



**República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional**  
Año de la Grandeza Argentina

**Resolución**

**Número:**

**Referencia:** EX-2026-42667967- -APN-GDYE#ENARGAS – DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.  
– Actualización Tarifaria – Mayo 2026

---

VISTO el Expediente N.º EX-2026-42667967- -APN-GDYE#ENARGAS, las Leyes N.º 17.319 y N.º 24.076 - T.O. 2025; los Decretos N.º 1738/92, DNU N.º 55/23, DNU N.º 1023/24, DNU N.º 370/25, DNU N.º 49/26 y N.º 452/25; las Resoluciones N.º RESOL-2024-41-APN-SE#MEC, N.º RESOL-2026-23-APN-SE#MEC, N.º RESOL-2026-66-APN-SE#MEC y RESOL-2026-409-APN-DIRECTORIO#ENARGAS; y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto N.º 2454/1992 se le otorgó una licencia para prestar el servicio público de distribución de gas a DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A. (en adelante la “Licenciataria”).

Que por el Artículo 3º de la Ley N.º 17.319 se estableció que el PODER EJECUTIVO NACIONAL fijará la política nacional con respecto a las actividades relativas a la explotación, procesamiento, transporte, almacenaje, industrialización y comercialización de los hidrocarburos.

Que mediante el Artículo 1º del Decreto de Necesidad y Urgencia (DNU) N.º 55 del 16 de diciembre de 2023 se declaró la emergencia del Sector Energético Nacional, en particular, en lo que respecta a los segmentos de transporte y distribución de gas natural; y que dicha declaración de emergencia fue posteriormente prorrogada por los Decretos DNU N.º 1023/24, DNU N.º 370/25 y DNU N.º 49/26.

Que la SECRETARÍA DE ENERGÍA, mediante la Resolución N.º RESOL-2026-66-APN-SE#MEC, dispuso: “...la Reconfiguración del Sistema de Transporte de Gas Natural, en el marco de la Emergencia Energética prorrogada por el Artículo 1º del Decreto N° 49 de fecha 26 de enero de 2026, que se instrumentará conforme el ANEXO I (IF-2026-25931437-APN-SE#MEC), que forma parte integrante de la presente medida” (Artículo 1º).

Que, por su Artículo 2º se aprobó el citado ANEXO I integrado por los siguientes SubAnexos: A) Reasignación de la capacidad de transporte; B) Rutas de transporte por Licenciataria; y C) Lineamientos para la asignación de capacidad disponible sobre las nuevas rutas de transporte.

Que, en ese sentido, indicó: “...esta Secretaría, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la política

energética, debe velar para que se adopten todas las medidas y se realicen todas las adecuaciones regulatorias y contractuales necesarias para llevar adelante la reconfiguración del sistema de transporte de gas natural, incluyendo la reasignación de capacidades sobre las rutas existentes, así como la asignación de capacidades mediante procedimientos transparentes en el marco de la Ley N° 24.076 – T.O. 2025 y sus reglamentaciones, sin afectar los requerimientos de ingresos de las licenciatarias, determinados en el procedimiento de Revisión Quinquenal Tarifaria completado durante el año 2025”.

Que, por otra parte, determinó que la reconfiguración mencionada entraría en vigencia cuando el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS o el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS Y LA ELECTRICIDAD, según el organismo que se encuentre en funciones, dictara las medidas que permitieran su operatividad (Artículo 1°, segundo párrafo). Y, en razón de ello, solicitó que esta Autoridad Regulatoria llevara a cabo todas las adecuaciones regulatorias necesarias e impartiera las instrucciones que fueran menester, en el marco de su competencia, para el cumplimiento de los objetivos del reordenamiento establecido por la Resolución N.° RESOL-2026-66-APN-SE#MEC (Artículo 6°).

Que, en ese contexto, mediante la Resolución N.° RESOL-2026-346-APN-DIRECTORIO#ENARGAS (B.O. 20/03/26) esta Autoridad Regulatoria inició un procedimiento de Consulta Pública a fin de poner a consideración de los interesados una serie de modificaciones y propuestas regulatorias.

Que, entre dichas modificaciones y propuestas regulatorias cabe mencionar: 1) La modificación de los Factores de Carga de NATURGY NOA S.A. y CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.; 2) La determinación de nuevos porcentajes (%) de referencia de Gas Retenido para las distintas rutas de transporte de gas natural; 3) La derogación de la Resolución N.° RESOL-2024-705-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, así como de la normativa antecedente ratificada por esta última; 4) La modificación del Numeral 5), apartado b) último párrafo, del Reglamento de Servicio de Distribución; 5) El reconocimiento de carácter firme, desde los puntos de vista tarifario y de despacho, a determinados servicios de Intercambio y Desplazamiento (ED); y 6) La elaboración de cuadros Tarifarios provisorios, con los respectivos Cargos Fideicomiso.

Que con el dictado de la Resolución N.° RESOL-2026-409-APN-DIRECTORIO#ENARGAS (B.O. 14/04/2026) se dio por concluida la Consulta Pública iniciada mediante la Resolución N.° RESOL-2026-346-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, y se tuvieron por contestadas las observaciones, consultas y comentarios presentados en ese marco por los distintos interesados (Artículo 1°).

Que, asimismo, se instruyó a las Licenciatarias de Transporte y de Distribución de gas natural a celebrar nuevos contratos de transporte firme y/o adecuar los ya vigentes, conforme los lineamientos y pautas establecidas en la Resolución N.° RESOL-2026-66-APN-SE#MEC y los considerandos de la propia Resolución N.° RESOL-2026-409-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, los que deberían entrar en vigencia a partir del 1° de mayo de 2026 (Artículo 2°).

