

Buenos Aires, 26 de febrero de 2021.

Señor  
Interventor del  
Ente Nacional Regulador del Gas  
**Federico Bernal**  
S / D

**REF.: RESOL-2021-47-APN-DIRECTORIO#ENARGAS - EX-2021-14257503- -APN-  
GAL#ENARGAS - CONVOCATORIA AUDIENCIA PÚBLICA N° 101.**

De mi mayor consideración:

**JOSE LUIS FERNÁNDEZ**, en mi carácter de apoderado de **NATURGY BAN, S.A.** (en adelante BAN, la Licenciataria, NATURGY, la compañía, en forma indistinta), según se encuentra acreditado ante esa Autoridad, con domicilio legal y constituido en Isabel La Católica N° 939 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, me dirijo al Sr. Interventor en relación a la convocatoria a audiencia pública de la referencia.

#### **I. OBJETO DE LA PRESENTACIÓN:**

Siguiendo expresas instrucciones de mi representada, vengo a realizar la presentación impuesta en el artículo 7° de la Resolución N° 2021-47-APN-DIRECTORIO ENARGAS que establece que las Licenciatarias del sector deberán a los fines de su pertinente publicidad, presentar cuadros tarifarios de transición así como la información de sustento de los mismos, considerando para ellos expresamente, los parámetros y disposiciones que surgen del DNU N°

1020/20 conforme surge de la Resolución referida de convocatoria y el punto 10 de su Anexo 1.

El Estado Nacional ha dispuesto a partir de distintas normas (Ley N° 27.541, DNU N° 1020/20) renegociar la RTI que surge de la Resolución ENARGAS N° 4354/17 (“RTI Vigente”) con aplicación desde el 1° de abril de 2017, a las resultas de una nueva RTI que propone concluir como máximo en el término de dos (2) años y sin perjuicio en el interín, de disponer 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, así como la continuidad y accesibilidad de dichos servicios públicos esenciales.

En este sentido, a partir del congelamiento de la tarifa que surge de la RTI Vigente, que compromete la debida y responsable prestación de servicio en las condiciones apuntadas, esta Licenciataria ha formulado distintas peticiones y reservas de derechos que reiterará expresamente en el presente, por las cuales se manifiesta que no se renuncia a los reclamos que pudieran corresponder con motivo de dicho congelamiento tarifario dispuesto por la Ley N° 27.541; el DNU N° 543/2020 y el DNU N° 1 020/2020 en el entendimiento de que esta presentación, que se realizará oportunamente en la Audiencia Pública convocada y la suscripción del cualquier eventual acuerdo transitorio, no implica consentimiento ni reconocimiento alguno por parte de BAN a las afirmaciones (Informe del Interventor referido en el Decreto), disposiciones o mandatos efectuados en la normativa mencionada respecto a la RTI Vigente.

Cabe destacar que la RTI Vigente, surgió del “ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL” suscripta con el ESTADO NACIONAL, con fecha 20 de enero de 2006, ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional mediante el Decreto N° 385/2006, luego de que la PROCURACION DEL TESORO DE LA NACION emitiera dictamen (Artículo 80 del Decreto NO 311/03); la SINDICATURA GENERAL DE LA NACION, tomara la intervención que le compete (Artículo 14 de la Resolución Conjunta N° 188/03 del MINISTERIO DE ECONOMIA y PRODUCCION Y N°44/03 del MINISTERIO DE



PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA y SERVICIOS) y el HONORABLE CONGRESO DE LA NACION (Artículo 4º de la Ley N 25.790), sin objeciones.

Luego, la misma RTI Vigente siguió los lineamientos de la CSJN en el renombrado Fallo CEPIS, revisión tarifaria aplicada pacíficamente y sin cuestionamientos ni condicionantes jurisdiccionales que pudieran restringirla.

No obstante, en esta coyuntura enmarcada en una serie de normas de distinta jerarquía que exteriorizan en definitiva la voluntad unilateral del Estado Nacional de congelar la tarifa y renegociar la referida RTI Vigente; en aras de la efectiva prestación del servicio público de distribución de gas natural en condiciones de seguridad y garantizando el abastecimiento respectivo así como su continuidad; frente al requerimiento de la Autoridad Regulatoria de proponer una tarifa de transición que cubra los costos de operación y mantenimiento sin perjuicio de una propuesta de acuerdo definitivo por parte del otorgante de la licencia; esta Licenciataria adjuntará Cuadros Tarifarios.

Todo lo anterior, sin perjuicio de manifestar que tanto del Marco Regulatorio -Ley 24.076 y su decreto reglamentario- como de la licencia de distribución de NATURGY, surge el derecho de BAN al mantenimiento del equilibrio de la ecuación económico-financiera, a que los ingresos sean suficientes para cubrir sus costos operativos, sus inversiones, así como el derecho a que las tarifas posibiliten una justa y razonable tasa de rentabilidad y en caso contrario, si se diera un control de precios, que el Estado Nacional disponga compensarla. De no ser así, dicho mantenimiento, control o congelamiento tarifario devendría confiscatorio.

Por otra parte cabe señalar que durante toda su trayectoria en la prestación del servicio licenciado, BAN ha desarrollado sus actividades en forma prudente y diligente, y dando pleno y total cumplimiento a lo establecido por el Marco Regulatorio y demás y normas aplicables.

## II. SITUACION ACTUAL DE NATURGY

La evolución del deterioro económico y financiero de BAN puede observarse a través de la lectura de sus Estados Financieros (disponibles en <https://www.argentina.gob.ar/cnv>).

Tal como consta en la información brindada habitualmente al Ente Regulador, destacamos además que esta compañía no ha distribuido dividendos en 9 años.

Surge además evidente que BAN se encuentra operando actualmente con un creciente y acelerado deterioro de su situación financiera debido a la combinación de falta de aumento de los ingresos y un permanente y significativo aumento de los costos de operación e inversión por efectos de la inflación y el aumento de los índices de mora e incobrabilidad en el pago de los clientes.

Como marco de referencia, indicaremos que la inflación minorista para el año 2018 ascendió a 47,6%, en tanto para el año 2019 llegó a 53,8% y para el año 2020 fue de 36,1%. La inflación para el bienio 2019-2020 alcanzó a 109,3%.

