchas gracias, señor presidente de la audiencia, y buenos días a los presentes que participan de la misma. Mi nombre es José Luis Fernández, y estoy representando a la Compañía Naturgy Ban S.A.

-Se proyectan filminas.

Sr. Fernández Fontana.- Me presento en esta audiencia con el objeto de explicar las razones que manifiestan la necesidad impostergable de aprobar la adecuación transitoria de la tarifa del servicio público de distribución de gas que presta nuestra compañía.

Quiero destacar que lo que se va a exponer es un resumen de lo que se ha presentado el 16 de diciembre al ENARGAS en el marco del Decreto 1020 y 815 que prorrogó por el plazo de un año la renegociación de la RTI vigente, vinculado con cuadros tarifarios de transición, así como la información de sustento de estos. Por lo tanto, la participación de Naturgy en esta audiencia es con el objeto de solicitar una tarifa transitoria de distribución que permita a la compañía solventar los costos necesarios para la prestación del servicio de distribución de gas en condiciones de seguridad y confiabilidad.

El 28 de diciembre de 2022 Naturgy ha cumplido 30 años trabajando para los bonaerenses, prestando el servicio público de distribución de gas en condiciones de seguridad y confiabilidad, todo ello en el marco de la plena vigencia de la Ley 24076 que define el marco regulatorio de la actividad, que prevé un nivel tarifario justo y razonable para los usuarios y una rentabilidad razonable para las prestadoras del servicio.

En este contexto, queremos dejar claro que nuestra participación en este acto no implica consentimiento ni reconocimiento alguno a los cuestionamientos sobre la RTI vigente ni renuncia a los reclamos que pudieran corresponder con motivo del congelamiento tarifario y las deficiencias del régimen tarifario transitorio. La distribuidora tiene derecho a una indemnización para compensar los efectos de la demora en la aplicación de los aumentos de tarifas que le corresponden por la RTI vigente y el marco regulatorio de la actividad.

Naturgy es la licenciataria del servicio de distribución por redes de la zona norte y oeste del Gran Buenos Aires desde el año 1992, con un alcance de 30 municipios de la provincia de Buenos Aires, con una extensión de 15.000 kilómetros cuadrados de área de concesión.

Es la segunda distribuidora del país con número de clientes; participa del 15 por ciento del total de ventas del mercado residencial y comercial y brinda suministro a comercios, industrias y estaciones de GNC.

El área de distribución de la compañía abarca una de las zonas más densamente pobladas del país, en la que se concentran grandes conglomerados urbanos e importantes parques industriales.

Actualmente, brindamos nuestros servicios a más de 8 millones de habitantes. Es decir, 1 de cada 6 usuarios de gas natural de la República Argentina es cliente de Naturgy.

En lo referido al alcance de la prestación del servicio, presentaremos las principales magnitudes de la compañía al 30 de septiembre de 2022. Actualmente, prestamos servicio a 1.68 millones de clientes, el volumen de venta de gas es de 1999 millones de metros cúbicos y la red de distribución tiene una extensión de 27.179 kilómetros. Estas cifras llevan implícita la expansión del sistema, habiéndose generado las siguientes magnitudes desde el año 1992. Se ha producido un incremento neto de clientes de 767.888, las inversiones acumuladas han sido de 783 millones de dólares y, por último, la ampliación de la red ha sido de 11.920 kilómetros de extensión.

Los accionistas de la compañía son Invergas, con un 51 por ciento, y Naturgy Argentina, con un 19 por ciento. También tiene participación el Estado a través del Fondo de Garantía de Estabilidad con un 26,63 por ciento y, por último, hay inversores privados mediante la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, que tienen una participación del 3,37 por ciento.

Nos parece adecuado hacer un repaso de los antecedentes del sector presentando los distintos hitos que han afectado el proceso tarifario desde el año 2002 hasta la fecha para explicar la situación en la que se encuentra actualmente la compañía.

En el período 2002 a 2016 ha existido un congelamiento tarifario, como es sabido, a raíz de la crisis económica y de la caída de la convertibilidad y se ha sancionado la Ley de Emergencia 25.561, que ha declarado la emergencia social que se extendió hasta el 31 de diciembre de 2017.

La misma norma dispuso la obligación de iniciar un proceso de renegociación contractual entre Naturgy y el Estado argentino, que concluyó con la firma del Acta Acuerdo en el año 2006, y recién a finales del 2016 fue objeto de debate en audiencia pública, es decir 10 años después de lo establecido.

En diciembre del 2016 se realizó la audiencia pública en la cual Naturgy presentó su propuesta tarifaria tendiente a simplificar la compleja estructura que tenía en su momento con un importante plan de inversiones para el quinquenio 2017-2022.

En marzo de 2017, finalmente, fue publicada en *Boletín Oficial* la Resolución 4354 que diera vigor a la RTI vigente, con vigencia hasta el año 2022. En octubre de 2018 se produce el primer incumplimiento de la RTI vigente, al aplicarse un incremento del 11 por ciento por debajo del IPIM, indicador definido como índice de actualización de tarifa semestral.

En abril de 2019, la Resolución 521 de la Secretaría de Energía determinó la postergación de los ajustes semestrales, por lo que la última actualización semestral fue en abril de 2019. En diciembre de 2019, con la asunción del actual Gobierno, se dictó la Ley de Solidaridad Social N° 27.541 en el marco de la emergencia pública, congelando las tarifas que finalmente duró por 360 días.

En diciembre de 2020 se emite el DNU 1020/2020 con la finalidad de materializar una nueva renegociación tarifaria integral, en el plazo máximo de dos años, que ordena disponer de tarifas transitorias que permitan la prestación de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural en condiciones de seguridad y garantizando el abastecimiento respectivo.

En junio de 2021, el ENARGAS ha establecido la primera tarifa transitoria que ha generado un incremento medio del margen de distribución de un 26 por ciento para Naturgy Ban, que ha sido por debajo de la inflación minorista considerada para todo el año según el Indec, que ha sido del 50.9 por ciento.

En marzo de 2022, el ENARGAS determinó una adecuación de tarifa transitoria adicional, con un incremento medio del margen de distribución para Naturgy de un 40 por ciento que, respecto a 94.4 de inflación que está proyectado por el REM para el cierre del 2022, muestra un deterioro significativo de los ingresos percibidos por la distribuidora.

Es de mencionar, además, que este ajuste se vio posteriormente reducido significativamente debido al no reconocimiento de los mayores costos del gas no contabilizado, en ocasión de la variación del precio PIST en la tarifa.

Por lo tanto, lo que quiero enfatizar es que, de los últimos 20 años, en 15 años hubo congelamiento tarifario y en los últimos dos, los incrementos otorgados fueron insuficientes. Todo ello provoca la grave situación que atraviesa el sector afectando directamente a la cadena de pagos, con riesgo de impactar en la calidad de servicio. Por lo tanto, se torna necesario e ineludible la aprobación de la propuesta de la tarifa transitoria que se planteará en esta audiencia.

En esta gráfica queremos poner en evidencia el impacto que ha tenido para las empresas del sector el efecto de la inflación considerando la evolución de diversos índices de precios y del propio margen de distribución desde diciembre del 2019 y proyectado a diciembre de 2022. Como se puede observar, la evolución promedio de los salarios, el índice de construcción, IPC y el IPIM estuvieron en el orden del 296 por ciento y 315 por

ciento de incremento. Si tomamos la devaluación de la moneda, tomando como referencia el Dólar MEP, tuvo una devaluación del 352 por ciento y si tomamos el Dólar oficial, fue del 193 por ciento. Se recuerda que para el mismo lapso el incremento del margen de distribución ha sido del 76 por ciento como se presenta en la línea roja, muy por debajo del resto de los indicadores.

Por lo tanto, se pone en relieve la gran pérdida de poder de compra, y por lo tanto, el deterioro en todos los indicadores económicos y financieros de la compañía, más allá de los continuos esfuerzos de reducción de los gastos y la ejecución de inversiones para el mantenimiento de la seguridad y confiabilidad del servicio.

Si hacemos un análisis económico de la compañía, surge de forma evidente que Naturgy se encuentra operando actualmente con un creciente y acelerado deterioro de su situación debido a la combinación de falta de aumento de los ingresos y un permanente y significativo aumento de los costos de operación e inversión debido al efecto de la inflación.

Con todo lo mencionado, la evolución de los estados financieros cerrados, comparando los períodos del 2019, que fue el último año de aplicación de la RTI vigente con el del 2022, en moneda homogénea a septiembre de 2022, se puede ver claramente el deterioro de los márgenes de distribución con una caída del 40 por ciento y en los resultados operativos con una caída del 43 por ciento. En ese sentido, la evolución de los gastos operativos exponen los esfuerzos acometidos desde Naturgy para hacer eficientes en su proceso, con una caída del 37 por ciento en el período analizado, que ha permitido garantizar la seguridad y calidad del servicio.

Es necesario mencionar como relevante que la compañía no ha repartido dividendos desde el año 2012, es decir los últimos 10 años la compañía no ha repartido dividendos.

Por lo tanto, es necesario destacar que si no se percibe el incremento tarifario solicitado, al no poder contar con los recursos tarifarios suficientes para cubrir sus costos, la distribuidora se verá afectada directamente en su cadena de pagos.

Para situar a los asistentes en el objetivo de nuestra presentación, la propuesta de adecuación transitoria que se va a presentar en esta audiencia corresponde exclusivamente al segmento de distribución, la que tiene una participación del 18 por ciento en la factura final promedio de un cliente residencial Nivel 3.

Es de destacar que, con referencia a la factura final de 2019, la participación del segmento de distribución ha caído un 6 por ciento, ya que tenía una participación del 24 por ciento. Y si tomamos el componente gas, se ha incrementado en un 8 por ciento, al tener en ese momento un 40 por ciento de participación.

Por lo tanto, nuestra solicitud de tarifa transitoria objeto de la audiencia que estamos celebrando es la siguiente: esta distribuidora ha efectuado el cálculo de la adecuación tarifaria que le corresponde conforme con la normativa vigente, que surge del IPIM adeudado desde el congelamiento tarifario y desde abril de 2019 hasta la fecha, considerando el diferencial de ajuste que no se ha recibido en octubre de 2018 y la tarifa transitoria percibida en junio del 2021 y marzo de 2022, sobre esa base e incluyendo el efecto del mayor costo de gas natural no contabilizado, producto de la variación del precio del PIST en la tarifa del último año, el incremento medio solicitado, como se ve en el círculo azul, es del 265 por ciento. Sin perjuicio de ello conforme lo solicitado por el Ente Regulador y como alternativa subsidiaria, esta distribuidora ha efectuado el cálculo del aumento mínimo que requiere para garantizar la prestación del servicio en condiciones de seguridad y confiabilidad, y no afectar la cadena de pagos: es del 189 por ciento,

promedio, a partir del 1° de febrero de 2023 con ajustes trimestrales conforme a la evolución de la economía.

Si vemos el impacto en la factura final para un cliente medio promedio residencial para los tres niveles definidos en la segmentación, el incremento va a ser de 1648 pesos en su factura. Si vamos a las pymes, va a ser de 8565 pesos por cada mil metros cúbicos consumidos. Para la industria va a ser de 6058 pesos por cada mil metros cúbicos consumidos. Para GNC va a ser de 19 pesos por cada carga de combustible que se haga. Es necesario mencionar que para el cálculo no se han considerado incrementos en el costo del gas ni del transporte.

Dentro de las solicitudes presentadas al ENARGAS estos últimos meses, es necesario presentar los siguientes temas relevantes a considerar: con relación a la Revisión Tarifaria Integral, esta licenciataria ha solicitado una urgente recomposición de sus ingresos. Asimismo, ha presentado su estimación de requerimiento de ingreso para el próximo quinquenio. Ello, a fin de que pueda arribarse a la mayor brevedad al mencionado acuerdo definitivo.

Otro tema que nos afecta significativamente es el gas natural no contabilizado. Naturgy planteó reiteradamente al ENARGAS y a la Secretaría de Energía el perjuicio generado en ecuación económico-financiera por el no reconocimiento de los mayores costos del GNNC ante las variaciones en el precio PIST, entre otros costos afectados por el incremento del gas como las comisiones bancarias e incobrables. Dicho impacto ascendió en 2022 a más de 3400 millones de pesos. En consecuencia, esta licenciataria ratifica que en el nuevo acuerdo transitorio deberá preverse expresamente el ajuste inmediato de las tarifas de distribución para cubrir los mayores costos del GNNC y otros como los incobrables y las comisiones bancarias, vinculados a cada nueva variación en el precio PIST.

Con relación a las diferencias diarias acumuladas, al ENARGAS se le ha presentado la documentación con la cuenta corriente originada con el siguiente criterio de cálculo: se ha considerado un corte a junio de 2022; se hizo una actualización financiera según las reglas básicas de las licencias de distribución, hasta diciembre de 2022; se aplicó el criterio de metodología de reglas básicas; se definió una compensación en doce meses y no se ha incluido devolución por combustible por considerar que corresponde al costo de transporte.

Por lo tanto, el cálculo de las DDA a junio de 2022 arroja un saldo a devolver, destacando asimismo que según nuestras estimaciones ya a octubre de 2002, estas diferencias se encontraban totalmente neutralizadas.

Antes de finalizar mi exposición, no quería dejar pasar esta oportunidad para exponer algunos otros temas de índole económico y financiero que tienen un impacto significativo en la situación actual de Naturgy.

En primer lugar, solicitamos que el ENARGAS autorice de manera urgente la actualización de las tasas municipales que Naturgy debe afrontar en su área de licencia. Estas tasas deben tener un impacto neutro en la cuenta de la distribuidora. En la actualidad, el atraso es relevante. Naturgy paga las tasas con valores de 2022 y los usuarios pagan con valores de 2018. Según nuestros cálculos, Naturgy debería recuperar a la fecha unos 575 millones de pesos.

Por otra parte, se encuentra la situación del Fondo Compensador del Régimen de Zona Fría. Según hemos informado a la autoridad regulatoria, el Fondo Compensador tiene una deuda con Naturgy de 649 millones de pesos a noviembre de 2022. Este monto no considera los intereses corridos a dicho momento.

Por otra parte, se requiere corregir a la brevedad la metodología del recargo a trasladar en facturas a fin de asegurar la integridad de la licenciataria, como prevé el régimen aplicable tal lo planteado por Naturgy en diferentes recursos presentados.

Por último, con respecto a los beneficios sociales del precio del gas, tema Tarifa Social, régimen de entidad de bien público, a diciembre de 2022, el Estado adeuda un total de 1139 millones de pesos, desde febrero de 2022, entre anticipo, ajustes y sin incluir intereses. Por lo tanto, se requiere el estricto cumplimiento de los términos de la *resolución del MINEM 508/17 y del ENARGAS 273/18 para el adecuado funcionamiento del régimen.*

Nuestro petitorio es el siguiente: primero, implementación de la tarifa de transición propuesta en esta audiencia a partir del 1° de febrero de 2023 con ajustes intermedios trimestrales; en segundo lugar, cualquier variación introducida en el costo del gas deben ser reconocidos oportunamente a través del mecanismo de *pass through*, con la correspondiente compensación de los mayores costos del GNNC, entre otros vinculados al componente gas que garantice para las distribuidoras el principio de la neutralidad económica que se encuentra definido en la reglas básicas de la licencia de distribución; en tercer lugar, establecer un calendario de actividades que permita cumplir el plazo máximo de un año, establecido en el DNU 815/2022 en el proceso de renegociación de Tarifa Integral que permita contar con certidumbre regulatoria y normalización de la actividad conforme al marco regulatorio; en cuarto lugar, tener presente las reservas de derecho planteadas en la documentación técnica presentada por Naturgy de fecha 16 de diciembre de 2022, cuyos términos ratifico en su totalidad y las pautas requeridas para la celebración de un nuevo acuerdo transitorio por el plazo establecido en el Decreto 815/22; en quinto lugar, dar solución a los temas expuestos respecto a las tasas municipales y al mecanismo y montos pendientes de recupero del Fondo Compensador por consumos residenciales e intervenir en la resolución de la deuda por contraprestaciones por Tarifa Social.

Desde ya, muchas gracias por su atención.

10.- Sra. Marcela Claudia Córdoba

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el número de orden 10, Marcela Claudia Córdoba, en representación de Gasnor S.A.

Sra. Córdoba.- Muy buenos días, señor presidente, autoridades de ENARGAS y asistentes por medio virtual de esta audiencia pública. Mi nombre es Marcela Córdoba y expondré a continuación en representación de la distribuidora Gasnor S.A.

-Se proyectan filminas.

Sra. Córdoba.- En primer lugar, presentaré a la compañía. Seguidamente, los antecedentes de esta adecuación tarifaria de transición y, finalmente, nuestra solicitud al respecto.

Recientemente, en diciembre de 2022 hemos cumplido 30 años brindando el servicio de distribución de gas natural por redes en las provincias de Santiago del Estero, Tucumán, Salta y Jujuy, a hogares, comercios, estaciones de GNC y las diferentes actividades industriales que se desarrollan en la región.

Nuestra área licenciada abarca el 13 por ciento de la superficie continental del país, lo cual requiere la incorporación y el reforzamiento de costosa infraestructura, conformada por gasoductos y redes que permiten unir la extensa región de 600 kilómetros

de ancho y 900 kilómetros de longitud. El área se caracteriza por una geografía y climas muy variados, con llanuras y montañas, siendo la única distribuidora con redes a una altitud de 4200 metros sobre el nivel del mar en el Paso de Jama.

La gestión de Gasnor durante estos 30 años se evidencia en el crecimiento de algunas variables que prácticamente se triplicaron. Como ser, en cantidad de clientes, hoy contamos con más de 575.000 usuarios. En kilómetros y redes de gasoductos, en la actualidad contamos con 12.400 kilómetros. Las localidades abastecidas son 120. Estos valores muestran el compromiso de Gasnor para el desarrollo de la región, para lo cual es imprescindible que la distribuidora cuente con capacidad de concretar inversiones para mantener y expandir el sistema, porque percibe tarifas que permiten cubrir todos los costos de prestación de servicio. En ese contexto, la distribuidora actúa como un motor dinamizador de la economía, generando empleo, tanto directo como indirecto, para aproximadamente 1700 personas.

Cabe aclarar que desde el año 2002, las tarifas de las distribuidoras fueron en algunos periodos congeladas, y en otras, condicionadas, permaneciendo en ese status quo por más tiempo que el resto de las actividades de la economía.

A pesar de las dificultades que hemos tenido que enfrentar durante estos 30 años de prestación de servicio, estamos convencidos de que debemos seguir acompañando el desarrollo de nuestra zona licenciada para que más personas, emprendedoras y de industrias, cuenten con el gas natural, ya que no solo mejora la calidad de vida de las familias, sino que es una energía económica, continua y de menor impacto medioambiental.

Con relación al incremento de la tarifa que solicitamos, previamente haré una reseña sobre las disposiciones del marco regulatorio de gas acerca del ajuste semestral de las tarifas de distribución, a fin de conservar en moneda constante el nivel tarifario determinado en cada revisión tarifaria.

Con relación a esto, en abril de 2017, la Resolución ENARGAS 4353, que aprobó la Revisión Tarifaria Integral para Gasnor, luego de casi 20 años de realizada la última revisión quinquenal, estableció una metodología de adecuación semestral que consiste en la aplicación del Índice de Precios Internos al Por Mayor, nivel general, IPIM, publicado por el Indec. Este ajuste se aplicó hasta abril de 2019.

El ajuste correspondiente a octubre de 2019 fue diferido por la Secretaría de Energía y finalmente suspendido en diciembre de 2019, por la Ley de Solidaridad 27.541, facultando al Poder Ejecutivo Nacional a iniciar un proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral vigente.

En diciembre de 2020, se dictó el Decreto 1020 que dispuso un régimen tarifario de transición y estableció el plazo máximo de dos años para arribar a un acuerdo definitivo. En ese marco se celebró el acuerdo transitorio de renegociación y luego de dos años sin adecuación de nuestros ingresos, ENARGAS en junio de 2021 y luego en marzo de 2022, aprobó cuadros tarifarios de transición. El acuerdo definitivo de renegociación debía culminar el pasado 17 de diciembre de 2022, en vistas al inminente vencimiento del mencionado plazo, sin que se haya arribado al mismo. Gasnor, un mes antes, solicitó a ENARGAS una urgente adecuación tarifaria transitoria de su margen de distribución que contemple los niveles de inflación actuales. Posteriormente, el 7 de diciembre de 2022, el Poder Ejecutivo de la Nación, mediante Decreto 815, prorrogó por un año a partir de su vencimiento el Decreto 1020, ordenando a ENARGAS a realizar una nueva adecuación tarifaria de transición. Ahora bien, este diferimiento pospone la finalización de la renegociación de la revisión tarifaria, lo que impide a esta distribuidora contar desde

este mes de enero de 2023 con los ingresos necesarios para cubrir los costos de prestación del servicio conforme lo establece el marco regulatorio.

En tal sentido, apelamos a que ENARGAS finalice la renegociación de la Revisión Tarifaria Integral a fin de retomar las condiciones establecidas en la licencia que hacen a la sostenibilidad en el tiempo y a la accesibilidad del servicio.

Así las cosas, ENARGAS convocó mediante Resolución 523/ 2022 a esta audiencia pública con el objeto de poner a consideración la adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de distribución de gas por redes, de traslado de tarifas del precio de gas comprado y las diferencias diarias acumuladas correspondientes. A tal fin, esta distribuidora expondrá su propuesta y adecuación de los cuadros tarifarios con información y sustento presentada en la autoridad regulatoria en fecha 16 de diciembre de 2022.

Para una mejor comprensión de los costos de prestación del servicio que debe cubrir Gasnor con los ingresos provenientes de las tarifas, mencionamos que los mismos incluyen los costos de operación y mantenimiento, las inversiones y una rentabilidad razonable.

Asimismo, conforme ya fuera explicado, la tarifa de distribución debe ajustarse semestralmente por IPIM.

El acuerdo transitorio de renegociación suscripto en 2021 otorgó un aumento sustancialmente inferior al IPIM, y por ello no contempló un plan de inversiones obligatorias ni la retribución al capital invertido.

Al respecto, los incrementos acumulados en los ingresos de distribución otorgados a Gasnor durante los años 2021 y 2022 fueron de apenas un 81 por ciento, en el marco del régimen de transición, mientras que el IPIM tuvo una variación de 508 entre febrero de 2019, que fue la última adecuación tarifaria, y diciembre de 2022, la que conforme la normativa vigente correspondió aplicar.

Esto determina un incremento pendiente para Gasnor de 235 por ciento. Asimismo, si comparamos estas variaciones con otros índices de precios representativos de los costos que debe enfrentar esta distribuidora, también se observa que han crecido sustancialmente respecto de los ajustes de tarifas. A modo de ejemplo, en la gráfica se puede ver la variación de los precios al consumidor nivel general que asciende a 490 por ciento. La misma está alineada a la variación de los salarios sectoriales de nuestra industria y prestadores de servicios. Así también se observa que los materiales de la construcción aumentaron un 629 por ciento, el polietileno un 648 por ciento, el acero un 701 por ciento. Cabe señalar que los valores de noviembre y diciembre fueron estimados. Sin perjuicio de ello, esta distribuidora ha efectuado el cálculo del aumento que mínimamente requiere, considerando que estará vigente por un plazo máximo de un año, periodo durante el cual solicitamos se ajuste por IPIM.

Durante el mismo, efectuaremos las erogaciones primordiales para garantizar la normal prestación del servicio.

En este contexto, la adecuación solicitada a cuenta del incremento pendiente a partir del 1° de febrero de 2023 es de 189 por ciento, que corresponde al 80 por ciento de la variación del IPIM adeudado, mientras que para las tasas y cargos solicitamos una adecuación del 260,72 por ciento. Asimismo, señalamos que Gasnor ha contemplado un incremento diferencial a aplicar solo a los usuarios residenciales, consistente en un 69 por ciento del ajuste pendiente, mientras que para el resto de los usuarios se aplica el total de la variación del IPIM atrasada, conforme solicita ENARGAS en su convocatoria respecto de presentar propuestas con apertura por usuario final.

Por otro lado, en este incremento también se ha contemplado el ajuste necesario adicional para afrontar las variaciones en los costos de gas natural no contabilizado, de comisiones bancarias y de incobrabilidad generadas por los aumentos del precio del gas en 2022 que fueron determinados con posterioridad al ajuste de tarifa de distribución de transición de marzo de 2022, con lo cual no lo contempló.

Finalmente, es necesario aclarar que los precios de gas y de transporte son los vigentes al 31 de diciembre de 2022, por lo cual solicitamos a ENARGAS que contemple los ingresos de distribución de transición de Gasnor con los mayores costos que los eventuales aumentos le generen.

En relación con el abastecimiento de servicio completo, el mismo proviene en su totalidad de importaciones de Bolivia, dada la imposibilidad de proveerlos con algún productor local, en la cuenca noroeste, como consecuencia de su declinación continua.

Esta distribuidora cuenta con acuerdos de suministros con ENARSA hasta diciembre de 2024, de manera que acreditamos tener contratado más del 50 por ciento de nuestra demanda conforme lo establecen las reglas básicas de la licencia.

Respecto de los precios del gas natural, se consideran los vigentes a la fecha, que surgen de la aplicación del Decreto 332/22 y normativas sucesivas que determinó un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales en función de su capacidad de pago.

Adicionalmente, Gasnor realizó el cálculo de las diferencias diarias acumuladas, las que se originan por la diferencia del precio del gas reconocido en tarifa y el precio del gas comprado por este distribuidor. Las mismas ascienden a 286 millones de pesos a recuperar y se originaron entre enero de 2018 a junio de 2022. Estas diferencias deben ser trasladadas a las tarifas de los usuarios a los efectos de garantizar la neutralidad para la distribuidora en la compra de gas, conforme lo dispone la normativa.

El período de recupero propuesto es entre los meses de febrero y diciembre, ambos de 2023

El incremento de la tarifa de transición presentado corresponde exclusivamente al margen de distribución que es el único ingreso que percibe Gasnor con el cual hace frente a todas las erogaciones necesarias para la prestación del servicio. En la gráfica se observa la factura actual de un hogar de la subzona Salta perteneciente a la categoría R2.1, Nivel 3, que recibe parcialmente subsidio por el gas que consume. En la misma se puede observar que el margen de distribución representa el 21 por ciento, mientras que el 79 por ciento restante lo perciben los proveedores de gas, la transportista y el Estado a través de los impuestos que recauda.

Dado que el 75 por ciento de los usuarios residenciales se encuentran comprendidos dentro de las categorías tarifarias R1 y R2.2, a continuación, se exponen los impactos de las facturas finales para un usuario residencial 2.1, que consume 62 metros cúbicos por mes en la subzona Salta y 37 metros cúbicos por mes en la subzona Tucumán.

En la subzona Salta, la propuesta generará un incremento en su factura final de 880 pesos mensuales con impuestos, independientemente de su nivel. Entonces, el usuario residencial Nivel 3 abonará en promedio 2483 pesos por mes. De la misma manera, si este usuario está alcanzado por el régimen de zona fría que representa el 54 por ciento de los usuarios residenciales de la subzona, el incremento sería de 616 pesos mensuales y abonaría, en promedio, 738 pesos por mes.

En la subzona Tucumán, la propuesta generará un incremento en su factura final de 829 pesos mensuales; un usuario Nivel 3 abonará en promedio 1993 pesos por mes. En relación con los usuarios comerciales que consumen en promedio 186 metros cúbicos

por mes, el incremento de su factura será de 5147 pesos. Para una estación de GNC que consume 90.000 metros cúbicos por mes, el incremento de su factura monómica sería de 3,2 pesos por metro cúbico.

Finalmente, en el caso de una industria que consume 250.000 metros cúbicos por mes, el incremento de su tarifa monómica sería de 1,7 pesos por metro cúbico.

Conforme la nota de presentación de cuadros tarifarios de esta audiencia, hemos indicado temas adicionales que requieren tratamiento y definición por parte de ENARGAS, entre ellos mencionamos los siguientes: en el supuesto de que el abastecimiento de Gasnor provenga total o parcialmente de otra ruta de transporte a partir de la culminación de las obras de refuerzo asociadas al gasoducto Presidente Néstor Kirchner y reversiones de flujo hacia el norte, ENARGAS deberá incluir el impacto en los ingresos y costos no considerados en esta presentación.