Que, además, la Resolución N.° RESOL-2026-409-APN-DIRECTORIO#ENARGAS dispuso: la modificación de los Factores de Carga de NATURGY NOA S.A. y CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. (Artículo 3°); el reconocimiento de carácter firme, desde los puntos de vista tarifario y de despacho, a determinados servicios de Intercambio y Desplazamiento (ED); la modificación del Numeral 5), apartado b), último párrafo, del Reglamento de Servicio de Distribución (Artículo 5°); y la derogación de la Resolución N.° RESOL-2024-705-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, así como toda la normativa antecedente ratificada por dicha resolución (Artículo 6°).

Que, por otra parte, la Resolución N.° RESOL-2026-409-APN-DIRECTORIO#ENARGAS difirió la emisión de

los cuadros tarifarios resultantes de la reconfiguración del sistema de transporte para la oportunidad en que se realizaran los ajustes tarifarios correspondientes al mes de mayo de 2026 (Artículo 7°).

Que, por otra parte, mediante la Resolución N.º RESOL-2026-23-APN-SE#MEC (Artículo 1º), la SECRETARÍA DE ENERGÍA estableció el Precio Anual Uniforme (PAU), a ser trasladado a los usuarios finales en relación con los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del “PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028” aprobado por el Decreto N.º 892 de fecha 13 de noviembre de 2020 y sus modificatorios (“Plan Gas.Ar”).

Que, de conformidad con lo dispuesto en dicha Resolución (Artículo 1º, última parte), el PAU se aplicará a los consumos de gas realizados durante el año 2026.

Que, a los fines del traslado del PAU a los cuadros tarifarios de los servicios de distribución de gas natural por redes, en el Artículo 4º de la Resolución N.º RESOL-2026-23-APN-SE#MEC se estableció que “...resultará de aplicación al Precio Anual Uniforme (PAU) establecido en el Artículo 1º de la presente medida, lo dispuesto en el Artículo 5º de las Resolución Nº 41 de fecha 26 de marzo de 2024 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA”.

Que, en ese sentido, cabe recordar que por el Artículo 5º de la Resolución N.º RESOL-2024-41-APN-SE#MEC, la SECRETARÍA DE ENERGÍA había instruido al ENARGAS a efectuar la conversión a dólar por millón de BTU utilizando un factor de 27,10473; y que el tipo de cambio a ser utilizado para el traslado de los precios de gas a tarifas fuera el valor promedio del tipo de cambio vendedor del BANCO DE LA NACIÓN ARGENTINA (Divisas) observado entre los días 1º y 15 del mes inmediato anterior al traslado de los precios.

Que por el Decreto N.º 943/25 se resolvió unificar los subsidios energéticos de jurisdicción nacional, y crear el régimen de SUBSIDIOS ENERGÉTICOS FOCALIZADOS (SEF) que incluiría al conjunto de los hogares beneficiarios de subsidios a la energía eléctrica, al gas natural, al gas propano indiluido por redes y al gas licuado de petróleo (GLP) envasado en garrafas de DIEZ (10) kilos, para asegurar a los usuarios residenciales vulnerables el acceso al consumo energético indispensable (Artículo 1º).

Que por el Artículo 5º del mencionado Decreto N.º 943/25 se resolvió mantener los bloques de consumo base de gas natural fijados en las Resoluciones N.º RESOL-2022-686-APN-SE#MEC y N.º RESOL-2024-91-APN-SE#MEC dictadas por la SECRETARÍA DE ENERGÍA, los que se extenderían, además, a los usuarios de gas propano indiluido por redes.

Que, por el Artículo 11 del Decreto N.º 943/25, se dispuso también que, en el caso del gas natural, y a partir de la implementación del SEF, las bonificaciones aplicarían exclusivamente sobre el costo promedio ponderado anualizado del precio que resulta del Plan Gas.Ar según lo determine la Autoridad de Aplicación (Precio Anual Uniforme).

Que, por el Artículo 13 de citado Decreto N.º 943/25 y el Artículo 3º de la Resolución N.º RESOL-2026-23-APN-SE#MEC, se instruyó a este Ente Regulador a que -en la elaboración de los cuadros tarifarios- se apliquen los nuevos criterios establecidos en dicho Decreto y en la normativa complementaria pertinente que dicte la SECRETARÍA DE ENERGÍA, para que adopte todas las medidas y curse las informaciones necesarias para asegurar su aplicación por parte de las empresas prestadoras.

Que mediante Nota N.º NO-2026-42912688-APN-MEC, del 28 de abril de 2026, el Sr. Ministro de Economía comunicó a la SECRETARÍA DE ENERGÍA que: “Por las mismas razones expresadas en las anteriores notas de este Ministerio de Economía correspondientes a los años 2024 y 2025, cuya referencia expresa se exime en honor a la brevedad, habiéndose cumplido los procedimientos legales respectivos y dictado los referidos Decretos N.º 943 del 31 de diciembre de 2025 y N.º 26 del 23 de enero de 2026, resulta razonable y prudente continuar para el mes de mayo de 2026 con la actualización de los precios y tarifas del sector energético”.

Que, asimismo, el Sr. Ministro de Economía agregó que: “En relación al gas natural, el Precio Anual Uniforme (PAU) (expresado en dólares estadounidenses por millón de BTU) a trasladar a los usuarios será el que resulta de la Resolución de esa SECRETARÍA DE ENERGÍA N.º 23 del 28 de enero de 2026; y corresponderá aplicar seguidamente lo dispuesto en el artículo 5º de la Resolución N.º 41/2024 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA”.