En el cuadro comparativo se detallan los ingresos por ventas de gas y servicios de transporte, el costo de compras de gas y del servicio de transporte contratado, al cierre del ejercicio de los años 2018, 2019 y 2020[1]

<i>cifras millones de pesos, moneda homogénea Dic-20</i>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020<sup>1</sup></b>
<b>Ingresos por ventas y servicios</b>	<b>42.615</b>	<b>44.368</b>	<b>33.142</b>
<b>Compras de gas y servicios de transporte</b>	<b>(26.480)</b>	<b>(31.683)</b>	<b>(22.901)</b>
<b>Margen de ventas</b>	<b>16.135</b>	<b>12.685</b>	<b>10.242</b>

En el cuadro precedente puede observarse el deterioro en el margen por ventas de la compañía, entendido como la diferencia entre ingresos por ventas de gas y servicios de transporte menos el costo de compras de gas y el servicio de transporte contratado, debido a la falta de actualización tarifaria que se inicia con

la limitación tarifaria parcial impuesta en Octubre de 2018 (Res. ENARGAS N° 280/18) y su posterior congelamiento definitivo desde Octubre 2019 (Res. SE N° 521/19) a la fecha.

Ello impone destacar que el último reconocimiento inflacionario, tuvo en cuenta la variación del IPIM de Febrero 2019, acumulando entonces un déficit de actualización tarifaria que al día de hoy se eleva al 128%.

Por su parte los gastos operativos están conformados por las remuneraciones, cargas sociales y otros beneficios al personal, servicios y suministros de terceros, gastos de correo y telecomunicaciones, gastos operativos por servicios de reparación y conservación de propiedad, planta y equipo, honorarios por servicios profesionales, gastos y comisiones bancarias e impuestos, tasas y contribuciones.

Pese a los esfuerzos realizados por la compañía para optimizar y dotar de eficiencia a los distintos procesos, los gastos operativos prácticamente no han tenido variación medidos en la misma moneda, ya que en general se han incrementado en línea con la inflación de cada año.

Si realizamos un cálculo considerando el margen por ventas y los gastos operativos descriptos, se observa que el resultado de las operaciones<sup>[2]</sup> es decreciente, debido a que el margen de ventas es decreciente medido en la misma moneda y los gastos operativos se mantienen prácticamente constantes.

*cifras millones de pesos, moneda homogénea Dic-20*

	2018	2019	2020 <sup>1</sup>
<b>Margen de ventas</b>	16.135	12.685	10.242
<b>Otros ingresos</b>	161	31	43
<b>Gastos operativos<sup>2</sup></b>	(7.385)	(7.411)	(7.223)
<b>Resultado de las operaciones<sup>2</sup></b>	8.911	5.304	3.062



Esta reducción del resultado de las operaciones tiene impacto directo en la generación de flujo de caja de la compañía y en su necesidad creciente de financiamiento, en un contexto de margen de distribución sin cambios desde abril 2019.

Al finalizar el año 2018, la compañía aún estaba pagando acuerdos de deuda con productores de gas por el periodo 2015-2016, restando un saldo de \$ 508 millones que fue pagado en 2019 y 2020 conforme los acuerdos suscriptos.

A partir de finales de 2017, con la aprobación de los nuevos cuadros tarifarios prevenientes de la RTI Vigente, fue posible comenzar a acordar algunas líneas de crédito bancario de corto plazo.

A partir del segundo semestre de 2019, la situación financiera comenzó a complicarse aún más principalmente por el incremento de las tasas de interés, que en algunos meses alcanzaron a 90%, el diferimiento del 22% de las facturas de invierno y la postergación del incremento tarifario de octubre. Así, la deuda al cierre del ejercicio ascendió a \$ 2.296 millones, que estaba conformada por \$ 539 millones con entidades bancarias y \$ 1.758 millones con productores de gas por deuda vencida<sup>[3]</sup>.

En el año 2020, afectado por los efectos de la pandemia derivada por el covid-19, fue posible obtener algunos préstamos de corto plazo por un importe de \$ 850 millones para capital de trabajo, a fin de financiar parcialmente el incremento de la morosidad de los clientes.

Estos créditos debieron ser cancelados en el mismo año 2020, debido a las dificultades derivadas para su renovación, por la incertidumbre en la generación de flujos futuros de la compañía por la falta de actualización de las tarifas en octubre 2019, abril 2020 y octubre 2020. En este contexto la deuda al cierre del ejercicio 2020 se verá incrementada tanto por deudas bancarias como por deudas vencidas con productores de gas<sup>[5]</sup>

Ello impone reiterar como conclusión, que si el último reconocimiento inflacionario tuvo en cuenta la variación del IPIM de Febrero 2019, acumulando entonces un déficit de actualización tarifaria al día de hoy, el mismo se eleva al 128%.-

### **III. INCREMENTO TARIFARIO:**

#### **a. Cuantificación incremento según la RTI Vigente.**

Como fuera señalado con anterioridad, las tarifas actuales surgen de un proceso de revisión tarifaria culminado con la sanción de tarifas de la Resolución ENARGAS N° 4354/17 con vigencia desde el 1° de abril de 2017 y sin impugnación, derogación o reproche legítimo y competente dispuesto a la fecha.

Según el imperio de la misma, a partir del próximo 1° de abril deberían aplicarse los incrementos tarifarios contenidos en su artículo 4° (Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa), respecto de los siguientes períodos (los que no han sido siquiera tratados, ni aplicados): octubre de 2019, abril de 2020, octubre de 2020 y la próxima aplicación del correspondiente a abril de 2021, cuya audiencia pública debería haberse celebrado hacia mediados de este mes febrero.

En este sentido, corresponde que todo cuadro tarifario que se emita de conformidad con la RTI Vigente cuente con el efecto del IPIM desde el último ajuste a la fecha, cubriendo los efectos inflacionarios generados, sin perjuicio de atender por las razones indicadas precedentemente, al requerimiento del Regulador de un Cuadro Tarifario de Transición.

En el Anexo III se expone el incremento tarifario de distribución, resultante de aplicar la variación del citado índice desde febrero de 2019 y hasta noviembre de 2020, considerando en todos los casos la información elaborada y publicada por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC). a excepción de la inflación considerada para febrero de 2021, la que fue estimada como el

promedio del trimestre noviembre de 2020, diciembre de 2020 y enero de 2021 del IPIM

Como puede apreciarse, dicho incremento se ubica en el 128,16%, debido al virtual congelamiento tarifario verificado desde 2019, todo 2020 y el lapso corriente de 2021.

El incremento así determinado no incluye la porción de IPIM no trasladada en octubre de 2018, por utilización de una polinómica exógena a la de la Resolución ENRG N° 4354/17, ocasionando un déficit de ajuste en aquel momento de un 11%. De considerar dicho ajuste en esta ocasión, el incremento a solicitar debería ubicarse en el 148%.

## **b. Tarifa Transitoria objeto del presente.**

Conforme ha sido requerido por el DNU N° 1020/21 y la consecuente Resolución N° 2021-47-APN-DIRECTORIO ENARGAS y sin que ello limite o restrinja los derechos de esta Licenciataria, a continuación se desarrolla y describe la alternativa de un incremento tarifario para el 1° de abril del corriente que hemos considerado en un 51,05% de los ingresos requeridos de la Tarifa de Distribución.