Solicitamos que los usuarios del servicio P, con consumos mayores a 180.000 metros cúbicos por año, que opten por el abastecimiento de servicio completo de la distribuidora, conforme lo establece la Resolución ENARGAS 130/21, mantengan el cargo fijo que tenían al momento previo a ejercer la opción.

Solicitamos a ENARGAS la actualización de coeficientes y recupero de balances de las tasas municipales que actualmente se encuentran pendientes de autorización.

Finalmente, destacamos que la presentación de estos cuadros tarifarios de transición no implican renuncia a nuestro derecho a la adecuación tarifaria que conforme la normativa vigente nos corresponde, y al mantenimiento de equilibrio de la ecuación económico-financiera de manera que los ingresos sean suficientes para cubrir los costos operativos, restituyendo el nivel de inversiones óptimo y obteniendo una rentabilidad razonable. No implica, asimismo, renuncia alguna al reclamo administrativo previo presentado por Gasnor el 4 de diciembre del 2020, como así tampoco consentimiento ni reconocimiento alguno de las disposiciones de los decretos 1020/20 y 815/22, manteniendo las reservas incluidas en nuestra nota 41/22.

Por todo lo expuesto, solicitamos a la autoridad regulatoria que tenga por presentada la propuesta de cuadro tarifario que incluye la tarifa de distribución de transición, las diferencias de áreas acumuladas que ajustan el precio del gas a trasladar a los usuarios y los cuadros de tasas y cargos, los cuales deberían entrar en vigencia a partir del 1° de febrero de 2023. Pedimos que se resuelvan las consideraciones adicionales solicitadas por esa distribuidora, teniendo presente la reserva de derechos efectuada; que mantenga el valor de la tarifa de transición en el tiempo mediante ajustes por IPIM; que se cumpla con los plazos establecidos en los decretos 1020/20 y 815/22 en relación con la renegociación tarifaria integral.

Muchas gracias por su atención.

12.- Sr. Alejandro Pérez

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el número de orden 12 y 14, Alejandro Pérez, quien expondrá en representación de Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Camuzzi Gas del Sur S.A.

Sr. Pérez.- Buenos días a todos los presentes.

Soy Alejandro Pérez, gerente comercial de Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur. Los colegas que me precedieron ya explicaron el marco regulatorio en el cual se enmarca esta audiencia pública. En mi caso, trataré de hacer foco en dos o tres conceptos que nos interesan que se lleven de esta presentación.

- Se proyectan filminas.

Sr. Pérez.- El primer *slide* es una breve presentación de las compañías. Sobre el margen izquierdo, en celeste, está el área que cubre Camuzzi Gas del Sur; en azul, el área cubierta por Camuzzi Gas Pampeana. Como bien se indica, cubrimos el 45 por ciento del territorio nacional. Tenemos más de 1600 familias con empleo directo; 10.000 millones de metros cúbicos que distribuimos en el año. Operamos 820 estaciones reguladoras y 6 plantas compresoras.

Me parece importante resaltar el cuadro final, donde se puede ver, tanto para las redes de ramales y gasoductos, las localidades que abastecemos y los usuarios que tenemos, el salto que hubo entre 1993, con comienzo de la licencia, y diciembre 2022, donde puede verse que, en la totalidad de los casos, supera más del 100 por ciento el incremento.

Vamos a meternos en uno de esos conceptos, que mencionaba antes y queremos reforzar. Este *slide* lo mencionamos en todas las audiencias públicas, pero por algún motivo no logramos que penetre. Sobre el margen izquierdo está la factura tipo de Camuzzi. Recuadrado en azul están los conceptos que el usuario paga. A la derecha, figura qué incluyen esos conceptos. En este caso, la primera aclaración es que está hecho para un residencial R3.1, que es el usuario tipo en el caso de nuestra distribuidora, que se encuentra en la subzona de Buenos Aires. Para esa factura, el 55 por ciento de lo que abona el usuario es gas; el 6 por ciento, transporte; el 9 por ciento, distribución; y el 30 por ciento, impuestos.

Si nos movemos a lo largo de las diferentes subzonas de Camuzzi Pampeana y Camuzzi Sur, ese 9 por ciento va a ir, de un 6 a un 14 por ciento. Hay algunos casos con 15, por alguna particularidad, pero, en general, prácticamente la totalidad de los usuarios están en una tarifa de distribución mínima del 6 por ciento de la factura y el 14, que es el componente de distribución que más se incluye en la factura. Ese 9 por ciento, en el caso que estoy explicando, es el único ingreso que cuenta la distribuidora. Esto es muy importante remarcarlo. Escuchaba a Sebastián, de Metrogas, que hablaba de liviandad. Y estoy de acuerdo. Nosotros somos una empresa regulada. Eso quiere decir que se regula tanto la operación como los ingresos. La tarifa de distribución es el único ingreso para la distribuidora. Como se menciona, incluye lo que es el costo de explotación, el capital de trabajo, las inversiones, los impuestos y la rentabilidad.

Entonces, es entendible que vean a la distribuidora como la cara de la factura de gas que pagan, pero tengamos siempre presente que, en realidad, las distribuidoras son una parte muy chica de la factura de cada usuario.

Este *slide* habla por sí solo. Como dije recién, estuve escuchando a los colegas que me precedieron y todos mostraron la divergencia que hubo entre la variación de los índices macroeconómicos y el aumento que tuvo la distribuidora. La primera aclaración es esta. Van a notar que el incremento del IPIM varía de una presentación a otra. Eso se debe a que todas las distribuidoras tomamos períodos diferentes. En nuestro caso, como se indica ahí, tomamos de abril de 2017 a diciembre de 2022. En este período, el IPIM, que es el índice que se acordó en su momento en la RTI, utilizado para ajustar la tarifa, varió 1185 por ciento, mientras que la tarifa de distribución varió 255 por ciento.

Atrás del IPIM están todos los índices macroeconómicos: el IPC, el IVS. En cualquiera que tomemos se nota la variación sustancialmente mayor a la tarifa de distribución. Lo importante de este *slide* es que mis costos se movieron con esa variación. Eso es lo importante a tener en cuenta. No se trata de mostrar diferencias de aumentos. Mis gastos aumentaron en relación al IPIM 1185 por ciento y mis ingresos aumentaron 255 por ciento.

Ahora vamos a ir metiéndonos en el corazón de la presentación. Lo que ven es un eje de tiempo, que arranca en 2017 y termina en 2022. En celeste está el período que incluye la RTI. En diciembre de 2019, la RTI se suspende. En 2020, no hubo ningún tipo de revisión. En 2021 y 2022, hubo dos RTT, que son revisiones tarifarias transitorias.

Respecto de la primera línea de esferas, en su momento, cuando se hizo la RTI, se fijó como rentabilidad justa y razonable para la compañía un 9,33 por ciento anual. Es un ejercicio teórico. Lo que hicimos acá fue replicar ese ejercicio teórico que se hizo en su momento, para cada año. El ejercicio teórico es la formulita que pueden ver abajo en la izquierda. Se reemplaza cada variable de la ecuación por el valor real que tuvimos en esos años. Reitero: replicando ese ejercicio teórico, con los valores reales que tuvimos en cada año, estos fueron los resultados de la compañía. Estamos hablando de rentabilidad anual.

Ahora voy a explicar por qué tenemos valores tan bajos. Primero, no quiero dejar de mencionar lo que hicimos en Camuzzi a lo largo de estos cinco años. Como bien dice ahí, en ese período la compañía verdaderamente se transformó. Escuchaba hablar a los colegas de la cuestión relacionada con la seguridad de servicio. Hace 30 años que operamos nuestros gasoductos y sabemos que eso no se negocia. La seguridad de servicio es lo primordial. Nosotros operamos todos estos años sin corte de servicio. Acá voy a hacer una aclaración. Cuando hablo de "sin cortes de servicio", me refiero a cortes que se deben a nuestra gestión. Si, por ejemplo, la traza del caño está perfectamente marcada y una persona con una retro levanta el caño, ante eso no hay gestión que podamos realizar. Pero en lo que se refiere a interrupciones por nuestra propia gestión, no tuvimos cortes en estos años.

Desarrollamos herramientas que los usuarios valoraron mucho. El gráfico de la izquierda indica la cantidad de clientes que teníamos en la oficina virtual en 2018: era el 22 por ciento. Ese 22 por ciento, en 2022, saltó a casi el 90 por ciento. Hoy casi el 90 por ciento de los usuarios de Camuzzi están adheridos a la oficina virtual. ¿Por qué? Por lo que dice el gráfico de la derecha. En 2018, el 100 por ciento de los trámites que hacía un usuario de Camuzzi era asistido por una persona de Camuzzi. Hoy ese porcentaje es del 28 por ciento. O sea, el 72 por ciento de los trámites que se hacen en Camuzzi son autogestionables, es decir, que lo pueden hacer en su casa, con el teléfono o con la notebook. Por eso, el usuario valoró mucho este tipo de herramientas que implementamos.

Hicimos una encuesta interna de satisfacción, en la cual claramente no nos vamos a mentir nosotros mismos. La realidad es que más del 70 por ciento de los usuarios tienen una opinión positiva de Camuzzi. Eso no solo es por la eficiencia en el servicio, la atención y la generación de empleo, sino por herramientas como estas. Vuelvo a reiterar: son muy valoradas por los usuarios.

El último punto de este *slide*, que parecería no tener relación con esto, pero honestamente lo considero todo lo contrario: desde hace 3 años certificamos *Great Place to Work*. Esto es una empresa que se dedica a encuestar a los empleados de las compañías para ver cuán contentos están con la compañía en la que trabajan. Nosotros somos la única distribuidora de energía que tiene este certificado. Eso es muy importante. Quiere decir que en estos años, donde la rentabilidad fue tan baja, no solo desarrollamos herramientas que los clientes valoran mucho, sino que también trabajamos mucho puertas adentro. Hoy el empleado de Camuzzi se siente verdaderamente parte. Eso es muy importante y habla mucho de nosotros.

Ahora vamos a explicar por qué tenemos valores tan bajos de rentabilidad. Separamos la explicación en varios ejes. Uno es el deterioro de ingresos. ¿A qué me refiero? Cuando se hizo la RTI 2017, el aumento no se hizo una sola vez, sino que fue

gradual, llegando a abril de 2018 con la tarifa plena. En octubre de 2018, no se utilizó el IPIM, como había estado coordinado en la RTI sino que se usó una polinómica de tres índices: IVS, IPC e IPIM. Ese cambio también deterioró los índices de la compañía. A partir de 2019, se suspenden los ajustes tarifarios. En 2021 y 2022, llega lo que mencioné antes: las RTT. En estos cuadros pueden ver que, en el caso de Camuzzi Gas Pampeana, para la RTT 2021, pedimos 50 por ciento y se otorgó 28 por ciento; para el 2022, pedimos 79 por ciento, y se otorgó 41 por ciento.

En el caso de Camuzzi Gas del Sur, solicitamos 75 por ciento y se otorgó solo 19 por ciento. Y en 2022, solicitamos 119 por ciento y se otorgó 37 por ciento. Esto es importante tenerlo en cuenta, porque esos porcentajes que solicitamos en las revisiones de 2021 y 2022, eran porcentajes que no incluían ningún tipo de ganancias para la compañía. Eran porcentajes que no incluían ningún tipo de cancelación de deuda. Eran porcentajes que respondían al monto de dinero que la compañía necesitaba para operar. Es importante remarcarlo, porque cuando siga la explicación voy a contar cómo tuvimos que ajustarnos, a raíz de que los aumentos no fueron los que solicitamos.

Otro tema son los aumentos de costos. Es muy importante esto. Mis amigos tienden a confundirse cuando aumenta el precio del gas, las distribuidoras de gas no ganan más; de hecho, aumentan los costos. Cada vez que hay un aumento de PIST, los costos de las distribuidoras aumentan, básicamente por tres conceptos. El primero es el gas no contabilizado, que es aquello que tengo que comprar y no puedo facturar. El ejemplo más claro es el ilícito. Cuando una persona se conecta a mi red sin la autorización, ese gas se lo compro al productor y nunca logro facturarlo. El efecto del gas no contabilizado proyectado para 2023 es de 1077 millones en Pampeana y 681 millones en Sur. Esto se adiciona al costo que ya venía arrastrando.

El otro concepto son las comisiones bancarias, que suben con el aumento del gas. En Pampeana es de 150 millones y en Sur, de 82 millones. Finalmente, están los incobrables, que son los usuarios que están conectados, pero por algún motivo no cancelan las facturas. Esto representa 89 millones en Pampeana y 45 millones en Sur.

Si sumamos todos estos conceptos, tenemos que para las dos distribuidoras, el costo proyectado para 2023 es de 2124 millones de pesos, solo en este punto de aumento de costo.

En cuanto a las tasas municipales, también creo que la gente de Naturgy lo ha mencionado. En el caso de Camuzzi, es lo mismo. Las tasas municipales que le estamos pagando a los municipios no está en línea con lo que nosotros le cobramos a los usuarios. Eso, en Pampeana, arrastra una deuda de 152 millones de pesos, y en Sur, 75 millones de pesos.

Hay localidades abastecidas por GNC y GLP. Camuzzi tiene redes donde el gas natural no llega y lo que hacemos es abastecerlas con camiones de gas natural comprimido o GLP, que es el gas de las garrafas. Tenemos que llegar a esas localidades en camiones. El costo de los camiones se va incrementando con la inflación, porque está incluido el impuesto a los combustibles y de servicios. Entonces, en tasas municipales y fletes, GNC y GLP, son dos cuestiones ajenas a nuestra gestión, tenemos casi 500 millones acumulados en Pampeana y 450 millones en Sur.

Respecto del aumento de los costos financieros, está el efecto del IVA. Pido que me perdonen los contadores, pero parece más difícil de lo que es, pero lo van a entender muy fácil. Me voy a referir a cuando el Estado otorga un subsidio del gas, pero previamente voy a dar un ejemplo: le pago al productor 10 pesos, recibo del usuario 5, porque el Estado entiende que el subsidio tiene que ser el 50 por ciento, le facturo 5, y los otros 5 me los paga el Estado nacional. Hasta ahí, la cuenta cierra. ¿Qué pasa cuando le

sumamos el IVA? Redondeemos el IVA en 20 por ciento. Le pago al productor 10, más el 20 por ciento: 12. Le facturo al usuario 5, más el 20 por ciento: 6, más 5 que me paga el Estado nacional, porque los subsidios no van con impuestos, entonces, tengo 11, contra 12 que pagué. Hay un descalce fiscal de la proyección para el 2023, que es de 2900 millones en Pampeana y 4400 millones en Sur. Son 7300 millones por descalce fiscal, si sumamos lo de Pampeana y lo de Sur.

También menciono el pago con retraso. En el ejemplo que di, si esos 5 que cobro del Estado no los cobro en tiempo y forma, también se genera un costo financiero. En el caso de Pampeana, está la 508, que es la tarifa social. Se paga un provisorio y no un definitivo. El último definitivo que se cobró fue en noviembre de 2021. El último provisorio fue en enero de 2022. Hace un año que la compañía no cobra el subsidio por la tarifa social. Lo mismo sucede con las entidades de bien público: desde la implementación en octubre de 2018, no se recibieron pagos. Son 1000 millones de pesos.

Por supuesto, está el incremento de deuda de los subdistribuidores. Ante un atraso tarifario, a los subdistribuidores les afecta y, entonces, se financian o apalancan con las distribuidoras: son 1500 millones en Pampeana y 160 millones en Sur.

Como habrán visto, cualquier ítem que tomemos, ya sea de disminución de ingreso o aumento de costos, son montos muy grandes. Son montos que explican estos resultados negativos que nombré a principio de la exposición.

La pregunta del millón es: ¿cómo hiciste? Yo les estoy contando que tuvimos menos ingresos y más gastos. ¿Cómo hicimos? Lo primero que quiero aclarar es que lo voy a explicar con números, para que se entienda bien. Pero el cómo no es proyectable. Lo que la compañía viene haciendo hasta ahora no se puede proyectar para 2023. Si alguien está pensando: "viste que se la arreglan", no es así. Voy a demostrar con números que no se puede proyectar esa solución en 2023. El cómo no tiene ninguna ciencia. Esa es la realidad. La variable que tuvimos que ajustar son las inversiones.

A la izquierda están viendo un gráfico de Pampeana y, a la derecha, de Sur. Los primeros dos años, las columnas gris oscuro son las inversiones obligatorias a las que se comprometió la compañía con la RTI. Si suman las barras grises con las celestes, verán que están en sintonía. La compañía invirtió lo que dijo que iba a invertir. A partir de 2019, cuando se suspende la RTI, las inversiones ya dejan de ser obligatorias. Las barras gris claro son las inversiones que nosotros hubiésemos hecho si la RTI hubiera continuado. Como eso no fue así, la variable de ajuste fueron las inversiones. Tuvimos que reducir las inversiones a las inversiones impostergables, que son las inversiones de seguridad. Esto no alcanzó y tuvimos que contraer deuda con los productores, especialmente Edesur; y por supuesto, la reducción de la ganancia, que es lo que estuvimos hablando. Las inversiones se redujeron al mínimo, solo a las inversiones impostergables. Se tomó deuda con los productores.

¿Por qué digo que esto no se puede proyectar el año que viene? Vemos arriba Pampeana y abajo, Sur. El gráfico de la izquierda muestra en pesos, desde 2017, cómo evolucionó el margen bruto de la compañía. En el gráfico de la derecha se puede ver en qué se usó ese margen bruto. Los 3454 millones de 2018 se utilizaron, el 28 por ciento en costo laboral; el 34 por ciento, en gastos de O&M; el 21 por ciento, en inversiones.

Como primer punto, cuando se hizo la RTI, se proyectaron lo que se llamó gastos propios, que eran gastos laborales y gastos O&M, en alrededor del 50 por ciento. Se creía que esa fuente iba a ser el 50 por ciento del margen bruto. Como pueden ver, empezamos con el pie izquierdo, porque en Pampeana no fue el 50, sino que fue el 62 por ciento, ya el primer año; y en Sur, fue el 70 por ciento. En 2021 y 2022, tanto en Pampeana como en Sur, esa cuenta tomaba prácticamente la totalidad del margen bruto.

¿Por qué digo que no es proyectable? Si no tuviéramos incremento tarifario en 2023, la proyección para 2023 es que el margen bruto no alcance siquiera para pagar los costos. Los sueldos en Pampeana serían el 117 por ciento del margen bruto, y en Sur, el 148 por ciento. Por eso, insisto, no se puede continuar con esta inercia.

El aumento que estamos pidiendo busca transformar esta columna azul en esta que ustedes ven acá. Es decir, que los sueldos sean el 43 por ciento del margen bruto, que los gastos de O&M sean del 23 por ciento y que las inversiones sean del 24 por ciento, en el caso de Pampeana, y algo muy similar en el caso de Sur. O sea, no estamos pidiendo un aumento para que la compañía gane plata; estamos pidiendo un aumento para transformar esta columna azul en esta otra columna.

¿Cuáles son esos aumentos? Ustedes están viendo los aumentos porcentuales por categoría de usuario, para Pampeana y para Sur. En el caso de Sur, estamos solicitando todo el IPIM adeudado, que es alrededor del 273 por ciento, para todas las categorías. Para el caso de Pampeana, planteamos lo mismo que para Sur, salvo para residencial. Pampeana tiene un poco más de margen que Sur, por eso al residencial no se le cargó todo el IPIM adeudado, sino que se le cargó menos.

Estos porcentajes que estamos solicitando tienen las premisas que ven ahí. Implican cubrir los costos mínimos de operación y mantenimiento, poder cubrir las inversiones impostergables. No incluye rentabilidad para la compañía. Estos aumentos implican la premisa de que arrancan el 1º de febrero de 2023 y que durante el año irán siendo ajustados en función a la evolución del IPIM, es decir, compensar el incremento.

También estos porcentajes están pensados para que no se incremente la deuda de capital que tenemos con los productores a partir del 31 de diciembre. Cualquier porcentaje menor a esto irá en contra de eso. Esa es la realidad.

Estos porcentajes que estoy nombrando, ¿Qué significan en monto? Si hablamos de porcentajes, el número nos puede llegar a confundir, porque se ven valores altos, pero en plata, ¿cuánto es? Vamos a ver cuánto es en plata. A la izquierda está Pampeana y a la derecha, Sur. Esta es la factura promedio anual. Pagamos más en invierno que en verano. Esto es para que se entienda. Se hizo la factura promedio anual de un cliente R3.1 de la subzona BA, segmento N1, que es el segmento de usuarios que el Estado nacional entiende no requiere ningún tipo de subsidio. Es el segmento de usuario que tiene mayor poder adquisitivo. Hoy ese usuario, en la factura de gas, a nosotros nos paga 450 pesos por mes en concepto de tarifa de distribución. Es lo que paga hoy un R3.1 que está en Buenos Aires y pertenece al segmento de mayor poder adquisitivo. Ese número, por el aumento que solicitamos, pasa a 1335 por mes, en concepto de tarifa de distribución.

Para el usuario de Camuzzi Gas del Sur, el ejemplo que estoy dando es de la zona de Neuquén, que es la más representativa. El mismo usuario R3.1, N1, de mayor poder adquisitivo, hoy paga en su factura de gas 273 pesos por mes como tarifa de distribución. Con el aumento que estamos pidiendo, pasa a 1045 pesos por mes. Podrán decir: "Alejandro, eso es tarifa de distribución. Quiero saber el total de la factura de gas". Perfecto. El R3.1 que está en Buenos Aires hoy paga 4900 pesos promedio/año. ¿Cuánto va a pagar con el aumento que estamos solicitando? 6100 pesos por mes. El que está en Neuquén, hoy paga 3100 pesos promedio/año y va a pagar 4000 pesos por mes. Aclaro que esto no incluye aumento en la tarifa de transporte. La factura está armada con el precio actual del gas de enero 2020.

¿Qué pasa con el N2? Es el usuario de menor poder adquisitivo. Esta es la situación. El N2 en Buenos Aires paga 2444 pesos por mes y va a pagar 3657 pesos por mes, con el aumento que estamos solicitando. El usuario N2, de menor poder adquisitivo, R3.1 que está en Neuquén, hoy paga 1428 pesos por mes y va a pagar 2325 pesos. Hago

una aclaración. Alguien podría decirme que hay gente que no puede pagar esto. Es así. Afortunadamente, si hay un tema en el que todos estamos de acuerdo es en la necesidad de la tarifa social. Estos números no incluyen la tarifa social. La tarifa social todavía paga menos que esto. La limpiamos para no ensuciar –si se me permite el término-. Esto no incluye tarifa social, que es menos.

Más allá de lo que paga el N1 y el N2, lo importante es esto. Con el aumento de tarifa que estamos solicitando, el 71 por ciento de los usuarios de Pampeana va a pagar en concepto de tarifa de distribución menos de 1000 pesos por mes. ¿Qué pasa con el 29 por ciento restante? De ese 29, 10 por ciento va a pagar entre 1000 y 1500 y el otro 19, entre 1500 y 2500. Hay que tener en cuenta que los saltos no son importantes.

En el caso de Sur, el 74 por ciento de los usuarios, con el aumento que estamos solicitando, va a pagar menos de 1000 pesos por mes en concepto de tarifa de distribución. El otro 26 por ciento se reparte así: 10 por ciento, entre 1000 y 1200; y el 16 por ciento restante, entre 1200 y 1800 pesos por mes, en concepto de tarifa de distribución.

Finalmente, voy a leer el siguiente *slide*. La concurrencia a la presente audiencia no implica consentimiento sobre las consideraciones realizadas por el Decreto 1020/20 en cuanto a que las tarifas resultantes del proceso de RTI previa no habrían sido justas, razonables, asequibles ni transparentes. Tampoco implica consentimiento a las consideraciones realizadas por el PEN en el Decreto 815/22 como justificativo para prorrogar el Decreto 1020/20. No implica renuncia a los derechos que tanto Pampeana como Sur pudieran considerar afectados.

Asimismo, entendemos que todo ajuste menor a la variación a la que actualmente tienen derecho las distribuidoras, se realiza bajo la premisa que dicha diferencia será de alguna manera compensada por el PEN en la renegociación definitiva de la RTI.

Adicionalmente solicitamos se tengan en cuenta la totalidad de reservas presentadas el 16 de diciembre de 2022 al ENARGAS en el informe de audiencia para la adecuación tarifaria transitoria.

Como me quedan unos minutos, voy a realizar un breve resumen. Quiero que quede claro que de la factura de gas que cada usuario paga, solo una parte muy chica corresponde a la tarifa de distribución. En el caso de este ejemplo, es el 9 por ciento. En el caso de Camuzzi, va entre el 6 y el 14 por ciento.

La rentabilidad real que tuvimos estuvo muy por debajo de la rentabilidad teórica, porque tuvimos un deterioro en los ingresos, un aumento de los costos –por el gas no contabilizado, por las comisiones, por las tasas, por el flete en las localidades con GNC y GLP– y tenemos un costo financiero que venimos arrastrando, fundamentalmente, por el efecto IVA, pero también por el pago con retraso en subsidios y el incremento de deuda de las subdistribuidoras.

La variable de ajuste para llegar hoy fueron las inversiones, que las tuvimos que reducir a las inversiones mínimas impostergables, en relación a la seguridad. Esto no es proyectable para el 2023 ni para los años siguientes por lo que expliqué.

Este es el aumento porcentual que estamos solicitando y este es el efecto del aumento porcentual que estamos solicitando. El 71 por ciento de los usuarios pagarían menos de 1000 pesos por mes en concepto de tarifa de distribución, en el caso de Pampeana; 74 por ciento de los usuarios pagaría menos de 1000 pesos por mes, en concepto de tarifa de distribución, en el caso de Sur.

Muchas gracias. Quedo a disposición por cualquier consulta que surja.

17.- Sra. Alejandra Daniela Marconi

Sra. Moderadora (Peralta).- Con números de orden 17 y 19, vamos a escuchar a Alejandra Daniela Marconi, quien hablará en representación de Distribuidora de Gas del Centro S.A. y de Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Sra. Marconi.- Buenos días.

Mi nombre es Alejandra Marconi. Vengo en representación de Distribuidora de Gas del Centro y Distribuidora de Gas Cuyana, ambas en conjunto, Ecogas. Venimos a esta audiencia a presentar nuestra propuesta de tarifa transitoria 2023, en el marco de la prórroga del Decreto 1020/2020.

- Se proyectan filminas.

Sra. Marconi.- ¿Dónde estamos? Distribuidora de Gas del Centro distribuye gas en las provincias de Córdoba, Catamarca, La Rioja, alcanzando a 342 localidades abastecidas, en las cuales distribuye el equivalente al 7 por ciento del total del gas natural que se distribuye en el país.

En Distribuidora de Gas Cuyana, llegamos a 195 localidades abastecidas en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis, distribuyendo en esa zona el equivalente al 8 por ciento del gas natural del total del país.

¿A quiénes abastecemos? En la región Centro, abastecemos a más de 750.000 hogares, casi 30.000 comercios y pymes, más de 300 estaciones de GNC, 11 centrales térmicas, 26 localidades a través de subdistribuidores y 154 industrias.

En la región Cuyana, abastecemos a más de 600.000 hogares, 24.000 comercios y pymes, 230 estaciones de GNC, 9 centrales térmicas, 11 localidades a través de subdistribuidores y 149 industrias.

¿Cómo hacemos esto? En las seis provincias que Ecogas opera, contamos con más de 35.000 kilómetros de redes y gasoductos, con toda la infraestructura necesaria para operar el sistema de distribución de gas natural de manera confiable y segura. Contamos además con una planta de GLP, en el sur de Mendoza, en la localidad de Malargüe para abastecer a esta localidad particular con este frío.

¿Qué logramos en este 2022? Encendimos 22.550 hogares en las seis provincias, en los últimos 12 meses y acompañamos el crecimiento económico de la región, conectando 62 nuevas industrias, estaciones de GNC y autorizando incrementos de consumos para industrias y estaciones ya existentes.

Con el interés de estar cada vez más cerca de nuestros usuarios, contamos con diversos canales de comunicación, para estar más conectados, entre los cuales se destaca nuestra página *web*, la cual, en el transcurso del 2022, recibió 8 millones de visitas de 392.000 usuarios únicos. Esto, entre otros canales de atención digital, permitió resolver 208.000 gestiones de manera totalmente remota y sin necesidad de acercarse a una sucursal. También contamos con un sistema de atención automática, que se encuentra disponible las 24 horas y los 7 días de la semana.