Que, además, expresó que: “...a los efectos de la conformación del precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) a trasladar a los usuarios finales se dispone que las Distribuidoras abonarán a ENARSA por el GNL regasificado comprado durante el período invernal, el valor del PAU correspondiente, con un plazo de pago de 65 días corridos, en tanto que el monto diferencial será financiado por ENARSA hasta la aplicación del mecanismo de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA) al inicio del período estival o hasta la modificación de la periodicidad de la determinación de las DDA, lo que ocurra primero”. Seguidamente, señaló que: “Similar mecanismo se aplicará para el traslado a tarifa del precio del gas correspondiente a los volúmenes no contemplados en el armado del Precio Anual Uniforme (PAU) de la Resolución N.º 23-2026 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, cuyo valor inicial a trasladar no deberá superar los precios promedio previstos en el de las Rondas 4.2 y 5.2 del Plan Gas.Ar, quedando eventuales diferencias de precios a recuperar sujetas al mecanismo de DDA antes detallado”.

Que, asimismo, el Sr. Ministro de Economía sostuvo que. “...las tarifas correspondientes a los segmentos de transporte y distribución de gas natural deberán ser fijadas conforme los resultados de las revisiones tarifarias quinquenales llevadas adelante por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), y conforme con las pautas señaladas en nuestra Nota NO-2025-44507112-APN-MEC de fecha 28 de abril de 2025”.

Que, con relación al mix de transporte de las Licenciatarias de Distribución, el Ministro señaló: “En relación con el mix de transporte a trasladar a las tarifas de distribución, para el caso en que no se hubieren celebrado los contratos de transporte conforme las previsiones de la resolución N.º 66-2026 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA, se adoptarán las previsiones de los anexos de dicha resolución para su determinación provisoria, sin perjuicio de las medidas regulatorias que adopte la autoridad competente en la materia”.

Que, posteriormente, mediante Nota N.º NO-2026-42935341-APN-SE#MEC del 28 de abril de 2026, la SECRETARÍA DE ENERGÍA comunicó a esta Autoridad Regulatoria la decisión del Sr. Ministro de Economía expresada en su Nota N.º NO-2026-42912688-APN-MEC.

Que, por otra parte, cabe señalar que mediante la Resolución N.º RESOL-2025-260-APN-DIRECTORIO#ENARGAS se aprobó la Revisión Quinquenal de Tarifas (RQT) de la Licenciataria en los términos del Artículo 42 de la Ley N.º 24.076, y los planes de inversiones obligatorias para el quinquenio 2025-2030.

Que dicha Resolución dispuso que el incremento previsto como resultado de la RQT se haría efectivo en TREINTA Y UN (31) aumentos mensuales y consecutivos, conforme lo dispuesto en la Nota N.º NO-2025-44507112-APN-MEC del MINISTERIO DE ECONOMÍA, por lo que corresponde aprobar en esta oportunidad la

adecuación correspondiente a una nueva cuota de la RQT.

Que, además, el Numeral 9.4.1.1 de las Reglas Básicas de las Licencias (RBL) en su actual redacción (según la Resolución N.º RESOL-2025-241-APN-SE#MEC y la conformidad de las Licenciatarias de Transporte y de Distribución) prevé que las tarifas se ajustarán mensualmente de acuerdo con la variación operada en los índices establecidos por este ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS.

Que mediante las Resoluciones N.º RESOL-2025-361-APN-DIRECTORIO#ENARGAS a N.º RESOL-2025-369-APN-DIRECTORIO#ENARGAS (B.O. 03/06/2025) esta Autoridad Regulatoria aprobó una metodología de ajuste periódico de tarifas para cada una de las Licenciatarias de Distribución de gas, la cual no implicó la implementación de un mecanismo automático de ajuste.

Que, por su parte, el Punto 9.4.2.5 de las RBL establece que las licenciatarias deberán llevar contabilidad diaria separada del precio y del valor del gas comprado e incluido en sus ventas reales, y de la diferencia entre este último valor y el del gas incluido en la facturación de tales ventas reales. Al precio estimado, determinado en 9.4.2.4 de las RBL, las diferencias diarias se acumulan mensualmente y hasta el último día hábil de cada mes del período estacional.

Que, en ese sentido, las denominadas Diferencias Diarias Acumuladas (“DDA”) se incorporan con su signo al ajuste de tarifas determinado en el punto 9.4.2 del período estacional siguiente y se dividen por el total de metros cúbicos vendidos por la distribuidora en el período estacional siguiente, pero del año anterior. El resultado de este cociente se adiciona a la expresión G1, definida en el numeral 9.4.2.2 o 9.4.2.6 de las RBL, según corresponda.

Que mediante Resolución N.º RESOL-2025-559-APN-DIRECTORIO#ENARGAS (B.O. 01/08/2025), y luego de realizar el mecanismo de consulta pública pertinente, esta Autoridad Regulatoria aprobó un “Procedimiento General de Cálculo y Determinación de las Diferencias Diarias Acumuladas” (Artículo 1º); y determinó que dicho procedimiento comprendería las adquisiciones y ventas del gas producidas a partir del 1º de enero de 2024, siendo el primer período de análisis desde esa fecha hasta el 30 de abril de 2025, cuyos resultados serían reconocidos en los cuadros tarifarios a emitirse a partir del siguiente período estival 2025-2026 (Artículo 2º).

Que, habiéndose llevado adelante los procedimientos y cálculos pertinentes, corresponde en esta oportunidad aprobar los cuadros tarifarios que contemplen las DDA del período mencionado en el considerando anterior.

Que, en virtud de lo expuesto, corresponde emitir nuevos cuadros tarifarios a aplicar por la Licenciataria, los cuales contemplarán: lo indicado por el Sr. Ministro de Economía en su Nota N.º NO-2026-42912688-APN-MEC, en especial, lo referido al PAU y al mix de transporte; un nuevo escalón de la RQT; la actualización tarifaria prevista en el Numeral 9.4.1.1 de las RBL; y las DDA conforme lo dispuesto en el Numeral 9.4.2.5 de las RBL.

Que, a partir de la entrada en vigencia de los Cuadros Tarifarios que se aprueban por la presente Resolución, la operatoria y el despacho de gas natural entre la Licenciataria y las Licenciatarias de Transporte, deberá realizarse conforme a las disposiciones de la Resolución N.º RESOL-2026-66-APN-SE#MEC.

