

Ciudad de Buenos Aires, 25 de enero de 2019  
GDN 31/2019

Sr. Patricio Pinnel  
Secretaría de Gobierno de Energía  
Ministerio de Hacienda de la Nación  
S \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ D

**Ref.: Consulta Pública - Concurso de precios para el abastecimiento de gas natural firme para usuarios del servicio completo de distribución.**

De nuestra mayor consideración:

Nos dirigimos a Usted en el marco de la Consulta Pública realizada por la Secretaría de Gobierno de Energía el día 9 de enero, con relación al *Concurso de precios para el abastecimiento de gas natural firme para usuarios del servicio completo de las prestadoras del servicio público de distribución*, con el propósito de colaborar aportando nuestros comentarios, observaciones y propuestas de modificación.

A fin de ordenar la devolución sobre la Consulta Pública, se dividió la misma en dos áreas:

- A. Los términos de la Oferta Modelo, y
- B. Las consultas del Concurso.

## **A – Los términos de la Oferta Modelo:**

### **1. Cada Distribuidora debería realizar su propia subasta individualmente:**

1. La figura de “agregador de demanda” no está prevista en el marco regulatorio vigente para la comercialización del gas natural, en consecuencia cada Distribuidora debería gestionar por sí misma sus propias subastas y contratos correspondientes basado en la libertad de mercado. Las Distribuidoras de gas están obligadas a contratar el cincuenta por ciento (50%) del gas requerido para abastecer su demanda ininterrumpible para presentar ante el ENARGAS los cuadros tarifarios con el ajuste del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, en consecuencia la introducción de la figura de “agregador” con contratos estandarizados restringe la libertad de contratación en el mercado y la posibilidad de que las partes lleguen a acuerdos bilaterales en función de las particularidades de cada caso. Tampoco contribuye dicha figura a que cada Distribuidora realice esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones. Asimismo, no queda claro quién cumpliría dicho papel de

“agregador” considerando que ni dicha Secretaría ni el ENARGAS tienen facultades para ello.

2. Cabe mencionar que el riesgo asociado a cada Distribuidora tanto comercial como financiero es un parámetro clave para la negociación entre partes que el Productor analiza con detalle al momento de hacer sus ofertas. Por lo tanto, al introducir la figura de “agregador” el Productor pierde la posibilidad de elegir tanto a su contraparte como de negociar las condiciones de cada transacción, ambos aspectos fundamentales para que las operaciones sean de libre mercado.
3. Por otra parte, si bien podría argüirse que a través de un Concurso de precios único se apunta a priorizar la transparencia y eficiencia de las operaciones de compra venta de gas natural realizadas por las Distribuidoras, es nuestro entendimiento que bajo el marco regulatorio actual tanto esa Secretaría como el ENARGAS cuentan con información y facultades suficientes para cerciorarse de que dichas operaciones de compra venta de gas natural se realicen mediante procesos de mercado razonables, transparentes y competitivos.
4. Finalmente, si bien entendemos por lo propuesto en la Resolución ENARGAS 12/2019 que para el traslado a tarifas del precio del gas, en el punto II párrafo segundo del Anexo de dicha Resolución sometido a consulta pública, que 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 el ENARGAS de los contratos de adquisición de gas para su eventual traslado a tarifas, si dichos contratos provienen de subastas públicas realizadas en el ámbito de MEGSA, “en tanto las mismas cumplan con las previsiones determinadas en el artículo 8° del Decreto N° 1053/18”, resulta necesario aclarar en las Condiciones Generales del Concurso de Precios concretamente qué elementos deberán acreditarse o presentarse para demostrar que se cumplan con las condiciones del mencionado Decreto 1053/2018 o si sólo bastará cumplir con los requisitos establecidos en la condiciones generales de la Oferta previstas en los documentos del Concurso de Precios MEGSA sometidos a consulta pública.

**2. Plazo de pago y tipo de cambio aplicable al precio de gas, ambos constituyen un tema clave y prioritario:**

- i. El **plazo de pago de 30 días** es una **condición básica y esencial** para la presentación de ofertas según el mecanismo propuesto, a fin de ofrecer un precio competitivo.
- ii. La metodología de determinación del tipo de cambio se debe conocer con anticipación a la fecha de la Subasta y debe estar explícitamente en las Condiciones Generales de la Subasta, el Modelo de Oferta y ser parte en cada contrato bilateral. Dicha metodología no puede estar sujeta a la subjetividad del ENARGAS o autoridad alguna.