¿Cuál es la situación tarifaria actual de las distribuidoras? Hasta la firma del primer acuerdo transitorio, en el 2021, la tarifa que se encontraba vigente en ese momento arrastraba 26 meses de congelamiento, ya que la actualización anterior se había producido en abril de 2019, con referencia a costos de febrero de ese mismo año. La tarifa actual, que hoy tiene autorizada 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 del acuerdo transitorio de renegociación, firmado en junio de 2021. Ambos

incrementos otorgados en el año 2021 y en 2022 fueron sustancialmente inferiores al incremento de costos de operación que acumula la distribuidora en el período transcurrido y a lo que se solicitó en ambas audiencias públicas.

¿Cuál relación de la tarifa actual versus lo que sucede en la economía? Como podemos ver, entre febrero de 2019 y enero de 2023, teniendo en cuenta dos meses de estimación de las principales variables, los índices de la economía, tales como los índices de precio interno al por mayor, el índice de precios al consumidor y el de costo de la construcción han tenido variaciones acumuladas que superan el 500 por ciento, mientras que la tarifa otorgada en el marco de los acuerdos transitorios acumula el 82 por ciento. Esto implica que la tarifa real de Ecogas, es decir, su poder de compra, si tuviéramos como referencia base 100 en abril de 2019, llega a enero de 2023 con un equivalente de 30 puntos, es decir que en el período analizado ha perdido un 70 por ciento de su valor.

Si tomamos las proyecciones del Banco Central hasta junio de 2023, podemos ver que hasta mediados de este año, el índice de precios al por mayor no acumula una variación, desde abril de 2019, de 792 puntos. Es decir, si en abril de 2019 tomamos referencia 100, va a llegar a junio de 2023, con un valor de 792. Pero como contrapartida, la factura residencial promedio, es decir, que incluye tanto los aumentos de distribución otorgados como los incrementos del gas que se sucedieron en 2022, y le adicionamos la propuesta que estamos presentando en esta audiencia pública, llegaría a los 279 puntos, es decir, todavía se encuentra muy desfasada de la inflación acumulada en este período.

El impacto de la evolución de estos índices no solo se queda en la representación de índices generales y nacionales, sino que impacta directamente en nuestros costos de operación y mantenimiento, por ejemplo, en los últimos tres años, es decir el acumulado 2020, 2021 y 2022, la mano de obra ha tenido un incremento de 314 por ciento; la impresión de facturas, 478 por ciento; las operaciones de relevamiento de fuga en vía pública, un 250 por ciento; mantenimiento de válvulas, 312 por ciento, transporte de GLP, 335 por ciento, solo por mencionar algunos.

Además de los costos directamente en pesos o costos nacionales, tenemos insumos críticos para nuestro servicio, que están nominados en dólares, como el caño de acero, caños de polietileno o medidores, los cuales solo en los últimos 12 meses han tenido variaciones de entre el 25 y el 60 por ciento en dólares.

Respecto de las tasas y cargos, que tiene autorizado a cobrar la distribuidora por la retribución de determinados servicios, en este gráfico podemos ver que los valores autorizados se encuentran en azul, en la parte baja de las gráficas de cada barra del gráfico, mientras que los globos amarillos, en la parte superior, representan el costo real de prestación de servicio asociado a cada tasa y cargo; por ejemplo, la rotura y reparación de veredas del servicio tiene un costo para la distribuidora del orden de los 12.000 pesos; sin embargo, la tasa que se cobra por el mismo es de 6.000. El zanjeo y tapado del servicio tiene un costo del orden de los 10.000 pesos, mientras que la tasa autorizada apenas llega a los 3.000 pesos. La colocación de un medidor mayor a 10 metros cúbicos, que son principalmente grandes comercios o pequeñas industrias, tiene un costo asociado de 10.000 pesos también, pero la tasa asociada como contrapartida, que puede facturar la distribuidora, es de 4300 pesos.

También podemos ver que respecto del gasto promedio que deben pagar los hogares en diferentes servicios, lo que refiere a la distribución del gas natural o el servicio del gas natural, también ha quedado muy por debajo del resto de los servicios; por ejemplo, llenar un tanque y medio de nafta súper por mes de un auto mediano se encuentra en el orden de los 11.000 pesos; dos abonos de celular, alrededor de 6.000 pesos; o servicios de Internet y cable básicos, entre 4.000 y 5.000 pesos, mientras que la tarifa

promedio, incluso con los aumentos propuestos en esta audiencia pública, que ya vamos a detallar, alcanzarían los 2850 pesos, promedio mensual, en el área de Ecogas, o los 2.000 pesos si se consideran los subsidios del 50 por ciento de zona fría.

Aclaremos que los 2850 se presenta con subsidio del 30 por ciento en zona fría, ya que el 95 por ciento de nuestros usuarios residenciales de las seis provincias se encuentra abarcado por este beneficio.

No obstante esto, con un incremento de ingresos del orden del 39 por ciento durante el año 2022, la distribuidora Centro realizó inversiones por 656 millones, con el objetivo de garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema de distribución, entre las cuales se destacan la renovación de cañerías de acero por polietileno en Córdoba Capital, la adecuación y puesta en marcha del sistema de comprensión de la planta de carga de GNC en la ciudad de La Rioja; la instalación y puesta en funcionamiento de islas de carga, módulos de almacenamiento, transporte, plantas de regulación en las localidades de Villa Unión, Aimogasta y Chepes (La Rioja), las cuales son abastecidas con GNC; reemplazo de cañerías helicoidales; renovación de instalaciones de protección catódica; y actualización de válvulas de bloqueo.

De la misma forma, Distribuidora de Gas Cuyana, con un incremento similar, en el año 2022, realizó inversiones por 560 millones, con el mismo objetivo de garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema, entre las cuales se pueden destacar la renovación de redes de acero -distribución media presión en el Gran Mendoza-; el cambio de traza de cruces aéreos de Líneas de Distribución de Alta Presión; la renovación de dispersores de protección catódica; defensas aluvionales en gasoductos; instalaciones de sistemas SCADA para cámaras y Equipamiento de Telemetría; el revamping de Plantas Reguladoras de Presión; y el cambio de ramales de interconexión en el cruce del Río V.

¿Cuál es nuestra propuesta para la tarifa de transición para 2023? Primero quiero hacer algunas consideraciones generales. El ajuste tarifario que corresponde aplicar a Ecogas es el Índice de Precios Internos al por Mayor- Nivel General (publicado por INDEC) de acuerdo a lo indicado en el Anexo V de las Resoluciones ENARGAS 4359/17 y 4360/17. De ninguna forma esta propuesta implica una renuncia a los derechos de ambas distribuidoras.

En el marco del Decreto 815/22 que prorroga el plazo de renegociación de la revisión tarifaria integral hasta diciembre de 2023, se plantea esta propuesta de Tarifa Transitoria, para la cual deberá suscribirse un nuevo Acuerdo Tarifario de Transición, ya que el anterior y su adenda, conforme decretos 354/2021 y 91/2022, perdieron vigencia en todos sus términos a partir de la emisión del mencionado Decreto 815.

¿Qué contempla los cuadros tarifarios propuestos? El cuadro tarifario presentado tendrá una vigencia desde febrero de 2023 y deberá contar con ajustes trimestrales. No se estiman en esta presentación incrementos adicionales a los vigentes en los costos del gas y el transporte.

El Gas Natural No Contabilizado 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. Incluimos en este Cuadro Tarifario el recálculo de las diferencias de áreas acumuladas, de acuerdo a la metodología que se desprende de las reglas básicas de la licencia, considerando el saldo a recuperar en el volumen de venta equivalente de 36 meses.

Además, se contemplan las Condiciones de Contorno delineadas en el Anexo I de la Resolución 523, del llamado a esta audiencia pública, combinando una diferenciación de incrementos de margen de distribución entre categorías de usuarios e incrementos diferenciales para el cargo fijo y el variable.

Nuestra propuesta contempla para los usuarios prioritarios, es decir, Residenciales y SGP y Subdistribuidores, un incremento promedio en el orden del 200 por ciento, significativamente inferior a lo que correspondería de acuerdo a lo señalado anteriormente. Para el resto de los usuarios grandes, se mantiene el ajuste previsto en el Anexo V de la Resolución 4359/17 y 4360/17, detallado anteriormente, neto del incremento otorgado según Tarifas Transitorias 2021 y 2022.

¿Cuál es nuestra propuesta? Acá podemos ver que mostramos el impacto en un residencial promedio, un pequeño comercio SGP y valores unitarios por metro cúbico, en el caso de la industria. Esta propuesta contempla un incremento en el cargo fijo, superior al cargo variable, para atender al aplanamiento del gasto de los hogares a lo largo del año y morigerar así el impacto del pico del invierno, que es donde se da el mayor consumo y, por ende, el mayor gasto en este servicio.

¿Cómo impacta en los diferentes segmentos de residenciales? Por ejemplo, un hogar que actualmente se encuentre encuadrado de acuerdo al Decreto 332, como segmento N2, pasaría a pagar de alrededor de 1400 pesos promedio mensual a 2400, teniendo una variación por el incremento, solo del margen de distribución, del orden de 1000 pesos mensuales.

Por otro lado, el segmento N1, es decir, aquellos que pagan el costo pleno de la energía, tendría un impacto similar del orden de 1000 pesos mensuales, pasando de pagar de 2500 pesos actuales a 3500, con el aumento propuesto.

En el caso de los grandes usuarios o GNC, el valor unitario incluye el costo del abastecimiento en boca de pozo, por lo cual un impacto se encontraría alrededor de 2 pesos por metro cúbico, en lo que es la propuesta de tarifa de distribución.

Para Distribuidora de Gas Cuyana los impactos son similares, aunque se debe tener en cuenta que, en el caso de los residenciales promedio tienen un consumo superior a la zona de centro y, por eso, las variaciones reflejadas pueden ser mayores. La variación propuesta para el residencial promedio de esta zona se encuentra en el orden de los 1200 pesos promedio mensuales para el residencial, con lo cual, un usuario del segmento N2 pasaría de pagar 1600 pesos a 2800 pesos, mientras que un usuario del N1 pasaría del orden de los 3000 pesos promedio mensual a 4200 pesos promedio mensuales.

El impacto de los grandes usuarios, similar al de la zona centro, se encuentra alrededor de 2 pesos por metro cúbico adquirido.

Por todo esto, en tanto no estén vigentes las revisiones tarifarias resultantes del acuerdo definitivo de renegociación, con el objeto de afrontar los costos de operación y mantenimiento y la cadena de pagos de la industria, y continuar con la prestación del servicio público de manera confiable y segura, solicitamos la firma de un nuevo acuerdo transitorio de renegociación que no restrinja ni limite los derechos de las distribuidoras.

Solicitamos una Tarifa de Transición con vigencia a partir del 1° de febrero de 2023 y hasta el 30 de abril del 2023 -correspondiendo a esa fecha el primer recálculo trimestral- con un incremento promedio del Margen de Distribución de la compañía de 190 por ciento. Esto, de acuerdo a lo detallado más arriba, tendría un impacto promedio final en la factura de los usuarios Residenciales del orden del 56 por ciento promedio ponderado, dados los precios de gas vigentes, conforme Segmentación de Subsidios Decretos 332/22 y Resolución 610/22 de la Secretaría de Energía. Asimismo, deberán readecuarse los valores autorizados para tasas y cargos.

No obstante el recálculo de las diferencias diarias acumuladas, incluidos en estos cuadros tarifarios, y dado que a partir de la vigencia del Plan Gas 4, no deberían generarse diferencias significativas entre la compra y venta de gas, esta distribuidora propone que,

en el marco de la renegociación tarifaria, las mismas sean definidas en cero mientras persista el régimen tarifario de transición.

Complementariamente a los nuevos cuadros tarifarios que se definan, deberá considerarse, en su exacta incidencia, el costo de abastecimiento por camiones de GLP a la localidad de Malargüe, dado que el desfasaje del costo del flete, reconocido en tarifa versus el costo real que tiene, tiene un perjuicio acumulado para esta distribuidora, desde abril de 2019 a diciembre 2022, de 266 millones. De no remediarse esta situación, se estima un déficit de 445 millones adicionales para el 2023.

Por otro lado, las diferencias en el mix de bocas de carga, reconocido en el cuadro tarifario versus las efectivamente cargadas, según a los acuerdos de abastecimiento, que se suceden año a año, ha producido un perjuicio a Distribuidora de Gas Cuyana, acumulado entre abril 2019 a diciembre 2022, de 143 millones, el cual se incrementaría en 191 millones el próximo año, de no remediarse esta situación.

Por otro lado, se autorice el recupero del saldo de las tasas municipales, que entre ambas distribuidoras acumula a marzo 2023 un saldo a favor de 300 millones, y también se autorice la actualización de estas tasas en tarifa de acuerdo a lo solicitado oportuna y reiteradamente al ENARGAS.

Los extracostos generados a estas distribuidoras a partir del incremento de precios del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, conforme resoluciones de Secretaría de Energía 403/22 y 610/22, que tiene como principal impacto el precio del Gas No Contabilizado, el cual ha generado un perjuicio a ambas distribuidoras, en conjunto, que lleva acumulado a diciembre 2022 de 270 millones; y se podría incrementar adicionalmente en 1160 millones en 2023, de no remediarse esta situación.

Por otro lado, se debe tener en cuenta el perjuicio causado por una mayor necesidad de capital de trabajo, producto del descalce en la posición de IVA de ambas distribuidoras, a partir de la implementación del Régimen de Zona Fría, y el cual se ha visto agravado sustancialmente por los incrementos de precios en el gas PIST, conforme las resoluciones mencionadas de la Secretaría de Energía.

Muchas gracias.

20.- Sr. Néstor Daniel Molinari

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el número de orden 20, Néstor Daniel Molinari, quien se expresará en representación de Litoral Gas S.A.

Sr. Molinari.- Señor presidente de la audiencia pública, señoras y señores: tengan ustedes muy buenos días. Mi nombre es Néstor Molinari y asisto a esta audiencia en carácter de apoderado y representando a Litoral Gas S.A.

Previo al análisis específico de la adecuación tarifaria solicitada, consideramos conveniente hacer una breve exposición de los antecedentes de la compañía.

Litoral Gas inició sus operaciones en diciembre de 1992 y es titular de la licencia para la prestación del servicio público de distribución de gas por redes en el área conformada por la provincia de Santa Fe y siete partidos del norte de la provincia de Buenos Aires. El área geográfica abarca 136.000 kilómetros cuadrados. En este territorio, Litoral Gas opera y mantiene un sistema compuesto por aproximadamente 2100 kilómetros y 11.300 kilómetros de redes. Comprende 214 estaciones reguladoras de presión e instalaciones complementarias. Presta servicio a más de 753.000 clientes, distribuidos en 129 localidades, incluyendo hogares, comercios, pequeñas y grandes industrias, estaciones de carga de GNC y subdistribuidoras. En el área de servicio vive

una población de aproximadamente 4 millones de habitantes, de los cuales 2,8 millones cuentan con el servicio de gas por redes.

Sra. Moderadora (Peralta).- Néstor, no podemos ver la presentación que está queriendo compartir.

Sr. Molinari.- Voy a tratar de corregir.

Sra. Moderadora (Peralta).- Solo estamos viendo la placa del Litoral Gas.

Sr. Molinari.- ¿Ahora están viendo?

Sra. Moderadora (Peralta).- Ahora sí. Néstor, ahora podemos ver tu presentación. Podés continuar.

Ya retomamos la comunicación con Néstor Daniel Molinari.

Sr. Molinari.- ¿Ahora están viendo el *slide*?

Sra. Moderadora (Peralta).- Ahora sí, Néstor.

Sr. Molinari.- Comentaba que a nivel país Litoral Gas abastece al 8 por ciento de los clientes, representando el 11 por ciento del volumen total distribuido.

Esta presentación se realiza en el marco de la convocatoria a audiencia pública realizada por el ENARGAS, mediante la Resolución 523, del 7 de diciembre de 2022, y tiene por objeto poner en consideración de esta autoridad y del público en general los siguientes puntos: a) la adecuación tarifaria por aplicación de la metodología de adecuación semestral de la tarifa, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral, dispuesta por la Resolución 4361/2017; b) el régimen tarifario de transición, puesto en vigencia por el Decreto N°1020/20, prorrogado por el Decreto N° 815/22, presentando de este modo los cuadros tarifarios de gas natural, de gas propano y de tasas y cargos, que se solicitan con vigencia a partir del 1° de febrero de 2023, y c) las diferencias diarias acumuladas, incluidas en los cuadros tarifarios de gas natural presentados, según los puntos a) y b) anteriores.

A continuación, exponemos una breve reseña de los aspectos destacados de la evolución más reciente del marco regulatorio y una perspectiva del mismo hacia el futuro cercano.

Sra. Moderadora (Peralta).- Le pido disculpas por esta nueva interrupción, pero las filminas están quietas y no pasan así como vos lo estás relatando.

Sr. Molinari.- Nosotros estamos viendo el avance de las diapositivas. No sé qué problema puede estar ocurriendo.

Sra. Moderadora (Peralta).- Está detenida en la filmina "Datos destacados de Litoral Gas".

Sr. Molinari.- Vamos a volver a compartir.

- Luego de unos instantes.

Sra. Moderadora (Peralta).- Ahora sí. Continúe, Néstor.

Sr. Molinari.- Comentaba, respecto de la evolución del marco regulatorio, que desde el 1º de abril de 2017 se dio inicio a una etapa de cinco años dentro de la licencia, definiéndose las variables del negocio, entre ellas la tarifa a aplicar. De igual modo, se estableció la metodología de adecuación semestral de la tarifa en base a la variación del índice de precios por mayor nivel general, con el objeto de mantener estable el valor de la tarifa frente a la inflación.

Esta metodología se aplicó solo hasta septiembre de 2018. El 23 de diciembre de 2019, y a partir de la promulgación de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva número 27.541, se dispuso el congelamiento de las tarifas, ordenando el inicio de un proceso de renegociación del esquema tarifario vigente, y ello en un contexto de inflación creciente. El 10 de diciembre de 2020, y mediante el Decreto 1020, se estableció el inicio de un proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral vigente, que demandaría dos años, cuyo plazo finalizó el 17 de diciembre pasado, requiriendo dicho proceso de un tiempo adicional para alcanzar un acuerdo definitivo. Mediante el Decreto 815, ese plazo ha sido prorrogado por un año más. Este proceso de renegociación contempló adecuaciones transitorias de las tarifas, que permitieron darle continuidad a la normal prestación del servicio público.

En dicho marco, el Decreto 354/2021 ratificó el acuerdo transitorio de renegociación alcanzado. Y mediante la Resolución 152 del 2 de junio de 2021 se pusieron en vigencia los cuadros tarifarios que reflejaron el primer ajuste dentro del mencionado acuerdo transitorio y que incrementó la tarifa de distribución en un 28,5 por ciento.

Desde el 1º de marzo de 2022, mediante la Resolución 67, se pusieron en vigencia cuadros tarifarios que reflejan el segundo ajuste de transición, en el orden del 43 por ciento.

El motivo que nos convoca en esta audiencia es la solicitud aprobación de un nuevo ajuste de la tarifa de distribución, que refleje la necesaria adecuación de las tarifas, producto del deterioro que provoca el proceso inflacionario, de manera tal que permita darle continuidad a la normal la prestación del servicio público, en el marco de un nuevo período de transitoriedad, que se deberá acordar con el ENARGAS y el Poder Ejecutivo Nacional, el cual aspiramos a que durante el presente año se pueda arribar a un acuerdo definitivo y puesta en vigencia de un nuevo esquema tarifario.

Vamos a retomar ahora el tema particular de cuestiones tarifarias, si el cambio de *slide* me acompaña. Resulta importante mencionar que en el año...

- Por problemas de conexión, no se perciben las palabras del orador.

Sra. Moderadora (Peralta).- Se ha entrecortado la comunicación. Estamos intentando solucionarlo. Nuestro equipo técnico está intentando retomar la videollamada. Estamos intentando solucionar estos temas técnicos. Néstor está teniendo un problema de conectividad y estamos intentando llamarlo nuevamente.

- Luego de unos instantes.

Sra. Moderadora (Peralta).- Néstor, le voy a pedir que no comparta su presentación, ya que es posible que eso disminuya la calidad de internet. Le pido que solamente haga su disertación.

Sr. Molinari.- ¿Puedo pedir a las autoridades de la audiencia hacer la presentación en otro orden, para poder proyectar mi presentación?

Sra. Moderadora (Peralta).- Me están diciendo que la presentación se incluirá en el expediente administrativo. ¿Podría usted continuar de esa manera?

Sr. Molinari.- Trataré de relatar entonces lo que estaba diciendo.

Decía que resulta importante señalar que en el año 2022 se instrumentó un esquema de segmentación energética de los clientes en base al ordenamiento de los subsidios, según los aspectos socioeconómicos de cada hogar. De acuerdo con los padrones recibidos, los usuarios de Nivel 2 o segmentos de menores ingresos, comprendiendo a aquellos usuarios que cuentan con el beneficio de tarifa social, ascienden al 32 por ciento de los usuarios de Litoral Gas.

Los usuarios de los segmentos de ingresos altos y medios, identificados como Nivel 1 y 3, respectivamente, representan el 68 por ciento restante de los clientes residenciales. De este modo, es posible concluir que estos últimos son representativos de la composición de la tarifa de referencia del segmento residencial. Resulta importante señalar que las tarifas de gas natural constan de tres componentes: precio del gas, transporte y margen de distribución.

Para un cliente residencial R2.3 de Nivel 1 y 3, el precio de gas representa el 75 por ciento de la tarifa; el 12 por ciento es el transporte; y el margen de distribución, el 13 por ciento de la tarifa total.

De igual modo, si a esto le incorporamos los impuestos que integran la factura, tributos nacionales, provinciales y municipales, llegamos a la conclusión de que el 53 por ciento es precio de gas; 9 por ciento es costo de transporte; el 9 por ciento es distribución y el 29 por ciento restante, impuestos. Tanto gas como transporte son costos para la distribuidora, por lo que el margen de distribución, que representa, como recién señalamos, solo un 9 por ciento del total de la factura, es lo que remunera el servicio prestado por Litoral Gas.

En el *slide* que sigue iba a mostrar la evolución de precios que inciden en los costos de la distribuidora. Básicamente, tenemos una evolución del índice IPIM, el costo de la construcción y el índice de la variación salarial, como aquellos que más impacto tienen en nuestra estructura de costo. Desde enero de 2020 hasta la prórroga del plazo de negociación dispuesto por el Decreto 815, acumulan una variación muy por encima de los ajustes tarifarios transitorios que han sido otorgados en el año 2021 y 2022.

De este modo, Litoral Gas soporta un constante y acelerado deterioro de sus indicadores financieros, debido a la combinación del limitado incremento de sus ingresos, frente a un permanente y significativo aumento de los costos de operación e inversión por efectos de la inflación. A esto hay que sumar que a partir del esquema de segmentación energética y el traslado a las facturas de los usuarios de aumentos en el precio de gas, se ha generado incrementos reales en los costos de la licenciataria, que no tiene su origen en la inflación, con impacto en el costo de gas natural no contabilizado y en gastos directos como incobrables y comisiones de cobranza.

Por todo ello, se solicita un ajuste en la tarifa de distribución del 196,8 por ciento, para mitigar los efectos de la inflación y compensar los costos incrementales originados en los aumentos del precio del gas, antes mencionado.

¿Cómo impacta esto en la factura de nuestros clientes? Si nosotros tomamos como referencia los clientes residenciales R2.3, de nivel 1 y 3, que son aquellos que representan cerca del 70 por ciento de los clientes, para el caso de un cliente Nivel 1, que hoy está abonando una factura de 4354 pesos, pasará a pagar 5854 pesos, con lo cual, es un aumento de 1500 pesos por mes. Para un cliente de Nivel 3, que habita fuera de zona fría, el valor final promedio que abonará será de 5077 pesos, que comparado con los 3541, implicará un aumento de 1536 pesos por mes.

Cabe señalar que los clientes residenciales alcanzados por el beneficio de la Ley de Zona Fría representan hoy un 83 por ciento del total de clientes residenciales de Litoral Gas.

En el caso de un cliente residencial Nivel 1 con beneficio de la ley de zona fría y con bonificación del 30 por ciento, el valor final promedio mensual que abonará será de 4098 pesos, que comparado con los 3048 pesos actuales, lo que representa un ajuste de 1050 pesos por mes. En el caso de un cliente de Nivel 3, el valor final promedio mensual que abonará será de 3544 pesos, que comparado con los 2479 actuales, representará un ajuste de 1075 pesos por mes. Podemos concluir que la variación porcentual en la factura promedio mensual de un cliente va a oscilar entre un 34 y un 43 por ciento.

En el caso de un usuario pyme, con tarifa del servicio general P, el ajuste implicará un aumento del 65 por ciento de su factura mensual.

Para los usuarios del segmento GNC e industriales, el incremento será del 9 y 10 por ciento, respectivamente.

En base a todo lo señalado, Litoral Gas solicita al ENARGAS: se aprueben los cuadros tarifarios calculados según lo dispuesto por el Artículo 4° y Anexo V de la resolución ENARGAS 4361/2017; subsidiariamente, de no aprobarse los cuadros tarifarios indicados en el punto anterior, se apruebe un nuevo ajuste del Cuadro Tarifario Transitorio de gas natural, de gas propano y de tasas y cargos, cuyo impacto en tarifas hemos expuesto en esta presentación; se apruebe el traslado de las Diferencias Diarias Acumuladas incluidas en los cuadros tarifarios indicados en los puntos anteriores, cumpliendo con lo establecido con lo establecido en el marco regulatorio, respecto de la neutralidad que debe tener las variaciones del precio del gas en el margen de distribución.

En el marco de la Resolución N° 6/2018, que establece la metodología para la inclusión de los tributos locales en la factura, solicitamos al ENARGAS que autorice el traslado a las facturas de los saldos de los balances anuales de tributos municipales, acumulados desde el año 2017 y la adecuación de coeficientes, oportunamente solicitados al ENARGAS.

Reclamamos para acción de la autoridad que corresponda, se normalice el pago del saldo adeudado desde febrero 2022 por el subsidio de tarifa social.

Todo esto está en concordancia con nuestro informe, que obra en el expediente de la presente audiencia, y a efectos de que los nuevos cuadros tarifarios entren en vigencia a partir del 1° de febrero de 2023.

Para cerrar mi exposición, manifiesto el agradecimiento a las autoridades, en pos de encontrar soluciones para la continuidad de la normal prestación del servicio público de manera sustentable y paliar la situación de las compañías.

Pido disculpas por no haber podido proyectar la presentación. Tuvimos un problema técnico. Les agradezco mucho por su atención.

Sra. Moderadora (Peralta).- Dados los inconvenientes de conectividad presentados durante la exposición de Litoral Gas, se hace saber que la presentación se encuentra en el expediente administrativo respectivo y en la *web* del ENARGAS, para la consulta de todos los interesados y las interesadas.

22.- Sr. Armando Javier Montú

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el número de orden 22, Armando Javier Montú, quien hablará en representación de Gas Nea S.A.

Sr. Montú.- Buenos días.
Voy a compartir pantalla.

-Se proyectan filminas.

Sr. Montú.- Mi nombre es Armando Montú; soy gerente comercial de Gas Nea S. A., titular de la licencia de distribución de gas por redes en la novena región, que comprende las provincias de Chaco, Formosa, Corrientes, Misiones y Entre Ríos.

En 1997, el Estado nacional, mediante el Decreto 558 de dicho año, adjudicó a Gas Nea S.A la licencia de distribución de gas por redes en las provincias mencionadas anteriormente. El proyecto original contemplaba la inversión inicial en infraestructura y redes que sería financiada a través de una contribución máxima de acceso a la red, a instrumentarse a través de una contribución por mejoras o un mecanismo similar. Dicho sistema se instrumentó en la provincia de Entre Ríos hasta el año 2000. En ese mismo año, y a nivel nacional, se suspendió la aplicación de la metodología de actualización tarifaria, cuyos cuadros fueron aprobados para el caso de Gas Nea por la Resolución ENARGAS 1796/2000.

Dada la fecha de otorgamiento de la licencia, Gas Nea no ha participado de la primera revisión quinquenal de tarifas prevista en el Artículo 42 de la Ley 24076, quedando la segunda revisión quinquenal suspendida por el dictado de la normativa emitida en enero de 2002. Allí se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, determinando a su vez el congelamiento tarifario.

