

# Consulta pública

Programa de Reemplazo de  
Importaciones de Gas Natural (RIG)

*Documento de contexto*

Secretaría de Gobierno de Energía

Marzo de 2019

## 1. Introducción

El presente documento sirve de soporte a la presentación, en consulta pública, de la propuesta del Programa de Reemplazo de Importaciones de Gas (en adelante “RIG”).

Las secciones de este documento describen las principales características del abastecimiento de gas natural en nuestro país desde el punto de vista regulatorio y operativo; la situación de la oferta y la demanda de gas natural durante 2018; la descripción del llamado a manifestaciones de interés para (i) la construcción de un nuevo sistema de transporte, o (ii) el desarrollo de una ampliación significativa de la capacidad de transporte desde la cuenca Neuquina hasta los centros de consumo del AMBA y/o Litoral, y finalmente una reseña del programa RIG y sus principales beneficios.

El llamado a manifestaciones de interés para la ampliación de la capacidad de transporte proveniente de la cuenca Neuquina (Resolución SGE 82/2019) y el programa RIG apuntan, en conjunto, a reemplazar importaciones de GNL invernales mediante gas natural local proveniente de la cuenca Neuquina. Esto genera efectos directos e indirectos sobre las economías regionales en términos de aumento de la producción y el empleo, y además aporta a las provincias mayores ingresos en concepto de regalías.

A su vez, dadas las condiciones de producción, resulta plausible que los productores puedan exportar gas natural en períodos estivales, contribuyendo a reducir el déficit de la balanza comercial energética y generando un ahorro de divisas para el país.

## 2. Situación del abastecimiento de gas natural

En el sistema de suministro de gas por redes a los usuarios finales intervienen tres actividades de la cadena de valor de la industria del gas:

- a) *Producción de gas natural;*
- b) *Transporte de gas natural;*
- c) *Distribución de gas natural.*

Consecuentemente, las facturas del servicio de gas natural por redes deben remunerar cada uno de estos tres componentes. El precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) remunera la producción de gas, en tanto que las tarifas del servicio público de transporte y distribución

constituyen el ingreso regulado de las licenciatarias que prestan ese servicio, las cuales son determinadas por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) conforme a la normativa vigente (ley 24.076 y sus normas reglamentarias y complementarias).

A diferencia del transporte y la distribución, la producción y comercialización del gas natural no constituyen un servicio público y se rigen por la ley 17.319 y sus normas reglamentarias y complementarias. En tal sentido, las condiciones de contratación y los mecanismos de fijación de precios del gas en el PIST deben surgir, de acuerdo al marco normativo vigente, de la libre interacción de la oferta y la demanda.

Luego de la crisis económico-financiera y cambiaria de 2001, en el marco de la emergencia pública declarada por la ley 25.561, el Poder Ejecutivo Nacional dictó diversas medidas que tuvieron por objeto atenuar los efectos de la crisis y su impacto en la prestación de los servicios públicos, entre ellos los servicios de transporte y distribución de gas natural por redes. Esta intervención regulatoria se perpetuó por más de dieciséis años y, en términos generales, disoció los precios y las tarifas finales de los costos económicos reales de abastecimiento de energía, con consecuencias severas y negativas sobre la producción de gas y la seguridad de abastecimiento energético.

Tras la devaluación y el consecuente incremento de costos que no fue trasladado a los usuarios finales, por medio del decreto 181/2004 se facultó a la entonces Secretaría de Energía para que realice acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer el precio del gas natural en el PIST a ser adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes, con la intención de proteger a los segmentos de demanda con menor capacidad de gestión de energía. En ese marco, en abril de 2004 se publicó la resolución de la Secretaría de Energía 208/2004, que homologó el Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, dispuesto por el decreto 181/2004, suscripto el 2 de abril de 2004 entre la Secretaría y los productores de gas.