Se aclara a todo evento que es y necesario considerar un ajuste que mantenga este incremento conforme la evolución sobreviniente de la economía y que conforme lo establece el Marco Legal del Gas, debe preverse semestralmente.

En el siguiente cuadro se exponen los impactos tarifarios respectivos, considerando un incremento pari passu para todas las categorías y cargos tarifarios, en tanto en el Anexo III, se presenta el cuadro tarifario que respalda nuestra propuesta:

	Factura mensual		
	Actual	Propuesta	Variación
R 1	354	425	20%
R 2-1	567	652	15%
R 2-2	708	812	15%
R 2-3	859	980	14%
R 3-1	1.243	1.443	16%
R 3-2	1.544	1.800	17%
R 3-3	1.922	2.250	17%
R 3-4	3.389	3.954	17%
Comercial	4.134	4.656	13%
Pymes	508.036	530.833	4%
FD	2.468.628	2.591.849	5%
ID	9.334.735	9.772.899	5%
GNC - Firme	870.009	897.460	3%
Metrogas	45.016.667	67.975.167	51%

### i. Tarifa de Distribución

Hemos considerado un incremento del 51,05% de los ingresos requeridos para esta instancia del Régimen Tarifario de Transición (luego de dos años sin actualización de sus ingresos y una inflación acumulada del 128%).

Este porcentaje fue estimado en base a la siguiente fórmula:  $(1+128,16\%)^{(1/2)}-1$ , la que toma como base el efecto anualizado de la inflación corrida desde el último hito tarifario de abril de 2019.

Cabe señalar que los ingresos actuales y los que surjan del presente ajuste transitorio, serán aplicados a la cancelación de la deuda con productores de gas

a diciembre de 2020<sup>1</sup>; al pago del abastecimiento de gas y del transporte de 2021; al pago de los salarios; a la cobertura de los gastos e inversiones necesarias para el sostenimiento del servicio y que no incluyen en absoluto la rentabilidad justa y razonable.

Las tarifas de distribución así determinadas se exponen en el Anexo III, considerando un incremento del margen de distribución del 51,05% uniforme para todos los clientes y cargos, así como las variaciones que se informan a continuación, para el resto de los componentes de la tarifa total.

## **ii. PIST y Gas Retenido**

Respecto al aprovisionamiento de gas, se formulan las siguientes consideraciones:

Mediante el Decreto N°892/2020 de fecha 13 de Noviembre del año 2020 fue puesto en marcha el “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” en adelante PLAN.

Por medio de la Resolución SE N° 317/2020 del día 20 de Noviembre de 2020 se convocó a los productores de gas para que efectúen ofertas asociadas al gas natural necesario para abastecer la demanda conjunta de las distribuidoras de gas a nivel país como así también de Cammesa para la generación Eléctrica, sobre una base mínima anual de 70 Mm<sup>3</sup>/d y con posibilidad de ofertar volúmenes adicionales para el período invernal mayo-septiembre.

En el marco del Plan se estableció que los productores suscribieran contratos con las distribuidoras por el precio del gas que les fuera reconocido a las mismas en los Cuadros Tarifarios respectivos, previendo que el Estado Nacional asumiría la diferencia entre los ofertado y dicho precio en tarifa como subsidio.

---

<sup>1</sup> Independientemente de la administración de los beneficios de la Res. SGE N° 508/17, montos respecto de los cuales nos encontramos supeditados a la cadencia de pago determinada por la Secretaría de Energía.

Cabe destacar que tal lo solicitado por el Decreto, BAN y buena parte de los productores, adhirieron al mismo.

Mediante la Resolución SE N° 391/2020 se determinó la adjudicación de los volúmenes ofertados a cada uno de los productores con sus correspondientes precios. El volumen total adjudicado fue de 63.3 Mm<sup>3</sup> y mediante Resolución N° 447/2020 se adjudicaron los volúmenes correspondientes a cada una de las distribuidoras resultando el de BAN insuficiente para abastecer su demanda prioritaria en el periodo invernal (aproximadamente 350 MMm<sup>3</sup>).

En los contratos firmados se plasmó el precio PIST actual que está incorporado en los cuadros tarifarios de BAN, vigente desde abril de 2019.

En Nota de la Subsecretaría de Hidrocarburos NO-2021-05875207-APN-SSH#MEC de fecha 22 de Enero de 2021 se hizo mención a los precios PIST correspondientes a los cuadros tarifarios, como así también a los precios PIST de cada una de las cuencas a efectos del cálculo de las compensaciones del Estado Nacional a productores. Cabe destacar que dichos precios PIST por cuencas forman parte del expediente tarifario de abril 2019 y están asociados a los volúmenes que componen el mix de gas que posee la distribuidora.

En base a ese mix y a cada uno de los precios PIST por cuenca se determinó el precio PIST que se reconoce en el cuadro tarifario e incluye en las tarifas finales a usuarios. En el caso de BAN es de \$7,093 /m<sup>3</sup>.

El mix de volumen obtenido en las adjudicaciones del Plan dista del considerado para calcular el precio PIST actualmente incluido en los cuadros tarifarios.

Por este motivo, la utilización de los precios PIST por cuenca distorsionan el promedio reconocido en tarifa, generándose diferencias diarias acumuladas en perjuicio de BAN que en función del principio de pass through y en el contexto del Plan deben ser reconocidas en tarifas (punto 9.4.2.6 de las RBLD).

Por ello, el cuadro tarifario resultante deberá contemplar el efecto los precios por cuenca dispuestos por el EN a fin de preservar la neutralidad de la Licenciataria. (ver Anexo I).

### **iii. DDA**

Por otra parte, también correspondería efectuar el ajuste del concepto DDA que compone, junto con el precio PIST, el precio del gas incluido en las tarifas finales a usuarios.

En este sentido, el componente actual es de \$-0,106330/m<sup>3</sup>. Teniendo en cuenta el importe acumulado hasta diciembre 2020, actualizado al 1° de abril de 2021 mediante la tasa prevista en las RBLD y alineando el período de regularización al plazo excepcional de un año a partir de abril 2021 dicho componente se ubicaría en torno los \$-0,164/m<sup>3</sup> (Ver Anexo I)

Debe tenerse en cuenta que las diferencias diarias que se generarán durante el período enero-marzo 2021 por el efecto mencionado de tener que considerar los precios de cuenca a pagar a los productores, deberán ser considerados en el próximo ajuste de tarifas que se produzca por variaciones en el precio del gas.

### **iv. Transporte**

Los Cuadros Tarifarios no se contempla la tarifa de transporte pertinente por no haber sido requerido tal extremo a esta Licenciataria por parte de la Autoridad Competente.

### **v. Metrogas**

Deberá preverse la aplicación del mismo incremento para la tarifa de este servicio especial teniendo en cuenta la Res. ENRG N°204/19

### **vi. Tasas y Cargos**

Como para el resto de los ingresos de distribución, en Anexo V se exponen los cargos emergentes del ajuste.