A consecuencia de dicha normativa, con fecha 6 de abril de 2009, se suscribió con la Unidad de Renegociación y Análisis de los Contratos de Servicios Públicos un acta acuerdo sobre la adecuación del contrato de licencia de Gas Nea S.A., que fue ratificada por Decreto 812 del Poder Ejecutivo Nacional en el año 2010. No habiéndose cumplido los términos del acuerdo mencionado, durante los años 2012 a 2016 se llevaron a cabo diversas medidas con la finalidad de cubrir los costos operativos y de mantenimiento, ejecución de obras y continuidad de la cadena de pago, todo ello a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral. A tal fin, el ENARGAS, mediante la Resolución I-2407/2012 autorizó a facturar un monto fijo diferenciado por categoría de usuario, denominado Focegas.

En el año 2014, se autorizaron cuadros tarifarios de transición a través de la Resolución ENARGAS I-2846. Al año siguiente, se aprobó una asistencia económica transitoria conforme resolución de la Secretaría de Energía de la Nación 263/2015. En el año 2016, se aprobaron los cuadros tarifarios de transición por Resolución ENARGAS 3728 de dicho año, contemplando la realización de inversiones en las provincias de Chaco, Formosa y Corrientes. Dichas obras fueron ejecutadas en su totalidad.

Finalmente, en el año 2017, luego de más de 15 años sin revisiones tarifarias, se aprobaron los cuadros resultantes de la revisión tarifaria integral mediante la Resolución

ENARGAS I-4355/2017. Asimismo, se determinó la metodología de adecuación semestral de la tarifa con el objeto de mantener su valor durante todo el quinquenio, tal lo previsto en el marco regulatorio.

Ahora bien, en el año 2018, se produce un apartamiento de los mecanismos de adecuación semestral en los cuadros tarifarios aprobados por la Resolución ENARGAS 286/2018. Posteriormente, en el año 2019, se interrumpe el mecanismo de adecuación semestral con el diferimiento en su aplicación dispuesto por la Resolución de la Secretaría de Energía 521/2019 y su posterior Resolución 791 del mismo año, y la Ley 27.541, del 23 de diciembre de 2019, que declara una nueva emergencia pública. De esta forma, se determinó un nuevo congelamiento tarifario, facultando al Poder Ejecutivo Nacional a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente.

En función de ello, el dictado del Decreto 1020/2020, por parte del Poder Ejecutivo Nacional, suspendió los acuerdos correspondientes a la Revisión Tarifaria Integral y encomendó al ENARGAS la realización del proceso de renegociación tarifaria, contemplando dentro del mismo adecuaciones transitorias de tarifas y/o su segmentación, proponiendo la continuidad y normal prestación del servicio público.

En el marco del acuerdo transitorio de renegociación establecido por el Decreto 1020/2020, mediante la Resolución 523/2022, el ENARGAS convoca a la audiencia pública número 103, con el objeto de poner a consideración, primero, la adecuación transitoria de la tarifa del servicio público de distribución de gas por redes; y segundo, el tratamiento sobre las subzonas tarifarias únicas por provincia en la novena región, régimen de transición, Decreto 1020/2020, en las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes, Entre Ríos y Misiones.

Gas Nea actualmente presta los servicios de distribución de gas natural por redes en la provincia de Entre Ríos, en 57 localidades; en la provincia de Corrientes, en las ciudades de Paso de los Libres, Curuzú Cuatiá, Mercedes y Monte Caseros; en la provincia de Chaco, en las ciudades de Resistencia, Roque Sáenz Peña y el Parque Industrial de Puerto Tirol.

Asimismo, presta el servicio de distribución de GLP por redes en las provincias de Formosa y Misiones, y se prevé su conversión al gas natural cuando llegue a esas zonas el servicio de transporte.

En cuanto a infraestructura, Gas Nea cuenta con 4883 kilómetros de cañería, de los cuales 1370 kilómetros corresponden a cañerías de acero, entre gasoductos y ramales de alimentación; y 3513 kilómetros de redes de distribución en polietileno. Además, tiene 72 estaciones reguladoras de presión primaria y 69 estaciones reguladoras de presión secundaria.

En recursos, cuenta con 32 oficinas de atención al público, con 140 empleados y posee 17 bases de operación y mantenimiento.

En función de la estructura mencionada, se presta el servicio a 121.295 usuarios, de los cuales 113.523 son usuarios residenciales, 7.490 comerciales, 225 industriales y 57 GNC.

En cuanto a las inversiones, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral, Gas Nea cumplió el total de las inversiones comprometidas actualizadas hasta el tercer periodo anual, tanto en lo físico como en lo económico. Como se puede observar, los cumplimientos fueron así: el primer año, del 104 por ciento; en el segundo, del 102; y en el tercero, del 101 por ciento.

En el cuarto año, pese a que se encontraban interrumpidos los mecanismos de actualización tarifaria desde octubre del 2019, se invirtieron más de 160 millones de pesos correspondientes a la obra de expansión y ampliación de la capacidad de transporte del

gasoducto de aproximación a Villaguay. Además, es importante destacar que Gas Nea no repartió dividendos en todo el periodo de vigencia de la RTI.

Ahora bien, vamos a hablar de cómo se compone la factura. Previo análisis de las propuestas, es importante destacar cómo está compuesta la actual tarifa de Gas Nea para un cliente Residencial promedio, cuyo nivel de segmentación es 1: un 56 por ciento corresponde al gas de boca de pozo; el 22 por ciento, a impuestos; el 8 por ciento, al transporte; y solo el 14 por ciento, a distribución.

Los incrementos que estamos proponiendo corresponden exclusivamente al margen de distribución. O sea, al 14 por ciento del total de la tarifa.

Resulta preciso comparar la variación de índices económicos respecto de la evolución que ha sufrido la tarifa en el periodo 2001-2022. De esta forma, podemos visualizar el incremento en índices como el índice de variación salarial o el índice de precios internos al por mayor respecto del cargo fijo y cargo variable de un Residencial, resultando estos últimos sustancialmente inferiores.

Cabe mencionar que el rubro salarial representa más de un 55 por ciento de la estructura de costos de Gas Nea, siendo su comparación de vital interés en el análisis realizado.

Respecto de los cuadros tarifarios, en función de la metodología de adecuación semestral de tarifa correspondiente a aplicar la variación del índice de precios internos al por mayor, IPIM, los valores acumulados desde la última actualización tarifaria -abril de 2019 a diciembre 2022, estimando los meses de noviembre y diciembre- resultan del 294,10 por ciento; todo ello considerando el apartamiento de los mecanismos de adecuación semestral y detrayendo el incremento resultante del régimen tarifario de transición aprobado por la Resolución ENARGAS 159/2021. No obstante ello, los cuadros tarifarios propuestos por esta distribuidora contemplan, a partir del 1° de febrero de 2023, un incremento en el margen de distribución del 163,8 por ciento, necesario para continuar con la operación, mantenimiento y la prestación del servicio público.

Los cuadros tarifarios que se proponen fueron elaborados en el marco de un régimen tarifario de transición y considerando los parámetros dispuestos en el Decreto 1020/2020 y su prórroga, propendiendo a la continuidad y sostenibilidad del servicio público. Los mismos no cubren la totalidad de los principios tarifarios contenidos en el artículo 38 de la Ley 24.076. Por lo tanto, no contemplan la ejecución de planes de inversiones obligatorias ni rentabilidad. Asentado ello y en función de lo establecido en la Resolución ENARGAS 523/2022, exponemos a continuación dos alternativas de cuadros tarifarios: la alternativa 1 contempla un incremento en el cargo fijo, margen de distribución y reserva de capacidad para todos los usuarios -es decir, residenciales, comerciales, GNC y grandes usuarios- de un 163, 8 por ciento. Aplicado dicho incremento, representa un impacto en la factura final del usuario residencial promedio, cuya segmentación se encuentra en el nivel 1, del 28 por ciento. En tanto, para un usuario comercial el impacto rondaría el 63 por ciento; en el caso de los grandes usuarios, el impacto en la tarifa total de gas, más distribución, sería entre el 13 y el 18 por ciento. Para las GNC, rondaría en el 13 por ciento.

La alternativa 2 contempla un incremento del 121 por ciento para usuarios residenciales, tanto en el cargo fijo como en el cargo variable. En el caso de los usuarios comerciales y GNC, se aplicarían los incrementos demorados, por lo que ascendería a un 331 por ciento; en el caso de grandes usuarios, se contempla un incremento del 163 por ciento en el cargo fijo, margen de distribución y reserva de capacidad. Y para los usuarios G, un incremento en todas sus componentes del 195 por ciento..

La mencionada alternativa representa un impacto en la factura final del usuario residencial promedio, cuya segmentación se encuentra en nivel 1, del 21 por ciento; en el usuario comercial, del 120 por ciento; para los grandes usuarios, el impacto rondaría entre el 20 y el 25 por ciento; y para la GNC el 21 por ciento.

Se consideran en los impactos de ambas alternativas los precios del gas y del transporte, vigentes actualmente en los cuadros tarifarios de la distribuidora. Asimismo, se propone un incremento en los cuadros tarifarios de transición de tasas y cargos en un 163,8 por ciento.

Respecto de las tarifas de las provincias de Chaco y Formosa, hemos presentado las alternativas de los cuadros tarifarios de transición basados en los actuales cuadros vigentes para la subzona Corrientes, dado que en los últimos años hemos construido y habilitado con gas natural las redes de distribución en las localidades de Resistencia, Roque Sáenz Peña y Parque Industrial de Puerto Tirol y, además, próximamente la ciudad de Formosa contará con gas natural.

Solicitamos que se defina la tarifa de distribución conforme los cuadros tarifarios propuestos, contemplando el transporte desde la cuenca neuquina hasta la zona de Chaco y Formosa.

En función de la llegada del gas natural a las provincias de Chaco y Formosa, producto de la habilitación del GNEA, requerimos al Estado nacional la generación de una financiación a través de un crédito accesible para que todo aquel frentista a la red de gas natural pueda realizar su instalación interna y así conectarse y gozar de los beneficios de un combustible más seguro y económico.

Por todo lo expuesto, esta distribuidora solicita que se aprueben los márgenes de distribución incluidos en los cuadros tarifarios de transición; se aprueben los cuadros de tasas y cargos propuestos; se prevea la adecuación trimestral de los cuadros tarifarios de transición en función de las variables de la economía, procurando la continuidad y sostenibilidad del servicio público; se cumpla el principio de neutralidad previsto en el marco regulatorio y se asegure el cumplimiento del *pass through* en relación a los costos de transporte y la provisión de gas; se proceda al reconocimiento de alícuotas y traslado de tasas municipales en función de la resolución ENARGAS 6/2018; y se realicen las modificaciones necesarias en el régimen del Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, artículo 75 de la Ley 25.565, que permitan compensar las diferencias entre los valores abonados a los agentes de percepción por la compra de gas para abastecer a sus usuarios finales.

Como conclusión, en mérito a las razones hasta aquí expuestas, los cuadros tarifarios de transición propuestos son necesarios para la operación, mantenimiento y prestación del servicio público, en el entendimiento de que dichos cuadros tarifarios se enmarcan en un régimen tarifario de transición, procurando la continuidad y sostenibilidad del servicio público.

Muchas gracias.

26.- Sr Fernando Alberto Peñaloza

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el número de orden 26, Fernando Alberto Peñaloza, quien expondrá en representación de Redengas S.A.

Sr. Peñaloza .- Buenos días, señor presidente y participantes de esta audiencia.

Mi nombre es Fernando Peñaloza y represento a la empresa Redengas S.A., empresa prestadora de servicio y distribución de gas natural en la ciudad de Paraná.

-Se proyectan filminas.

Sr. Peñaloza.- El objetivo de la presentación en esta audiencia es solicitar formalmente la aprobación del nuevo cuadro tarifario con vigencia a partir del 1° de febrero de 2023, que se encuentra elaborado conforme a lo dispuesto en el marco regulatorio vigente, la reciente Resolución del ENARGAS I-523/2022 y bajo la premisa de asegurar ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable, concluyendo la presentación de los cuadros tarifarios y de tasas y cargos propuestos a partir del 1° de febrero de 2023.

Nuestra exposición se centrará en los siguientes puntos: una breve reseña de la empresa, las inversiones desarrolladas, antecedentes del cuadro tarifario vigente, sobrestimación de la demanda, ajuste del cuadro tarifario conforme a la normativa vigente, análisis del impacto tarifario por categoría de usuario y, por último, tratamiento sobre subzonas tarifarias únicas por provincia en la novena región, régimen de transición, Decreto 1020/2020 -Formosa, Chaco, Corrientes, Entre Ríos y Misiones.

Corresponde aclarar que, debido a la limitación del tiempo disponible para desarrollar nuestros argumentos, en esta exposición realizaremos una breve síntesis de las presentaciones realizadas al ENARGAS el 16 y 19 de diciembre pasado, que forma parte del material de consulta de la presente audiencia.

Redengas presta servicio desde el 19 de diciembre de 1990 bajo la figura de una Unión Transitoria de Empresa, con el objeto de cumplir con el contrato de obras y servicios públicos suscriptos con el gobierno de la provincia de Entre Ríos para la construcción y posterior operación de un conjunto de redes de distribución de gas natural en las distintas ciudades de la provincia. Posteriormente, ya en el año 1994, a raíz de un futuro llamado licitación de la Zona 9 por parte del Estado nacional, la provincia de Entre Ríos y la entonces UTE Redengas acordaron la rescisión de dicho contrato y la provincia entregó en comodato las instalaciones de Paraná por un plazo de 27 años, contados a partir de la firma del acuerdo, que se realizó el 23 de febrero de 1994, con opción a sucesivas prórrogas, las que tienen como única condición que la empresa mantenga su carácter de su distribuidor ante la autoridad regulatoria.

Simultáneamente, el ENARGAS, a través de la Resolución 8/1994, otorgó a la sociedad autorización para prestar el servicio público de distribución de gas natural por redes dentro del ejido municipal de la ciudad de Paraná por idéntico plazo de 27 años. Asimismo, mediante Resolución ENARGAS I-3606/2015, vencido el plazo descripto, se prorrogó por idéntico período al establecido en la Resolución 8/1994.

Durante los 32 años de prestación de servicio público, Redengas ha buscado cumplir con su misión de generar valor no solo desde la prestación del servicio de manera eficiente, confiable y segura, sino también desde la contribución al desarrollo de la ciudad y a la mejora en la calidad de vida de sus habitantes, a través de una mayor accesibilidad a un servicio económico, sustentable y seguro, privilegiando que cada vecino, comercio e industria cuente con el servicio. Tanto es así que desde el año 1997 al año 2022 el incremento de usuarios fue de 41.162, lo que representa un 205 por ciento respecto del año 1997. Al 31 de diciembre de 2022, contamos con un total de 61.230 usuarios conectados.

Atento a que el proceso de revisión tarifaria contemplaba para el quinquenio 2017-2022 el cumplimiento de un plan de inversiones, queremos destacar que Redengas sobrecumplió con dicho compromiso: alcanzó el 188 por ciento del plan de inversiones previsto en la Resolución 4364/2017.

Como podemos observar en el gráfico, en todos los rubros de inversión hemos sobrepasado las metas establecidas para ese periodo. Expresado en moneda corriente, Redengas realizó inversiones por más de mil millones de pesos.

Podemos destacar, dentro de los principales ítems de inversiones, las obras al nuevo punto de alimentación al sistema de alta presión, gasoducto de alimentación y nueva estación de presión, incremento de la operación del sistema de alta presión, incremento de la capacidad de ramal de alimentación de la estación reguladora de presión -Plaza Aramburu-, nueva estación reguladora de Plaza Aramburu, ampliación de red de distribución domiciliaria -más de 40 kilómetros de cañería instalada.

Se realizaron compras de más de 6.600 medidores de diferentes modelos y capacidades; se actualizaron los equipos informáticos y licencia de *software*; se renovó la totalidad de la flota de vehículos de la empresa, entre otros.

El resultado de las inversiones realizadas se ha traducido en la incorporación de nuevas zonas a nuestra distribución. El incremento del caudal del gas disponible en nuestro sistema mejora la confiabilidad y seguridad del suministro. Asimismo, se dio la simplificación de trámites para usuarios y matriculados, haciendo posible que más familias puedan disfrutar del confort y seguridad del servicio público a nuestro cargo.

Es importante destacar que de los 32 años de servicio, 18 años fueron gestionados bajo las condiciones impuestas por distintas leyes de emergencias económicas. En el año 2002, determinaron que las tarifas debían ser pesificadas y congeladas a su valor previo a la devaluación. En el año 2019, fueron congeladas con ínfimas correcciones, muy por debajo de los aumentos de los índices de inflación y absolutamente insuficientes para cumplir con las disposiciones del marco regulatorio en materia tarifaria.

Es necesario destacar el cuadro tarifario aprobado por la Resolución 4364/2017, que fue oportunamente impugnado por Redengas por errores e inconsistencias, que fueron parcialmente subsanadas mediante las resoluciones 283/2018, 680 y 681 del año 2019, encontrándose en trámite el recurso de apelación ante la Secretaría de Energía de la Nación.

Además, debemos señalar que a través de las resoluciones 521 y 751/2019, ambas de la Secretaría de Energía, y de la Ley 27.541, dejó de aplicarse el procedimiento de adecuación, situación que ha derivado en una sensible pérdida de la sustentabilidad económico-financiera necesaria para lograr una adecuada prestación y calidad del servicio.

Solo a los fines comparativos, el último ajuste autorizado de acuerdo a la normativa emanada por la revisión tarifaria -después, a través de IPIM-, se produjo en el mes de abril de 2019 con lo que la falta de actualización de los ingresos de nuestra empresa alcanza el 200 por ciento, descontando ya los ajustes tarifarios transitorios vigentes.

En un mismo período, los sueldos se incrementaron en un 470 por ciento; el precio de la cañería de polietileno subió más del 600 por ciento; el combustible creció en el orden del 225 por ciento; y la cotización oficial del dólar estadounidense -moneda en la que cotiza la mayor parte de los insumos con lo que la empresa trabaja- se incrementó en un 295 por ciento, en tanto que el ajuste tarifario autorizado para Redengas en ese periodo solo fue del 63 por ciento.

En el escenario descrito, Redengas obtuvo una visión de negocio de largo plazo administrando la compleja coyuntura que debía enfrentar.

La situación económica que atravesamos ha hecho mella en la situación financiera de Redengas, básicamente por la combinación de la falta de actualización de las tarifas, una sobreestimación de los volúmenes, con volúmenes considerados para el cálculo de la

tarifa de la Resolución 4364/2017, y un significativo aumento de los costos de operación e inversión por efectos de la inflación.

Por todo lo anterior, consideramos que es imprescindible volver en forma urgente a la aplicación integral del marco regulatorio vigente, no solo para retornar a los niveles de ingreso que permitan cumplir con los preceptos del artículo 38 de la Ley 24.076, sino que además sean las empresas prestadoras del servicio público las que desarrollen las inversiones de infraestructuras necesarias para el crecimiento del sistema.

Adicionalmente, es necesario que el Estado nacional arbitre en forma urgente las medidas necesarias para alcanzar el objetivo de recuperar la ecuación económica-financiera de los contratos, recomponiendo las finanzas de las empresas del sector, a efectos de sostener en el tiempo un servicio de calidad y de seguridad. Para esto, es necesario que en el régimen tarifario de transición se determine un nivel de ingreso para Redengas que permita cubrir los costos de operación y mantenimiento, el recupero del capital invertido y una rentabilidad razonable, tal como lo prevé el marco regulatorio vigente. Además, instamos tanto al ENARGAS como a la Secretaría de Energía de la Nación a que en esta instancia y en ocasión de publicarse los nuevos cuadros tarifario se dé una solución al reclamo por los errores en el cálculo de la tarifa de Redengas, incluyendo las diferencias tarifarias no percibidas desde la fecha de nuestro reclamo inicial.

Como señalamos anteriormente, las tarifas de Redengas presentan vicios en su cálculo y así lo hemos señalado en las distintas presentaciones realizadas ante ENARGAS. Solo a efectos de ejemplificar en esta audiencia la magnitud de las diferencias, exponemos el cuadro con los volúmenes utilizados. Cinco años transcurrieron desde ese momento. El promedio de despacho es un 18 por ciento inferior al computado por el ENARGAS para el cálculo de la tarifa. Teniendo en cuenta este vicio original, es necesario que se revise y se corrija dicho cálculo.

Nuestra propuesta tarifaria persigue como finalidad acompañar los objetivos destacados por el Estado nacional en la Ley 27.541, en el Decreto de Necesidad y Urgencia 1020/2020 -Revisión Tarifaria Integral-, la Resolución del ENARGAS I-523/2022, y las premisas establecidas por el marco regulatorio en materia tarifaria.

El cuadro tarifario propuesto nos permitirá garantizar el abastecimiento y la continuidad y accesibilidad del servicio público en condiciones de seguridad. Nuestra empresa ha considerado razonable adoptar para los meses de diciembre y enero un índice de ajuste equivalente al promedio de los índices del semestre junio 2022-noviembre 2022, que arroja un ajuste del 419 por ciento para el periodo comprendido entre los meses de marzo 2019 y febrero de 2023.

Los cuadros tarifarios para cada categoría son expuestos en los siguientes *slides*. Esta propuesta de cuadro tarifario no debe entenderse como una remediación o solución parcial o definitiva de las controversias interpuestas, las que deberán ser tratadas en su debido tiempo y forma. De igual modo, manifestamos que esta propuesta no implica la renuncia de Redengas de los recursos en trámite ni resignación de derechos derivados de la Resolución 4364/2017 y otros relacionados con el marco legal vigente.

Con respecto a las variaciones del costo del transporte, variaciones del costo del gas retenido y variaciones del precio del gas en boca de pozo, corresponde aclarar que los cuadros tarifarios propuestos exponen los importes vigentes a la fecha, por lo que, de existir modificaciones en algunos de estos componentes, se solicita a esa autoridad regulatoria que previo a los trámites de ley modifique tales cuadros, incorporando las eventuales variaciones que dispongan sobre alguno de ellos.

Por lo anterior, tomando en consideración los objetivos del Decreto 1020/2020 y por el improbable caso de que no se aprobare el cuadro tarifario expuesto, mantenemos las reservas formuladas en nuestro informe de fecha 16 de diciembre del año pasado.

En el siguiente cuadro, se puede observar el impacto aproximado del incremento respecto de los cuadros tarifarios vigentes, tanto en pesos como en porcentajes, que tendrán en la factura final por cada categoría de usuario, que es inferior a la inflación de los últimos 12 meses. El impacto que tendrá en la factura final de un usuario residencial promedio, sin considerar las variaciones del gas y del transporte, sería de, aproximadamente, un 47,63 por ciento respecto de la tarifa vigente. Esto representa un incremento promedio total final de la factura de, aproximadamente, 1754 pesos, más impuestos, por mes.

En esta oportunidad, además de la adecuación transitoria que solicitamos en los términos del punto 2 del artículo 1 de la Resolución ENARGAS I-523/2022, siendo que nos corresponde la revisión tarifaria -tal se expuso anteriormente-, venimos a plantear la necesidad de unificar la subzona Entre Ríos -punto 4 del artículo 1 de esa resolución-.

Por los motivos expuestos, en nuestro informe del 16 y 19 de diciembre pasado, los que forman parte de material de consulta de la presente audiencia y a los que nos remitimos por la limitación del tiempo de exposición, y tal como se ha desarrollado en párrafos anteriores, las tarifas propuestas cumplen con los objetivos trazados en la Ley 27.541, el Decreto de Necesidad y Urgencia 1020/202 -Revisión Tarifaria Integral- y la Resolución de ENARGAS I-523/2022 y el marco regulatorio vigente.

Los cuadros propuestos solo alcanzan a recuperar el aumento de costo de periodos pasados y no contemplan la inflación estimada para el año 2023, por lo que se corresponde con el requerimiento de ingresos mínimos necesarios para prestar el servicio en condiciones de seguridad y garantizando el abastecimiento, así como la continuidad y accesibilidad del servicio público esencial a nuestro cargo.

Como punto final de nuestra presentación, solicitamos al ENARGAS aprobar el incremento del margen de distribución y tasas y cargos a partir del próximo 1° de febrero; reconocimientos en tarifa de los nuevos precios de transporte y precio del gas que finalmente se acuerde; mantenimiento de las reservas formuladas en nuestra presentación. Además requerimos a la autoridad regulatoria que, en uso de sus atribuciones que le son propias, proceda a determinar la unificación de la subzona Entre Ríos, incluyendo la ciudad de Paraná y se apruebe para Redengas con sustento en las reglas básicas de licencia de distribución y la Resolución del entonces Ministerio de Energía y Minería N° 130/2017, una adecuación tarifaria de transición que contemple lo solicitado por nuestra empresa.

Muchísimas gracias.

27.- Sr. Daniel Horacio Martini

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos ahora con el número de orden 27, Daniel Horacio Martini, quien hablará en representación de la Asociación de Distribuidores de Gas-Adigas.

Sr. Martini.- Muy buenos días.

Señor presidente, autoridades de la audiencia, público participante: mi nombre es Daniel Martini. En mi condición de director de Adigas y apoderado de la asociación, voy a exponer la posición de la Cámara en esta audiencia pública.

- Se proyectan filminas.

Sr. Martini.- Adigas fue creada para promover el desarrollo de la industria del gas natural por redes en el país; la integran las distribuidoras Camuzzi, Ecogas, Gas Nea, Gasnor, Litoral Gas, Metrogas y Naturgy. Todas ellas, con excepción de Gas Nea, que inició sus operaciones cinco años más tarde, han cumplido el pasado 28 de diciembre sus primeros 30 años trabajando en el país.

Haré un balance muy acotado de estos treinta años de gestión de las distribuidoras: han duplicado la cantidad de usuarios; más de nueve millones en la actualidad, en cerca de 1200 localidades de todo el país; han abastecido un crecimiento de la demanda del 52 por ciento y más que duplicaron su infraestructura con un 141 por ciento de crecimiento en kilómetros de gasoductos y cañerías; realizaron inversiones por casi 3.600 millones de dólares que hubieran sido muy superiores con tarifas estables.

A efectos de lo que se trata en esta audiencia pública, es importante recordar que la que la factura final que reciben nuestros usuarios se conforma por la suma del precio del gas con el costo del transporte, el de la distribución y los impuestos, tasas y cargos.

En la conformación del precio del gas se integran no solo el precio del gas PIST que pagan las productoras y que desde 2020 está determinado por el plan Gas.Ar, sino las llamadas DDA, diferencias diarias acumuladas, que también son objeto de tratamiento en esta audiencia.

En el traslado a tarifas del precio del gas, se juega el derecho de las distribuidoras al *pass through* o principio de la neutralidad económica; esto es, que las variaciones en el precio de adquisición del gas se trasladen a los usuarios finales sin producir a las distribuidoras beneficios ni pérdidas.

Respecto de los impuestos, la ley establece que las variaciones de costos que se originan en cambios en las normas tributarias serán trasladados a las tarifas. Esto no se está cumpliendo. La acreencia de las distribuidoras por aumentos de impuestos y tasas provinciales y/o municipales a la espera de autorización para su traslado a tarifas es de más de 1700 millones de pesos a marzo del 2022. Si observamos estos 30 años transcurridos desde el inicio de las licencias como una línea de tiempo, podemos constatar que solo en dos periodos muy cortos hubo plena vigencia del sistema tarifario e institucional previsto en la ley. Durante más de 20 años las distribuidoras han trabajado en condiciones de emergencia, inestabilidad, con tarifas congeladas o que no reconocen los costos de operación.

Hagamos un zoom sobre estos últimos tres años. ¿Qué pasó en el período que se inició en diciembre de 2019? En esta etapa de transición, mientras se tramita la renegociación de la RTI, el precio del gas se incrementó de manera imprevista un 129 por ciento. Decimos “imprevista” porque los aumentos transitorios se aceptaron sin que fuera considerado el impacto que podrían provocar eventuales variaciones del precio del gas natural en la tarifa. Lo hemos dicho en todas las audiencias públicas convocadas estos años: un aumento en el precio del gas PIST genera pérdidas a las distribuidoras, pérdidas que en una situación de transitoriedad tarifaria deben ser compensadas de manera extraordinaria. La mayor y más crítica, como lo han señalado las compañías precedentemente, es la que genera el gas natural no contabilizado, al que deben sumarse gastos de incobrables y por comisiones bancarias.

