



**República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional**  
2019 - Año de la Exportación

**Resolución firma conjunta**

**Número:**

**Referencia:** EX-2019-01861956-APN-GAL#ENARGAS - Consulta Pública - Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas

---

VISTO el Expediente EX-2019-01861956-APN-GAL#ENARGAS; lo dispuesto por los Artículos 37 y 38 de la Ley N° 24.076, el Decreto N° 1053/18 y el punto 9.4.2.4 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD), aprobadas por Decreto N° 2255/92, y la Consulta Pública por el concurso de precios para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras del servicio público de distribución de gas por redes realizada por la Secretaria de Gobierno de Energía el día 9 de enero de 2019, y CONSIDERANDO:

Que el inciso c) del Artículo 38 de la Ley N° 24.076 establece, entre los principios tarifarios emergentes del citado texto legal, que “el precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición. Cuando dichos costos de adquisición resulten de contratos celebrados con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta Ley, el Ente Nacional Regulador del Gas podrá limitar el traslado de dichos costos a los consumidores si determinase que los precios acordados exceden de los negociados por otros distribuidores en situaciones que el Ente considere equivalentes”; y el inciso d) del Artículo 38 citado prevé que las tarifas “(...) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento”.

Que el inciso 5) del Artículo 37 del Decreto N° 1738/92, reglamentario de la Ley N° 24.076, prevé que las variaciones en el precio de adquisición del gas serán trasladadas a las tarifas finales al usuario, de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas a las Distribuidoras.

Que el punto 9.4.2.4. de las RBLD establece que las Licenciatarias podrán presentar a la Autoridad Regulatoria los cuadros tarifarios con el ajuste del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, solamente cuando acrediten haber contratado por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de sus necesidades del período estacional respectivo.

Que, por su parte, el Decreto N° 1411/94, en directa aplicación de los principios reseñados, establece que el ENARGAS deberá certificar si las operaciones de compra de gas natural realizadas por las Distribuidoras “se han concretado a través de procesos transparentes, abiertos y competitivos realizando esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones”.

Que, además, para desarrollar instrumentos de política energética tendientes a promover la competencia en

los mercados de gas natural, se dictó el Decreto N° 1020/95, que estableció un sistema de estímulo alternativo y optativo para las firmas Distribuidoras de gas, para operar como incentivo a la realización de operaciones en el Mercado de Corto Plazo de Gas Natural (MCPGN) a precios más bajos que los que se operan en el marco de la legislación vigente, y traducirse en beneficios para el usuario y para las firmas operadoras, sin perjuicio de las facultades de control de la Autoridad Regulatoria.

Que para generar ese incentivo se creó un procedimiento alternativo en el punto 9.4.2.6. de las RBLD.

Que el procedimiento ideado por dicha norma requiere la determinación de un precio de referencia y tiene como objetivo no trasladar al periodo estacional siguiente todo el efecto de las compras de gas natural que se pacten en el MCPGN a precios inferiores al precio de referencia o superiores al precio promedio ponderado de la cuenca.

Que, desde el punto de vista de los consumidores, implica compartir los beneficios del esfuerzo en la gestión de compra que realicen las Distribuidoras.

Que el Artículo 6° del Decreto N° 180/2004 dispone la creación del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEGSA), cuyas funciones fundamentales serán transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria de gas natural y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario o inmediato (mercados "spot") de gas natural y a los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural.

Que también será función esencial de MEGSA garantizar el funcionamiento transparente, eficiente, de manera unificada y en tiempo real de mercados de compraventa de gas natural en condiciones spot, y de los distintos mercados secundarios o de reventa de transporte en los cuales una de las partes sea un sujeto activo previsto en la Ley N° 24.076.

Que tal funcionamiento hace presumir, en principio y salvo prueba en contrario, que las operaciones que se celebren en ese ámbito se encuadran en las previsiones del Decreto N° 1411/94 para los procedimientos de adquisición de gas natural.

Que, en razón del esquema regulatorio previsto por la normativa reseñada, tanto en materia de competitividad como de incentivo para obtener los mejores resultados de las gestiones de compra, resulta necesario que esta Autoridad establezca la metodología para el traslado a tarifa del precio del gas natural comprado.