### **c. Alternativas que contemplen cambios diferenciados:**

De acuerdo a lo requerido por ENARGAS en el punto 10° del anexo I de la resolución objeto de esta Audiencia Pública se presentan dos opciones, las que contemplan las mismas variables consideradas en nuestra propuesta presentada en el punto b en cuanto a un incremento del 51,05 %.-

En el caso de los contratos de los Grandes Usuarios, se contempló un costo del gas a USD 3,0 / MMBTU al tipo de cambio vigente al momento de la audiencia.

**Alternativa 1)** Incremento en ingresos de distribución del 51,05%, considerando aumento del margen de distribución a Grandes Usuarios 90% e impacto diferenciado en los márgenes fijo y variable de distribución a clientes R, SGP, SDB y GNC :

- Incremento en ingresos de distribución: 51,05%
- Incremento en margen de distribución R + TIS + EBP + SGP + SDB + GNC: 42%
  - Cargo Fijo: 55%
  - Cargo Variable: 27%
- Inc. en margen de distribución GU (Fijo + Variable + Reserva): 90%
- Incremento servicio Metrogas: 90%
- Incremento Tasas y Cargos: 51,05%

La siguiente tabla expone las facturas mensuales con impuestos emergentes de la aplicación de los incrementos propuestos. En Anexo IV se expone el cuadro tarifario que respalda esta alternativa presentada, a excepción del correspondiente a tasas y cargos, que es igual tanto en la propuesta como en las dos alternativas presentadas.

	Factura mensual		
	Actual	Propuesta	Variación
R 1	354	424	20%
R 2-1	567	646	14%
R 2-2	708	803	13%
R 2-3	859	968	13%
R 3-1	1.243	1.409	13%
R 3-2	1.544	1.748	13%
R 3-3	1.922	2.188	14%
R 3-4	3.389	3.838	13%
Comercial	4.134	4.578	11%
Pymes	508.036	524.044	3%
FD	2.468.628	2.686.077	9%
ID	9.334.735	10.107.965	8%
GNC - Firme	870.009	887.189	2%
Metrogas	45.016.667	85.531.667	90%

**Alternativa 2)** Incremento en ingresos de distribución del 51,05%, considerando un incremento en margen de distribución a Grandes Usuarios similar al incremento no aplicado del IPIM desde febrero de 2019 (128%) y un incremento diferenciado en los márgenes fijo y variable de distribución a clientes R, SGP, SDB y GNC :

- Incremento en ingresos de distribución: 51,05%
- Incremento en margen de distribución R – TIS – EBP – SGP y GNC = 34%
  - Cargo Fijo: 44%
  - Cargo Variable: 22%
- Incremento en margen GU (Fijo + Variable + Reserva): 128%
- Incremento Servicio Metrogas: 128%
- Incremento Tasas y Cargos: 51,05%

La siguiente tabla expone las facturas mensuales con impuestos emergentes de la aplicación de los incrementos propuestos. En Anexo V se expone el cuadro tarifario que respalda esta alternativa.

	Factura mensual		
	Actual	Propuesta	Variación
R 1	354	411	16%
R 2-1	567	632	11%
R 2-2	708	785	11%
R 2-3	859	948	10%
R 3-1	1.243	1.378	11%
R 3-2	1.544	1.711	11%
R 3-3	1.922	2.139	11%
R 3-4	3.389	3.754	11%
Comercial	4.134	4.496	9%
Pymes	508.036	521.083	3%
FD	2.468.628	2.777.889	13%
ID	9.334.735	10.434.440	12%
GNC - Firme	870.009	884.011	2%
Metrogas	45.016.667	102.638.000	128%

#### IV. RESERVA DE DERECHOS

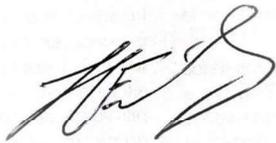
Se deja expresa constancia de que esta presentación no importa en forma alguna: (i) consentimiento, aval, ni reconocimiento alguno por la LICENCIATARIA o sus accionistas respecto de las afirmaciones efectuadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL en el Decreto 1020/20 en cuanto a que las tarifas resultantes del proceso de RTI Vigente no habrían sido justas, razonables, asequibles ni transparentes; (ii) consentimiento, aval, ni reconocimiento a los informes técnicos de la Subsecretaría de Hidrocarburos referidos en el Decreto 1020/20, de los cuales no hemos sido notificados; (iii) consentimiento, aval, ni reconocimiento a eventuales informes de auditoría y revisión técnica, jurídica y

económica referidos en el artículo 5° de la Ley N° 27.541, de los cuales no hemos sido notificados, ni renuncia a los derechos que BAN pudiera considerar afectados desde la entrada en vigencia de la RTI Vigente, la Ley N° 27.541, Decretos N° 278/20, N° 543/20 y N° 1020/20.

## **VI. PETITORIO:**

Por todo lo expuesto, al Sr. Interventor solicito:

1. Me tenga por acreditada la personería, por presentado en el carácter invocado y por constituido el domicilio en el lugar indicado;
2. Tenga por cumplido el extremo requerido por el artículo 7° de la Resolución N° 2021-47-APN-DIRECTORIO ENARGAS con alternativa de aportar mayor documentación o ampliar el presente en forma previa a la Audiencia Pública.
3. Se tengan presente a todos los efectos, las reservas de derechos formuladas.



**José Luis Fernández**

Director de Regulación

**ANEXO I. Metodología de cálculo PIST y DDA**

**PIST**

<b>Cuenca</b>	<b>Volumen</b>	<b>Precio</b>	
	<i>m3</i>	<i>USD/MMBTU</i>	<i>ARS/m3</i>
NQN	2.288.941.555	4,758	7,198
CHU	6.041.164	4,35	6,581
NOA	0	4,381	6,628
SCR	40.907.730	4,219	6,383
TDF	68.969.271	4,392	6,644
<b>Total Contratado</b>	<b>2.404.859.721</b>	<b>4,74</b>	<b>7,167</b>