La estimación total de estas pérdidas para el año 2023 supera los 12.000 millones de pesos anuales. Ahora, ¿cómo podemos dimensionar esta cifra de 12.000 millones de pesos anuales de pérdida generadas por aumentos imprevistos en el precio del gas? El gráfico que acompaño lo muestra claramente: estos incrementos de costos se llevan buena parte, por no decir casi la totalidad del aumento transitorio de margen de 2022, de tal manera que a las distribuidoras lo que se les dio por un lado en 2022 se les estaría quitando

por el otro en 2023. ¿Qué ocurrió en el mismo periodo a partir de diciembre de 2019 con el margen de distribución? Aumentó apenas un 80 por ciento, como claramente las compañías lo han repetido a lo largo de esta mañana, muy por debajo del 270 aproximado que aumentaron las variables de la economía. Estos números, por sí solos, justifican y dan racionalidad a las propuestas de aumento previamente realizadas por nuestras asociadas. Pero probablemente lo más impactante es que desde diciembre de 2019 se ha registrado una caída a la mitad en la incidencia de la distribución en la factura promedio de un cliente residencial de consumo típico: apenas el 12 por ciento, mientras que el gas, como vemos en la pantalla, prácticamente ha duplicado su incidencia solo en los últimos tres años. Para que se entienda bien: de cada 100 pesos que paga un usuario residencial, la distribuidora se queda solamente con 12 pesos. Es el piso histórico de los 30 años de la licencia; jamás la remuneración de las distribuidoras fue tan baja respecto de lo que pagan los usuarios en la factura; durante décadas osciló entre el 30 y el 40 por ciento y ahora - como vemos en pantalla- es de apenas 12 por ciento. No hace falta insistir en que las distribuidoras no son sostenibles si no se revierte este dramático deterioro en sus ingresos.

Un margen de distribución tan disminuido compromete la sustentabilidad de las compañías. En este gráfico, se puede observar el destino de los recursos del margen de distribución de cada año desde 2018; sin aumentos en 2023, el margen se reduciría al punto que el 78 por ciento de los recursos se destinarían solo a pagar sueldos, sin capacidad para atender la operación, el mantenimiento y, menos aún, las inversiones. Esto demuestra que los aumentos que han solicitado las distribuidoras son imprescindibles.

En nombre de las asociadas, queremos realizar las siguientes propuestas y solicitudes: primero, es necesario atender el pedido justo, razonable y asequible de las distribuidoras por un incremento que recupere el valor de sus ingresos en términos reales al 9 abril de 2019; en segundo lugar, se requiere actualizar trimestralmente las tarifas, acompañando el contexto de elevada inflación; tercero, es necesario aplicar a los usuarios definidos como N1, sin subsidio en la segmentación, el valor pleno de la tarifa de distribución, así como ya desde enero de 2023 se incluyen en sus facturas el valor pleno del precio del gas; cuarto, en cuanto a las DDA que forman parte del objeto de esta audiencia, para el cálculo del *pass through* debe considerarse el volumen real vendido por la variación entre el precio del gas comprado a las productoras y el facturado a los usuarios; quinto, el gas retenido es un costo asociado al transporte para la distribuidora y, por lo tanto, la devolución de combustible es una reducción del costo de transporte y no del costo de gas, por lo cual no corresponde considerarlo en el cálculo de las DDA; sexto, el impacto en el costo de las distribuidoras generado por los incrementos del precio del gas debe ser adecuadamente compensado. Y, por último, se debe autorizar el traslado a tarifas de los impuestos, tasas y cargos creados por municipios y provincias, que acumula un saldo pendiente -como dijimos- de 1700 millones de pesos.

A modo de conclusión, podemos afirmar que las distribuidoras necesitan en esta transición ingresos que les permitan continuar operando el servicio público. La cadena de valor del gas natural no será sostenible si no se revierte de manera clara y categórica el deterioro en los ingresos de las distribuidoras que hemos descrito.

Muchísimas gracias.

28.- Sra. María Victoria Noriega

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos ahora con el número de 28, María Victoria Noriega, quien hablará en representación de Fesubgas, Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos, Asistenciales y Vivienda de Setubal Limitada.

Sra. Noriega.- Muy buenas tardes a todos y a todas; muy buenas tardes, señor presidente de la audiencia, doctor Osvaldo Pitrau.

Mi nombre es María Victoria Noriega Sánchez y en representación de la Federación de Subdistribuidores de Gas de la República Argentina me hago presente hoy en esta audiencia para poder visibilizar la crítica situación que atraviesa el colectivo de subdistribuidores de todo el país.

Los subdistribuidores del país somos 64 y nos encontramos prestando este servicio esencial en más de 200 localidades de todo el país. Es dable destacar que, de los aproximadamente nueve millones de usuarios de gas por redes que existen en la Argentina, quinientos mil son atendidos por un subdistribuidor.

Las subdistribuidoras siempre hemos sido significativos proveedores de empleo local y hemos servido de impulsores para el desarrollo de las comunidades en las cuales nos encontramos insertas. También representamos un diferencial en el servicio que brindamos respecto de las distribuidoras en cada una de las comunidades en las cuales nos encontramos.

Es importante destacar también que el colectivo de los subdistribuidores está conformado principalmente por empresas de la economía social y solidaria, por cooperativas, por SAPEM provinciales y municipales que prestamos servicios esenciales fundamentalmente a la demanda prioritaria en el interior del país.

Los ingresos de los subdistribuidores provienen de las tarifas aprobadas por el ENARGAS, a iniciativa de las distribuidoras zonales; es decir que toda la actividad de los subdistribuidores en lo atinente a lo técnico y económico es regulado y normado por el Ente Nacional Regulador del Gas. Por lo tanto, también la solución de estas problemáticas que posee el sector requieren de una respuesta por parte del Ente Nacional Regulador del Gas.

Las subdistribuidoras tenemos el mismo objeto de prestación que las distribuidoras zonales, pero no hemos recibido hasta la fecha la misma atención regulatoria, económica ni financiera. Hemos sido rehenes de políticas públicas que, a diferencia de lo que ha sucedido con las distribuidoras, han afectado de manera alarmante nuestra posibilidad de sostenimiento.

Las problemáticas actuales que tenemos están vinculadas fundamentalmente a las asimetrías regulatorias que tenemos con las distribuidoras, a la falta de acceso al financiamiento, al alto endeudamiento que tenemos y, en muchos casos, flujos de fondos negativos por problemas de estructura tarifaria -esto me parece importante resaltarlo-, a los agravantes generales productos de la macroeconomía, tales como la inflación, las altas tasas de interés por endeudamiento, etcétera. El margen bruto de las subdistribuidoras es la diferencia entre lo que facturamos nosotros a nuestros usuarios y el costo del gas y la tarifa SDB, todo esto implica tarifas que son reguladas por el Ente Nacional Regulador del Gas. Es decir, el margen bruto que tienen las subdistribuidoras es un margen regulado por el ENARGAS. Por un lado, es el ENARGAS el que aprueba la tarifa SDB, que nosotros debemos pagar a las distribuidoras zonales y, por otra parte, es el mismo Ente el que aprueba las tarifas a los usuarios finales, siendo entonces que la utilidad que poseen las subdistribuidoras se obtiene luego de restar dicho margen bruto a los costos operativos, financieros e impuestos.

Nótese que, en las tarifas finales, el traslado del precio de gas, los márgenes de distribución y las tarifas de transporte -además de la tarifa que pagan los subdistribuidores zonales- son todos valores, como dije anteriormente, regulados por el ENARGAS.

La génesis de insuficiencia de estos ingresos para las subdistribuidoras ocurre en diciembre de 2016, cuando se reemplaza el precio del gas que pagaban las subdistribuidoras que era igual a una R1 por el denominado mecanismo *pass through*, con un precio más elevado. El ENARGAS no realizó en aquel año ningún análisis sobre la rentabilidad razonable de los subdistribuidores o, dicho de otra manera, no revisó si los ingresos de los subdistribuidores eran suficientes para pagar los costos razonables de prestación incluyendo los costos financieros.

El margen bruto de los subdistribuidores pasó a atender a sus costos operativos de capital y disminuyó entre estos años, entre octubre de 2016 y abril de 2017, en un 45 por ciento. Desde allí en adelante su disminución es alarmante.

Además del grave cuadro descrito por las tarifas aprobadas por la RTI, la situación de los subdistribuidores también empeoró por el endeudamiento provocado por el espacio de tiempo que transcurre entre que los subdistribuidores tenemos que pagar a los distribuidores la factura y el tiempo en que los subdistribuidores logran recuperar lo facturado a usuarios finales.

Históricamente, hasta junio de 2019 los subdistribuidores teníamos siete días para pagar las facturas a las distribuidoras; y más recientemente hemos logrado conseguir cuarenta días. Sin embargo, como lo han dicho los representantes de las distribuidoras que me antecedieron, ellos tienen 75 días para pagar a los productores y dicen que es insuficiente. Imagínense que los distribuidores tenemos 45 días y que nuestro sistema de cobro a nuestros usuarios finales requiere de 90 días para recuperar ese dinero. Claramente, los subdistribuidores vamos a endeudarnos con los distribuidores en este estado de situación; un estado de situación que se encuentra regulado en el Reglamento de Servicio de Distribución y, por tanto, puede ser modificado por el Ente Nacional Regulador del Gas.

Además, la metodología de aplicación del régimen de ampliación de zona fría ha perjudicado económicamente a los subdistribuidores de gas, dado que las distribuidoras continúan cobrándonos en igual plazo -cuarenta días- las facturas planas. Las bonificaciones por zonas frías tienen un desembolso por parte de Secretaría de Energía aproximado de 60 días. La diferencia de estos plazos tiene como consecuencia el pago de interés por mora por parte de los subdistribuidores a consecuencia de una política del Estado nacional.

Como fuera dicho anteriormente, a valores promedios del cien por ciento de los ingresos que reciben los distribuidores, un 85 por ciento se destina a pagar la factura de las licencias zonales; es decir que queda solo un 15 por ciento de margen bruto que debe ser aplicado a los gastos de personal, operación y mantenimiento del servicio, más las deudas que suelen tenerse con las distribuidoras zonales por esta incongruencia de plazo que nombré anteriormente. El restante 15 por ciento de margen bruto se volvió insuficiente para afrontar los costos operativos y de capital de trabajo para los subdistribuidores, incurriendo muchas veces las subdistribuidoras -como se ha dicho o como lo ha dicho el representante de Camuzzi- en mora en el pago de las facturas y endeudándose con la distribuidora zonal.

Tenemos que tener en cuenta que, si bien los tiempos de recupero de los ingresos por lo facturado a los usuarios finales pueden ser similares entre las subdistribuidoras y las distribuidoras, cuando se trata de un usuario de la misma categoría, en realidad las distribuidoras corren con dos grandes ventajas que el ENARGAS no desconoce: en primer lugar, estas pagan a las productoras, como dije, a 75 días, cuando nosotros, los subdistribuidores, debemos pagarle el gas a las distribuidoras a 40 días. Es decir que hay un trato diferencial entre las distribuidoras y las subdistribuidoras. En el mercado

desregulado entre productores y distribuidores, tienen un plazo mayor al plazo que tenemos en el mercado regulado las subdistribuidoras para pagar a los distribuidores. En esas diferencias de entre 25 y 35 días. ¿qué se hace con el dinero que pagan las distribuidoras? No lo sabemos.

La otra gran diferencia es que los usuarios de categoría P y R constituyen el cien por ciento de los usuarios de los subdistribuidores, mientras que las distribuidoras cuentan con la mayor parte de sus ingresos por parte de usinas eléctricas y de grandes usuarios que tienen un proceso de medición y de facturación de 30 días. Si además a esto le sumáramos que la subdistribuidoras, en caso de entrar en mora en el pago de la facturas, se le aplica, por reglamento de servicio de distribución, la tasa pasiva canal electrónico, más un 50 por ciento de punitorio, esta situación es totalmente insostenible para la subdistribución e inequitativa.

Nosotros, en caso de que nuestros usuarios nos deban, podemos cobrarle una tasa que es igual a una vez la tasa pasiva canal electrónico y si nosotros, a causa de que nuestros usuarios tardan en pagarnos nos endeudamos con las distribuidoras, ellas nos pueden aplicar una tasa de una vez y medio. Es decir, quiero dejar en claro que el endeudamiento por parte de la subdistribuidora para nada es una situación deseada sino, por el contrario, es un gran negocio de las distribuidoras.

Por último, quiero hacer referencia al cargo, que es el importe en la factura con el que las subdistribuidoras debemos hacer frente a los costos de operación y mantenimiento de servicio. Tengan en cuenta que la mayor parte del mercado de la subdistribución son usuarios R1 y R2.1 y que actualmente, en lo referente al cargo fijo, están pagando 370 pesos. Si le realizamos un comparativo con otros servicios, tales como la luz, el agua, la telefonía fija, encontramos que conceptos similares ascienden hoy, en promedio, a la suma de 700 pesos. Claramente podemos vislumbrar un significativo retraso en este concepto, más aún si comparamos los porcentajes de aumento de tarifa otorgados por el ENARGAS desde febrero 2018 con los porcentajes de aumento del IPIM, en igual período. Observamos un retraso en el cargo...

Sra. Moderadora (Peralta).- Le pedimos, por favor, a la oradora finalizar con su exposición.

Sra. Noriega.- Por todo lo anteriormente expuesto, le pedimos al señor interventor que resuelva favorablemente lo solicitado en la presente exposición, junto con las restantes autoridades de aplicación con potestades concurrentes de modo provisto en la revisión tarifaria transitoria en curso y oportunamente en las definitivas, en concepto de una nueva estructura tarifaria o de tarifas y cargos que permiten en todos los casos obtener ingresos suficientes a las subdistribuidoras para satisfacer todos los costos operativos razonables...

Sra. Moderadora (Peralta).- Le pedimos disculpas pero no podemos continuar. Debemos respetar los tiempos.

29.- Sr. Pablo Nicolás Mulet

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos ahora con el número de orden 29, Pablo Nicolás Mulet, quien hablará en representación de Mulet Construcciones Electromecánicas SRL.

Sr. Mulet.- Buenos días a todos.

Mi nombre es Pablo Mulet. Soy socio gerente de Mulet Construcciones de San Juan.

En esta presentación, voy a evitar abundar en números porque ya han sido expuestos por todos los que me precedieron. Al igual que en audiencias públicas anteriores, como así también por medio de una gran cantidad de notas, mi representada y todas las subdistribuidoras hemos expuesto nuestra delicada situación financiera y hemos solicitado soluciones definitivas y medidas paliativas para el sector. Sin embargo, hoy debemos nuevamente exponer la misma situación crítica. Muchos subdistribuidores se encuentran fuertemente endeudados, con deudas que superan ampliamente los 2600 millones. Estas deudas tienen su origen en abril del 2017, como resultado de una medida regulatoria adoptada por ENARGAS, por la cual redujo significativamente nuestro margen bruto, llegando en algunos casos a ser negativos. Esta reducción se implementó sin ser compensada por ninguna otra medida, imposibilitándonos a cubrir nuestros costos de prestación. En la mayoría de los casos, entre el 65 y el 85 por ciento de los ingresos obtenidos por los subdistribuidores son destinados a pagar la tarifa que nos facturan las respectivas distribuidoras zonales.

Es importante destacar que, como subdistribuidores, tenemos una doble regulación, ya que es ENARGAS quien determina nuestro precio de compra del gas como así también nuestro precio de venta. Es por ello que, más allá de las decisiones que tomemos o de nuestra eficiencia, es ENARGAS quien determina mayormente nuestros resultados, teniendo el poder de ahogarnos financieramente al implementar malas medidas regulatorias.

A modo de síntesis, voy a enumerar algunos de los problemas planteados y las soluciones propuestas. Ante la implementación de un precio especial del gas en el punto de ingreso al sistema para los subdistribuidores, como se dijo antes, debido al escaso margen establecido por el ENARGAS para los subdistribuidores, nuestra situación es crítica. Una posible solución, al menos paliativa para este problema, es volver regulatoriamente a como era antes de abril del 2017, cuando la tarifa SDB incluía un precio del gas diferenciado. El impacto fiscal de una medida en este sentido es insignificante, ya que el volumen del gas que los subdistribuidores distribuimos es escasamente el 2 por ciento del mercado del gas. En consecuencia, solicito que a los subdistribuidores se nos mantenga el precio del gas instrumentado para los usuarios del segmento N2, lo que permitiría engrosar moderadamente nuestros ingresos, mejorando la ecuación económica-financiera para hacer la prestación del servicio a nuestro cargo un poco más sustentable.

Resolución 140/2022: dicha resolución fue publicada en 2022, y tenía como finalidad ser un paliativo de las deudas generadas por el cambio regulatorio de abril del 2017. Su implementación permitió rebajar el precio de la compra del gas en un 25 por ciento para los subdistribuidores entre diciembre del 2021 y julio del 2022. En su mayoría, los subdistribuidores previeron destinar estos importes a los acuerdos con las distribuidoras para cubrir las deudas generadas en el periodo anterior. Sin embargo, mi representada, al igual que la totalidad de los subdistribuidores, a pesar de haber ingresado los respectivos pedidos en tiempo y forma, hasta el momento no hemos recibido el pago correspondiente, generando de esta manera el incumplimiento de los convenios de pago con los distribuidores. Por esto, solicitamos una solución inmediata respecto de los pagos adeudados, como así también solicitamos que esta ayuda temporal sea extendida por igual periodo, a fin de permitarnos afrontar los crecientes costos y garantizar la continuidad normal de la prestación del servicio público.

Como se dijo anteriormente, el cargo fijo es independiente del nivel de consumo y su fin es cubrir los costos fijos en los que incurren las prestadoras para llevar a cabo la distribución del gas por redes. En este contexto y en particular considerando la inflación sostenida y las modificaciones regulatorias con sus consecuentes incrementos de costos, como por ejemplo la facturación mensual en lugar de bimestral, se requiere una urgente recomposición de sus montos tendiendo a llevarlos a valores que permitan cubrir los costos operativos.

Actualización de la tarifa peaje de los subdistribuidores para los grandes usuarios: Mulet Gas es propietario y opera en un gasoducto industrial construido con inversión propia. En dicho gasoducto, nuestra subdistribuidora está autorizada a cobrar por cada metro cúbico de gas transportado a los grandes usuarios una tarifa que se denomina peaje. En la prestación que otorga esta tarifa, los grandes usuarios reciben de Mulet Gas el mismo servicio que les presta la distribuidora de Gas Cuyana mediante su tarifa ID para grandes usuarios. Sin embargo, a pesar de ser prestaciones idénticas, la tarifa autorizada a la distribuidora es un 417 por ciento mayor a la autorizada a Mulet Gas, siendo este caso completamente discriminatorio. No tiene ninguna justificación al respecto.

Como muestra de esta discriminación, es suficiente observar la evolución de esta tarifa a partir de la privatización. Desde el año 1992, la tarifa correspondiente a los grandes usuarios que aplica distribuidora de gas Guyana fue regularmente actualizada con mayores y menores atrasos, pero siempre actualizada. En cambio, desde 1992 hasta la actualidad, o sea 30 años, la tarifa aplicada por Mulet Gas estuvo congelada durante 29 de los 30 años transcurridos, habiendo sido actualizada solo en dos oportunidades: por primera vez, en octubre del 2018 -casi 26 años posteriores a ser establecida con la salida de la convertibilidad de por medio- y, por segunda y última vez, en abril del 2019. O sea que desde la última actualización hasta hoy ya se acumula nuevamente un periodo de congelamiento de casi cuatro años, mientras que en este último periodo a Distribuidora de Gas Guyana se le actualizó esta tarifa en dos oportunidades y será actualizada nuevamente en esta oportunidad.

Esta apreciación no es solo propia, sino que es el mismo ENARGAS quien la destaca, ya que en la última resolución de actualización de abril del 2019 escribió en los considerandos lo siguiente: "Dado el carácter prestado por el sudistribuidor a los grandes usuarios o estaciones de GNC, clientes de la distribuidora zonal, los costos del subdistribuidor, al ser remunerados por el cargo, deben actualizarse de la misma manera que la licenciataria de la distribución. El criterio expresado se funda en que la prestación del servicio en cuestión debe tener un trato igualitario con la distribuidora zonal en la que el subdistribuidor desarrolla su actividad".

Además de estos dichos escritos por ENARGAS, es importante también destacar que pese al congelamiento, Mulet siempre continuó operando el sistema de manera segura y confiable. Este "olvido" -entre comillas- regulatorio atenta contra Mulet Gas y todos los subdistribuidores que prestan este servicio de peaje con sus propias redes, estando obligados a facturar un concepto tarifario regulado y corregir, asumiendo de sus propias arcas, el constante incremento de costos. Actualmente, esta tarifa no alcanza a cubrir los costos y requiere su inmediata actualización y equiparación a la tarifa análoga ID, autorizada a la distribuidora. Esta equiparación no es caprichosa, sino que se funda en que todos los servicios prestados por las subdistribuidoras es interrumpible e idéntico al servicio prestado por la distribuidora para este segmento.

Es válido también destacar que además del congelamiento sufrido en esta tarifa, el ENARGAS nunca otorgó una compensación que permita recomponer o recuperar las pérdidas incurridas durante tantos años por su intencional omisión, causando un perjuicio

económico enorme a mi representada, situación que no debe repetirse, a menos que la intención de ENARGAS sea condenar a Mulet Gas y los subdistribuidores que operan sistemas similares a su extinción en favor de las grandes distribuidoras; situación que, de ser así, debe ser cuanto menos sincerada por parte de la autoridad regulatoria.

Otro punto es la financiación temporal por parte de los subdistribuidores de zona fría. Reiteramos al pedido realizado oportunamente a partir de la implementación del régimen de zona fría mediante el cual los subdistribuidores solicitamos simplificar el mecanismo administrativo mediante la colaboración de las distribuidoras, disponiendo que los subdistribuidores puedan descontar y ceder sus créditos por los subsidios aplicados por zona fría de las respectivas facturas que las distribuidoras nos emiten.

Por último, deseo mencionar el plazo de pago a las distribuidoras y tasas de interés por mora. Las distribuidoras cobran las facturas de servicios a los subdistribuidores a los 40 días de efectuarse el consumo, sin otorgar las ventajas que tienen para pagar sus facturas.

En este tema, existen dos asimetrías regulatorias que ENARGAS aún mantiene y no ha atendido: mientras que las facturas de los subdistribuidores vencen a los 40 días de emitidas, los subdistribuidores tardan de 90 a 120 días hasta cobrarle a sus usuarios.

Por otro lado, al ser el perfil de sus usuarios principalmente residenciales, debemos aplicar la mora en la tasa de interés pasiva -Canal mostrador del Banco Nación- frente a la tasa pasiva, canal electrónico, que nos aplican las distribuidoras, más un punitivo adicional del 50 por ciento. Las distribuidoras, por su lado, tienen un plazo de pago de 75 días para los productores...

Sra. Moderadora (Peralta).- Le pido que vaya redondeando su idea.

Sr. Mulet.- El pedido es estudiar la posibilidad de incrementar el plazo de pago vigente para el vencimiento de la factura que los distribuidores emiten a los subdistribuidores: se propone pasar de los 40 días actuales a 90 días, igualando las tasas de interés autorizadas y quitando el punitivo que nos aplican.

Por todo lo expuesto, solicitamos al ENARGAS que, en orden de su competencia en la materia y en cumplimiento de sus obligaciones, adopte todas las medidas a su alcance para recomponer la grave situación económico-financiera de mi representada, incluyendo los subsidios y todas las medidas compensatorias complementarias que sean necesarias para tal finalidad, todo ello a fin de subsanar, al menos parcialmente, haber sufrido un trato discriminatorio, violatorio de los principios de legalidad, igualdad ante la ley ante la ley y congruencia.

Muchas gracias.

Sra. Moderadora (Peralta).- Se le recuerda que podrá ingresar, en el marco de esta audiencia, por secretaría en el link habilitado a tal efecto cualquier presentación o manifestación sobre el objeto de la misma que entienda le haya faltado o sea pertinente a fin de ser incorporada en acta y en el expediente respectivo.

Continuamos ahora con el número de orden 30, Enrique Salvador González, quien hablará en representación de la Cooperativa de Obras y Servicios Públicos de San Basilio.

- No se hace presente.

Sra. Moderadora (Peralta).- Número de orden 30, ¿se encuentra en la sala?

- No se hace presente.

Sra. Moderadora (Peralta).- Reiteramos: número de orden 30, ¿se encuentra en la sala?

- No se hace presente.

Sra. Moderadora (Peralta).- Me informan que el número de orden 30 no ha ingresado a la plataforma respectiva.

En tal sentido, se le comunica a dicho orador que podrá ingresar en el marco de esta audiencia, por Secretaría, en el link habilitado a tal efecto, cualquier presentación, consulta o manifestación sobre el objeto de la misma, a fin de ser incorporada en acta y en el expediente respectivo.

También podrá dejar sin efecto su participación en carácter de orador mediante el mismo medio.

31.- Sra. Mariana Grosso

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el número de orden 31, Mariana Grosso, quien hablará en representación de la Defensoría del Pueblo de la Nación.

Sra. Grosso.- Buenas tardes a todos y a todas, autoridades de ENARGAS...

- Por problemas de conexión, se entrecortan las palabras de la oradora.

Sra. Moderadora (Peralta).- Mariana, te sugerimos apagar la cámara para mejorar la calidad de conexión, porque se entrecorta el audio.

Sra. Grosso.- Ya la apagué.
¿Se escucha?

Sra. Moderadora (Peralta).- Se escucha muy entrecortado. Te vamos a pedir que dejes de compartir tu presentación, para ver si podemos retomar tu participación en esta audiencia.

Sra. Grosso.- Nuestra Institución vela por los derechos de los usuarios y usuarias. Además, en su carácter de única INDH de Argentina reconocida por Naciones Unidas, también vela por el cumplimiento de los ODS y los tratados internacionales de derechos humanos e informa por las recomendaciones. Es en ese marco y en ese doble carácter que analizamos la información puesta a disposición, realizamos las siguientes observaciones.

En cuanto a la renegociación de la RTI, participé durante todo el proceso. Es más, en 2005, en las audiencias se pusieron a disposición propuestas de cartas de entendimiento, porque no se había alcanzado acuerdo alguno. En 2016, también participamos de la audiencia pública, en la cual solicitamos que el ENARGAS debía analizar y evaluar la base tarifaria y los costos presentados por las empresas, sobre las cuales pretendían el mayor reconocimiento tarifario y el Ente debía respetar el principio constitucional de razonabilidad. En este periodo 2020-2022, estamos participando de estas audiencias que también establecieron la prórroga para el 2023. Insistimos nosotros con esto.

¿Qué es la RTI para la Defensoría? Es el estudio del nivel socio-económico de los usuarios para una correcta categorización, el establecimiento de parámetros de calidad y

modelos de control, el estudio de costos, la fijación de una tasa de rentabilidad razonable y el análisis de inversiones que permitan la eficiencia y la prestación del servicio en condiciones de calidad. También es el establecimiento de criterios para la gestión ambiental, con enfoque basado en derechos humanos, la exigencia de una estructura de financiamiento equilibrada, el establecimiento de procesos de debida diligencia en derechos humanos, basados en el deber del estado de proteger, de las empresas de respetar los derechos humanos, y finalmente, la adopción de mecanismos adecuados de accesos a reparación.

Ahora bien, en cuanto a las presentaciones de las transportistas y distribuidoras, ya se ha hablado de los incrementos que solicitan de alrededor del 200 por ciento, pero que las tarifas propuestas son menores a las que les corresponderían. En cuanto a la diferencia acumulada, solicitan que se considere durante este proceso de RTI y, a su vez, presentan distintas alternativas para los cuadros tarifarios.

Por otro lado, hablan de reclamos administrativos sin resolver y hacen planteos de reserva de derechos y acciones que podrían tener un impacto en la factura final de los usuarios. A su vez, están proyectando revisiones trimestrales que reflejan variaciones de costos y solicitan los ajustes correspondientes. No contemplan la realización del plan de inversiones obligatorias. No consienten ni reconocen derechos sobre el procedimiento iniciado a través del Decreto 1020. También solicitan por la falta de traslado de los incrementos de tasas municipales a las facturas.

También reclaman por la falta del pago del fondo compensador por menores ingresos de la Resolución 508/2017. En cuanto a las diferencias diarias acumuladas también existen diferentes criterios en lo presentado por las distribuidoras en el material puesto a disposición.