**Nuestra propuesta:**

Considerar para cada Periodo Estacional:

- El tipo de cambio a utilizar como referencia para el contrato debería ser el Tipo de Cambio Vendedor Divisas del BCRA del último día de inyección del gas natural para el periodo facturado (“Tipo de Cambio Real”).
- En caso de que el Tipo de Cambio Real supere en al menos el diez por ciento (10%) al tipo de cambio establecido por el ENARGAS para el Período Estacional en curso, el Vendedor tendrá la posibilidad de suspender y/o terminar las entregas de gas natural sin responsabilidad alguna al finalizar dicho Período Estacional y antes del comienzo del siguiente Período Estacional, bastando la notificación de su decisión en tal sentido con anterioridad a la finalización del Período Estacional en curso.

### 3. Volúmenes y Áreas de Negociación:

- i. Las áreas de negociación en las cuales se aceptarán ofertas de venta en firme **deben establecerse por cuenca** (Alternativa 1 de la propuesta) y no *city gate*, atento a la gran variedad de demandas intermedias y a la discrecionalidad de uso del transporte por parte de las Distribuidoras.
- ii. En lo que hace a la demanda a ser incluida por las Distribuidoras en la subasta, ésta debería ser la demanda de servicio completo excluyendo la demanda de GNC, ya que este segmento de mercado responde a otra lógica de mercado diferente y podría ser parte de una subasta ad-hoc.
- iii. En el proceso de subasta de los volúmenes disponibles para cada ronda por tipo de modalidad (1 año escalonado, 1 año plano, etc.) debe ser un proceso más automatizado a fin de agregar transparencia y agilizar el proceso de cada ronda. Es decir, que a la demanda total subastada se le deduzca automáticamente las cantidades asignadas en cada ronda (empezando por la modalidad de mayor plazo por ejemplo 1 año escalonado) y la diferencia constituya el volumen a subastar en cada una de las sucesivas rondas (por ejemplo 1 año plano) y así sucesivamente. Esta mecánica impediría a las Distribuidoras modificar su demanda entre las distintas rondas, ya que esto redundaría en distintas condiciones de suministro para los usuarios de cada una de las distintas Distribuidoras y que por ende que no se abastezcan al menor costo posible.
- iv. La asignación entre las Distribuidoras debería ser con el consentimiento del Productor Vendedor, no automáticamente con cada Distribuidora o eventualmente el Productor Vendedor debería poder pedir a su sola opción garantías y/o la cancelación de deudas pendientes como condición necesaria para la efectividad de la asignación de volúmenes o contrato que resulte de ello. En el evento de que dichas condiciones (garantía y/o cancelación de deudas pendientes) no se cumplan, el Productor adjudicatario debería poder ejercer la opción de retirar su oferta de venta sin responsabilidad alguna, quedando los volúmenes no adjudicados sujetos a una eventual nueva ronda o concurso de precios o modalidad de contratación bilateral entre las partes.

**4. Acotar la cantidad de Modalidades de compraventa y ecualizar responsabilidades (TOP/EOP) entre partes:**

- i. Dado el contexto actual argentino, y teniendo en cuenta que se trataría de la primera experiencia de subasta en el mercado de las Distribuidoras, y a fin de otorgar mayor transparencia y claridad al proceso, resulta conveniente restringir de 10 modalidades propuestas a las siguientes 4: “Anual plano”, “Estacional-invierno 2019 (mayo/septiembre)”, “Estacional-verano (octubre 2019/abril2020)” y “Pico-firme (junio-agosto)”. De esta forma, el resultado de la subasta permitiría acotar el riesgo de las partes intervinientes y permitir así construir la confianza necesaria en este nuevo esquema contractual.
- ii. El gas pagado y no recibido podría ser recuperado durante el periodo estival siguiente, siempre y cuando el Comprador nominase volúmenes en exceso a la cantidad TOP.
- iii. El TOP y DOP deberían ser iguales (80%), y aplicables por estación (no se debería poder compensar una estación por la otra, para así evitar la especulación estacional de las Distribuidoras en su curva de demanda presentada a MEGSA, lo que exacerba contractualmente la situación de sobreoferta física de verano).
- iv. El Vendedor no incurrirá en EoP en caso de que se encuentre desarrollando Tareas de Mantenimiento, según lo previsto en el Contrato ya que no está expresamente contemplado en la Oferta Modelo.