Que en el Artículo 8° del Decreto N° 1053/18, el Poder Ejecutivo Nacional determinó que *“a partir del 1° de abril de 2019 los proveedores de gas natural y las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes deberán prever en sus contratos que en ningún caso podrá trasladarse a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional”*.

Que la Secretaría de Gobierno de Energía ha puesto en consulta el mecanismo de subasta pública a realizarse en el ámbito de MEGSA mediante el cual las Distribuidoras podrán llevar adelante operaciones de compra de gas natural para abastecer a sus usuarios de Servicio Completo bajo condición firme.

Que la reglamentación de los Artículos 65 a 70 de la Ley N° 24.076, inciso 10, aprobada por el Decreto N° 1738/92, prevé la consulta a los interesados en forma previa a la emisión de normas de alcance general.

Que dicho Instituto tiene por objeto la habilitación de un espacio institucional para la expresión de opiniones y propuestas respecto de proyectos de normas de alcance general, contribuyendo a dotar de mayor transparencia y eficacia al sistema, y permitiendo a esta Autoridad Regulatoria evaluar los tópicos a contemplar en la normativa.

Que, en tal sentido, corresponde la consulta previa de la metodología antes indicada, otorgándose un plazo

para la recepción de observaciones.

Que la GERENCIA DE ASUNTOS LEGALES, en su carácter de servicio de asesoramiento jurídico permanente, ha toma la intervención que le compete.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de lo establecido en el Artículo 52, incisos d), e y x) de la Ley N° 24.076 y en los Decretos N° 1411/94 y N° 1020/95.

Por ello,

## EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

### RESUELVE:

ARTÍCULO 1°: Poner en consulta pública la “Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas”. que como Anexo IF-2019-02094362-APN-GDYE#ENARGAS forma parte de la presente Resolución.

Los interesados podrán presentar sus observaciones hasta el 25 de enero de 2019, siendo el presente un plazo común e improrrogable, con expresa habilitación de feria por Acta de Directorio ACDIR-2018-333-APN-DIRECTORIO#ENARGAS (PUNTO 7).

ARTÍCULO 2°. Publicar el proyecto en el sitio web del ENARGAS, a los efectos establecidos en el Artículo 1° de la presente .

ARTÍCULO 3°: Comunicar, publicar, registrar, dar a la Dirección Nacional del Registro Oficial y cumplido archivar.

## **ANEXO**

### **Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas**

#### **I. Antecedentes**

El presente Anexo tiene por objeto presentar una metodología detallada respecto a los futuros traslados a tarifas de los precios del gas natural, gas propano indiluido por redes, y un procedimiento general para el cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDAs).

#### **II. Traslado a tarifas del precio de gas**

De acuerdo a las previsiones del Decreto N° 1411/94, a efectos del ajuste estacional de precios, el ENARGAS deberá analizar lo actuado por las Licenciatarias en materia de compras de gas, particularmente en lo que respecta a la realización de esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones.

En tal sentido, se considerará, en principio, satisfecho el cumplimiento de la certificación requerida por el Decreto N° 1411/94, en el marco de la adecuada evaluación que debe realizar este Organismo de los contratos de adquisición de gas para su eventual traslado a tarifas, si dichos contratos provienen de subastas públicas realizadas en el ámbito del MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS S.A. (MEGSA), en tanto las mismas cumplan con las previsiones determinadas en el artículo 8° del Decreto N° 1053/18.

Por otra parte, el abastecimiento de consumidores directos que utilizan transporte de la Distribuidora no deberá incrementar el costo unitario de aquellos usuarios que reciben el suministro de gas natural directamente de la prestataria de distribución.

En base a ello, y en virtud de lo dispuesto en la presente Metodología, para el caso de los contratos celebrados por fuera de MEGSA, el ENARGAS verificará que los precios de los contratos se encuentren en torno al promedio

ponderado por cuenca que surja de los contratos efectivamente celebrados en el ámbito de dicho mercado.