En definitiva, nos preguntamos cuál será el impacto para el usuario. Esto es una incógnita, porque las empresas presentaron cuadros tarifarios desconociendo el nuevo precio del gas, lo que en definitiva resulta de la tarifa transporte y, por ende, de distribución. Es decir, hay un desconocimiento del nuevo precio del gas, del transporte y de la distribución. Los usuarios y usuarias del servicio deben tener certeza y un horizonte normativo. Hoy, en función de lo que se discuta en esta audiencia pública, solo tienen indefiniciones.

Para definir incrementos tarifarios, deben contemplarse las circunstancias sociales, políticas y económicas del país. En una relación tripartita entre el estado, las prestadoras y los usuarios, existen relaciones básicas que deben ser resguardadas en su justo equilibrio y los usuarios son el eslabón más débil. Imponer a los usuarios nuevos incrementos tarifarios implica analizar si están en condiciones de soportar el pago de tarifas superiores a las vigentes. Es imprescindible, entonces, tener en cuenta la capacidad económica y financiera de los usuarios y usuarias. También está vigente y se ha nombrado la segmentación de subsidios, claramente con un impacto en los cuadros tarifarios. Como ya lo hemos dicho en otra audiencia pública, debemos tener presente que aquellos que no se han inscripto -y se desconocen los motivos- van a quedar incluidos en el nivel 1, es decir, el más alto. Hay usuarios que se endeudan para pagar sus facturas y que pagan altas tasas de interés y en la mayoría de estos casos están fuera del sistema bancario.

Los pagos del servicio, como nosotros sostenemos en todas las audiencias públicas, no deben disminuir la capacidad de derechos que de allí se desprenden: a la salud, a la educación, a la alimentación, a una vivienda y a una vida digna. Esto se desprende de la observación general 4 del Comité sobre el derecho a una vivienda adecuada, que hace hincapié...

- Por problemas de conexión , se entrecortan las palabras de la oradora.

Sra. Grosso.- ...incrementos pueden llevar a la exclusión del objetivo 7 de la Agenda 2030, que nos habla de garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

Es el Estado quien debe garantizar la accesibilidad y la asequibilidad. Debemos tener también presente que los usuarios hoy afrontan incrementos en otros servicios básicos y en productos que hacen a su subsistencia, incrementos salariales insuficientes, devaluación del peso con impacto en el salario real y en el poder de compra. Se observa una crisis en el sector asalariado y de los comerciantes, en general, lo cual hace necesario adoptar medidas en defensa y resguardo de sus intereses.

Es por eso que nosotros proponemos que al decidir sobre los nuevos cuadros tarifarios debe evaluarse la capacidad económica financiera de los usuarios y usuarias. No puede autorizarse un incremento sin este análisis. Por otro lado, debe brindárseles un horizonte de certeza normativa.

Para finalizar, desconocemos entonces cuál será el monto que abonarán los usuarios en sus facturas, incluido el precio del gas, el transporte, la distribución, los impuestos y las tasas.

Reiteramos los principios expuestos en otras audiencias públicas: el Ente debe evaluar si la factura final de usuarios y usuarias, incluidos tasas e impuestos, resultará razonable por imperativo del artículo 42 de la Constitución Nacional. Por otro lado, está la asequibilidad de la tarifa. Esto está impuesto por el derecho convencional y la Agenda 2030. Otra solución será contraria a derecho.

Ahora sí, para finalizar, sabemos que nos encontramos en una situación de emergencia. Cuando observamos en el presente una gran retracción de importantes sectores de la economía, no podemos cerrar los ojos. Esta es la realidad y a ello debemos ponderar para superarla.

Toda política pública debe tener como centro a la persona. Por lo tanto, las modificaciones en las tarifas del servicio de gas no resultan solo una variable económica, sino que hacen a los derechos esenciales a los cuales el Estado se obligó al suscribir la Agenda 2030 y demás tratados internacionales de derechos humanos.

Muchas gracias.

Sra. Moderadora (Peralta).- Le informamos a Mariana Grosso, defensora del pueblo de la Nación Argentina, que debido a interrupciones ocasionadas por problemas de conectividad podrá cargar su presentación en el link habilitado a tal efecto.

32.- Sr. Diego Mielnicki

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el orden número 32, Diego Mielnicki, quien hablará en representación de la Defensoría del Pueblo de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Sr. Mielnicki.- Buenas tardes.

Una vez más, vamos a exponer en representación de la defensora del pueblo de la ciudad, María Rosa Muiños.

Vamos a reiterar también lo que hemos planteado en las últimas y en todas las audiencias públicas desde que años atrás se iniciara este procedimiento. Tenemos unas primeras observaciones. La primera es que, una vez más, estamos viendo cómo pasan las

audiencias y cada vez tenemos menos expositores y, sobre todo, menos expositores en representación de los usuarios. Prácticamente, no hay usuarios que expongan. Hemos escuchado unas cuantas representantes de empresas plantear algo que ahora vamos a decir qué es lo que nos parece.

Entonces, como primera observación, manifiesto que hay un desinterés general respecto de estas audiencias. Recordamos las primeras audiencias de años atrás, que duraban dos o tres días, con jornadas completas. Ahora hemos tenido una última audiencia, el mes pasado, que duró menos de dos horas: una hora 40. Esto nos tiene que llamar la atención.

Como hemos dicho también en todas las audiencias anteriores, el carácter de no vinculante absoluto que tienen estas audiencias es algo que nos parece tiene que ver con este desinterés y con que en cada audiencia tengamos menos expositores, reitero, sobre todo, en representación de los derechos y de los intereses de los usuarios.

Hemos escuchado hoy durante varias horas las posturas de los representantes de las empresas y el supuesto atraso tarifario que ellos plantean. Recién lo decía muy bien Mariana. Si vamos a hablar de atraso tarifario, tendríamos que hablar también de atraso salarial y de la situación crítica de millones de compatriotas; por supuesto, de estos, hay cientos de miles que no tienen acceso al gas natural. Hablemos una vez más de la necesidad de que todo servicio de gas sea servicio público: el gas, GLP, garrafa, etcétera, también debería serlo.

Además, tampoco tenemos que olvidar –y los representantes de las empresas no lo han dicho– que venimos de años de un endeudamiento histórico, una pandemia como no sucedía en más de un siglo y una inflación muy fuerte. Todo esto genera un deterioro del salario y un endeudamiento de los usuarios y de las familias que los representantes de las empresas no pueden obviar.

Desde ya que los porcentajes que han planteado hoy aquí a nosotros nos llaman poderosamente la atención. Vamos a plantear nuestro rechazo absoluto. Está claro que con recomposiciones salariales que muchas veces ni siquiera sirven para acompañar la inflación y con pérdida de salario durante todos los años, plantear aumentos en un servicio público esencial como han esgrimido hoy los representantes de las empresas nos parece un absoluto despropósito. Y reitero, una vez más, nuestra oposición a estas propuestas con esos niveles de aumento.

Los representantes de las empresas saben cuál es el endeudamiento que están teniendo los usuarios para afrontar estos servicios y estamos en meses de menor consumo en este servicio. Imaginemos lo que puede ser, con las propuestas de aumento que han planteado, el próximo invierno.

Entonces, una vez más y por tercera vez, planteamos nuestro rechazo a esos aumentos. Como hemos dicho en otras audiencias, los aumentos tienen que ser razonables. Los aumentos siempre tienen que ser menores a la inflación, menores al índice de recomposición salarial. Desde ya, los aumentos, en todo caso, tienen que ser para los usuarios que estén en condiciones de afrontarlos.

Como hemos dicho en las audiencias anteriores, la tarifa social y la segmentación tarifaria tienen, por supuesto, objetivos loables, pero después en la implementación tienen alguna falla que hemos planteado y vamos a reiterar una vez más. El esquema de tarifa social, muchas veces, no comprende a todos los usuarios que la necesitan. Hemos hecho la propuesta y la vamos a reiterar una vez más, para que el límite de ingresos se supere de dos a tres salarios mínimos, vitales y móviles; a que los bloques de consumo se incrementen en cantidad de metros cúbicos, fundamentalmente, en época invernal. Esto es básicamente regresar al esquema previo que había en la tarifa social, que se modificó

durante el gobierno anterior, en la gestión del Ente Regulador, y algunas otras propuestas que también las hemos hecho y que todavía, en general, no se han implementado. Vamos a insistir con estas propuestas, por ejemplo, la anulación del cobro a los usuarios de los cargos extraordinarios que las empresas denominan “Gestiones y envío de deuda común bajo firma” o “Notificación fehaciente de aviso de deuda”.

Entendemos que, si los usuarios se van a comprometer a un plan de pago, estos ítem bien podrían ser afrontados por las empresas distribuidoras. Está claro que si a las familias endeudadas le sumamos estos cargos, engrosan la deuda inicial y representan, muchas veces, un impedimento de regularizar la situación.

También vamos a plantear, como hemos dicho en otras audiencias, la reducción o la anulación de los intereses aplicados en las liquidaciones vencidas y en los planes de pagos. Nuevamente, respecto de usuarios que están con problemas para pagar y necesitan un plan de pagos, si le sumamos tasas de interés importantes, se dificulta la adopción y después el cumplimiento incluso de ese plan de pago. Está claro que a las empresas les interesa que los usuarios respeten los planes de pagos, pero los usuarios tienen que tener planes de pago posibles de respetar.

Otra propuesta que también hemos hecho es la habilitación del proceso de baja de titularidad en forma independiente de la posibilidad del retiro de medidor y, además, la consideración de la condonación de la deuda o el traslado de la misma a los usuarios no titulares del servicio. Digamos que el procedimiento –también ya lo hemos dicho– para desvincular la titularidad del servicio actualmente establece que esa cuenta no debe tener deuda al momento de solicitud. Hay cientos de casos que están trabados o empantanados por esta requisitoria. Requiere nada más que se realice el retiro del medidor en la propiedad para efectivizar la baja.

En síntesis, sostenemos que la baja administrativa bien podría ser automática, inmediatamente después del pedido del interesado, dando posterior aviso fehaciente de la situación al usuario no titular del servicio, para que, en caso de corresponder, abone lo adeudado y presente documentación necesaria. Estas son algunas de las propuestas que nosotros hemos hecho en audiencias anteriores. Todavía no hemos tenido respuestas positivas; por eso, insistimos una vez más.

Para concluir, como decíamos al inicio, nos vuelve a llamar la atención la poca participación de usuarios, porque son cada vez menos en estas audiencias, que no tienen carácter vinculante. Además, la enorme mayoría de las propuestas que hacen los representantes de usuarios, sean asociaciones, sean defensorías del pueblo, sean entidades no gubernamentales, funcionarios etcétera, en general, no son tenidas en cuenta, en virtud del carácter de no vinculante absoluto.

Como segunda observación, realmente nos asustan los números que han planteado algunos representantes de las empresas. Reiteramos, estamos en una situación de emergencia, en una situación crítica. Los usuarios no pueden afrontar pagos más allá de sus capacidades económicas.

Muchas gracias y buenas tardes.

33.- Sr. Fernando Javier Gray

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el orden número 33, Fernando Javier Gray, quien hablará en representación de la Municipalidad de Esteban Echeverría.

Sr. Gray.- Muy buenas tardes a todos y todas.

En primer lugar, quiero señalar que siempre resultan positivas todas las instancias de participación comunitaria, fundamentalmente, en cuanto a lo relativo a los servicios públicos y especialmente las tarifas.

Vengo a esta audiencia pública como intendente de la localidad de Esteban Echeverría, una comuna de la provincia de Buenos Aires, con 388.000 habitantes, más de 80 barrios comprendidos en cinco localidades, con una extensión de 120 kilómetros cuadrados, en el segundo cordón de la zona sur del conurbano bonaerense.

Vengo en representación de mis vecinos y vecinas que habitamos un municipio con un fuerte componente comercial, con pymes pujantes, innumerables entidades de bien público, clubes, centros de jubilados, sociedades de fomento y centros de salud, tanto públicos como privados, así como una amplia presencia de sectores medios, trabajadores, sectores populares y vulnerables.

Es por ello que me veo en la obligación de sostener que cualquier mínimo impacto en la tarifa de un servicio, por mínimo que a veces pueda parecer, tiene un gran impacto en hogares y sectores productivos, que tienen a la energía como uno de los gastos más importantes.

Venimos con centros comerciales que han estado cerrados durante los meses de pandemia y ahora empiezan de a poco a ponerse en actividad. Es así que en nuestro municipio hemos implementado ferias y encuentros para promover determinados sectores, como es el caso de la Expo Echeverría, que promueve el sector gastronómico local, como forma de sostener el empleo. Nos encontramos abocados a generar parques industriales que generen trabajo y producción. Entendemos que el trabajo es el principal ordenador social.

Por ello, hemos inclusive propuesto un programa que se denomina “Invertí en Esteban Echeverría”, por el cual, toda empresa nueva que viene al distrito y genera mano de obra local, por cinco años, no paga ningún tipo de tasa municipal. Digo esto, porque desde la comuna debemos hacer un esfuerzo inmenso para desarrollar estos programas. Debemos revisar número por número, cada peso y cada partida de nuestro presupuesto.

De igual manera, el gobierno nacional, a través de la Secretaría de Energía de la Nación, hace un enorme esfuerzo para sostener las tarifas y el servicio. Ahora entendemos que este esfuerzo debe ser también compartido por las empresas prestatarias de servicios, respecto de cientos de hogares que subsisten con una jubilación mínima, asalariados que no llegan a fin de mes y enormes sectores desempleados.

Por esto, pido que hagamos esfuerzos compartidos. No se le puede pedir más a nuestra población en este sentido. Solicito que se trate de morigerar al máximo cualquier aumento y que se respete el principio básico de razonabilidad tarifaria. En otro orden de cosas, necesitamos que las empresas de servicios sigan invirtiendo, si bien desde nuestra gestión reconocemos que es totalmente distinta la situación y la inversión de las empresas de gas con relación a los innumerables inconvenientes que tenemos con las prestatarias de energía eléctrica. No obstante, hace falta reforzar las inversiones y hacer ajustes de índole administrativa.

A modo de ejemplo, quiero contarles que construimos un nuevo barrio de viviendas, pero administrativamente, tuvimos que poner todos los medidores a nombre del municipio. En otro caso, estamos construyendo un programa de viviendas de más de cuatrocientos casas, pero falta la estación o planta reguladora. Este es el caso del barrio Papa Juan Pablo II, que está especialmente construido para relocalizar familias de la Cuenca Matanza, a instancia de la Suprema Corte de la Nación. Debe tener todos los servicios, tales como agua, gas, cloacas y accesos, pero estamos con dificultades en el

suministro de gas, situación que también nos impide seguir avanzando en la construcción con nuevas viviendas en la zona.

Nosotros estamos en la Cuenca del Matanza. Esta situación nos ha llevado a que, por el fallo Mendoza de la Corte Suprema, debemos relocalizar cientos de familias. El lugar disponible que tenemos para localizar estas familias es la zona conocida como Monte Grande Sur, pero en esta zona tenemos serias dificultades con la cobertura de gas, si bien la red de gas se encuentra integrada a vastos sectores de nuestra población. Por eso, esta estación de gas resulta vital para poder seguir construyendo las viviendas, seguir trasladando a la gente y poder seguir avanzando en la construcción de nuevas viviendas, ya que la proyección de nuestro distrito se encuentra en esa zona y actualmente no tiene cobertura y no podemos entregar viviendas nuevas con un servicio de gas envasado.

También es importante el trabajo en conjunto, ya que es sabido el problema de suministro que atraviesan en invierno muchas escuelas de la provincia de Buenos Aires. Para subsanarlo, hemos firmado un convenio con la Universidad de Avellaneda, para relevar todos los establecimientos y hacer las obras correspondientes. Ya las estamos realizando y vamos a estar todo el verano trabajando, pero en algunos casos necesitamos coordinar mejor las inspecciones y habilitaciones, para poder dar mayor celeridad a los trámites y actuaciones.

Desde nuestro municipio, estamos para trabajar y encontrar soluciones juntos. Reiteramos nuestro pedido de morigerar los aumentos de tarifas y hacer las inversiones que promuevan el trabajo, la industria, el comercio y mejoren la calidad de vida de todos y todas las bonaerenses.

Muchas gracias.

34.- Sr. Pedro Alberto Bussetti

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el orden número 34, Pedro Alberto Bussetti, quien expondrá en representación de DEUCO, Defensa de Usuarios y Consumidores.

Sr. Bussetti.- Buenas tardes.

Como dijo la señorita, voy a exponer en nombre de DEUCO, pero la exposición tiene el apoyo de la comisión de usuarios del ENARGAS, que está integrada por asociaciones de usuarios de todo el país.

Los hogares argentinos padecemos hasta el mes de noviembre de 2022 un incremento del costo de vida de un 92,4 por ciento. En el mismo periodo, los alimentos crecieron un 94,2 por ciento, según el Indec.

Seguramente, cuando el organismo dé los datos en diciembre, llegaremos prácticamente a una inflación de tres dígitos y los alimentos habrán aumentado aún más del 100 por ciento.

Por eso, la canasta básica total para una familia de cuatro integrantes hoy es de 145.948 pesos; por lo tanto, hay 2.700.000 hogares que son pobres y 660.000 que son indigentes. Hay más de 18 millones de personas pobres: cuatro de cada diez argentinos, y uno de cada diez es indigente. La pobreza hoy extrañamente alcanza a hogares con trabajo registrado, que no cubren el costo de la canasta básica total.

La indigencia golpea a personas vinculadas al segmento con trabajo precario. En términos etarios, los más desfavorecidos son los niños y adolescentes de hasta 17 años. El producto bruto interno ha crecido, con respecto a 2021, cerca de un 5 por ciento, pero

la distribución de la renta sigue siendo regresiva. En el primer semestre de 2022, el 52,1 por ciento de la renta fue para los empresarios y el 35,7 fue para los trabajadores.

Estamos ante una caída sostenida del salario real, que genera más pobreza, sumado a que no hay nuevos empleos genuinos en correlación con el aumento de los planes y programas públicos para los sectores más vulnerables. Si no hubiera planes sociales, la pobreza llegaría al 51 por ciento.

Quiero mencionar algunas de las consecuencias de esta situación: el 13,3 por ciento de la población no ha podido pagar el alquiler o la hipoteca; el 26,4 se atrasó en el pago de los servicios públicos y el 27,4 no pudo pagar las tasas municipales, según el informe de la Universidad Católica Argentina.

En términos de ocupación, el 7,4 de desocupación es un dato positivo que se neutraliza por el crecimiento de la ocupación monotributista y del trabajo en negro. La proporción de las personas asalariadas sin descuentos jubilatorios creció de un 33,1 al 37,4 por ciento.

En la audiencia pública del 12 de mayo, donde discutimos la segmentación tarifaria, la Secretaría de Energía dijo que iban a ser alcanzados por la quita de subsidios el 10 por ciento de los usuarios de gas natural. Luego, mediante el Decreto 332, como el padrón de ese 10 por ciento no estaba, se dispuso que había que completar una declaración jurada de ingreso de grupo familiar para no perder el subsidio. Como resultado de esa consulta y dado que millones de usuarios no presentaron la declaración jurada, quedaron incluidos automáticamente en el nivel 1 el 35 por ciento de los usuarios de gas natural.

De este modo, según la Secretaría de Energía, 3.038.000 familias tienen ingresos mensuales totales del hogar equivalentes o superiores a 510.000 pesos, lo que se contradice con los últimos datos del Indec, que señala que hay 983.000 familias que tienen ingresos superiores a 350.000 pesos mensuales. Estos datos demuestran que han sido incluidos incorrectamente en el nivel 1 más de dos millones de familias que no tienen los ingresos correspondientes a ese nivel y que están siendo castigados por la quita de subsidios, una medida discriminatoria y violatoria de derechos constitucionales, denigrando a usuarios y provocando consecuencias sociales de resultado incierto, cuando en los meses de otoño e invierno, estos usuarios reciban la factura con sumas imposibles de pagar.

Algo similar le sucede a los hogares con ingresos medios, a los cuales se les impuso un tope, cuando el Decreto 332 dijo que no iban a tener ningún aumento de tarifas. En este contexto, venimos a esta audiencia a discutir una recomposición provisoria de las tarifas de las distribuidoras, que están pidiendo una recomposición de su valor agregado de distribución, como lo hemos escuchado esta mañana, del 190 por ciento y que además dicen que este aumento tiene que ser solamente por tres meses, que luego hay que discutir nuevamente las tarifas.

¿Y qué pasó durante este año? Tuvimos un aumento en marzo y otro en junio en la distribución. Luego hubo aumentos en agosto, octubre y diciembre de lo que llamamos el gas en boca de pozo. Un usuario residencial de Naturgy, por ejemplo, pagaba en marzo de 2022 un valor de 7,09 pesos por el valor del gas en boca de pozo. ¿Cuánto paga hoy? Paga 26,80. ¿Cuánto aumentó el valor del gas en boca de pozo? Un 280 por ciento. Si a eso le agregamos lo que hoy planteaba Naturgy de incremento de la distribución, ese usuario que pagaba 2.430 pesos y hoy paga 5.500, con el aumento de Naturgy, va a pagar 8270 pesos por un consumo de 150 metros cúbicos, importe al que hay que agregarle el aumento del transporte, que se discute en esta audiencia, y el traslado a tarifa del gas en boca de pozo, que plantea la Secretaría de Energía y que oscila en llevar el gas en boca de pozo de 26,80 hasta 44,10 pesos el metro cúbico.

Hemos leído los últimos días que la Secretaría de Energía se reunió con las autoridades de ENARGAS para impulsar una medida que neutralice el aumento. No hay aplanamiento que valga si la Secretaría de Energía, que ha sido el mayor responsable de los aumentos de tarifa del año 2022, sigue incrementando el gas en boca de pozo.

Hoy el usuario residencial argentino mayoritariamente paga 4 dólares el millón de BTU. Si se concreta lo planteado por la Secretaría de Energía el 6 de diciembre, llegaría a pagar 6,50 dólares. La prioridad es garantizar el acceso universal a servicios energéticos con tarifas justas y razonables. Tanto es así que la tarifa debe analizarse necesariamente atendiendo a la realidad económica de los hogares argentinos, en armonía con el acceso a otros bienes y servicios esenciales.

Las empresas han obtenido ganancias extraordinarias, mientras el poder adquisitivo de la ciudadanía caía junto con el PBI de nuestro país. Estamos hablando de las ganancias que las propias empresas reconocieron; sin embargo, aún hoy no se ha podido acceder a ningún informe que explique cuál es el costo de producción del gas natural. Esto no hace más que subordinar el derecho de la ciudadanía a tarifas justas y razonables a los privilegios de unos pocos intereses económicos.

Por lo expuesto, en nombre de la Comisión de Usuarios de ENARGAS, nos oponemos a la aplicación de una mayor quita de subsidios y a un nuevo aumento del valor del gas en boca de pozo incluido en la factura. Exigimos que se revea la inclusión automática inconstitucional de más de dos millones de hogares en el nivel 1 y se adopten las medidas necesarias para que esos usuarios puedan presentar la declaración jurada y ser incluidos en la categoría que les corresponde.

Pedimos que se eliminen los topes al consumo impuestos a los usuarios nivel 3 que no estaban contemplados en la propuesta de la segmentación. Por último, rechazamos cualquier aumento del valor de la revisión tarifaria.

Muchas gracias y buenos días para todos.

35.- Sr. Damián Labastie

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el número de orden 35, Damián Labastie, en representación de la Asociación de Consumidores Industriales de Gas de la República Argentina.

Sr. Labastie.- Buenas tardes. Soy Damián Labastie, gerente de ACIGRA, que es la Asociación de Consumidores Industriales de Gas de la República Argentina.

- Se proyectan filminas.

Sr. Labastie.- Tengo una presentación para mostrarles. Este es el temario: una presentación de lo que es ACIGRA; comentarios sobre los consumidores industriales de gas; las tarifas de transporte y distribución; los valores de compresión y pérdida; sistema de transporte con el gasoducto Néstor Kirchner; por último, las conclusiones.

Primero, ¿qué es ACIGRA? Es una asociación civil sin fines de lucro, que agrupa diversas industrias consumidoras. Aproximadamente, hoy en día representamos el 50 por ciento del consumo de gas industrial del país. Sus objetivos son representar, asesorar y resguardar los intereses de los socios que, según un relevamiento que hicimos, aproximadamente son 200 establecimientos industriales que representamos en ACIGRA.

Respecto de los consumidores industriales de gas, se puede ver, en porcentaje, la evolución de los últimos 21 años de cada segmento de consumo. La realidad es que, si lo vemos en porcentaje, en los últimos años, en forma anual la industria prácticamente ronda

el 30 por ciento, con un máximo del 35 y un mínimo de 27. En el año 2021, fue 28 por ciento, pero la realidad es que, en los últimos años, la industria representa un porcentaje menor por un mayor consumo de los otros elementos, principalmente, consumo residencial y gas para centrales térmicas.

Otra cosa muy importante es que, más allá del consumo anual, que puede ser estable en la evolución a lo largo del año, la industria, como todos sabemos, tiene un consumo bastante plano, pero hay segmentos, como el residencial, que multiplican a nivel mensual el consumo por cuatro en invierno respecto de verano. Eso es medido de forma mensual. Si lo medimos en forma diaria, hay días que el consumo residencial se multiplica por seis o por siete en lo que es invierno contra verano, lo cual origina la necesidad de importar gas por barco, principalmente.

Este es otro gráfico con los mismos valores de antes, donde se puede ver, tomando como base el año 2006, que la industria no aumentó consumo prácticamente, incluso bajó en los últimos años, a diferencia de otros segmentos, como la generación eléctrica o el consumo residencial, que en algunos años aumentaron un 40 por ciento de su consumo respecto al año base, que es el 2006.

En lo que se refiere a la tarifa de transporte y distribución, entendemos que las tarifas de transporte y distribución deben cubrir adecuadamente los costos de operar y mantener el sistema y, además, una adecuada rentabilidad para el licenciataria, similar siempre de otras actividades comparables en riesgo. La actualización debería ser gradual y previsible.

También, como un recordatorio, podemos leer el artículo 41 de la Ley de Gas, que dice que en ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un consumidor o categoría de consumidores podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros consumidores.

Acá podemos ver que, en los últimos tres años, con un IPIM de un 223 por ciento, aproximadamente, los grandes usuarios sufrieron un incremento de un 223 por ciento en la tarifa de distribución, que fue el máximo posible. Los usuarios G, que es otra categoría de usuario industrial, aumentaron un 125, y otros segmentos, un 50 a 60 por ciento acumulado; los transportistas, en su defecto, un 60 por ciento. Este año, con un IPIM de los últimos nueve meses de un 75 por ciento, al gran usuario se le quiere aplicar un 100 por ciento de incremento de tarifa en lo que es distribución, y a los transportistas, en promedio, un 142 por ciento, mucho más que el IPIM considerado.

Como conclusiones podemos decir que, de ninguna manera, el aumento de los grandes usuarios debería implicar un subsidio cruzado entre segmentos o una discriminación a los grandes usuarios. También las tarifas deben permitir y asegurar una correcta calidad de servicio de transporte y distribución. En caso de haber incrementos, deberían ser previsibles, considerando el contexto general.

Paso ahora al tema de valores de compresión y pérdida. Esto es muy importante, porque afecta a los usuarios industriales de la distribuidora. El valor de compresión y pérdida o gas retenido es el porcentaje teórico de gas consumido para trasladar el gas desde el punto de ingreso al sistema o boca de pozo a los centros de consumo. Dichos valores no se actualizan desde el año 93, cuando periódicamente debería ir ajustándose.

Según un análisis que hacemos periódicamente en ACIGRA, estos valores están sobredimensionados en alrededor de un 25 por ciento entre valor real y el vigente. Esto es por la mejora tecnológica que se fue dando principalmente en las plantas compresoras y en el sistema. Este sobredimensionamiento impacta en los usuarios industriales de las distribuidoras, los cuales tienen un sobre costo por la nueva actualización de dichos valores afectando la competitividad.

En la audiencia pública del año 2021, presentamos un tema y el Ente nos escuchó, por suerte. Encargó un estudio sobre los valores de comprensión y pérdida, sobre el cual todavía no están los resultados y, además, puso una nota en los cuadros tarifarios que mencionaba, en resumida cuenta, que en caso de que haya devolución, la distribuidora debía trasladarle a los grandes usuarios. Esto nunca ocurrió en los últimos dos años, por lo cual, los grandes usuarios de la distribuidora tienen un sobrecosto respecto de otros usuarios.