**DDA**

**Cuenta Corriente DDA 2018/2019/2020/2021**

	Volumen Ventas	Diferencias Reconocidas	Ajuste Ventas 'por DDA Reconocidas	Contabilidad Diaria	Total	Tasa de Interes	Total Ajustado
	(miles de m3)	(\$/m3)	(\$)	(\$)	(\$)	(%)	(\$)
	(1)	(2)	(3) = (1) * (2)	(4)	(5) = (4) - (3)		
<b>Al 8/10/18</b>					\$ 55.450.000		\$ 114.049.836
<b>jul-18</b>	67.928	-	\$ -	\$ 1.678.876	\$ 1.678.876	1,64%	\$ 3.453.120
<b>ago-18</b>	61.399	-	\$ -	\$ 497.476	\$ 497.476	1,64%	\$ 1.006.664
<b>sep-18</b>	78.335	-	\$ -	\$ (2.630.894)	\$ (2.630.894)	1,64%	\$ (5.237.625)
<b>oct-18</b>	89.415	0,101270	\$ 9.055.057	\$ 2.882.460	\$ (6.172.597)	1,64%	\$ (12.089.767)
<b>nov-18</b>	152.583	0,101270	\$ 15.452.080	\$ 2.134.090	\$ (13.317.991)	1,64%	\$ (25.663.013)
<b>dic-18</b>	280.480	0,101270	\$ 28.404.210	\$ 666.747	\$ (27.737.462)	1,64%	\$ (52.584.121)
<b>ene-19</b>	67.928	0,101270	\$ 6.879.069	\$ 441.460	\$ (6.437.608)	1,64%	\$ (12.006.913)
<b>feb-19</b>	61.492	0,101270	\$ 6.227.297	\$ 533.310	\$ (5.693.987)	1,64%	\$ (10.448.220)
<b>mar-19</b>	78.454	0,101270	\$ 7.945.036	\$ 1.225.776	\$ (6.719.261)	1,64%	\$ (12.130.152)
<b>abr-19</b>	89.415	0,080979	\$ 7.240.737	\$ (14.026.152)	\$ (21.266.889)	1,64%	\$ (37.771.799)
<b>may-19</b>	152.583	0,080979	\$ 12.356.019	\$ (27.034.689)	\$ (39.390.708)	1,64%	\$ (68.829.791)
<b>jun-19</b>	200.004	0,080979	\$ 16.196.124	\$ 8.230.966	\$ (7.965.158)	2,47%	\$ (13.692.918)
<b>jul-19</b>	280.480	0,080979	\$ 22.712.990	\$ 34.276.107	\$ 11.563.117	2,47%	\$ 19.399.825
<b>ago-19</b>	258.620	0,080979	\$ 20.942.789	\$ 17.855.648	\$ (3.087.141)	3,29%	\$ (5.054.760)
<b>sep-19</b>	189.962	0,080979	\$ 15.382.933	\$ (34.299.341)	\$ (49.682.274)	3,29%	\$ (78.758.443)
<b>oct-19</b>	143.492	0,080979	\$ 11.619.839	\$ (54.906.386)	\$ (66.526.225)	3,29%	\$ (102.103.364)
<b>nov-19</b>	83.763	(0,106330)	\$ (8.906.520)	\$ (22.375.332)	\$ (13.468.812)	2,96%	\$ (20.013.728)
<b>dic-19</b>	75.920	(0,106330)	\$ (8.072.574)	\$ (19.992.495)	\$ (11.919.922)	2,30%	\$ (17.203.158)
<b>ene-20</b>	64.166	(0,106330)	\$ (6.822.771)	\$ (19.495.895)	\$ (12.673.125)	2,14%	\$ (17.878.745)
<b>feb-20</b>	59.615	(0,106330)	\$ (6.338.863)	\$ (18.445.650)	\$ (12.106.787)	1,81%	\$ (16.722.422)
<b>mar-20</b>	75.972	(0,106330)	\$ (8.078.103)	\$ (22.855.202)	\$ (14.777.099)	1,48%	\$ (20.048.257)
<b>abr-20</b>	97.101	(0,106330)	\$ (10.324.749)	\$ (31.279.732)	\$ (20.954.983)	0,74%	\$ (28.015.375)
<b>may-20</b>	170.097	(0,106330)	\$ (18.086.414)	\$ (37.266.716)	\$ (19.180.302)	2,19%	\$ (25.454.461)
<b>jun-20</b>	231.957	(0,106330)	\$ (24.663.988)	\$ 11.798.869	\$ 36.462.857	2,47%	\$ 47.353.171
<b>jul-20</b>	313.576	(0,106330)	\$ (33.342.536)	\$ 52.245.771	\$ 85.588.307	2,47%	\$ 108.471.712
<b>ago-20</b>	243.243	(0,106330)	\$ (25.864.028)	\$ 16.840.873	\$ 42.704.901	2,47%	\$ 52.819.473
<b>sep-20</b>	205.930	(0,106330)	\$ (21.896.537)	\$ (23.161.052)	\$ (1.264.516)	2,47%	\$ (1.526.315)
<b>oct-20</b>	143.441	(0,106330)	\$ (15.252.082)	\$ (25.434.901)	\$ (10.182.820)	2,63%	\$ (11.994.766)
<b>nov-20</b>	87.226	(0,106330)	\$ (9.274.741)	\$ (33.962.597)	\$ (24.687.856)	2,79%	\$ (28.335.624)
<b>dic-20</b>	79.618	(0,106330)	\$ (8.465.782)	\$ (21.219.412)	\$ (12.753.630)	2,79%	\$ (14.240.110)
<b>ene-21</b>	0		\$ -	\$ -	\$ -	2,79%	\$ -
<b>feb-21</b>	0		\$ -	\$ -	\$ -	2,79%	\$ -
<b>mar-21</b>	0		\$ -	\$ -	\$ -	2,79%	\$ -

DDA

Importe Diferencias Diarias hasta Diciembre 2020 \$ (291.250.047)

Volumen Enero 20 a Diciembre 20 1.771.942.000

Concepto DDA	\$ (0,164368)
--------------	---------------

**ANEXO II. Evolución del IPIM [lapso Feb-19 a Feb-21]**

<i>IPIM</i>	<i>Indice</i>	<i>%</i>
feb-19	288,4	
mar-19	300,2	4,1%
abr-19	314,0	4,6%
may-19	329,5	4,9%
jun-19	334,9	1,6%
jul-19	335,2	0,1%
ago-19	372,8	11,2%
sep-19	388,3	4,2%
oct-19	402,4	3,6%
nov-19	424,0	5,4%
dic-19	439,7	3,7%
ene-20	446,3	1,5%
feb-20	451,3	1,1%
mar-20	455,7	1,0%
abr-20	449,7	-1,3%
may-20	451,4	0,4%
jun-20	467,9	3,7%
jul-20	484,4	3,5%
ago-20	504,3	4,1%
sep-20	522,9	3,7%
oct-20	547,3	4,7%
nov-20	570,2	4,2%
dic-20	595,2	4,4%
ene-21	628,3	5,6%
feb-21	657,9	4,7%
<b>Total punta a Punta</b>		<b>128,2%</b>
<b>Media anual</b>		<b>51,05%</b>

Para el mes de febrero de 2021 se ha considerado el promedio del trimestre previo de la variación del IPIM.