**5. Contraparte (Garantías y Deudas):**

A fin de participar de dicha subasta el procedimiento debe prever la obligación, por parte de las Distribuidoras, de cancelación de deudas pendientes.

**6. Cláusula de salida:**

El modelo de oferta debería incluir cláusulas de salida ante las siguientes situaciones:

- i. Por variación en el tipo de cambio: Como se mencionó anteriormente, en caso de producirse una variación superior al diez por ciento (10%) entre el Tipo de Cambio Real y el tipo de cambio establecido por el ENARGAS para cada Período Estacional, el Vendedor debería tener la posibilidad de suspender y/o terminar las entregas de gas natural al culminar el Período Estacional sin por ello incurrir en responsabilidad alguna.
- ii. En caso de no otorgamiento, revocación y/o no renovación de las garantías de cumplimiento de pago que las Partes acuerden.
- iii. En caso de que el ENARGAS no autorice el pass-through a la Distribuidora; el Vendedor debe tener la posibilidad de suspender y/o terminar las entregas de gas

natural sin responsabilidad, previo a un periodo de negociación de 60 días entre las Partes.

**7. Objeto:**

Se debería incluir como obligación del Comprador expresamente la obligación de "tomar". Está sólo prevista como obligación comprar y pagar.

**8. Vigencia**

Período de Entrega: Se establece la posibilidad de acordar prórrogas de común acuerdo. Solicitamos que se aclare si aquellos contratos adjudicados a través de MEGSA, por ejemplo por un período anual, puedan ser extendidos por el sólo acuerdo de partes sin tener que realizar una nueva ronda a través de MEGSA.

**9. Responsabilidad / Daños:**

Se debería aclarar que el incumplimiento de la obligación ToP/EoP conlleva únicamente al pago del 100% (ciento por ciento) de la Cantidad Adecuadamente Nominada no tomada o no entregada según corresponda, al precio vigente en cada momento. Se debería aclarar también que en caso de incumplimiento de la obligación EoP se generará un crédito en favor de la Distribuidora a compensar con próximas facturas por entregas realizadas. Asimismo, aclarar que las Partes no serán responsables por daños indirectos, lucro cesante, pérdida de chance, etc. y la única responsabilidad de las mismas por incumplimiento contractual será la penalidad por ToP o EoP según sea al caso.

**B. Las consultas del Concurso.**

**1. Transparencia en la información suministrada por las Distribuidores:**

- i. A fin de que los oferentes preparen sus ofertas para dicha subasta, se hace necesario contar con una información mínima, por lo que cada Distribuidora debería informar y publicar las cantidades a solicitar por cada tipo de modalidad a subastar con al menos diez (10) días corridos de anticipación a la fecha de la subasta.
- ii. Considerando la simultaneidad de las subastas, y la corta anticipación con la que se contará con la información suministrada, se hace necesario establecer un orden y cantidad requerida (ej. en primer lugar la anual, en segundo lugar, la estacional invierno/verano, etc.) como también la publicación e informar de los

resultados con anticipación para que cada Productor pueda conocer su nueva situación de disponibilidad de gas.

- iii. En la guía suministrada para consulta esta metodología, como los procedimientos de la subasta deberían estar disponibles con una anticipación de al menos siete (7) días corridos anteriores a la fecha de ejecución de la subasta.

**2. Procesamiento:**

En el Modelo de Oferta falta incluir que el Vendedor se reserva los derechos de procesamiento.

**3. Penalidad:**

El procedimiento debe establecer y/o fijar una penalidad para los casos en que las partes que cuenten con asignación por parte de MEGSA no formalicen la contratación, con excepción de los casos donde no se cumplan con las condiciones necesarias al efecto, léase falta de otorgamiento de garantía de cumplimiento por parte de la Distribuidora y falta de pago de deudas preexistentes por parte de esta última.

**4. Aclaración técnica sobre las rondas:**

Clarificar si por cada una de las modalidades, mientras una ronda está abierta, una oferta hecha es definitiva o puede ser anulada y/o modificada durante el periodo de duración de la misma.

Sin otro particular, saludamos a Ustedes muy atentamente,



**Maximiliano Miglio**  
Responsable Coordinación Gas  
Total Austral S.A.