En ese mismo año, Argentina alcanzó su pico de producción de gas natural, obteniendo 143 millones de metros cúbicos día (MMm<sup>3</sup>/d) promedio de producción. En ese entonces, el 61% del total de la producción provenía desde la cuenca Neuquina, con una producción de 87 MMm<sup>3</sup>/d.

Años más tarde, la resolución de la Secretaría de Energía 599/2007 homologó un nuevo Acuerdo con productores por el período 2007-2011. Si bien el objeto

del acuerdo era establecer las bases para la implementación de un esquema de normalización de los precios del gas natural, en la práctica este esquema de acuerdos derivó en un virtual congelamiento de los precios en pesos que se trasladaron a las tarifas finales de distribución de los usuarios residenciales y comerciales (con excepción del segmento P3).

En paralelo, se estableció un *crescendo* de derechos de exportación al gas natural y al gas licuado de petróleo (GLP) a partir del otoño de 2004, cuando se comenzó a percibir una amenaza seria de desabastecimiento en el mercado doméstico que llevó a la interrupción de los contratos de exportación a Chile y Brasil en el período invernal. En 2004, los volúmenes de gas exportado a través de gasoductos propios y del sistema de transporte registraron un máximo histórico de 20 MMm<sup>3</sup>/d. A partir de entonces, las exportaciones de gas declinaron significativamente.

En este contexto, la producción de hidrocarburos verificó un declive sostenido en los años posteriores junto con la declinación del principal yacimiento: Loma La Lata. Entre 2004 y 2014 la producción registró una caída de 20%, equivalente a una disminución anual de 2,2%. El país dejó de exportar y a partir de 2007 Argentina pasó de ser un exportador neto a convertirse en un importador neto de gas. En tal sentido, se volvió necesario reforzar las importaciones desde Bolivia y posteriormente la construcción de las terminales de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) de Bahía Blanca (2008) y Escobar (2010).

En los últimos años, la combinación entre la disponibilidad del recurso, el precio de las *commodities* y el desarrollo de la tecnología a nivel mundial estimuló la posibilidad de extraer gas no convencional en Argentina. En 2013 la *Energy Information Administration* (EIA) de los Estados Unidos de América evaluó el potencial de recursos de gas no convencional en el orden de 802 TCF y ubicándola segunda en importancia a nivel mundial luego de China<sup>1</sup>.

En paralelo con los esfuerzos para sostener el declino de la producción de gas local con importaciones, se implementó, a través de la resolución 1 del 18 de enero de 2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, un mecanismo de compensación económica para aquellas empresas que se comprometieran a incrementar su inyección total de gas natural, conocido como Plan Gas I, el cual ayudó a frenar el declino de la producción y revertir su tendencia. A dicho plan le sucedió el Plan Gas II (resolución 60 del 8 de noviembre de 2013 de la citada

---

<sup>1</sup> [https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf).

ex) y, en 2016, el ex Ministerio de Energía y Minería lanzó el Plan Gas III a través de la resolución 74 del 19 de mayo de 2016. En valores promedio, en el año 2017 la producción creció respecto a 2014 unos 8,7 MMm<sup>3</sup>/d.

Con el objetivo de normalizar la institucionalidad y la situación tarifaria, durante 2016 y 2017 esta Administración decretó el cese de la intervención en el ENARGAS, designando por concurso a sus autoridades, y se llevaron a cabo los procesos de Revisión Tarifaria Integral (RTI) para las licenciatarias del servicio público de transporte y distribución de gas natural, con sus respectivas audiencias públicas, permitiendo fijar los cuadros tarifarios según lo establecido por los marcos regulatorios correspondientes. De conformidad con el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, fueron dados los primeros pasos tendientes a adecuar gradualmente los precios del gas en PIST pagados por la demanda y a reducir los subsidios destinados a incentivar la producción de gas local y GNL importado.