Atento a que los precios pactados en los contratos pueden encontrarse denominados en dólares estadounidenses, este Organismo definirá el tipo de cambio a considerar a efectos de su conversión a pesos para el traslado a tarifas.

Para el citado traslado, se utilizará el valor promedio del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (Divisas) observado entre el día 1 y el día 15 del mes inmediato anterior, sin perjuicio de la aplicación de los tipos de cambio contenidos en los contratos, siempre y cuando estos contemplen cotizaciones más bajas.

Para el caso de los volúmenes que no estén cubiertos por contratos, siempre y cuando esté disponible la información para realizar el cálculo, se aplicará lo dispuesto en el punto 9.4.2.6 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD) y el Decreto N° 1020/95. A los efectos del cómputo de los beneficios establecidos en el Decreto N° 1020/95 se consideran transacciones pertenecientes al Mercado de Corto Plazo de Gas Natural (MCPGN) aquellas concertadas en el MEGSA a lapsos no superiores a SEIS (6) meses sucesivos calendario.

Los procedimientos y criterios que se detallarán a continuación para el caso específico del gas natural también se aplicarán, en lo que corresponda, para el cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas correspondientes a las localidades abastecidas mediante gas propano indiluido por redes.

### **III. Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDAs)**

El punto 9.4.2.5. de las RBLD establece los principios generales para el cálculo de las DDAs para un período estacional, de donde se desprende que la Licenciataria debe llevar una contabilidad diaria, por un lado, del **Monto de compra diaria de gas a reconocer** a la Distribuidora, entendido que el mismo

debe ser por subzona y, en caso de corresponder, categoría de usuario de servicio completo, y, por otro lado, del **Monto de venta diaria por componente gas**, por subzona y, en caso de corresponder, categoría de usuario de servicio completo de la Distribuidora, de acuerdo al valor aprobado por la Autoridad Regulatoria en el Cuadro Tarifario del período correspondiente.

Una vez determinados ambos montos, se acumularán mensualmente y luego se procederá a calcular el **Monto de Diferencia Mensual** por categoría de usuario de servicio completo y subzona de cada Distribuidora, restando mes a mes al **Monto de compra mensual de gas a reconocer** el **Monto de venta mensual por componente gas**.

Una vez obtenido el **Monto de Diferencia Mensual** por categoría y subzona de cada Distribuidora, se procederá a actualizar dicho monto por la tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 (treinta) días de plazo, por pizarra, desde el momento del pago y hasta el último día hábil del mes anterior a la entrada en vigencia del siguiente período estacional.

Para obtener el valor de la **DDA** expresado en pesos por metro cúbico por subzona que se incorporará al Cuadro Tarifario del período estacional siguiente, se procederá a consolidar el **Monto de Diferencia Mensual Actualizado** por categoría y a dividir dicho **Monto de Diferencia Mensual Actualizado y Consolidado** por una estimación de los volúmenes totales a entregar en cada subzona en el período estacional en el que se aplicarán los citados Cuadros Tarifarios. Como estimación de dichos volúmenes se considerarán los volúmenes totales por subzona entregados en igual período del año anterior.

A continuación, se describen los pasos de cálculo para obtener a) el **Monto de venta mensual por componente gas** por subzona y categoría de la Distribuidora y, b) el **Monto de compra mensual de gas a reconocer** por subzona y categoría a la Distribuidora.

Debe resaltarse que la totalidad de la información necesaria y definitiva para realizar el cálculo de las DDA deberá estar disponible, como fecha límite, el día 15 (quince) del mes previo al inicio del periodo estacional siguiente, con la correspondiente documentación respaldatoria, sin perjuicio de la adecuada estimación que deberá presentar la prestadora en los procedimientos participativos convocados, la que deberá estar disponible con una antelación mínima de 10 (diez) días corridos previos a su celebración.

## **Procedimientos Particulares**

### **a) Monto de venta mensual por componente gas**

Para obtener el mencionado monto deberán considerarse dos variables para proceder a su multiplicación, a saber, 1) el **Volumen Mensual Facturado** por subzona y categoría y, 2) el **Precio de Gas por categoría (PIST)** a los cuáles se valorizará el volumen determinado en 1).