Paso al tema de precio de gas en el sector industrial. El precio de la industria se triplicó desde el año 2001. Recordemos que esto se mide en dólares por millón de BTU; por lo tanto, el tipo de cambio también afecta el costo del insumo. Una cosa muy importante es que la industria no solo toma gas de Vaca Muerta –que hoy está de moda–. Gran parte de la industria se abastece total o parcialmente de cuencas como la del Norte o del Sur, que han mermado su producción en los últimos años. Esto depende de la zona en que esté. Además, las distribuidoras han forzado a la industria a comprar gas en estas cuencas, cuando es posible; por lo tanto, hay industrias que ven incrementado el costo de gas respecto a Neuquén o respecto de años anteriores.

Pasando al sistema de transporte con el gasoducto Néstor Kirchner, celebramos la construcción de gasoducto y también el sistema de Transport.ar, que es todo un sistema de ampliación de transporte, en su conjunto. Con el ingreso del gasoducto Néstor Kirchner, desde el punto de vista de ACIGRA, deberían actualizarse los mix de cuencas para algunas distribuidoras, y además se debería permitir y clarificar cómo los consumidores industriales de gas pueden acceder a la capacidad de transporte del gasoducto a una tarifa justa y razonable.

Por último, menciono las conclusiones. Las tarifas de transporte y distribución deben ser claras y previsibles, permitiendo una adecuada prestación del servicio en forma sustentable, sin subsidios cruzados o discriminación. También debería contemplar su mecanismo que permita a los consumidores industriales acceder a la capacidad de transporte en el gasoducto Néstor Kirchner. Además, con el ingreso del gasoducto, deberían actualizarse los mix de cuencas en algunas distribuidoras.

También es urgente la revisión de los valores de comprensión y pérdida, a fin de no perjudicar a las industrias abastecidas en la distribuidora o que se aplique lo que está en las resoluciones de los cuadros tarifarios. También es necesario un precio al final de gas competitivo para el sector industrial, el cual redunde en más industria nacional, más trabajo y posibilidad de desarrollo de gas a largo plazo.

Por último, el aumento de gas no puede aislarse del incremento de todos los insumos energéticos, por lo cual debería tener una visión global integradora, teniendo en cuenta criterios de probabilidad y competitividad.

Muchas gracias.

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el número de orden 36, Paula Magali Soldi, quien hablará en representación de CEPIS, Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad.

- No se hace presente.

Sra. Moderadora (Peralta).- Número de orden 36, ¿se encuentra en la sala?

- No se hace presente.

Sra. Moderadora (Peralta).- Reiteramos: número de orden 36, ¿se encuentra en la sala?

- *No se hace presente.*

Sra. Moderadora (Peralta).- Me informan que el número de orden 36 no ha ingresado a la plataforma respectiva.

En tal sentido se le comunica a dicha oradora que podrá ingresar en el marco de esta audiencia, por Secretaría, en el link habilitado a tal efecto, cualquier presentación, consulta o manifestación sobre el objeto de la misma, a fin de ser incorporada en acta y en el expediente respectivo.

También podrá dejar sin efecto su participación en carácter de oradora mediante el mismo medio.

37.- Sra. Romina Soledad Ríos Agüero

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el número de orden 37, Romina Soledad Ríos Agüero, quien hablará en representación de Protectora Asociación Civil de Defensa del Consumidor.

Sra. Ríos Agüero.- Como lo mencionaban, mi nombre es Romina Ríos Agüero. Vengo en representación de la Asociación de Defensa de Consumidores Protectora.

En honor a la brevedad, adhiero a todos los argumentos expuestos por Pedro Bussetti, en representación de la Comisión de Usuarios de ENARGAS, de la cual formo parte y con el que trabajamos en conjunto para la elaboración del documento.

También adhiero a los argumentos expresados por las defensorías del pueblo y por el intendente de Echeverría. ¿Por qué digo “adhiero”? Para no volver a reiterar, tal como escuchamos de las distintas distribuidoras, todos los argumentos establecidos para defender los costos que tienen las mismas y, por eso, el aumento en la tarifa.

Quiero hacer mención también a que existe una grave y delicada situación en cuanto a lo institucional, debido a que los distintos protagonistas en la toma de decisiones de las tarifas, ya sea el Estado nacional, la Secretaría de Energía, el ENARGAS o los gobiernos provinciales no han hecho foco en el grave aumento que existe en las tarifas y que los usuarios están padeciendo. ¿Y por qué digo esto? Porque cada uno tiene una responsabilidad en este tramo de la tarifa. También hago mención de los gobiernos provinciales y los municipios, porque también cobran tasas e impuestos en las facturas que forman el 30 o el 40 por ciento del total.

Es necesario aclarar este punto, porque cuando un usuario recibe una factura no entiende nada de todo lo técnico que se ha expresado en esta audiencia. Es lógico que no lo entienda, porque no le compete entender lo técnico, sino que su responsabilidad primordial es pagar la factura por sus servicios. Entender lo que viene en la factura puede ser una tarea nuestra como asociaciones que ayudemos en base a la educación, para un consumo responsable, para que puedan ir dilucidando cada uno de los puntos que tienen en la misma.

En base a esto, todos los usuarios pueden dar fe, desde sus hogares, porque no están presentes en esta audiencia pública, que desde hace prácticamente diez años a la fecha nunca han visto reducidas sus facturas, sino que mes a mes pagan siempre un monto considerablemente mayor a la anterior. En Mendoza se aplica la ley de zona fría y se otorga un pequeño descuento, que no es un descuento que asume el Estado nacional, sino que es un descuento que pagan todos los usuarios en su factura en un ítem determinado y que todas las distribuidoras perciben en tiempo y forma.

Así como ese descuento, la aplicación de la segmentación establecida desde el año pasado a la fecha ha traído un sinnúmero de dudas, quejas y reclamos de usuarios que no pudieron inscribirse o que fueron quitados del sistema, en virtud de la declaración de sus ingresos, y en base a ello, tal como explicaba Pedro Bussetti, creció el número de usuarios que estaban previstos en la quita de subsidios con la segmentación. Esto no repercute de manera perjudicial en las distribuidoras, si no en los usuarios. Los usuarios abonan en tiempo y forman las facturas completas y, en caso de no hacerlo, se le aplica una tasa de interés por mora, que es altísima y que se ha duplicado en el último año.

A su vez, tienen el perjuicio de sufrir las suspensiones y los cortes en el servicio, por el cual también después deben pagar por esa reconexión o hacer nuevamente las instalaciones. Recordemos también que existen los planes de pago, que no están regulados por la ley, y de los cuales la autoridad de control –que es ENARGAS– se excluye de realizar una previa auditoría de estos y ver cómo se otorgan estas cuotas, en qué cantidad y con qué tasas de interés se aplican. Esto lleva indefectiblemente a un sobreendeudamiento en los hogares de la República Argentina.

La fecha indicada para celebrar la audiencia pública es el 4 de enero. Hoy, 4 de enero, la mayoría de los hogares de la República Argentina no están sufriendo un fuerte impacto en las facturas de gas, por ende, tampoco resulta atractivo participar en una audiencia pública un día de semana, cuando algunos están descansando y otros están cumpliendo con sus horarios de trabajo. No es fácil poder participar por el miedo a no saber de qué se trata una audiencia pública, pero existen distintos lugares a los cuales se los puede convocar a los usuarios para que puedan participar y exponer cada una de las realidades que viven en cada uno de los puntos del país, porque son totalmente diferentes unas de otras; sin embargo, este trabajo previo no se realiza. Ese trabajo lo hacemos las asociaciones, que intentamos trasladar todas estas dudas, incertidumbres y reclamos a los organismos correspondientes, sea la Secretaría de Energía o la autoridad que está presente acá, ENARGAS, en este momento.

Es muy importante trabajar en tratar de fortalecer ese trabajo conjunto con los usuarios y no con algunos grupos de usuarios politizados, porque ellos no representan a la totalidad de usuarios. Cada barrio, cada unión vecinal, cada asociación tiene una responsabilidad y una realidad totalmente diferente. Estas decisiones tomadas puertas adentro –ya sea la segmentación o los aumentos tarifarios– lo que único que hacen es perjudicar a los usuarios de la República Argentina.

Tal como mencionaba la representante de las subdistribuidoras, cuando se refería a una diferencia en los plazos para realizar los pagos, volvemos a remarcar lo mismo: los usuarios pagan en tiempo y forman la factura. No tienen posibilidad de pagarla a 45 o 75 días; en cambio, las distribuidoras y las transportistas tienen la posibilidad, como ocurrió con las distribuidoras eléctricas, de que el Estado nacional les condone parte de la deuda o hagan planes de pagos accesibles o les perdone no realizar obras e inversiones que obligatoriamente realizaban anteriormente.

Lamentamos que esta situación no llegue a oídos de todas las autoridades, pero hago foco en esto mismo de seguir trabajando, porque en esta situación que atraviesa el país, con los índices de pobreza, de desocupación, de desempleo y, sobre todo, de inflación, los usuarios no pueden afrontar un nuevo aumento en la tarifa, ya sea en el precio del gas, en el transporte, en la distribución o en algunas de las tasas o impuestos que cobran los gobiernos provinciales y municipios.

Muchas gracias.

38.- Sra. Marisa Sánchez

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el número de orden 38, Marisa Sánchez, en representación de la Liga de Amas de Casa, Consumidores y Usuarios de la República Argentina, Regional Mar del Plata.

Sra. Sánchez.- La verdad es que me asombra. Estoy conectada desde las 9 de la mañana. Tengo una caja de pañuelos, por si alguno de los empresarios que han expuesto quiere utilizarlos. Han llorado desde las 9 de la mañana hasta el horario que me toca exponer, a las 14.40 de la tarde.

Adhiero totalmente a las palabras de Mariana Grosso y de Romina, de Protectora. Le pido al interventor del ENARGAS que, por favor, achique los minutos de exposición de las empresas distribuidoras, porque esto va a agilizar también la participación de todas las entidades de todo el país, que muchas veces quieren hacerlo, pero por razones laborales no pueden presentar su exposición.

Mientras no se trate la cuestión de fondo, vamos a seguir reiterando en cada audiencia lo mismo: cuánto nos cuesta en la Argentina la extracción del precio del gas. Cuando vemos que todo aumenta, planteamos que estamos hablando de un servicio público para los argentinos que no se puede cobrar a valor *commodity*. No nos pueden decir “Por un lado, le compramos gas a Bolivia y le pagamos tanto y, por otro lado, le vendemos gas a Chile”. El gas que comercializamos en la Argentina como servicio público tendría que valer en función del costo en pesos. No nos pueden cobrar el metro cúbico de gas como en Arabia Saudita o en Estados Unidos. Estamos frente a un desorden informativo. Desconocemos las rentas que pueden tener las transportistas y las distribuidoras y cómo llega este número al usuario.

¿Cuánto cobran las petroleras por parte de las transportistas? Deberían sentarse hoy todos juntos y darnos explicaciones: extractoras, petroleras, distribuidoras y transportistas. Hoy las distribuidoras, más que nunca, deberían estar del lado de la gente, del usuario. Argentina tiene un 40 por ciento de indignancia. Se propone un valor de 300 a 500 pesos promedio por factura de gas a los usuarios. Y en un millón de usuarios, aproximadamente, sería 400 millones de pesos bimestrales.

El Estado tiene que resolver la problemática de toda la cadena del gas natural. Estas son palabras de la señora María Tettamanti, directora general de Camuzzi Gas. También haciéndonos eco desde esta entidad a sus reflexiones, el Estado hoy para estar del lado del usuario debe evaluar la posibilidad –y esto es un pedido desde esta entidad de Mar del Plata– de regresar a la asistencia económica transitoria, como se hizo en los años 2015-2016. Claro está que, ante la agobiante situación económica que nos toca atravesar, la gente no puede hacer frente a ningún aumento más.

Vaca Muerta abastece y exporta. En función de lo que Vaca Muerta va a producir de gas, evitaríamos contratar cinco buques metaneros de gas licuado natural. Entonces, nos preguntamos cuál es el costo real de Vaca Muerta. Este servicio hace a la calidad de los ciudadanos y es un derecho.

Menciono algunos datos. Italia tiene el 3 por ciento de desocupación; Alemania, 16,6 por ciento de pobreza; España, 5,8 de pobreza. Estos países cobran en euros.

Recuerdo el informe del portal lapoliticaonline.com, en relación con las tarifas: “Regresa el buque regasificador a Bahía Blanca, pese a que estará disponible el gasoducto Néstor Kirchner a partir del próximo 20 de junio. La Argentina tiene un buque regasificador emplazado en el puerto de Escobar durante todo el año y en los meses de invierno suele contratar otro para reforzar el abastecimiento. Esta operatoria ocurrió desde el año 2011 con excepción del 2019-2020. La declinación de los pozos gasíferos de

Bolivia preocupa al gobierno, porque el abastecimiento del Norte argentino depende de los envíos de este país.

“En el invierno pasado, la Argentina importó de Bolivia, en promedio, 14 millones de metros cúbicos por día de gas natural. Para el 2023, sin embargo, según las estimaciones de la Secretaría de Energía, Bolivia enviaría como máximo 8 millones de metros cúbicos en los picos de bajas temperaturas. Con las distintas rondas del Plan Gas, lanzado a fines del 2020, Energía se aseguró de proveedores locales una oferta de gas estable todo el año de 100 millones de metros cúbicos, que están comprometidos hasta diciembre del 2021, luego de una extensión realizada este año, a precios promedio de 3,53 el millón de BTU.

“La Argentina importa 60 millones de metros cúbicos de gas en invierno, cuando el consumo total del país aumenta de casi 130 millones de metros cúbicos a 190 millones. Las importaciones se abastecen con los buques de gas natural licuado. La oferta de Bolivia y otros hidrocarburos como el gasoil se cotizan a valores promedio de 25 el millón de BTU.

“La puesta en marcha del gasoducto Néstor Kirchner va a permitir ampliar la capacidad de transporte de Vaca Muerta-Buenos Aires en 11 millones de metros cúbicos el próximo año. Para el 2024, cuando estén instaladas las plantas compresoras de gas, la capacidad del gasoducto va a aumentar de 18,5 millones de metros cúbicos, lo que va a permitir sustituir importaciones.

“Para ello, el gobierno licitó otra obra del Plan Gas, para llenar el ducto en los próximos años. Este año, Energía Argentina adjudicó un total de 38 buques por un total de 2769 millones. En el invierno 2021, la empresa estatal compró 51 buques de GNL por un costo de 1100 millones, pero a precio promedio del gas de 8,33 el millón de BTU, menores a los 27 millones que pagó este año y que se espera para el 2023.”

Reclamamos, al igual que en otras audiencias, la puesta en marcha como era originalmente la tarifa social. Hoy lo venimos diciendo en todas las audiencias, la tarifa social está desvirtuada y no llega a los sectores vulnerables. Para finalizar, es notable, señores –y ustedes tienen la posibilidad de revertir esto–, que la percepción de incertidumbre, indefensión e inseguridad que tenemos los argentinos y los usuarios es notorio en este país.

Muchas gracias.

39.- Sr. Alberto Horacio Calsiano

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos con el número de orden 39, Alberto Horacio Calsiano, quien hablará en representación de la Unión Industrial Argentina.

Sr. Calsiano.- Tengan ustedes muy buenas tardes.

Soy Alberto Calsiano. Represento a la Unión Industrial Argentina. Venimos a esta audiencia pública a justamente dar nuestra opinión sobre el tema de la adecuación transitoria del transporte de gas natural, las tarifas de distribución del gas natural por redes y el traslado a tarifas del precio PIST que compran las distribuidoras.

- Se proyectan filminas.

Sr. Calsiano.- Siempre decimos en estas audiencias que vale recordar lo siguiente: la tarifa se conforma por el precio PIST, que es el precio en el ingreso al sistema de transporte del gas, más el transporte, más el valor que agrega la distribuidora. Para hacer virtuosa toda esta cadena y pagable por todos los usuarios, hay que analizarla

considerando sus cuatro eslabones: gas, transporte, distribución y los impuestos, que obviamente no se van a discutir en esta reunión, pero pesan un montón.

Pasemos ahora a que más de nueve millones de usuarios están atendidos por las distribuidoras en su totalidad. Ahora hay alrededor de 3000 usuarios que, según su categoría, acceden al gas de modo diferente. Para hacerlo simple, están los P3 y los grandes usuarios. Respecto de los P3, hay dos sectores: uno está conformado por 650 SGP3 que, en su momento, optaron por comprar el gas a una distribuidora, en lugar del comercializador. Esto teóricamente, de acuerdo a la resolución, vence en diciembre del 2022, pero salió un decreto que estira la emergencia sanitaria hasta diciembre del 2023. Los otros P3, por el Decreto 730, van a ser incorporados a la distribuidora como demanda prioritaria. Acá se genera una interrogación, pero lo dejamos ahí.

Seguimos con los grandes usuarios que faltaban: son los que compran en el mercado mayorista del gas y lo hacen mediante contratos anuales. Es lo que estaba diciendo ACIGRA hace unos instantes. Siguiendo con eso, la industria es más/menos el 30 por ciento de la demanda total. Tiene el precio desregulado, habiendo pagado por ese PIST valores que fueron superiores a 7,5 dólares el billón de BTU. Además, es el sector que pagó el precio más caro y sufrió la mayor cantidad de cortes en el país. Entrando a algo más reciente, tenemos que del concurso del plan GasAr 20-24, el precio medio fue de 3,5 dólares el millón de BTU.

Como algo más reciente, ¿cuáles fueron los objetivos y resultados de la licitación para hacer la prórroga del Plan Gas al año 2028? Primero, extender la provisión de 70 millones de metros cúbicos por día para abastecer a la demanda prioritaria y a CAMMESA, más allá del 2024. Y se consiguieron ofertas para prorrogar prácticamente el 98 por ciento de esos 70 millones con un PIST que es de 3,5 dólares el millón de BTU.

El segundo objetivo era obtener el gas para llenar el gasoducto Néstor Kirchner y se obtuvieron PISTs todavía más bajos, tanto para los 11 millones de metros cúbicos por día, que comienzan a inyectarse en julio de 2023, si es que efectivamente tenemos el caño, como para los 3 millones de metros cúbicos por día, que se cargarán desde enero del 2024.

Y lo más interesante es lo siguiente. Los picos invernales tendrán un PIST medio en el 2024 de 5,52 dólares y desde el 2025, de 4,68 dólares el millón de BTU. Esto lo podemos calificar, sin lugar a duda, como un resultado exitoso.

Ahora, ¿qué valor tendrán que pagar los SGP3 por el PIST cuando pasen a la distribuidora? No lo sabemos. Según trascendidos, ese valor sería de 5,76 dólares el millón de BTU, que sería el mismo precio del gas que abonarían los residenciales de nivel 1. De nuevo, recuerden que están los SGP3 que optaron por pasar a la distribuidora y que hoy habrá que ver cómo termina esto. Supuestamente, se extiende hasta el 2023, que es cuando finaliza la emergencia sanitaria. Esos usuarios hoy pagan 1,30 dólares el millón de BTU.

Después están los SGP3, que tienen contratos vigentes con una comercializadora. Pagan el valor del contrato y al expirar los contratos pasarán a la distribuidora. Acá hay algo que no tenemos del todo claro. Lo que sí vemos es que esto va para arriba, pero eso no es todo. Falta considerar qué piden las licenciatarias para la adecuación transitoria. Las transportistas, un aumento de la tarifa del 163 por ciento, como lo hemos venido escuchando. Eso le corresponde a TGN. A su vez, se retoma la aplicación de la fórmula de ajuste prevista en el Anexo de la Resolución ENARGAS 4367/2017. TGS solicita un ajuste del 135 por ciento, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2023. Las distribuidoras –lo hemos escuchado– solicitan una actualización tarifaria de entre 189 y 205 por ciento.

Veamos qué pasa con la industria, que es a lo que represento. Hoy la actividad industrial total cuenta con 1.070.000 empleos registrados, cuya evolución se muestra en ese gráfico. Ahora bien, en octubre de 2022 –y esta es la parte buena– la actividad industrial registró una suba interanual del 6,1. Esto se compara con octubre del año 2021. La parte mala es que, a su vez, registró una caída de casi el 1 por ciento mensual respecto del mes de septiembre. Si analizamos este circulito rojo, vemos que es la cuarta caída mensual consecutiva.

Ahora pasemos a las pymes, pero pymes industriales –se llaman “PyMIs– que son pequeñas y medianas industrias y son los que mayormente están categorizados como usuarios SGP3 y G. La evolución la tenemos en el gráfico de la izquierda. La parte negativa es que las ventas deflactadas de esas PyMIs industriales registraron una caída del 1,2 por ciento en el interanual. La parte buena es que siguen dando empleo: son una fuente genuina de trabajo y en el segundo trimestre del año 2022, esas PyMIs registraron una suba interanual del 2,9 por ciento.

Si analizamos cuáles son estas consideraciones, desde la UIA decimos que, dado que la transición energética es una oportunidad para desarrollar nuestros enormes recursos gasíferos, se debe expandir el uso del gas en el mercado interno y promover su exportación; las recientes licitaciones demostraron que el PIST bajó de 4 dólares el millón de BTU, gracias a una reducción continua de los costos de inversión y a la productividad de la oferta. Esto es importantísimo: Argentina recuperó una ventaja comparativa que nunca debió perder.

Entonces, por todo eso, desde la UIA solicitamos escalar la producción de gas en Vaca Muerta, los yacimientos convencionales y el *offshore* del mar argentino, promoviendo la producción local de equipos y servicios; estimular el uso del gas como energía y materia prima, agregando valor, como en el caso petroquímico; reducir el costo de la cadena energética, en particular, para el consumo industrial; permitir que el usuario SGP3 opte entre la distribuidora y/o el comercializador; y finalmente, gradualidad en las correcciones tarifarias, sea en el traslado del PIST como en el transporte y la distribución, y que la contraprestación sea efectivamente realizada y auditada por el Ente.

Finalmente, como dijo nuestro padre fundador: “Sin industria no hay nación”. Y nosotros podemos agregar “sin energía, no hay industria”.

Muchísimas gracias por haber escuchado. Espero que tengan muy buenas tardes.

40.-Sr. José Guillermo Lego

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos ahora con el número de orden 40, José Guillermo Lego, quien hablará en representación de la Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y Afines de la República Argentina.

Sr. Lego.- Muy buenas tardes.

Saludo al señor presidente de esta audiencia, a las autoridades, a los expositores y al público que esté siguiendo esta transmisión en términos generales.

Mi nombre es José Guillermo Lego; represento como apoderado y gerente general de CECHA, que es la Confederación de Entidades de Comercio de Hidrocarburos y Afines de la República Argentina, que es la única institución gremial empresarial de tercer grado que agrupa federaciones, asociaciones y/o cámaras de combustible, quienes a su vez asocian a la mayoría de las estaciones del servicio del país, sean de líquidos, duales, puramente de GNC y cualquiera sea la bandera.

Con un simple antecedente, evidentemente trataremos de utilizar rápidamente el tiempo dispensado. La industria de GNC y sistema de impulsión de vehículos mediante la utilización de gas natural comprimido comenzó en la Argentina allá por 1984 y, desde entonces, si bien ha ido experimentando un crecimiento sostenido, la actualidad pareciera que no estuviera indicando eso.

El crecimiento de sus inicios se debió justamente a los elevados estándares de seguridad y a los controles permanentes que se experimentan o se experimentaron en todo tiempo y en cada uno de los participantes de la cadena de valor. Como referencia descriptiva, podemos decir que el sector cuenta con alrededor de 1900 estaciones de carga; para nosotros también conocidas obviamente como estaciones de servicio en todo el país. En cuanto a los vehículos que conforman el parque automotor, podemos mencionar que están superando los 1.750.000 vehículos y que los talleres distribuidos en el país oscilan en alrededor de 1500 establecimientos que cumplen acabadamente con la instalación de equipos de conversión y servicios de postventa. Todo este sector contribuye para que las actividades laborales de millones de argentinos puedan desarrollarse económicamente a través de la utilización del GNC.

En tal sentido, sostener esta actividad requiere de esfuerzo y de certidumbre en cuanto volúmenes y precio; certidumbre para programar ventajas competitivas a futuro; certidumbre para desarrollar inversiones que impacten directamente en el mayor y más eficiente desarrollo del sector; certidumbre de un Estado que debe potenciar definitivamente la utilización de un combustible no contaminante para el bien de todos, sean consumidores, productores o comercializadores.

Ahora bien, no obstante lo que estamos expresando, vemos que el consumo de gas natural para GNC respecto al total distribuido ha disminuido más que significativamente, pasando de 9,1 por ciento en el 2004 a, aproximadamente, un 5,76 en 2022. Ello significa que la participación del consumo de GNC respecto al volumen total del gas consumido en nuestro país, además de ser un porcentaje realmente bajo, ha disminuido fuertemente en los últimos años. Obviamente, no es un buen síntoma que se indique que no hay un desarrollo sostenido a futuro. ¿Cuál es la situación actual del GNC? Uno de los principales costos que tiene el gas PIST o gas de GNC para desarrollarlo es, justamente, el gas en boca de pozo o ingreso del sistema. Desde el año 2017 las estaciones de carga -repito, para nosotros, estaciones de servicio- deben adquirir el gas natural a un productor o comercializador, estimando anticipadamente los volúmenes de GNC que luego van a despachar a sus clientes. Este sistema se vio afectado en varias ocasiones por falta de disponibilidad en los productores y comercializadores del gas PIST requerido, donde hubo que intervenir. Nosotros hemos hecho fuertes reclamos y hemos sido respondidos por la Secretaría de Energía, ENARGAS y ENARSA para poder asegurar el abastecimiento, especialmente en aquella Región del NOA. En otras circunstancias, contrariamente, hubo por exceso de oferta o caída de demanda una tendencia a la baja de precios, ocasionando que las estaciones de carga no pudieran cubrir ni siquiera los costos fijos.

A partir del 2021 se establecieron contratos de mayor plazo con precios atados a los combustibles líquidos -concretamente, a la nafta súper-, obligando a las estaciones de cargas que al momento de contratar o pagar tomaran precios del gas por encima de los precios de mercado, lo cual significaba un nuevo perjuicio para el sector. En un momento, los ajustes producidos por el precio del gas PIST dejaron al GNC en una situación de falta de competitividad frente a los diversos combustibles líquidos; de representar el precio de venta un 35 por ciento de la nafta súper, pasó a un 50, llegando prácticamente a un 60 por ciento en algunos meses, situación que ocasionó una constante caída de venta.

Tomando el consumo anual total de GNC entre los meses de enero a octubre - tomamos estos meses porque son los que se han informado hoy por hoy en la página web de ENARGAS- y comparamos 2017 versus 2022, podemos observar una caída del 6,7 por ciento; o sea, en otras palabras, el desarrollo de GNC en estaciones de carga -o, repito, estaciones de servicio- no muestra crecimiento alguno en los últimos seis años y hoy las estimaciones de venta para noviembre y diciembre 2022 estarían indicando, según información recibida a nuestras entidades asociadas, que las ventas siguen en retroceso.

¿Qué proponemos? Partimos de los considerando. Considerando que el GNC es un combustible de uso prácticamente laboral destinado al abastecimiento principalmente de taxis, remises y vehículos utilizados para el desarrollo de actividades laborales; que, a su vez, tiene un impacto positivo en el cuidado del medioambiente ya que disminuye la cantidad de gases de efecto invernadero que se producen a través de la combustión de los motores; que teniendo en cuenta que, por otro lado, se está desarrollando la utilización del gas como medio de movilidad en transporte pesado y transporte de pasajeros, máxime en las circunstancias actuales; que la Secretaría de Energía ha hecho pública la recomposición de la producción nacional de gas natural o sea buscando incrementar fuertemente los volúmenes hacia el año 2023; por todo ello, proponemos que las políticas en base a estos considerandos elaborados desde la Secretaría de Energía deben considerar un costo accesible al gas PIST para las estaciones de GNC, fijando su precio acorde a la situación que atraviesa el sector y no solo como consecuencia directa para los expendedores, sino fundamentalmente para atender las implicancias sociales que requiere el resto de la población.