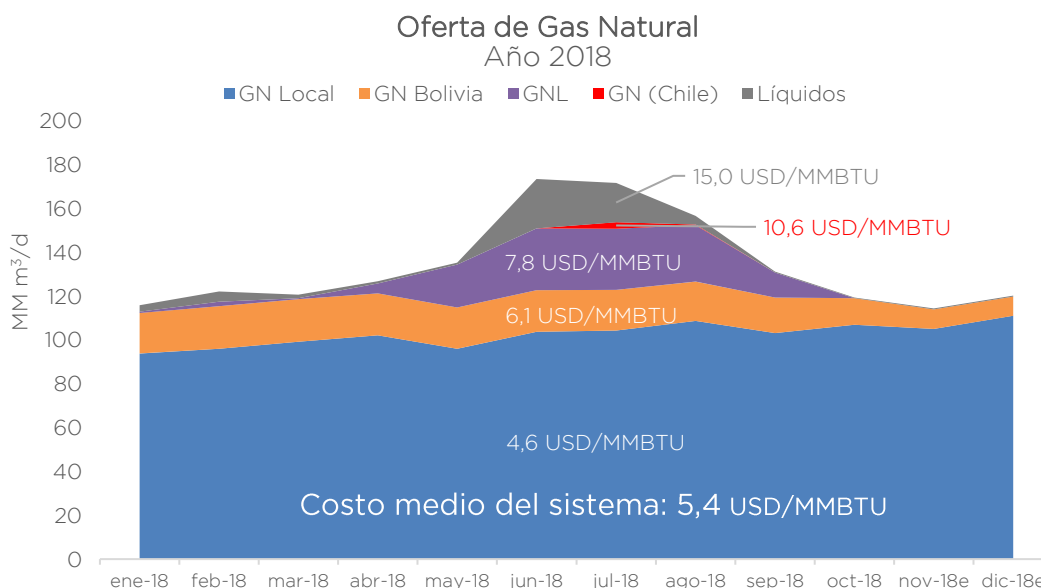
Posteriormente, en 2018 entró en vigencia el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, creado a través de la resolución 46 del 2 de marzo de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería. La implementación de este programa posibilitó un crecimiento de la producción total de gas natural del 5,3% en 2018.

La disponibilidad del recurso y el éxito del programa comenzaron a generar excedentes de gas natural en los meses de menor demanda local (período estival), por lo cual fue necesario abrir nuevos mercados para poder continuar con el crecimiento de la producción y así disminuir las importaciones durante los meses de invierno. Es así como a mediados de agosto de 2018, mediante la resolución 104 de la Secretaría de Gobierno de Energía, se publicó el procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural, permitiendo nuevamente la posibilidad de exportar volúmenes a Chile sin comprometer el abastecimiento interno. Las ventas externas de gas natural alcanzaron un pico máximo desde 2011 a la fecha de 9,1 MMm<sup>3</sup> el 6 de febrero de 2019.

### 3. Oferta y demanda de gas en 2018

El gas entregado promedió los 129 MMm<sup>3</sup>/d en 2018. De ese gas, el 79,3% provino de productores locales y se importó el 20,7% restante. Mientras que el

gas importado de Bolivia representa el 12,7% del total, el GNL otro 7,8% y el gas importado de Chile participa sólo marginalmente (0,2%). Desde el año 2016 se comenzó a importar gas natural desde Chile a efectos de aumentar la disponibilidad de gas natural y reducir la utilización de gasoil y fueloil, que fueron aproximadamente y en promedio 4,4 USD/MMBTU más caros que el gas proveniente desde Chile durante 2018.



En 2018 la producción bruta total de gas natural promedió los 129 MMm<sup>3</sup>/d. La cuenca Neuquina representó el 60% de la producción total de gas natural del país. En dicho período, la remuneración al gas local alcanzó los 4,6 USD/MMBTU, considerando las compensaciones a productores en el marco del programa estímulo a la inyección de gas no convencional reseñado con antelación.