Que en los cuadros tarifarios de la Licenciataria que se aprueban por la presente incluyen un cuadro con el PAU, expresado en Pesos por metro cúbico (\$/m<sup>3</sup>), correspondiente a cada subzona tarifaria, a fin de que las facturas que emitan las prestadoras del servicio de distribución de gas (Licenciatarias de Distribución y Subdistribuidoras) reflejen el PAU y sobre este último apliquen las bonificaciones establecidas en el SEF. Todo ello, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 11 y 13 del Decreto N.º 943/25 y los artículos 3º y 5º de la Resolución N.º

RESOL-2026-23-APN-SE#MEC.

Que los cuadros tarifarios que se aprueban por la presente deberán ser publicados por la Licenciataria en un diario de gran circulación de su área licenciada, día por medio durante por lo menos TRES (3) días dentro de los DIEZ (10) días hábiles contados a partir de la publicación de la presente Resolución, conforme lo dispuesto por el Artículo 44 in fine de la Ley N.º 24.076 -T.O. 2025.

Que, al respecto, esta Autoridad Regulatoria ya ha permitido que las Licenciatarias de Distribución publiquen sus respectivos Cuadros Tarifarios en medios gráficos y/o digitales de gran circulación, siempre y cuando se publiquen de manera completa, y el alcance de la publicación sea suficientemente amplio de modo tal que permita la difusión de la información, de manera adecuada y veraz, asegurando los derechos de los usuarios.

Que, por último, por el Artículo 1º del Decreto N.º 452 del 4 de julio de 2025 (B.O. 7/7/25) se constituyó el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS Y LA ELECTRICIDAD, creado por el Artículo 161 de la Ley N.º 27.742, el que “llevará a cabo todas las medidas necesarias para cumplir las misiones y funciones asignadas por las Leyes Nros. 24.076 y 24.065 al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), respectivamente”.

Que en ese marco, el Artículo 19 del citado Decreto estableció que “Hasta tanto el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS Y LA ELECTRICIDAD apruebe su estructura orgánica conforme a lo dispuesto en el artículo 3º de este decreto, mantendrán su vigencia las actuales unidades organizativas del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) y del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) y las responsabilidades, competencias y funciones asignadas en el marco legal y reglamentario vigente, a fin de mantener el adecuado funcionamiento operativo del Ente regulador”.

Que ha tomado la intervención de su competencia el Servicio Jurídico Permanente.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por el Artículo 51 inciso f) de la Ley N.º 24.076 -T.O. 2025-, el Decreto DNU N.º 55/23, prorrogado por los Decretos DNU N.º 1023/24, DNU N.º 370/25 y DNU N.º 49/26, el Decreto N.º 452/25 y la Resolución N.º RESOL-2026-18-APN-SE#MEC.

Por ello,

EL INTERVENTOR DEL  
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º: Aprobar los Cuadros Tarifarios a aplicar por DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A. incluidos en el Anexo N.º IF-2026-43393452-APN-GDYE#ENARGAS que forma parte de la presente.

ARTÍCULO 2º: Disponer que la Licenciataria deberá cumplir con lo dispuesto en el Artículo 11 del Decreto N.º 943/25 y los Artículos 3º y 5º de la Resolución N.º RESOL-2026-23-APN-SE#MEC, y su facturación deberá reflejar el Precio Anual Uniforme (PAU) y, en los casos que corresponda, las bonificaciones establecidas en el marco del régimen de SUBSIDIOS ENERGÉTICOS FOCALIZADOS (SEF) creado por el Decreto N.º 943/25 e implementado por la Resolución N.º RESOL-2026-13-APN-SE#MEC.

ARTÍCULO 3°: Ordenar a la Licenciataria a suscribir, en el término de diez (10) días hábiles administrativos a partir de notificada la presente, los contratos de transporte según lo dispuesto en la Resolución N.º RESOL-2026-66-APN-SE#MEC, bajo apercibimiento de iniciar el procedimiento sancionatorio correspondiente ante la posibilidad de poner en riesgo la seguridad de abastecimiento de sus usuarios.

ARTÍCULO 4°: Disponer que, a partir de la entrada en vigencia de las resoluciones tarifarias correspondientes al mes de mayo de 2026, la Licenciataria deberá abonar los servicios de transporte contratados por ella de conformidad con la asignación realizada por la Resolución N.º RESOL-2026-66-APN-SE#MEC.

ARTÍCULO 5°: Disponer que los cuadros tarifarios que se aprueban por el Artículo 1° de la presente Resolución deberán ser publicados por la Licenciataria en un diario gráfico y/o digital de gran circulación de su área licenciada, día por medio durante por lo menos TRES (3) días dentro de los DIEZ (10) días hábiles contados a partir de la publicación de la presente, conforme lo dispuesto por el Artículo 44 in fine de la Ley N.º 24.076 -T.O. 2025- y en los considerandos de la presente.

ARTÍCULO 6°: Ordenar que para el caso de que la entrada en vigencia de la presente Resolución se produzca durante el transcurso de un período de facturación, será de aplicación lo dispuesto en el Punto 14 (k) del Reglamento de Servicio de Distribución, aprobado por Decreto N.º 2255/92 (T.O. Resolución ENARGAS N.º I-4313/17 y sus modificatorias).

ARTÍCULO 7°: Disponer que la Licenciataria deberá comunicar la presente Resolución a todos los Subdistribuidores autorizados a operar dentro de su área de Licencia, debiendo remitir constancia de ello a este Organismo dentro de los DIEZ (10) días de notificada la presente.

ARTÍCULO 8°: Los Cuadros Tarifarios que se aprueban por el Artículo 1° de la presente entrarán en vigencia a partir del 1° de mayo de 2026.

ARTÍCULO 9°: Notificar a DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A. en los términos del Artículo 41 del Decreto N.º 1759/72 (T.O. 2017).

