

**Consulta Pública:**  
**Concurso de precios para el abastecimiento**  
**de gas natural firme para usuarios del**  
**servicio completo de distribución y**  
**Metodología traslado del precio del gas a**  
**las tarifas finales de los usuarios.**

*Lic. Cristian Alberto Folgar*  
Enero 2019

**Introducción**

El presente documento tiene como finalidad responder a las Consultas Públicas convocadas por el Poder Ejecutivo Nacional, por medio de la Secretaría de Gobierno de Energía y del ENARGAS, en relación tanto al proyecto de mecanismo diseñado para que las licenciatarias del servicio de distribución de gas natural por redes concreten contratos de compra de gas natural en boca de pozo con los concesionarios de producción de hidrocarburos, como para el mecanismo propuesto para que el costo del gas adquirido pasa a las tarifas finales que pagan los usuarios. Los comentarios se hacen de manera conjunta dada la íntima relación de ambas propuestas puestas a consideración.

El mecanismo de contratación no estaría completo si no fuera complementado con las aclaraciones necesarias respecto al pase a tarifas finales del precio obtenido de dichas compulsas. Obviamente desde el punto formal, los mecanismos pueden escindirse y tratarse como eventos independientes (jurídicamente lo son), pero fácticamente la forma en que regulatoriamente el ENARGAS trate el pase a tarifas finales de los precios que surjan de los contratos obtenidos a partir de estas compulsas condicionará los resultados de las propias licitaciones.

Los agentes de mercado condicionarán sus conductas en base no solo a las reglas establecidas para la conformación de los contratos de compra/venta de gas natural, sino también en la forma en que los mismos sean reconocidos en tarifas. Ambos mecanismos, mas allá de las consideraciones jurídicas y regularorias que podrían hacerse sobre su “independencia” están lógicamente y fácticamente vinculados. Por ello corresponde que los comentarios se realicen en conjunto, mas allá que algunas cuestiones entren dentro de la órbita regulatoria de la Secretaría de Gobierno de Energía y otras en cabeza del ENARGAS.

El mecanismo propuesto para la generación de contratos puesto a consulta se llevaría adelante por intermedio del MEGSA, entidad creada, entre otras cuestiones, para llevar adelante este tipo de mecanismos.

Más allá de las particularidades que finalmente se terminen diseñando, un mecanismo de compulsas o licitación siempre debería ser superior en terminos

regulatorios y asignativos a la fijación de precios en boca de pozo mediante resoluciones o decisiones unilaterales de la Administración.

En este sentido cualquiera sea el mecanismo finalmente elegido, en la medida que el mismo sea medianamente razonable, a priori debería arrojar mejores resultados para el conjunto que cualquier decisión unilateral de la Administración.

Por su parte el mecanismo de pase a tarifas de los precios que surjan de los contratos generados en el MEGSA es esencialmente el previsto en las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución con algunas consideraciones particulares, puntualmente las relacionadas con el tratamiento de precios en dólares (que surgirían de los contratos generados en el MEGSA) al momento de convertirlos a pesos para incorporarlos en las tarifas finales que pagarán los usuarios finales del servicio.

## **Comentarios sobre los mecanismos puestos en consulta**

### ***Sobre los plazos de los contratos a generarse en el MEGSA***

En el mecanismo propuesto se establecen distintos tipos de contratos, de distinto plazo y de distintas características. Una de las primeras cuestiones a dilucidar o precisar sería el orden en el cual se irán cubriendo las demandas de las distribuidoras. ¿Primero los plazos mas largos o los mas cortos? ¿Primero los bloques constantes en términos anuales o primero los bloques con estacionalidad?. La secuencia que se determine será una señal en sí misma y determinará el vector de riesgos/precios resultante del mecanismo de asignación de contratos.

Asimismo el tiempo que se le dé a las partes para preparar sus ofertas será determinante. Habría que darle un tiempo prudencial a los potenciales oferentes para que analicen el volumen a demandar en total o parcialmente (según la opción elegida). Entre cada ronda debería otorgarse un tiempo prudencial tanto al regulador para que valide los volúmenes remanentes como a los oferentes para que realicen las nuevas ofertas en función de las asignaciones que surjan de las rondas previas.

### ***Sobre los volúmenes a demandar por las distribuidoras.***

Las distribuidoras informarán sobre sus demandas potenciales en el período relevante para la asignación de contratos. ¿Informarán el volumen total y este se irá cubriendo con las sucesivas rondas de asignación?, o las distribuidoras informarán qué volumen están dispuestas a comprar en cada plazo y tipo de contrato? Obviamente los resultados de las licitaciones si las primeras tienen para cubrir todo el volumen y el remanente va “decantando” hacia las siguientes serán distintos a si para cada tipo de contrato hay un volumen determinado.