Conjuntamente con la recomposición de la producción de gas natural que está trabajando la Secretaría de Energía, será necesario fijar un valor de gas que permita al GNC ser un combustible competitivo frente a los combustibles líquidos, asegurando de esta manera la existencia y mayor desarrollo de estaciones de GNC que, a decir verdad, hoy contrariamente ya se han producido cierre de algunas estaciones y otros están en una situación comprometida seriamente.

En conjunto con los nuevos valores determinados por la Secretaría, solicitamos, para que se publiquen en los cuadros tarifarios, que se considere la categoría de servicio completo, o sea gas, transporte y distribución, que si bien actualmente no está vigente, solicitamos que se determine un valor indicativo de referencia tal como sucedía hasta hace no poco tiempo o sea concretamente en el año 2019.

Esta es nuestra postura, nuestra posición, nuestra propuesta desde la confederación que, en términos generales, agrupa a 5200 estaciones, de las cuales, tal cual comenté al principio, un gran porcentaje hoy por hoy -sean duales o de gas puro netamente de GNC puro- están trabajando. Esperamos que sean considerados en la situación de los precios. Aquí se ha hablado de porcentajes muy grandes para el público usuario. Tengan en cuenta que este producto, en la medida en que se aumente, va a restringir la posibilidad de su utilización, máxime en la situación de este momento, donde la población trabajadora lo utiliza, como dijimos, en los remises, los taxis y los transportes de carga. Para ello, necesitan obviamente de un combustible barato y no contaminante.

Muchas gracias.

41.- Sr. Gustavo Salomón

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos ahora con el número de orden 41, Gustavo Salomón, quien expondrá en representación de la Asociación Mendocina de Expendedores de Nafta y Afines.

Sr. Salomón.- Buenas tardes.

Vaya mi agradecimiento a las autoridades de ENARGAS y a las autoridades de esta audiencia.

Me toca hablar en nombre de AMENA. Es una organización que agrupa las estaciones de servicio de Mendoza y que forma parte de CECHA, como recién exponía Guillermo Lego.

AMENA es una institución que ya tiene 80 años de vida en la provincia de Mendoza y que representa a casi todas las estaciones de servicio que están radicadas en la provincia; entre ellas, a las estaciones duales que venden combustibles líquidos y GNC, y también a las estaciones que solo expenden GNC.

Como bien decía quien me precedía en la palabra, el sector del GNC es un sector que viene sufriendo bajas en las ventas desde hace un tiempo; sufrió los efectos de la pandemia porque obviamente tuvimos que tener nuestros establecimientos cerrados. Y si comparamos los consumos que se han registrado en los primeros diez meses del año 2022, que son los últimos que estaban publicados por el ENARGAS, versus los diez primeros meses del año 2021, que tenían algunos meses con restricciones a la circulación, vemos que los volúmenes eran muy parecidos, con lo cual demostraba que las ventas han venido cayendo sostenidamente a lo largo del tiempo.

Nosotros hemos presentado un documento a esta audiencia en donde exponemos cuál ha sido la evolución del despacho de GNC en la provincia de Mendoza, en el país y en la zona de Cuyo, donde nosotros hemos realizado estudios con las otras instituciones que agrupan a la estaciones del GNC de San Luis y de San Juan en donde se puede observar la caída sostenida de las ventas.

Como bien decía también Guillermo Lego anteriormente, desde el año 2017 las estaciones están obligadas a comprarse el gas PIST, que es uno de los principales componentes que tiene nuestro costo y ese gas PIST nos ha obligado a perder competitividad frente a los precios de los combustibles líquidos, básicamente por el incremento que ha tenido en los últimos tiempos.

Hace un tiempo y en el momento en donde el GNC gozaba de un buen despacho y de una buena venta, el costo del GNC representaba al público el 35 por ciento del precio de la nafta súper; hoy está por encima del 50 por ciento, lo que hace prácticamente que pierda competitividad frente a vehículos que son más eficientes en el consumo de combustible y frente a unos equipos de conversión que al estar valorizados en dólares su amortización es mucho más lenta y requiere de mucho más kilómetros recorridos para poder amortizarlos.

En definitiva y para ser breve, lo que estamos solicitando en este documento que hemos presentado es básicamente que se vuelva a tener en los cuadros tarifarios la categoría de servicio completo GNC, que servía como un precio de referencia al momento de negociar con los productores comercializadores el costo del gas PIST. Esto sucedió hasta el año 2019, cuando había una suficiente oferta de gas natural y permitía ser eficientes en la contratación más eficiente que lo que es actualmente, en donde tenemos contratos con precio de gas PIST atados al valor del precio de la nafta súper, lo que hace que nuestro costo esté atado a un combustible que no es el GNC, sino que es el precio del líquido y que lleva un derrotero diferente al del GNC.

También estimamos que esta situación, de mantenerse, va a obligar a seguir cerrando estaciones de GNC, sobre todo aquellas que son solamente estaciones de GNC, como viene ocurriendo dentro del territorio de la provincia y a nivel nacional, teniendo en cuenta que el GNC en Mendoza da trabajo a alrededor de 900 personas en forma

directa. Es un combustible utilizado básicamente para el desarrollo de actividades comerciales como son taxi, remises, transporte, fleteros y gente que lo utiliza para desarrollar su actividad laboral, con lo cual tiene un alto componente social el combustible del GNC. Además, están los beneficios que tiene en materia de cuidado del medioambiente con la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero.

Entendemos que las políticas que está llevando el gobierno tendiente a incrementar la producción del gas PIST, por ejemplo, con el Plan Gas, que se implementó a partir del año 2021 y que tiene como objetivo en el 2023 aumentar la producción de gas natural, tiene que tener su efecto en el precio por el cual las estaciones van a contratar su gas para el desarrollo de sus actividades. Entendemos que es necesario que se vuelva a incorporar en los cuadros tarifarios la categoría de servicio completo venta GNC.

Si bien la zona de Cuyo no ha sido afectada por cuestiones de abastecimiento, en otras áreas del país hubo serios problemas de abastecimiento por disminución de la producción o de la importación de Bolivia y eso llevó a una intervención directa de ENARGAS y de la Secretaría de Energía, procurando un mecanismo de abastecimiento que aseguró la disponibilidad de gas PIST para las estaciones del Noroeste. Entendemos que este mismo sistema se podría replicar en el resto del país.

Desde AMENA proponemos estas consideraciones, entendiendo que es necesario revertir esta curva con tendencia a la baja en el despacho de GNC, porque se pone en riesgo no solamente la vida de las estaciones, sino sobre todo la disponibilidad de trabajo para una gran cantidad de trabajadores que, tanto en forma directa como en forma indirecta, pertenecen al sector.

Muchas gracias por la atención y espero que sean tenidas en cuenta estas consideraciones.

42.- Sr. Jesús Arnaldo Escobar

Sra. Moderadora (Peralta).- Continuamos ahora con el número de orden 42, Jesús Arnaldo Escobar, quien hablará en representación del Movimiento Libres del Sur Neuquén.

Sr. Escobar.- Buenas tardes.

Vengo a proponer que no haya aumento de la tarifa de gas y además que los actuales valores se congelen, por lo menos, durante 12 meses. No vengo en soledad a hacer esta propuesta; vengo acompañado y validado por más de dos millones de ciudadanos que, con su firma, acompañaron esta propuesta y fueron recolectadas por el Movimiento Libres del Sur en un solo mes. Dos millones de argentinos expresaron y solicitaron que no haya incrementos en la tarifa de servicios públicos, así como también que se congelen al menos durante 12 meses.

Mi nombre es Jesús Escobar; soy neuquino; fui tres veces diputado convencional constituyente y he participado de prácticamente todas las audiencias por tarifa de gas desde aquella en la Usina del Arte en La Boca. Esta realmente es una vergüenza; debiera darle vergüenza al presidente de la Nación, a la vicepresidenta y a su línea de funcionarios de convocar a una audiencia pública el 4 de enero; una audiencia pública el 4 de enero es una audiencia entre gallos y medianoche. Todos sabemos para qué se convoca entre gallos y medianoche una audiencia: para aumentar, para modificar las tarifas de gas.

¿Por qué no se debe aumentar la tarifa de gas? Pues, es muy sencillo: porque los bolsillos de los pobres, de los trabajadores, de las clases medias pauperizadas no dan para

más; millones de familias no llegan a fin de mes; millones de argentinos comen una vez por día. Por eso no se deben aumentar los servicios públicos.

Según estudios del ISEPCI, instituto que hace relevamientos y estadísticas en los sectores más humildes de nuestro país, en septiembre de 2022, tanto lo erogado para el pago de servicios públicos como para abordar el pago de los alimentos de la canasta básica significan para una familia humilde más del 70 por ciento de sus ingresos. Esos son datos de septiembre del año pasado. De allí hasta este momento tenemos una inflación que llega al 100 por ciento en la Argentina. Estas son las razones por las cuales no se debe aumentar más aún el valor de la tarifa de este servicio público por la cual hemos sido convocados en el día de hoy.

Convencido de que hay que congelar los precios, tanto de las tarifas de los servicios públicos como de los alimentos de la canasta básica, presenté en el Congreso de la Nación un proyecto precisamente para ese fin: parar los aumentos de tarifas y precios de alimentos por al menos 12 meses. Con ese fin, salimos a recolectar a lo largo y ancho de la Argentina firmas de ciudadanos que estuvieron de acuerdo con eso. Tal como dije al principio, dos millones de argentinos y argentinas acompañaron esa propuesta que fue presentada en el Congreso de la Nación y ya están validadas más del 50 por ciento; más de ese 50 por ciento de las dos millones de firmas han sido certificadas por la Cámara Nacional Electoral, superando ampliamente el 1,5 por ciento del padrón, es decir, las 500.000 firmas que se necesitan para presentar una iniciativa popular. Por lo tanto, diputados y senadores deben tratar sí o sí este proyecto que presenté hace unos meses en el Congreso de la Nación.

Esas dos millones de voluntades también son una manda para el Ejecutivo y para toda su línea de funcionarios, para el secretario de Energía, para el presidente de ENARGAS. Les están diciendo: "Señores, señoras, bajen a la tierra; visiten un barrio; las familias argentinas no dan para más; el bolsillo de las familias argentinas no da para más". Por lo tanto, reitero la propuesta que vengo a trasladar a esta audiencia pública: no aumenten la tarifa de gas y, además, congélenla por, al menos, 12 meses. A quienes piensan que no se puede hacer o quienes habitualmente dicen "¿De dónde sacamos esa plata extra que ingresaría a partir de un incremento?", o "Se puede generar un agujero fiscal", les pregunto lo siguiente: en lugar de debatir entre gallos y medianoche cuánto es el aumento que deben recibir millones de usuarios, ¿por qué no discutimos a la luz del día cuánto se le deben pagar a las grandes operadoras del sector, a los súper ricos que encabezan las empresas operadoras gasíferas? ¿Por qué no discutimos el inédito hecho de que en la Argentina todos los gobiernos -Cristina Fernández de Kirchner, Mauricio Macri, Alberto Fernández- le han sostenido un precio del millón de BTU a las grandes operadoras del sector de, por lo menos, al doble de lo que se paga en otras partes del mundo? 3,57 dólares el millón de BTU: ha sido el último acuerdo, cuando en Estados Unidos o en Canadá se está pagando entre 1,90 o 1,95 dólares el millón de BTU. Eso tenemos que discutirlo de una vez por todas en la Argentina.

Hay que terminar con esta idea de que siempre el pato lo pagan los pobres; de una vez por todas, tiene que haber una para el lado de los pobres; de una vez por todas, se debe discutir la tasa de ganancia de los súper ricos en la Argentina, la tasa de ganancia de las grandes empresas y la tasa de ganancia de las grandes operadoras del sector gasífero y petrolero.

Soy neuquino; soy de la tierra de Vaca Muerta; mes a mes rompemos los techos de producción de petróleo y de gas; enorme cantidad de riqueza, de plata y de dólares se extraen de nuestra tierra. Y en los últimos cinco años la pobreza aumentó diez puntos en la provincia de Neuquén. Esta lógica es con la que debemos terminar y ustedes, los

funcionarios del Gobierno nacional que le prometieron a la gente que le venían a llenar la heladera, que venían a terminar con la pobreza, que venían a terminar con el neoliberalismo de Mauricio Macri, tienen la responsabilidad -de una vez por todas- de cumplir con esa palabra. Váyanse, si no tienen capacidad de gobernar para nuestro pueblo que se muere de hambre en los barrios, que se muere de hambre en el interior de nuestro país. Hay pibes y pibas en la Argentina que comen una vez al día. ¿Saben ustedes lo que es llegar a las seis o siete de la tarde para un papá, para una mamá y no saber qué darle de comer a sus hijos a las ocho o nueve de la noche? ¿Y encima le quieren aumentar la tarifa de gas? Que dejen de llorar esos empresarios, que millones, millones y millones de dólares han hecho a lo largo de la historia argentina.

Nos saquearon Puesto Hernández, nos saquearon Loma de la Lata, ¿quieren saquear también Vaca Muerta? Tengan un poco de dignidad y no aumenten la tarifa de gas.

Muchas gracias.

Sra. Moderadora (Peralta).- A continuación, se cede la palabra a la presidenta de la audiencia, doctora Carolina Guerra Bianciotti.

Manifestaciones del Defensor de Usuarios y
Usuarias, Sr. Francisco Verbic



Sra. Presidenta (Dra. Guerra Bianciotti).- Se ha comunicado a esta presidencia la solicitud del defensor de Usuarios y Usuarias para tomar la palabra luego del orador número 42, quien ha finalizado su exposición. En tal sentido, en los términos de la resolución de convocatoria a esta audiencia pública, quien les habla -en uso de las atribuciones conferidas por la Resolución ENARGAS I-4089/2016- le otorga al defensor designado la autorización solicitada. Paso la palabra al defensor.

Sr. Verbic.- Buenas tardes.

Hoy nos encontramos en esta nueva audiencia pública con el objeto de discutir cuatro temas.

Primero, la adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte de gas natural en el marco de lo dispuesto por los Decretos 1020 del 2020 y 815 del 2022. Segundo, la misma cuestión respecto del servicio público de distribución. En tercer lugar, el traslado a tarifas del precio de gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (conocido comúnmente como "precio del gas en PIST"), así como la consideración de las diferencias diarias acumuladas correspondientes. Y, en cuarto lugar, el tratamiento de subzonas tarifarias únicas por Provincia en la novena región de nuestro país (que comprende las de Formosa, Chaco, Corrientes, Entre Ríos y Misiones).

Se trata de la tercera audiencia pública convocada por el ENARGAS durante esta gestión de gobierno. Debemos destacar que el organismo, por decisión de su actual Interventor, Osvaldo Pitrau, decidió sostener la política pública tarifaria del sector en la misma línea iniciada a fines del 2019: procedimientos abiertos y transparentes, con información accesible, oportuna y adecuada, y con canales simples para facilitar la participación de la ciudadanía.

Les recordamos en este sentido la invitación dirigida al público en general para enviar consultas y comentarios a través del formulario que se encuentra disponible en la

página web del ENARGAS. Estaremos atentos a ello, e intentaremos transmitir todo lo que sea posible y guarde vinculación con el objeto del acto.

En esta intervención nos interesa poner énfasis en algunas cuestiones que inciden de manera relevante sobre la perspectiva de abordaje de las presentaciones realizadas, con motivo de la de la convocatoria de esta Audiencia, por las empresas distribuidoras, transportistas, Defensorías Públicas y asociaciones defensoras de los derechos de los usuarios en general.

En particular, para comprender la situación general en torno a los temas objeto de discusión y para evaluar el alcance de las señaladas presentaciones, entendemos que es necesario tomar dimensión del contexto en que tramita esta nueva adecuación tarifaria transitoria.

Un contexto signado por una sucesión de hechos que van desde la situación de emergencia social, energética, financiera, fiscal y tarifaria producida por las políticas públicas de la gestión 2015-2019, seguida por la pandemia del Covid-19 (que nos sumergió en una emergencia sanitaria sin precedentes), y luego continuada por la guerra entre Rusia y Ucrania, que impactó de modo directo (entre otras cosas, pero principalmente) en el costo del gas a nivel global.

Como si todo ello fuera poco, el marco contextual se completa con la figura del Fondo Monetario Internacional y los dos créditos otorgados al país, en 2018 y 2022, con las bien conocidas “medidas de austeridad” que el organismo impone como condición necesaria para acceder a ellos. Léase, recorte del gasto público y la inversión social (por ejemplo y particularmente, en materia de subsidios al consumo de energía).

Como usuarios y usuarias de este servicio público esencial, es determinante que tomemos real consciencia de esta secuencia de hechos y decisiones políticas -sobre todo, en materia de energía y endeudamiento externo- que han marcado fuertemente el potencial de desarrollo, crecimiento y redistribución del ingreso en la Argentina.

Solo de ese modo podremos comprender, como usuarios y usuarias, por qué las facturas de gas volverán a aumentar en la difícil situación que se encuentran diversos sectores de nuestra sociedad.

Comencemos con la política energética durante la gestión 2015-2019.

Para dimensionar la situación de crisis tarifaria y de acceso efectivo a este servicio público esencial que se vivió en aquel período, nos interesa recordar algunos números que fueron presentados en la Audiencia Pública N° 101 del mes de febrero de 2021. Números que fueron consecuencia de los irrazonables aumentos tarifarios autorizados por entonces (algunos de los cuales, incluso, se encuentran siendo investigados por la justicia penal):

Respecto de usuarios y usuarias residenciales, entre 2015 y 2019 el número de conexiones con deuda creció en 800.000. Hablamos de 800.000 medidores. Si multiplicamos por el número de integrantes de una familia tipo tenemos alrededor 3.600.000 personas que no podían pagar su factura de gas. En términos dinerarios, al finalizar el mandato de la alianza Juntos por el Cambio esa deuda era de 15.416 millones de pesos. Si comparamos ese número con el de finales de 2015, cuando la deuda total era de 2.064 millones de pesos, tenemos que en 4 años se multiplicó por más de 7 veces.

En cuanto a las pequeñas y medianas empresas, el número era todavía peor: el 53 por ciento del total nacional terminó el 2019 endeudadas. En este campo, la política tarifaria de la gestión anterior provocó que durante los años 2015/2019 alrededor de 13.700 pymes tuvieran que desconectarse del servicio.

Luego, en marzo de 2020 llegó la pandemia por el virus Covid-19, el aislamiento social y una fuerte retracción de la economía.

No nos vamos a explayar sobre esto, porque sus consecuencias -aun en pleno desarrollo, si bien atenuadas gracias a la campaña de vacunación- son bien conocidas.

En tercer lugar, a partir de febrero de 2022 tuvimos que enfrentar las consecuencias de la guerra en Ucrania.

Entre otras implicancias, este conflicto bélico llevó a varios países europeos a redireccionar sus compras de combustible, especialmente gas y petróleo, hacia otros mercados. Esto aceleró la crisis de abastecimiento de energía que ya venía desarrollándose desde 2021 y aumentó los precios internacionales, con directo impacto en Argentina, fundamentalmente debido a sus importaciones regulares de gas natural licuado (GNL).

Por último, tenemos que considerar el rol del FMI en toda esta situación.

Primero, mediante el crédito stand-by de junio de 2018. Un crédito contraído en condiciones manifiestamente ilegales e inconstitucionales, que implicó el desembolso de más de 44.000 millones de dólares. Tanto las condiciones legales y de procedimiento en el origen del crédito como la posible fuga de las divisas recibidas en el marco de su ejecución, son hechos sometidos a investigación en el fuero penal del Poder Judicial de la Nación.

Segundo, mediante el otorgamiento de un nuevo crédito, esta vez de “facilidades extendidas”, en marzo del 2022. Un crédito largamente negociado que tuvo por finalidad refinanciar el de 2018 y pagar sus vencimientos pendientes.

La intervención del FMI en la macroeconomía del país a través de estos dos créditos fue determinante para impulsar los nuevos cuadros tarifarios transitorios para el servicio de distribución aprobados por diversas resoluciones del ENARGAS el 31 de mayo de 2022, así como también el régimen de segmentación aprobado por el Decreto N° 332/22, que estableció, como sabemos, categorías de subsidios para usuarios y usuarias residenciales del servicio público de gas natural por redes.

Igualmente, esa intervención del organismo financiero internacional fue un factor central para impulsar la nueva adecuación transitoria de tarifas que estamos discutiendo hoy aquí. En especial, en lo que refiere al esquema y redistribución de subsidios en materia energética, y su impacto en las facturas de los servicios de gas. No podemos olvidar que la disminución de los subsidios sobre el segmento del precio de gas en PIST, para cumplir los mandatos del FMI, provocó un aumento del precio para distintos segmentos de usuarios.

Si tomamos dimensión de este contexto, que podría calificarse -sin exagerar- como verdaderamente dramático, no pueden atenderse las críticas generalizadas que todas las empresas han realizado respecto del congelamiento tarifario y el nivel de los aumentos transitorios autorizados por el ENARGAS en los últimos años, así como tampoco el desmedido aumento que ahora reclaman.

Por otro lado, debemos señalar que diversas cuestiones generales abordadas en las exposiciones de las empresas transportistas y distribuidoras, funcionarias públicas, legisladoras, organizaciones de defensa del consumidor, empresas, organizaciones industriales, son ajenas al objeto de esta audiencia.

Entre ellas, las referidas a créditos para conexiones domiciliarias, aplicación de tarifa plena de distribución a los usuarios y usuarias que no reciben subsidios con motivo de la segmentación, plazos de pago y tasas de interés por mora, en la relación entre distribuidoras y subdistribuidoras, los pedidos de cambios en los regímenes de zona fría, tarifa social y entidades de bien público, así como el pedido de que la producción de gas sea declarada como servicio público, entre otras.

No obstante, de la misma forma que ocurrió con posterioridad a las audiencias N° 101 y 102, dichos planteos serán puestos en conocimiento de las áreas competentes del ENARGAS y/o de las autoridades que correspondan, para su tratamiento y consideración.

Aclarado esto, destacamos que es justamente en el contexto brevemente descrito donde el ENARGAS debe cumplir su función de proteger los derechos de usuarios y usuarias del servicio. Y lo debe hacer a partir de una premisa central, que por supuesto implica una toma de posición política frente al asunto.

Nos referimos al hecho de considerar al servicio público de transporte y distribución de gas natural por redes como un derecho humano en sí mismo y como una garantía esencial para acceder a otros derechos fundamentales.

Entre tales derechos, el que más nos interesa destacar ahora es el de acceso a una vivienda digna, el cual, de acuerdo con la Observación General N° 4 del Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales de la Organización de Naciones Unidas, comprende el derecho a acceder a los servicios básicos a un costo razonable.

Respecto de este concepto de “costo razonable”, es importante recordar lo que sostuvo la Corte Suprema de Justicia de la Nación cuando resolvió la causa “CEPIS” en agosto de 2016. Allí, además de anular el aumento tarifario de abril de 2016 por falta de audiencia pública previa, el tribunal estableció expresamente y cito textual “criterios rectores con relación a la razonabilidad de la política tarifaria a adoptarse respecto a servicios públicos esenciales”.

Y entre tales criterios rectores, la Corte fue muy clara al sostener, vuelvo a citar textual que “todo reajuste tarifario (...) debe incorporar como condición de validez jurídica -conforme con la previsión constitucional que consagra el derecho de los usuarios a la protección de sus intereses económicos’ (art. 42 de la Constitución Nacional)- el criterio de gradualidad, expresión concreta del principio de razonabilidad...”

Las derivaciones de esta afirmación del tribunal son igualmente claras: para proteger a los usuarios y usuarias del servicio, la decisión del ENARGAS sobre los nuevos cuadros tarifarios transitorios a aprobarse debe, necesariamente, guiarse por el principio general de razonabilidad y por su aplicación concreta en términos de gradualidad

Controlar dichos principios es un claro y expreso deber convencional y constitucional del Estado. Y al ejercer ese deber, el ENARGAS debe considerar que la idea de justicia y razonabilidad en la definición de las tarifas exige que su revisión (y eventual aumento) atienda no solo los costos y la rentabilidad de las empresas, sino también, especialmente, la capacidad de pago de usuarias y usuarios.

En concreto, fueron esas premisas y directrices políticas las que orientaron la intervención del Organismo para proteger al sector durante esta gestión de gobierno.

Ello ocurrió, principalmente, tanto en el momento de autorizar las tarifas discutidas en la audiencia pública N° 101, celebrada el 16 de marzo de 2021 (y que derivó en la aprobación de cuadros con un aumento promedio de tan solo 6 por ciento para usuarios y usuarias residenciales y del 4 por ciento para pymes), como también al autorizar las debatidas en la audiencia pública N° 102, celebrada el 19 de enero de 2022 (que derivó en la aprobación de nuevos cuadros con un aumento promedio del 20 por ciento para los usuarios y usuarias residenciales y del 15 por ciento para pymes).

Son las mismas premisas las que, ante el cambio de situación provocado por diversos factores sobrevinientes a la concesión original del año 1997, exigen también discutir y revisar las sub zonas tarifarias de la novena región. En particular, por la conveniencia de unificarlas para que cada provincia completa tenga su propio cuadro tarifario, sin zonas diferenciadas que carezcan de justificación.

En definitiva, entendemos que para proteger a los usuarios y usuarias del servicio debe continuarse en la misma línea a la hora de resolver sobre las cuestiones debatidas en esta audiencia.

Solo esta perspectiva permitirá encontrar un equilibrio que garantice la adecuada prestación del servicio, el acceso al mismo por parte de usuarios y usuarias, y una rentabilidad para las empresas que considere, por un lado, el impacto social del grave contexto que hemos reseñado y, por otro, las ganancias absolutamente extraordinarias que dichas empresas registraron durante el período 2015-2019.

Muchas gracias.

Sra. Moderadora (Peralta).- Seguidamente, se cede la palabra a la presidenta de la audiencia, doctora Carolina Guerra Bianciotti.

Sra. Presidenta (Dra. Guerra Bianciotti).- Muchas gracias.

Habiendo finalizado la exposición de los oradores y las oradoras inscritas, se llamará nuevamente a quienes han estado ausentes en sus respectivos órdenes, a fin de darles otra oportunidad de participación. Para ello, cedo la palabra a la moderadora de la audiencia.

Sra. Moderadora (Peralta).- Convocamos al número de orden 30, Enrique Salvador González, en representación de la Cooperativa de Obras y Servicios Públicos de San Basilio. ¿Se encuentra en la sala?

- No se hace presente.

Sra. Moderadora (Peralta).- Convocamos al número de orden 36, Paula Magali Soldi, en representación del Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad. ¿Se encuentra en la sala?

- No se hace presente.

Sra. Moderadora (Peralta).- Me informan que los números de orden mencionados no han ingresado a la plataforma respectiva para expresarse en esta audiencia pública número 103. Se les comunica que podrán ingresar en el marco de esta audiencia por Secretaría en el link habilitado a tal efecto cualquier presentación, consulta o manifestación sobre el objeto de la misma, a fin de ser incorporada en el acta y en el expediente respectivo.

Cedo la palabra al señor interventor del Ente Nacional Regulador del Gas, doctor Osvaldo Felipe Pitrau, en su carácter de presidente de esta audiencia pública.

Finalización

Sr. Presidente (Dr. Pitrau).- Muchas gracias.

Habiendo constatado entonces que no restan más expositores, se deja constancia de que la documental que hubiera ingresado por la Mesa de Entradas Virtual del ENARGAS, a todos los fines y efectos de la presente audiencia, se incorporará al expediente antes citado.

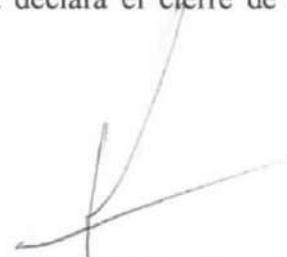
Finalmente, aquellas cuestiones, manifestaciones o planteos que no respondan al objeto estricto de la audiencia y sean competencia de otra autoridad, serán giradas a los fines correspondientes.

Por último, con gran beneplácito hemos compartido una muy fructífera jornada de participación ciudadana. Enviamos nuestros saludos a todas las y los participantes de esta audiencia y a quienes la han seguido a través de los distintos medios. También, a todos los funcionarios y empleados del Organismo que han posibilitado la realización de esta audiencia.

Por lo tanto, siendo las 15:38 horas del día 4 de enero del año 2023, y no habiendo más expositores ni interesados en participar, esta presidencia declara el cierre de la Audiencia Pública N° 103. Que conste en acta.

Muchas gracias a todas y todos.

-Es la hora 15 y 38.



Teresa B. Morales
Taquiígrafa