ARTÍCULO 10: Registrar; comunicar, publicar, dar a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archivar.

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA
Cargo Fijo \$/mes	R1	4.310,42	4.310,42
	R2 1°	9.070,48	9.070,48
	R2 2°	11.324,06	11.324,06
	R2 3°	13.944,11	13.944,11
	R3 1°	17.262,98	17.262,98
	R3 2°	21.066,43	21.066,43
	R3 3°	25.125,55	25.125,55
	R3 4°	33.265,06	33.265,06
	R4	39.487,72	39.487,72
Cargo por m3 de Consumo	R1-R2 1°	301,66	301,66
	R2 2°	301,66	301,66
	R2 3°	301,66	301,66
	R3 1°-R3 2°	301,66	301,66
	R3 3°-R3 4°	301,66	301,66
	R4	377,87	377,87

COMPONENTES DEL CARGO POR M3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	204,87	204,87
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	RESIDENCIALES	6,70	6,70
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	RESIDENCIALES	211,57	211,57
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES	8,58	8,58
Costo de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	81,51	81,51

COMPOSICIÓN DEL PIST	CUENCA / SUBZONA	CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA	
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0,00%	0,00%	
	NEUQUINA	100,00%	100,00%	
	CHUBUT	0,00%	0,00%	
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%	
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%	
COMPOSICIÓN DEL COSTO DE TRANSPORTE	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN - GBA - Central	21,29	8,57%	8,57%
	TGN - Neuquén - Central	30,94	73,81%	73,81%
	TGN - GBA - Litoral <sup>(1)</sup>	19,14	1,84%	1,84%
	TGN - Neuquén - Central Sur	22,27	15,79%	15,79%

(1) Incluye la ruta GBA - Litoral más 2 ED (GBA) por el tramo Litoral - Central.

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA	
Cargo Fijo \$/mes	P1-P2	23.107,25	23.107,25	
	P3	86.651,24	86.651,24	
	SDB	134.762,35	134.762,35	
Cargo por m3 de consumo	P1-P2	0 a 1000 m3	318,05	318,05
		1001 a 9000 m3	313,66	313,66
		más de 9000 m3	308,71	308,71
	P3	0 a 1000 m3	330,34	330,34
		1001 a 9000 m3	323,84	323,84
		más de 9000 m3	316,47	316,47
	SDB <sup>(2)</sup>	45,69	44,23	

COMPONENTES DEL CARGO POR M3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	P1-P2-P3	204,87	204,87
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	P1-P2-P3	6,70	6,70
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	P1-P2-P3	211,57	211,57
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	P1-P2-P3	8,58	8,58
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	4,19%	4,19%
Costo de Transporte (\$/m3)	P1-P2-P3	57,06	57,06
	SDB	38,04	38,04

COMPOSICIÓN DEL PIST	CUENCA / SUBZONA	CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA	
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0,00%	0,00%	
	NEUQUINA	100,00%	100,00%	
	CHUBUT	0,00%	0,00%	
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%	
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%	
COMPOSICIÓN DEL COSTO DE TRANSPORTE	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN - GBA - Central	21,29	8,57%	8,57%
	TGN - Neuquén - Central	30,94	73,81%	73,81%
	TGN - GBA - Litoral <sup>(3)</sup>	19,14	1,84%	1,84%
	TGN - Neuquén - Central Sur	22,27	15,79%	15,79%

(1) Usuarios Servicio General P servicio completo según Decreto 730/2022 y modificatorias.

(2) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido.

(3) Incluye la ruta GBA - Litoral más 2 ED (GBA) por el tramo Litoral - Central

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA		CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA
Cargo Fijo \$/mes	P3		519.604,56	519.604,56
	G		853.776,66	853.776,66
	GNC INTERRUMPIBLE		343.874,10	343.874,10
	GNC FIRME		343.874,10	343.874,10
	ID		1.701.682,86	1.701.682,86
	FD		1.701.682,86	1.701.682,86
	IT		1.701.682,86	1.701.682,86
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	53,13	53,13
		1001 a 9000 m3	46,63	46,63
		más de 9000 m3	39,26	39,26
	G	0 a 5000 m3	14,20	14,20
		más de 5000 m3	10,07	10,07
		GNC INTERRUMPIBLE	15,67	14,33
	GNC FIRME		7,23	5,87
	ID		25,57	25,57
	FD		13,06	13,06
	IT		21,27	21,27
	FT		8,75	8,75
Cargo por Reserva (m3/día) <sup>(3)</sup>	G		695,06	695,06
	GNC FIRME		257,12	257,12
	FD		425,66	425,66
	FT		382,36	382,36

COMPOSICIÓN DEL COSTO DE TRANSPORTE <sup>(4)</sup>	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA		CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN - GBA - Central	21,29	8,57%	8,57%
	TGN - Neuquén - Central	30,94	73,81%	73,81%
	TGN - GBA - Litoral <sup>(5)</sup>	19,14	1,84%	1,84%
	TGN - Neuquén - Central Sur	22,27	15,79%	15,79%

(1) Los usuarios pueden elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que contraten los siguientes mínimos, sujeto a la disponibilidad del servicio: G, 1.000 m3/día; FD-FT, 10.000m3/día e ID-IT, 3.000.000 m3/año. FD-ID Conectados a redes de distribución y FT-IT conectados a gasoductos troncales. 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 m3 consumido.

(2) Usuarios Servicio General P no alcanzados por lo establecido en Decreto 730/2022 y modificatorias.

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

(4) Para los usuarios P3 se debe considerar un Factor de Carga de 0,5.

(5) Incluye la ruta GBA - Litoral más 2 ED (GBA) por el tramo Litoral - Central.