Ahora, si esta última fuera la dinámica elegida, que pasaría con el volumen que no llega a cubrirse en cada instancia/licitación. ¿El volumen que no se cubre pasaría a otra ronda o quedaría sin contratar y las distribuidoras pueden cubrirlo mediante acuerdos privados?

Ante la hipotética (e improbable) situación en la cual no consigan llegar al mínimo de contratos requeridos para solicitar el traslado a tarifas del precio del gas comprado y requirieron volúmenes superiores en las subastas MEGSA, ¿No deberían igual tener el derecho a pedir el pase a tarifas? Dado que ahora existiría un mecanismo transparente y razonablemente competitivo para que las distribuidoras obtengan contratos de gas en boca de pozo en el MEGSA, podría darse por cumplido ese requisito de las normas si ellas “solicitan” en el MEGSA volumen que supere el mínimo establecido por las normas. Si no consiguen contratos en el MEGSA es que hay un problema de oferta no imputable a ellas. En vistas del nuevo escenario, podría modificarse ese punto de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.

### *Sobre la relación TOP / DOP / CDC de los modelos contractuales.*

Los modelos contractuales puestos a consulta proponen un TOP (Take or Pay – Tomar o Pagar) del 80% (igual para todos los meses), un DOP (Delivery or Pay – Entregar o Pagar) del 100% igual para todos los meses. Como el DOP es 100% la CDC (Cantidades Diarias Contractuales) o CMD (Cantidades Máximas Diarias) son iguales al DOP.

En primer lugar habría que precisar en el modelo contractual cuál es el período de recupero del TOP. Para ello habría que precisar el período de cálculo del TOP y por otro lado la cantidad de tiempo en el cual se puede recuperar el gas pagado pero no tomado.

Quizás sería interesante y mas flexible para las distribuidoras fijar un TOP de Verano (Octubre – Abril) y otro TOP de Invierno (Mayo – Septiembre). Asimismo un DOP del 100% durante todo el año puede resultar innecesariamente estricto para los oferentes. Podría pensarse en un menor DOP en Verano (donde puede haber alternativas de sustitución) y uno mayor en Invierno donde es mas difícil encontrar fuentes alternativas.

### *Sobre los niveles de precios de los modelos contractuales.*

Los modelos contractuales no prevén distintos precios en función de la estación (Verano / Invierno) y tampoco queda claro si podrían modificarse a lo largo de los años en el caso de los plurianuales.

Un precio único a lo largo del tiempo (en el caso de los plurianuales) y que no reconozca la estacionalidad de la industria no es muy usual en la industria. Tampoco queda claro cual sería el beneficio de unificar el precio.

En cuanto a la estacionalidad daría malas señales de escasez pues sería lo mismo demandar gas en verano que en invierno. Las distribuidoras tienen comercializadoras societaria o comercialmente asociadas. Hay antecedentes de

mala praxis de alguna comercializadora utilizando sus vínculos comerciales con por lo menos una licenciataria del servicio de distribución. Esto daría el incentivo (en función de los precios que surjan de estas subastas y los del resto del mercado) para que las distribuidoras recuperen TOP estival en el período invernal y beneficiando indirectamente con practicas poco transparentes de despacho (que incluso fueron oportunamente denunciadas por las propias distribuidoras) a alguna comercializadora asociada (societaria o comercialmente).

A los efectos de la comparación entre contratos podría fijarse un precio base sobre el cual aplicar un descuento o incremento (según el caso). Así por ejemplo en un contrato a 3 años se podría fijar el precio del invierno y el precio de verano surgir automáticamente como un % del mismo e incluso dichos precios podrían actualizarse en función de la evolución de la inflación de la moneda en la cual estén nominados los contratos.

De esta forma se captaría la natural diferencia entre el mercado estival e invernal y las variaciones de la moneda contractual a lo largo del tiempo. Cualquiera sea la moneda elegida, la misma sufre variaciones en el tiempo. Alguna manera de contemplarse dicha situación debería tenerse en cuenta.

A los fines de facilitar la comparación de las ofertas los parámetros incluso los podría fijar el modelo contractual. Así ya el propio modelo (que establece precios en dólares) podría utilizar el CPI (Consumer Price Index) o PPI (Producer Price Index) como índice para aproximar a valores reales los precios nominales recibidos en las ofertas plurianuales. También podría “pre – establecerse” un % diferencial entre los precios estivales e invernales. Lo ideal sería que este último diferencial y la actualización de los precios nominales surgieran de las compulsas pero cierta parametrización podría ayudar en las primeras experiencias como ordenadoras.