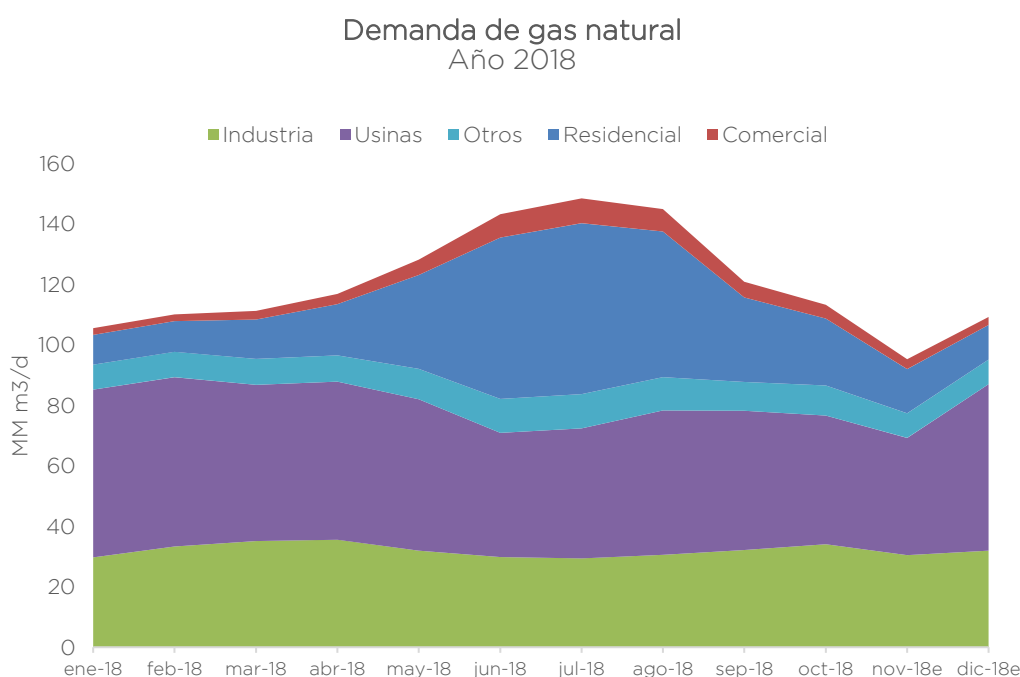
Por otra parte, la importación de gas natural promedió en el año unos 26,7 MMm<sup>3</sup>/d, concentrándose las de GNL principalmente en los meses invernales. El precio promedio del gas importado fue 7,2 USD/MMBTU, considerando las importaciones de gas provenientes de Bolivia (que promediaron 6,1 USD/MMBTU) y Chile (en promedio 10,6 USD/MMBTU), así como también la importación del GNL (excluyendo el costo de la regasificación promedió en 2018 los 7,8 USD/MMBTU).

Durante el período invernal (de mayo a septiembre), la oferta total de gas natural promedió los 144 MMm<sup>3</sup>/d, con un pico diario de 167 MMm<sup>3</sup> en julio. En promedio, en el período en cuestión la producción local entregó a la demanda diariamente 103 MMm<sup>3</sup>, mientras que 18 MMm<sup>3</sup>/d provinieron de Bolivia, 23

MMm<sup>3</sup>/d de la regasificación de GNL y 1 MMm<sup>3</sup>/d correspondió a gas importado desde Chile.

Como es sabido, la demanda de gas natural en Argentina tiene un marcado patrón estacional. Durante 2018, la demanda total de gas promedió los 120 MMm<sup>3</sup>/d. Del total de ese gas, el 40,0% estuvo dirigido a usinas eléctricas, el 26,5% tuvo como destino usuarios industriales, el 21,9% estuvo dirigido a usuarios residenciales, el 3,8% a usuarios comerciales y el restante 7,8% a otros usuarios (GNC y subdistribuidoras).

En el período estival, la demanda diaria promedió los 109 MMm<sup>3</sup>, mientras que durante los meses de invierno dicha demanda aumentó a 137 MMm<sup>3</sup>.