Nota: En caso de que la Distribuidora sea informada de devoluciones de gas retenido por parte de una transportista, deberá mensualmente notificar fehacientemente a sus Clientes unbundeados el volumen de gas en concepto de dicha devolución que les corresponde a cada uno, ponderando la devolución de gas retenido en relación con el volumen de gas transportado por la misma y cada uno de los clientes citados (conforme Informe Técnico N° IF-2021-33291729-APN-GT#ENARGAS obrante en el N° Expediente EX-2021-33013152 -APN-GT#ENARGAS).

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA
Cargo Fijo \$/mes	R1	3.017,29
	R2 1°	6.349,34
	R2 2°	7.926,84
	R2 3°	9.760,88
	R3 1°	12.084,09
	R3 2°	14.746,50
	R3 3°	17.587,89
	R3 4°	23.285,54
	R4	27.641,40
Cargo por m3 de Consumo	R1-R2 1°	211,16
	R2 2°	211,16
	R2 3°	211,16
	R3 1°-R3 2°	211,16
	R3 3°-R3 4°	211,16
	R4	264,51

CONCEPTO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA
Incidencia del Precio del Gas sobre los cargos por m3 consumido (%)	R1-R2 1°	72,98%
	R2 2°	72,98%
	R2 3°	72,98%
	R3 1°-R3 2°	72,98%
	R3 3°-R3 4°	72,98%
	R4	58,26%

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA
Cargo Fijo \$/mes	R1	2.155,21
	R2 1°	4.535,24
	R2 2°	5.662,03
	R2 3°	6.972,06
	R3 1°	8.631,49
	R3 2°	10.533,22
	R3 3°	12.562,78
	R3 4°	16.632,53
	R4	19.743,86
Cargo por m3 de Consumo	R1-R2 1°	150,83
	R2 2°	150,83
	R2 3°	150,83
	R3 1°-R3 2°	150,83
	R3 3°-R3 4°	150,83
	R4	188,94

CONCEPTO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA
Incidencia del Precio del Gas sobre los cargos por m3 consumido (%)	R1-R2 1°	72,98%
	R2 2°	72,98%
	R2 3°	72,98%
	R3 1°-R3 2°	72,98%
	R3 3°-R3 4°	72,98%
	R4	58,26%

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA	
Cargo Fijo \$/mes	EBP1-EBP2	23.107,25	23.107,25	
	EBP3	86.651,24	86.651,24	
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	182,43	182,43
		1001 a 9000 m3	178,04	178,04
		más de 9000 m3	173,09	173,09
	EBP3	0 a 1000 m3	194,72	194,72
		1001 a 9000 m3	188,22	188,22
		más de 9000 m3	180,85	180,85

COMPONENTES DEL CARGO POR M3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	74,70	74,70
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	6,70	6,70
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	81,40	81,40
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	3,13	3,13
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	57,06	57,06

COMPOSICIÓN DEL PIST	CUENCA / SUBZONA	CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA	
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0,00%	0,00%	
	NEUQUINA	100,00%	100,00%	
	CHUBUT	0,00%	0,00%	
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%	
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%	
COMPOSICIÓN DEL COSTO DE TRANSPORTE	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN - GBA - Central	21,29	8,57%	8,57%
	TGN - Neuquén - Central	30,94	73,81%	73,81%
	TGN - GBA - Litoral <sup>(1)</sup>	19,14	1,84%	1,84%
	TGN - Neuquén - Central Sur	22,27	15,79%	15,79%

(1) Incluye la ruta GBA - Litoral más 2 ED (GBA) por el tramo Litoral - Central.

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA
Cargo Fijo \$/mes	EBP1	4.310,42
	EBP2 1°	9.070,48
	EBP2 2°	11.324,06
	EBP2 3°	13.944,11
	EBP3 1°	17.262,98
	EBP3 2°	21.066,43
	EBP3 3°	25.125,55
	EBP3 4°	33.265,06
	EBP4	39.487,72
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2 1°	166,04
	EBP2 2°	166,04
	EBP2 3°	166,04
	EBP3 1°-EBP3 2°	166,04
	EBP3 3°-EBP3 4°	166,04
	EBP4	242,25

COMPONENTES DEL CARGO POR M3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1 EBP2 1° EBP2 2° EBP2 3° EBP3 1° EBP3 2° EBP3 3° EBP3 4° EBP4	74,70
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1 EBP2 1° EBP2 2° EBP2 3° EBP3 1° EBP3 2° EBP3 3° EBP3 4° EBP4	6,70
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1 EBP2 1° EBP2 2° EBP2 3° EBP3 1° EBP3 2° EBP3 3° EBP3 4° EBP4	81,40
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1 EBP2 1° EBP2 2° EBP2 3° EBP3 1° EBP3 2° EBP3 3° EBP3 4° EBP4	3,13
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1 EBP2 1° EBP2 2° EBP2 3° EBP3 1° EBP3 2° EBP3 3° EBP3 4° EBP4	81,51

COMPOSICIÓN DEL PIST	CUENCA / SUBZONA	CÓRDOBA	
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0,00%	
	NEUQUINA	100,00%	
	CHUBUT	0,00%	
	SANTA CRUZ	0,00%	
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	
COMPOSICIÓN DEL COSTO DE TRANSPORTE	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	CÓRDOBA	
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN - GBA - Central	21,29	8,57%
	TGN - Neuquén - Central	30,94	73,81%
	TGN - GBA - Litoral <sup>(1)</sup>	19,14	1,84%
	TGN - Neuquén - Central Sur	22,27	15,79%

(1) Incluye la ruta GBA - Litoral más 2 ED (GBA) por el tramo Litoral - Central.