### ANEXO III. Cuadros tarifarios de transición.

Naturgy Ban S.A.
<b>TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS</b>

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)		
---------------------	---------------	--	--

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo
R1	353,614299	10,971176
R2 1°	374,281635	10,971176
R2 2°	436,545515	11,143494
R2 3°	488,301141	11,228787
R3 1°	643,480727	12,493398
R3 2°	746,817395	12,969475
R3 3°	995,174569	12,988816
R3 4°	1.615,194565	13,080652

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
P1 y P2	910,456659	10,672417	10,150355	9,898475

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
P3	3.456,773877	10,770042	10,408186	10,046291

OTROS USUARIOS	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> /día (2)	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo
SDB (3)	20.962,427071		1,848280
GNC INTERRUMPIBLE (3)	13.659,168699		8,072636
GNC FIRME (3)	13.659,168699	12,913939	8,753050

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

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

(3) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido. El precio de gas natural a facturar a los usuarios SDB, será el precio promedio ponderado que sujeta de las entregas de estos a sus usuarios. El gas natural y el retenido a facturar será adquirido por la estación de Gas Natural Comprimido directamente a productor o comercializador.

(4) Tarifa para GNC que compre el gas a través de la distribuidora.

#### Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)

Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°	P1 - P2	P3	GNC (3)
Punto ingreso al sist. de transp.	7,167000	7,167000	7,167000	7,167000	7,167000	7,167000
Diferencias diarias acumuladas.	(0,164000)	(0,164000)	(0,164000)	(0,164000)	(0,164000)	(0,164000)
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	7,003000	7,003000	7,003000	7,003000	7,003000	7,003000
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes Residenciales	2,074817	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHUAUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)				
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes P1-P2	1,452372	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHUAUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)				
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes P3	1,452372	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHUAUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)				
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes GNC Firme	0,726186	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHUAUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)				
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes SDB	0,968248	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHUAUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)				
	cprom/cmax					
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	0,405384	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHUAUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)				
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	0,405384	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHUAUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)				
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4°):	0,405384	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHUAUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)				
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P1 - P2):	0,405384	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHUAUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)				
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P3):	0,405384	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHUAUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)				
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de GNC):	0,405384	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHUAUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)				
Costo de gas retenido (como % del precio a facturar a los usuarios SDB)	5,625763%					

### ANEXO III – Cuadros Tarifarios (Cont.)

Naturgy Ban S.A.

**TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS P3, G, FD, FT, ID, IT - SIN IMPUESTOS**

en \$ (Pesos)

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
P3 (5)	20.964,561492	1,909286	1,547430	1,185535

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> /día (2)	Cargo por m <sup>3</sup> de consumo	
			0 a 5.000 m <sup>3</sup>	más de 5.000 m <sup>3</sup>
G	20.962,427071	34,473019	0,802235	0,589017

GRANDES USUARIOS (1)	Cargo fijo por Factura	ID - FD (3)		IT - FT (4)	
		Cargo por m <sup>3</sup> /día (2)	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo	Cargo por m <sup>3</sup> /día (2)	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo
ID - IT	41.644,492652		1,533343		1,232629
FD - FT	41.644,492652	25,759451	0,760571	23,729404	0,459857

(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se contraten los siguientes mínimos:

G : 1.000 m<sup>3</sup>/día      FD-FT: 10.000 m<sup>3</sup>/día      ID-IT: 3.000.000 m<sup>3</sup>/año

y sujeto a disponibilidad del servicio.

Las tarifas ID e IT no requieren cargo por reserva de capacidad.

Las tarifas FD y FT requieren cargo por reserva de capacidad más cargo por m<sup>3</sup> consumido.

(2) Cargo mensual por cada m<sup>3</sup> diario de capacidad de transporte reservada.

(3) Los usuarios conectados a las redes de distribución.

(4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.

(5) Corresponde a los usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

**TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA**

Recepción	Despacho	Tarifa TF (\$/M3) (*)
-----------	----------	-----------------------

TGS	Neuquén	GBA	0,630531
TGN	Neuquén	GBA	0,827278
TGN	Norte	GBA	1,095966
TGS	Chubut	GBA	0,682558
TGS	Santa Cruz	GBA	0,981916
TGS	T. del Fuego	GBA	1,067754

(\*) En el caso de los usuarios SGP3, al valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le aplicará el Factor de Carga dividiendo por 0.5.

### **ANEXO III – Cuadros Tarifarios (Cont.)**

<b>Naturgy Ban S.A.</b>	
<b>TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A METROGAS - SIN IMPUESTOS</b>	
<b>Según punto 18 del RSD</b>	
CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
METROGAS	Cargo por m <sup>3</sup> gas entregado 0,438818

<b>Naturgy Ban S.A.</b>				
<b>TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN REGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PUBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N°27.218- SIN IMPUESTOS</b>				
CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)			
	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
EBP1-EBP2	910,456659	7,264843	6,742782	6,490902
	Cargo fijo por Factura	0 a 1.000 m <sup>3</sup>	Cargo por m <sup>3</sup> de consumo	
			1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
EBP3	3.456,773877	7,362468	7,000613	6,638718

Tipo de Usuario	EBP1-EBP2	EBP3
Punto ingreso al sist. de transp.	3,941850	3,941850
Diferencias diarias acumuladas.	(0,164000)	(0,164000)
Precio incluido en los cargos por m <sup>3</sup> consumido	3,777850	3,777850

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m <sup>3</sup> ) EBP1-EBP2	1,452372	(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU A US, 3,02% Cuenca SCZ A US, 3,35% Cuenca TDF A US)
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m <sup>3</sup> ) Clientes EBP3	1,452372	(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU A US, 3,02% Cuenca SCZ A US, 3,35% Cuenca TDF A US)
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M <sup>3</sup> consumido de EBP1-EBP2):	0,222961	(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU A US, 3,02% Cuenca SCZ A US, 3,35% Cuenca TDF A US)
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M <sup>3</sup> consumido de EBP3):	0,222961	(88,00% Cuenca NQN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU A US, 3,02% Cuenca SCZ A US, 3,35% Cuenca TDF A US)
Costo de gas retenido (como % del precio a facturar a los usuarios SDB)	5,625763%	