El precio promedio pagado por los usuarios del sistema de suministro de gas - Industrias, Usinas, GNC, Usuarios Comerciales y Residenciales- fue de 4,2 USD/MMBTU. La diferencia entre los precios de oferta y el que enfrenta la demanda se traduce en subsidios aportados por el Estado Nacional, es decir, por todos los contribuyentes, aún aquellos que no tienen acceso a la red de gas. El subsidio consiste en trasladar, de manera parcial, a las tarifas finales pagadas por los usuarios, los precios del gas importado de Bolivia, del GNL importado y de la producción local. De esta manera, los subsidios al gas natural en 2018 habrían representado aproximadamente 2.100 millones de USD.

## 4. Reemplazo de Importaciones de Gas

Es prioridad para esta Administración mantener y fomentar el desarrollo de la producción de gas natural, por los efectos positivos que ello tiene en la actividad económica, en la creación de empleo y en la sustitución de importaciones, con la consecuente caída de los costos fiscales.

Las condiciones imperantes en el sector, la estacionalidad de la demanda, las necesidades de importación y la actual coyuntura económica ponen de manifiesto la necesidad de evaluar nuevos mecanismos para el reemplazo de importaciones de gas natural por gas de origen local, en conjunto con la convocatoria a presentar manifestaciones de interés para obras que propendan a incrementar la evacuación de gas natural en la cuenca Neuquina, contribuyendo a consolidar el desarrollo de la producción local, en todo conforme con lo establecido por el marco regulatorio vigente.

Siguiendo lo expuesto en el Informe IF-2019-13785008-APN-SSHYC#MHA integrante de la resolución SGE 82/2019 y lo establecido en ésta, se realizará un llamado a manifestaciones de interés que “estarán referidas a la realización de un anteproyecto que contemple: (i) la construcción de un nuevo sistema de transporte, o (ii) el desarrollo de una ampliación significativa de la capacidad de transporte, desde la cuenca Neuquina hasta los centros de consumo del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y el Litoral”, con capacidad para desplazar volúmenes significativos de gas natural licuado (GNL) importado.

Para el caso de la construcción de un nuevo sistema de transporte, se prevé la convocatoria a una licitación pública para el otorgamiento de una habilitación para la construcción, operación y mantenimiento de la nueva infraestructura, en el marco de lo establecido en el artículo 4º de la ley 24.076. Las ampliaciones de capacidad, de uno o de ambos sistemas de transporte existentes, se autorizarán en los términos del artículo 16 de la ley 24.076. Se considerarán “ampliaciones significativas” aquellas que generen capacidad de transporte adicional de por lo menos 10 MMm<sup>3</sup>/d. En todos los casos, se presentará una descripción técnica del anteproyecto, incluyendo un listado de las obras necesarias, con indicación de la traza, las capacidades nominales de transporte a adicionar, los plazos de obra y de puesta en funcionamiento. Se deberá presentar la información necesaria a los fines de evaluar la demanda potencial asociada al anteproyecto, debidamente cuantificada.

En tal sentido, se evaluará la aplicación de un Programa de Reemplazo de Importaciones de Gas con las características que se detallan a continuación.



Según lo establecido en las Bases y Condiciones que acompañan a este documento y se someten a consulta pública, el Programa consistirá en:

a) un Concurso de Precios para el período invernal por volúmenes de gas de producción local en condición firme para IEASA con origen en la cuenca Neuquina, contratados para su entrega en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y/o Litoral y en uso de la capacidad de transporte adicional a adjudicar en el marco de lo establecido por la resolución SGE 82/2019, mediante un procedimiento transparente, abierto y competitivo;

b) la posterior comercialización de IEASA de los volúmenes de gas obtenidos en dicho concurso, también en condición firme, con destino al consumo en centrales eléctricas.