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA
Cargo Fijo \$/mes	EBP1	2.155,21
	EBP2 1°	4.535,24
	EBP2 2°	5.662,03
	EBP2 3°	6.972,06
	EBP3 1°	8.631,49
	EBP3 2°	10.533,22
	EBP3 3°	12.562,78
	EBP3 4°	16.632,53
	EBP4	19.743,86
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2 1°	83,02
	EBP2 2°	83,02
	EBP2 3°	83,02
	EBP3 1°-EBP3 2°	83,02
	EBP3 3°-EBP3 4°	83,02
	EBP4	121,13

CONCEPTO	CATEGORÍA / SUBZONA	CÓRDOBA
Incidencia del Precio del Gas sobre los cargos por m3 consumido (%)	EBP1-EBP2 1°	50,91%
	EBP2 2°	50,91%
	EBP2 3°	50,91%
	EBP3 1°-EBP3 2°	50,91%
	EBP3 3°-EBP3 4°	50,91%
	EBP4	34,89%

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CHEPES, VILLA UNIÓN, AIMOGASTA	CHILECITO
Cargo Fijo \$/mes	R1	4.310,42	4.310,42
	R2 1°	9.070,48	9.070,48
	R2 2°	11.324,06	11.324,06
	R2 3°	13.944,11	13.944,11
	R3 1°	17.262,98	17.262,98
	R3 2°	21.066,43	21.066,43
	R3 3°	25.125,55	25.125,55
	R3 4°	33.265,06	33.265,06
	R4	39.487,72	39.487,72
Cargo por m3 de Consumo	R1-R2 1°	968,91	923,25
	R2 2°	968,91	923,25
	R2 3°	968,91	923,25
	R3 1°-R3 2°	968,91	923,25
	R3 3°-R3 4°	968,91	923,25
	R4	1.045,12	999,46

COMPONENTES DEL CARGO POR M3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CHEPES, VILLA UNIÓN, AIMOGASTA	CHILECITO
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	204,87	204,87
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	RESIDENCIALES	6,70	6,70
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	RESIDENCIALES	211,57	211,57
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES	8,58	8,58
Costo de Transporte -factor de carga 100%- (\$/m3)	RESIDENCIALES	28,53	28,53

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CHEPES, VILLA UNIÓN, AIMOGASTA	CHILECITO	
Cargo Fijo \$/mes	P1-P2	23.107,25	23.107,25	
	P3	86.651,24	86.651,24	
Cargo por m3 de consumo	P1-P2	0 a 1000 m3	985,30	939,64
		1001 a 9000 m3	980,91	935,25
		más de 9000 m3	975,96	930,30
	P3	0 a 1000 m3	997,59	951,93
		1001 a 9000 m3	991,09	945,43
		más de 9000 m3	983,72	938,06

COMPONENTES DEL CARGO POR M3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CHEPES, VILLA UNIÓN, AIMOGASTA	CHILECITO
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	P1-P2-P3	204,87	204,87
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	P1-P2-P3	6,70	6,70
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	P1-P2-P3	211,57	211,57
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	P1-P2	8,58	8,58
Costo de Transporte -factor de carga 100%- (\$/m3)	P1-P2-P3	28,53	28,53

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	VILLA UNIÓN
Cargo Fijo \$/mes	R1	3.017,29
	R2 1°	6.349,34
	R2 2°	7.926,84
	R2 3°	9.760,88
	R3 1°	12.084,09
	R3 2°	14.746,50
	R3 3°	17.587,89
	R3 4°	23.285,54
	R4	27.641,40
Cargo por m3 de Consumo	R1-R2 1°	678,24
	R2 2°	678,24
	R2 3°	678,24
	R3 1°-R3 2°	678,24
	R3 3°-R3 4°	678,24
	R4	731,58

CONCEPTO	CATEGORÍA / SUBZONA	VILLA UNIÓN
Incidencia del Precio del Gas sobre los cargos por m3 consumido (%)	R1-R2 1°	22,72%
	R2 2°	22,72%
	R2 3°	22,72%
	R3 1°-R3 2°	22,72%
	R3 3°-R3 4°	22,72%
	R4	21,06%

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	VILLA UNIÓN
Cargo Fijo \$/mes	R1	2.155,21
	R2 1°	4.535,24
	R2 2°	5.662,03
	R2 3°	6.972,06
	R3 1°	8.631,49
	R3 2°	10.533,22
	R3 3°	12.562,78
	R3 4°	16.632,53
	R4	19.743,86
Cargo por m3 de Consumo	R1-R2 1°	484,46
	R2 2°	484,46
	R2 3°	484,46
	R3 1°-R3 2°	484,46
	R3 3°-R3 4°	484,46
	R4	522,56

CONCEPTO	CATEGORÍA / SUBZONA	VILLA UNIÓN
Incidencia del Precio del Gas sobre los cargos por m3 consumido (%)	R1-R2 1°	22,72%
	R2 2°	22,72%
	R2 3°	22,72%
	R3 1°-R3 2°	22,72%
	R3 3°-R3 4°	22,72%
	R4	21,06%

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CHEPES, AIMOGASTA	CHILECITO	
Cargo Fijo \$/mes	EBP1-EBP2	23.107,25	23.107,25	
	EBP3	86.651,24	86.651,24	
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	849,68	804,02
		1001 a 9000 m3	845,29	799,63
		más de 9000 m3	840,34	794,68
	EBP3	0 a 1000 m3	861,97	816,31
		1001 a 9000 m3	855,47	809,81
		más de 9000 m3	848,10	802,44

COMPONENTES DEL CARGO POR M3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	CHEPES, AIMOGASTA	CHILECITO
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	74,70	74,70
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	6,70	6,70
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	81,40	81,40
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	3,13	3,13
Costo de Transporte -factor de carga 100%- (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	28,53	28,53

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	VILLA UNIÓN
Cargo Fijo \$/mes	EBP1	4.310,42
	EBP2 1°	9.070,48
	EBP2 2°	11.324,06
	EBP2 3°	13.944,11
	EBP3 1°	17.262,98
	EBP3 2°	21.066,43
	EBP3 3°	25.125,55
	EBP3 4°	33.265,06
	EBP4	39.487,72
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2 1°	833,29
	EBP2 2°	833,29
	EBP2 3°	833,29
	EBP3 1°-EBP3 2°	833,29
	EBP3 3°-EBP3 4°	833,29
	EBP4	909,50