**ANEXO III – Cuadros Tarifarios (Cont.)**

Concepto TASA	PROPUESTA
Examen para instalador	\$ 590,60
Matrícula instalador 1ra. Categoría	\$ 333,82
Matrícula instalador 2da. Categoría	\$ 333,82
Matrícula instalador 3ra. Categoría	\$ 333,82
Reposición carnet instalador	\$ 333,82
Matrícula de empresas constructoras de obras por terceros	\$ 7.566,08
Renovación de la matrícula de empresas constructoras de obras por terceros, fuera de término	\$ 9.345,44
Copia de plano	\$ 146,52
Rotura y reparación de veredas del servicio (Baja y media presión)	\$ 5.700,61
Gestión y envío de aviso de deuda (común bajo firma)	\$ 146,52
Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama	\$ 503,00
Zanjeo y tapada del servicio	\$ 2.705,30
Cargo por reconexión - Reapertura de llave imputable al usuario, menor 10 m3/h	\$ 1.036,20
Cargo por reconexión - Reapertura de llave imputable al usuario, mayor 10 m3/h	\$ 1.927,39
Servicio completo (menor o igual a 1") sin zanjeo, tapada; y sin reparación de vereda	\$ 3.795,88
Idem 17 (mayor a 1") - Para vivienda unifamiliar, corresponde monto de ítem 17-	\$ 12.061,32
Soldadura y/o perforación de servicio, sin zanjeo y tapada; y sin reparación de vereda	\$ 2.936,41
Colocación de medidor menor o igual a 10 m3/h	\$ 1.036,20
Colocación de medidor mayor a 10 m3/h	\$ 3.857,81
Reposición de medidor extraviado, sin colocación	\$ 2.223,45
Cargo por reconexión en alta presión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario	\$ 19.881,16
Conexión y habilitación de la tubería de servicio externa en alta presión	\$ 16.319,41

## ANEXO IV – Cuadro Tarifario Alternativo (GU con inc. del 90%)

Naturgy Ban S.A.
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)	
---------------------	---------------	--

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo
R1	362,052387	10,737487
R2 1°	383,212895	10,737487
R2 2°	446,962541	10,882742
R2 3°	499,953181	10,954640
R3 1°	658,835725	12,020641
R3 2°	764,638254	12,421949
R3 3°	1.018,921827	12,438253
R3 4°	1.653,736992	12,515665

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
P1 y P2	932,182344	10,387893	9,947821	9,735499

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
P3	3.539,260815	10,470185	10,165159	9,860100

OTROS USUARIOS	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> /día (2)	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo
SDB (3)	21.462,640995		1,787698
GNC INTERRUMPIBLE (3)	13.985,109314		7,968314
GNC FIRME (3)	13.985,109314	13,222097	8,714138

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

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

(3) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido. El precio de gas natural a facturar a los usuarios SDB, será el precio promedio ponderado que surja de las entregas de estos a sus usuarios.

El gas natural y el retenido a facturar será adquirido por la estación de Gas Natural Comprimido directamente a productor o comercializador.

(4) Tarifa para GNC que compre el gas a través de la distribuidora.

### Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)

Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°	P1 - P2	P3	GNC (3)
Punto ingreso al sist. de transp.	7,167000	7,167000	7,167000	7,167000	7,167000	7,167000
Diferencias diarias acumuladas.	(0,164000)	(0,164000)	(0,164000)	(0,164000)	(0,164000)	(0,164000)
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	7,003000	7,003000	7,003000	7,003000	7,003000	7,003000
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes Residenciales	2,074817		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes P1-P2	1,452372		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes P3	1,452372		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes GNC Firme	0,726186		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes SDB	0,968248		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
	<b>cprom/cmax</b>					
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	0,405384		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	0,405384		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4°):	0,405384		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P1 - P2):	0,405384		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P3):	0,405384		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de GNC):	0,405384		(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NDA, 167% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)			
Costo de gas retenido (como % del precio a facturar a los usuarios SDB)	5,625763%					

## ANEXO IV – Cuadro Tarifario Alternativo (GU con inc. del 90%) (Cont.)

Naturgy Ban S.A.

**TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS P3, G, FD, FT, ID, IT - SIN IMPUESTOS**  
No incluyen PIST, DDA, Gas Retenido ni Tarifa de transporte

CATEGORIA / CLIENTE en \$ (Pesos)

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
P3 (5)	21.464,826349	1,609429	1,304403	0,999344

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> /día (2)	Cargo por m <sup>3</sup> de consumo	
			0 a 5.000 m <sup>3</sup>	más de 5.000 m <sup>3</sup>
G	26.367,889323	43,362381	1,009103	0,740903

GRANDES USUARIOS (1)	Cargo fijo por Factura	ID - FD (3)		IT - FT (4)	
		Cargo por m <sup>3</sup> /día (2)	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo	Cargo por m <sup>3</sup> /día (2)	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo
ID - IT	52.383,121927		1,928738		1,550480
FD - FT	52.383,121927	32,401895	0,956696	29,848371	0,578438

(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se contraten los siguientes mínimos:

G : 1.000 m<sup>3</sup>/día      FD-FT: 10.000 m<sup>3</sup>/día      ID-IT: 3.000.000 m<sup>3</sup>/año

y sujeto a disponibilidad del servicio.

Las tarifas ID e IT no requieren cargo por reserva de capacidad.

Las tarifas FD y FT requieren cargo por reserva de capacidad más cargo por m<sup>3</sup> consumido.

(2) Cargo mensual por cada m<sup>3</sup> diario de capacidad de transporte reservada.

(3) Los usuarios conectados a las redes de distribución.

(4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.

(5) Corresponde a los usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

**TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA**

Recepción	Despacho	Tarifa TF (\$/M3) (*)
-----------	----------	-----------------------

TGS	Neuquén	GBA	0,630531
TGN	Neuquén	GBA	0,827278
TGN	Norte	GBA	1,095966
TGS	Chubut	GBA	0,682558
TGS	Santa Cruz	GBA	0,981916
TGS	T. del Fuego	GBA	1,067754

(\*) En el caso de los usuarios SGP3, al valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le aplicará el Factor de Carga dividiendo por 0.5.



**ANEXO IV – Cuadros Tarifarios de Tasas y Cargos (GU con inc. del 90%) (Cont.)**

**Naturgy Ban S.A.**

**TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A METROGAS - SIN IMPUESTOS**

**Según punto 18 del RSD**

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
	Cargo por m <sup>3</sup> gas entregado
<b>METROGAS</b>	<b>0,551973</b>

**Naturgy Ban S.A.**

**TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N°27.218- SIN IMPUESTOS**

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
---------------------	---------------

	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
EBP1-EBP2	932,182344	6,980318	6,742782	6,490902

	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
EBP3	3.539,260815	7,062611	7,000613	6,638718

Tipo de Usuario	EBP1-EBP2	EBP3
Punto ingreso al sist. de transp.	3,941850	3,941850
Diferencias diarias acumuladas.	(0,164000)	(0,164000)
Precio incluido en los cargos por m <sup>3</sup> consumido	3,777850	3,777850

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m <sup>3</sup> ) EBP1-EBP2	1,452372	(88,00% Cuenca NON, 3,96% Cuenca NOA, 16% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m <sup>3</sup> ) Clientes EBP3	1,452372	(88,00% Cuenca NON, 3,96% Cuenca NOA, 16% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M3 consumido de EBP1-EBP2):	0,222961	(88,00% Cuenca NON, 3,96% Cuenca NOA, 16% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los Cp/M3 consumido de EBP3):	0,222961	(88,00% Cuenca NON, 3,96% Cuenca NOA, 16% Cuenca CHU AUS, 3,02% Cuenca SCZ AUS, 3,35% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (como % del precio a facturar a los usuarios SDB)	5,625763%	