#### **1) Volumen Mensual Facturado**

Para la determinación de dicho volumen se utilizarán los volúmenes entregados que surgen de la información de Datos Operativos publicados por el ENARGAS sobre la base de la información oportunamente remitida por la Distribuidora.

#### **2) Precio de Gas por categoría (PIST)**

Se considerarán los precios de gas incluidos en las tarifas vigentes durante el período estacional correspondiente.

### **b) Monto de compra mensual de gas a reconocer**

Para obtener el mencionado monto deberán calcularse y considerarse dos variables para proceder a su multiplicación, a saber, 1) el **Volumen de compra mensual de gas a reconocer** por subzona y categoría de corresponder y, 2) los **Precios** a los cuáles se valorizará el volumen determinado en 1).

## 1) Volumen de compra mensual de gas a reconocer

Para determinar dicho volumen se partirá de considerar los volúmenes de inyección diaria resultantes de un modelo de programación lineal que simula el despacho diario de gas por subzona, minimizando el costo de abastecimiento e incluyendo la minimización del costo por incurrir en penalidades de *Take or Pay* de los contratos entre cada Distribuidora y sus proveedores, considerándose adicionalmente los volúmenes *spot* adquiridos y las devoluciones de gas retenido, todo ello para ajustarse al principio de asegurar el mínimo costo para los consumidores compatibles con la seguridad del abastecimiento.

El modelo en cuestión maximiza el volumen de inyección desde las cuencas y contratos de menor precio, en detrimento de las más onerosas, contemplando las condiciones contractuales relevantes y las restricciones técnicas de cada Distribuidora. El modelo se describe en el Informe IF-2019-02055523-APN-GAYA#ENARGAS, el cual se encuentra agregado a las presentes actuaciones.

A los volúmenes así obtenidos se los denomina **Volúmenes Inyectados Diarios**, los que serán luego consolidados mensualmente para obtener el **Volumen Inyectado Mensual**.

Al **Volumen Inyectado Mensual**, que se encuentra abierto por cuenca, productor, contrato, transportista y subzona, se le detraerá el **Volumen de Gas Retenido** de acuerdo a los porcentajes teóricos de cada ruta de transporte, considerando las devoluciones de retenido, para así obtener el **Volumen mensual entregado en City Gate**.

En este punto se procederá a realizar una comparación entre el **Volumen mensual entregado en City Gate** y el **Volumen Mensual Facturado** por subzona (punto 1 del apartado anterior) con el objetivo de determinar el **Gas Natural No Contabilizado**. Para ello se restará al **Volumen mensual entregado en City Gate** el **Volumen Mensual Facturado**, por subzona.

Si el valor de la resta es positivo, ello indica que existieron volúmenes de **Gas Natural No Contabilizado**, los que serán detraídos del **Volumen mensual entregado en City Gate** para así finalmente obtener el **Volumen de compra mensual de gas a reconocer**.

Por el contrario, si el valor de la resta es negativo, no se modificará el **Volumen mensual entregado en City Gate**, pasando esta variable a constituir el **Volumen de compra mensual de gas a reconocer**.

Una vez determinado el **Volumen de compra mensual de gas a reconocer**, en caso de corresponder, el mismo será abierto por categoría, aplicando los porcentajes que surgen de la declaración jurada de compra de gas por categoría que realiza la Distribuidora en cuestión y con la que abona los volúmenes recibidos de los proveedores (DDJJ Productores), para así obtener **Volumen de compra mensual de gas a reconocer por categoría**.

## **2) Precios a considerar**

Se considerarán los costos de adquisición abonados en pesos por las prestadoras tomando en cuenta el tipo de cambio incluido en los Cuadros Tarifarios del período estacional correspondiente, de acuerdo al artículo 8° del Decreto 1053 de 2018. Asimismo, se incluirán todos aquellos descuentos y beneficios obtenidos por los prestadores que reduzcan el precio arriba mencionado.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
2019 - Año de la Exportación

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Anexo firma conjunta**

**Número:**

**Referencia:** EX-2019-01861956-APN-GAL#ENARGAS - Anexo

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 6 pagina/s.