En relación al Concurso de Precios propuesto, podrán participar todos aquellos productores o comercializadores de gas natural que dispongan de gas no comprometido en el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales, creado por la resolución ex MINEM 46/17 y sus normas complementarias. Adicionalmente los oferentes deberán registrar un incremento de la producción de origen de la oferta que realicen en el Concurso de Precios, respecto del período invernal 2018 de al menos cuatro por ciento (4%).

En una subasta electrónica inversa organizada por MEGSA, se negociará un único producto que consistirá en un contrato estacional (del 15 de mayo al 15 de septiembre) por un volumen plano de gas, durante los próximos 4 períodos invernales (comenzando en 2020 y finalizando en 2023, inclusive).

En dicha subasta, IEASA solicitará un volumen de hasta 12 MMm<sup>3</sup> diarios, o el máximo de la capacidad adicional de transporte que surja de los proyectos a licitar en el marco de la convocatoria a manifestaciones de interés de ampliaciones de la capacidad de evacuación del gas de la cuenca Neuquina (resolución SGE 82/2019), en caso de que ésta resulte inferior al primero.

Durante la ronda, los participantes presentarán una o más ofertas de venta firme, consignando en cada una de ellas un volumen de gas y un precio asociado, con un precio máximo a los fines de la facturación.

Por otra parte, a instancias de la Secretaría de Gobierno de Energía, IEASA celebrará contratos de abastecimiento para la provisión de los volúmenes de gas natural en condición firme adquiridos en el Concurso de Precios, para su

utilización en las centrales de generación de energía eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

## 5. Contribuciones del Programa

El reemplazo de las importaciones de gas natural conlleva importantes beneficios. Por un lado, reduce el costo de abastecimiento de gas natural (mediante el desplazamiento de gas importado más caro) y por otro lado, el aumento de la producción y el empleo local generan efectos positivos directos e indirectos sobre las actividades provinciales y nacionales que redundan en una mayor recaudación impositiva (IVA, impuesto a los ingresos brutos y otros impuestos provinciales) y de regalías hidrocarburíferas. A su vez, en materia comercial, mejora el déficit energético derivado de la disminución de las importaciones y del aumento de las potenciales exportaciones en período estival.

En este sentido, resulta importante destacar que la aplicación del programa de estímulo a la inyección de gas no convencional reseñado con antelación tuvo un efecto muy positivo sobre la producción, al incrementarse en 16,1 MMm<sup>3</sup>/d entre enero de 2018 y enero de 2019, lo que implica un crecimiento del 44% en el período; y permitió más que compensar el declino de la producción convencional, llegando a representar el 41,1% de la producción total del país. Asimismo, la producción de shale gas creció en dicho período 215%, alcanzando en enero de 2019 el 22% de la producción doméstica de gas natural de Argentina.

El gas natural licuado resulta más costoso que el gas de producción nacional y se caracteriza por una mayor volatilidad en los precios, por lo cual, el RIG ayudará a reducir los costos de abastecimiento del sistema en invierno y dar una mayor previsibilidad. Las importaciones de GNL durante 2017 fueron de 4.471 MMm<sup>3</sup> a un precio promedio ponderado de 7,2 USD/MMBTU, mientras que en 2018 se redujeron a 3.567 MMm<sup>3</sup> con un precio promedio ponderado de abastecimiento de 8,9 USD/MMBTU, gracias a la mayor disponibilidad de gas local, lo cual redundó en una mejora del saldo comercial cercana a los 300 millones de USD.

Se estima que el Programa RIG provocará un ahorro en el costo del sistema (sin impuestos) de 315 millones de USD. En lo que respecta a la recaudación de

regalías, entre 2020 y 2023 el Programa generaría un incremento de 175 millones de USD.

Asimismo, dado que el gas del Programa RIG está destinado al reemplazo de GNL para generación eléctrica, su implementación podría significar un ahorro en el costo medio monómico en el MEM de 0,6 USD/MWh.

Finalmente, cabe señalar que una mayor disponibilidad de gas natural en período estival permitirá reducir el déficit comercial energético a través del incremento de las exportaciones.