## ANEXO V – Cuadros Tarifarios (GU con inc. del 128%)

<b>Naturgy Ban S.A.</b>	
<b>TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS</b>	

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)	
---------------------	---------------	--

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo
R1	338,384637	10,687691
R2 1°	358,161860	10,687691
R2 2°	417,744124	10,827179
R2 3°	467,270710	10,896223
R3 1°	615,766933	11,919903
R3 2°	714,653039	12,305279
R3 3°	952,313824	12,320936
R3 4°	1.545,630447	12,395275

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
P1 y P2	871,244593	10,327264	9,904664	9,700772

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
P3	3.307,895572	10,406290	10,113374	9,820426

OTROS USUARIOS	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> /día (2)	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo
SDB (3)	20.059,605331		1,774789
GNC INTERRUMPIBLE (3)	13.070,887847		7,946084
GNC FIRME (3)	13.070,887847	12,357754	8,705846

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

(2) Cargo mensual por cada m<sup>3</sup> diario de capacidad de transporte reservada.

(3) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido. El precio de gas natural a facturar a los usuarios SDB, será el precio promedio ponderado que surja de las entregas de estos a sus usuarios. El gas natural y el retenido a facturar será adquirido por la estación de Gas Natural Comprimido directamente a productor o comercializador.

(4) Tarifa para GNC que compre el gas a través de la distribuidora.

### Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m<sup>3</sup> consumido (en \$/m<sup>3</sup>)

Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°	P1 - P2	P3	GNC (3)
Punto ingreso al sist. de transp.	7,167000	7,167000	7,167000	7,167000	7,167000	7,167000
Diferencias diarias acumuladas.	(0,164000)	(0,164000)	(0,164000)	(0,164000)	(0,164000)	(0,164000)
Precio incluido en los cargos por m <sup>3</sup> consumido	7,003000	7,003000	7,003000	7,003000	7,003000	7,003000
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m <sup>3</sup> ) Clientes Residenciales		2,074817				
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m <sup>3</sup> ) Clientes P1-P2		1,452372				
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m <sup>3</sup> ) Clientes P3		1,452372				
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m <sup>3</sup> ) Clientes GNC Firme		0,726186				
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m <sup>3</sup> ) Clientes SDB		0,968248				
		<b>cprom/cmáx</b>				
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):		0,405384				
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):		0,405384				
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4°):		0,405384				
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P1 - P2):		0,405384				
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P3):		0,405384				
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de GNC):		0,405384				
Costo de gas retenido (como % del precio a facturar a los usuarios SDB)		5,625763%				

## ANEXO V – Cuadros Tarifarios (GU con inc. Del 128%) (Cont.)

Naturgy Ban S.A.

### TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS P3, G, FD, FT, ID, IT - SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE en \$ (Pesos)

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
P3 (5)	20.061,647826	1,545534	1,252618	0,959670

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> /día (2)	Cargo por m <sup>3</sup> de consumo	
			0 a 5.000 m <sup>3</sup>	más de 5.000 m <sup>3</sup>
G	31.641,467188	52,034858	1,210924	0,889084

GRANDES USUARIOS (1)	Cargo fijo por Factura	ID - FD (3)		IT - FT (4)	
		Cargo por m <sup>3</sup> /día (2)	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo	Cargo por m <sup>3</sup> /día (2)	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo
ID - IT	62.859,746312		2,314485		1,860576
FD - FT	62.859,746312	38,882274	1,148035	35,818045	0,694125

(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se contraten los siguientes mínimos:

G : 1.000 m<sup>3</sup>/día      FD-FT: 10.000 m<sup>3</sup>/día      ID-IT: 3.000.000 m<sup>3</sup>/año

y sujeto a disponibilidad del servicio.

Las tarifas ID e IT no requieren cargo por reserva de capacidad.

Las tarifas FD y FT requieren cargo por reserva de capacidad más cargo por m<sup>3</sup> consumido.

(2) Cargo mensual por cada m<sup>3</sup> diario de capacidad de transporte reservada.

(3) Los usuarios conectados a las redes de distribución.

(4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.

(5) Corresponde a los usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

### TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA

	Recepción	Despacho	Tarifa TF (\$/M3) (*)
TGS	Neuquén	GBA	0,630531
TGN	Neuquén	GBA	0,827278
TGN	Norte	GBA	1,095966
TGS	Chubut	GBA	0,682558
TGS	Santa Cruz	GBA	0,981916
TGS	T. del Fuego	GBA	1,067754

(\*) En el caso de los usuarios SGP3, al valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le aplicará el Factor de Carga dividiendo por 0.5.



**ANEXO V – Cuadros Tarifarios (GU con inc. Del 128%) (Cont.)**

<b>Naturgy Ban S.A.</b>
-------------------------

<b>TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A METROGAS - SIN IMPUESTOS</b>
---

<b>Según punto 18 del RSD</b>
-------------------------------

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
---------------------	---------------

METROGAS	Cargo por m <sup>3</sup> gas entregado 0,662368
----------	--

<b>Naturgy Ban S.A.</b>
-------------------------

<b>TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN REGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PUBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N°27.218- SIN IMPUESTOS</b>
---

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
---------------------	---------------

	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
EBP1-EBP2	871,244593	6,919690	6,497091	6,293199

	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de consumo		
		0 a 1.000 m3	1001 a 9.000 m3	más de 9.000 m3
EBP3	3.307,895572	6,998716	6,705801	6,412853

Tipo de Usuario	EBP1-EBP2	EBP3
Punto ingreso al sist. de transp.	3,941850	3,941850
Diferencias diarias acumuladas.	(0,164000)	(0,164000)
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	3,777850	3,777850

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) EBP1-EBP2	1,452372	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUIS, 3,02% Cuenca SCZ AUIS, 3,35% Cuenca TDF AUIS)
Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3) Clientes EBP3	1,452372	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUIS, 3,02% Cuenca SCZ AUIS, 3,35% Cuenca TDF AUIS)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de EBP1-EBP2):	0,222961	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUIS, 3,02% Cuenca SCZ AUIS, 3,35% Cuenca TDF AUIS)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de EBP3):	0,222961	(88,00% Cuenca NGN, 3,96% Cuenca NOA, 167% Cuenca CHU AUIS, 3,02% Cuenca SCZ AUIS, 3,35% Cuenca TDF AUIS)
Costo de gas retenido (como % del precio a facturar a los usuarios SDB)	5,625763%	



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
2021 - Año de Homenaje al Premio Nobel de Medicina Dr. César Milstein

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Informe gráfico**

**Número:**

**Referencia:** NATURGY BAN S.A.

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 29 pagina/s.