COMPONENTES DEL CARGO POR M3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	VILLA UNIÓN
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1 EBP2 1° EBP2 2° EBP2 3° EBP3 1° EBP3 2° EBP3 3° EBP3 4° EBP4	74,70
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1 EBP2 1° EBP2 2° EBP2 3° EBP3 1° EBP3 2° EBP3 3° EBP3 4° EBP4	6,70
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1 EBP2 1° EBP2 2° EBP2 3° EBP3 1° EBP3 2° EBP3 3° EBP3 4° EBP4	81,40
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1 EBP2 1° EBP2 2° EBP2 3° EBP3 1° EBP3 2° EBP3 3° EBP3 4° EBP4	3,13
Costo de Transporte -factor de carga 100%- (\$/m3)	EBP1 EBP2 1° EBP2 2° EBP2 3° EBP3 1° EBP3 2° EBP3 3° EBP3 4° EBP4	28,53

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	VILLA UNIÓN
Cargo Fijo \$/mes	EBP1	2.155,21
	EBP2 1°	4.535,24
	EBP2 2°	5.662,03
	EBP2 3°	6.972,06
	EBP3 1°	8.631,49
	EBP3 2°	10.533,22
	EBP3 3°	12.562,78
	EBP3 4°	16.632,53
	EBP4	19.743,86
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2 1°	416,65
	EBP2 2°	416,65
	EBP2 3°	416,65
	EBP3 1°-EBP3 2°	416,65
	EBP3 3°-EBP3 4°	416,65
	EBP4	454,75

CONCEPTO	CATEGORÍA / SUBZONA	VILLA UNIÓN
Incidencia del Precio del Gas sobre los cargos por m3 consumido (%)	EBP1-EBP2 1°	10,14%
	EBP2 2°	10,14%
	EBP2 3°	10,14%
	EBP3 1°-EBP3 2°	10,14%
	EBP3 3°-EBP3 4°	10,14%
	EBP4	9,29%

**IMPORTES MÁXIMOS DE TASAS Y CARGOS AUTORIZADOS A COBRAR**

ITEM	CONCEPTO	IMPORTE
1	Examen para instalador	17.502
2	Matrícula instalador 1ra. Categoría	12.085
3	Matrícula instalador 2da. Categoría	12.085
4	Matrícula instalador 3ra. Categoría	12.085
5	Reposición carnet instalador	12.085
6	Matrícula de empresas constructoras de obras por terceros	216.696
7	Renovación de la matrícula de empresas constructoras de obras por terceros, fuera de término	252.812
8	Copia de plano	4.167
9	Rotura y reparación de veredas del servicio (Baja Presión / Media Presión)	173.635
10	Gestión y envío de aviso de deuda común bajo firma	4.028
11	Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama	13.196
12	Zanjeo y tapada del servicio (Baja Presión / Media Presión)	84.734
13	Cargo por reconexión domiciliaria - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, menor o igual a 10 m3/h (Baja Presión / Media Presión)	29.171
14	Cargo por reconexión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, mayor 10 m3/h	52.785
15	Servicio completo sin zanjeo y tapada (menor o igual a 1") y sin reparación de vereda (Baja y Media Presión)	120.850
16	Servicio completo sin zanjeo y tapada (mayor a 1") y sin reparación de vereda (Baja y Media Presión), no unifamiliar	370.884
17	Soldadura y/o perforación de tubería de servicio externa, sin zanjeo y tapada; y sin reparación de vereda (Baja y Media Presión)	87.512
18	Colocación de medidor menor o igual a 10 m3/h	33.338
19	Colocación de medidor mayor a 10 m3/h	100.014
20	Reposición de medidor extraviado, sin colocación (Baja y Media Presión)	83.345
21	Cargo por reconexión en Alta Presión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario	526.460
22	Conexión y habilitación del servicio con zanjeo y tapada - en Alta Presión	482.010

**Precio Anual Uniforme - PAU**

PRESTADORA	SUBZONA TARIFARIA	\$/m3
NATURGY BAN S.A.	BUENOS AIRES NORTE	192,57
METROGAS S.A.	CAPITAL FEDERAL	187,80
	BUENOS AIRES	187,80
DISTRIBUIDORA GAS CUYANA S.A.	MENDOZA	197,40
	SAN JUAN	197,40
	SAN LUIS	197,40
DISTRIBUIDORA GAS DEL CENTRO S.A.	CÓRDOBA	197,50
	LA RIOJA Y CATAMARCA	197,50
LITORAL GAS S.A.	SANTA FE	195,88
	BUENOS AIRES	195,88
GASNEA S.A.	ENTRE RÍOS	197,91
	FORMOSA	197,91
	CHACO	197,91
	CORRIENTES	197,91
NATURGY NOA S.A.	SALTA	196,08
	LA PUNA	196,08
	TUCUMÁN	196,08
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	BUENOS AIRES	195,42
	BAHÍA BLANCA	196,13
	LA PAMPA SUR	206,19
	LA PAMPA NORTE	203,14
CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.	BUENOS AIRES SUR	190,90
	CHUBUT SUR	183,43
	PROV. DE NEUQUÉN	199,89
	CORDILLERANO	196,74
	SANTA CRUZ SUR	174,79
	TIERRA DEL FUEGO	169,56
REDENGAS S.A.	PARANÁ	196,94



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
Año de la Grandeza Argentina

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Anexo**

**Número:**

**Referencia:** ANEXO -Distribuidora de Gas del Centro S.A. may-26

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 17 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
Date: 2026.04.29 18:53:07 -03:00

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL  
ELECTRONICA - GDE  
Date: 2026.04.29 18:53:07 -03:00