### *Sobre la moneda de los modelos contractuales y el tipo de cambio a utilizar por el ENARGAS en el pase a tarifas.*

El modelo de contrato puesto a consulta supone la utilización del dólar americano como unidad de cuenta de los contratos a celebrarse entre distribuidoras y oferentes en el MEGSA. Las tarifas que pagan los usuarios en sus facturas están en pesos argentinos. El ENARGAS en su propuesta de traslado a tarifas asume que los contratos en cuestión se establecen en dólares. Para pasarlo a pesos el mecanismo puesto en consulta por el ENARGAS propone transformar los valores en dólares a pesos según el promedio de la cotización del 1 al 15 del mes anterior al ajuste estacional respectivo. Luego de convertidos los valores a pesos para su traslado a tarifas ese tipo de cambio no se modificaría al alza pero sí a la baja.

De esta manera si el tipo de cambio (entre nuestra moneda y la fijada en los contratos) se mantiene estable o baja la cantidad de dólares que recibirían los oferentes sería la pactada en sus respectivos contratos. En cambio si el tipo de cambio (medido como pesos por dólar) aumenta, la cantidad de dólares que recibirían los oferentes será menor.

Aquí entiendo se contraponen dos objetivos de política regulatoria de la actual administración. Por un lado se pretende que los contratos se pacten en dólares a un nivel que remunere desarrollos de gas natural y por otro se pretende aislar a los usuarios finales de una depreciación de la moneda en medio de un período estacional.

Ante ello, quizás la opción puesta en consulta representa un sesgo innecesario hacia el “no traslado” durante el período estacional de variaciones bruscas en el tipo de cambio. Podrían existir otras alternativas que podrían acercar ambos objetivos. El principal problema del mecanismo propuesto en consulta es que puede terminar perjudicando a quienes se quiere proteger. Si los oferentes “ex – ante” saben que por la lógica del traspaso a tarifas corren el riesgo de cobrar menos dólares que los pactados, naturalmente requerirán precios en dólares mas altos que los que pedirían si no tuvieran ese riesgo.

Argentina es una país que paga muy caro los “grados de riesgo” que impone (voluntariamente o no) a los agentes económicos. Quizás buscar maneras de concretar en la mayor medida posible los dos objetivos antes analizados sin sesgar los riesgos hacia la oferta podría justamente mejorar la situación de los usuarios finales.

Podrían existir distintas opciones alternativas a la propuesta por ENARGAS. Sólo se listan algunas de ellas con el objeto de aportar elementos de análisis:

- i) Convertir los valores de dólares a pesos al tipo de cambio previsto para cada mes del período estacional en el mercado de futuros de divisas. Ello permitiría acompañar la evolución del tipo de cambio con su evolución prevista. Los oferentes al recibir como pago el costo en pesos del dólar a futuro podrían cubrirse en dichos mercados comprando contratos. Para la demanda es como si estuvieran comprando contratos a dicha cotización pues en tarifas pagan por un dólar lo que cuesta el dólar en el mercado de futuros en el inicio del período estacional. Este mecanismo no evitaría variaciones en el tipo de cambio pero las mismas estarían acotadas a las previstas en dicho mercado al momento de la “foto”. En este caso sería el inicio del período estacional respectivo. Al reducir el riesgo para los agentes oferentes podrían esperarse menores precios en dólares. Si el tipo de cambio real está por debajo del previsto ese efecto se reconocería vía diferencias diarias. Si el tipo de cambio supera al previsto nada se traslada a diferencias diarias.
- ii) Utilizar el mecanismo propuesto por ENARGAS pero con una sola variante. A las tarifas iniciales de cada período se incorporaría el gas a su costo en dólares pactado convertido a pesos según el promedio de cotizaciones del 1 al 15 del mes previo al ajuste estacional pero admitiendo aumentos en el tipo de cambio en tanto no generen un incremento de un “X” % de las erogaciones previstas en gas natural para el período estacional. Así, en tanto no se supere el umbral fijado por ENARGAS las diferencias entre el tipo de cambio real y el utilizado se trasladarían a tarifas mediante el mecanismo de diferencias diarias

- acumuladas. Superado ese umbral la oferta absorbería el resto de la variación del tipo de cambio.
- iii) Básicamente el mismo criterio anterior pero en lugar de fijar un “X” % sobre el nivel de erogaciones previstas, directamente establecer un “X” % sobre el tipo de cambio, independientemente del impacto que ello tenga sobre los gastos previstos en compras de gas natural. Esta alternativa, respecto a la anterior, tiene la ventaja que el impacto en los gastos previstos puede ser distinta en cada distribuidora con lo cual el límite actuaría en momentos distintos. En cambio bajo esta última alternativa el tipo de cambio variaría en la misma proporción para todos los agentes involucrados.

Otro aspecto relacionado con las diferencias diarias es que una vez determinada las diferencias las mismas se actualizan por una tasa determinada en pesos que no refleja necesariamente la evolución del tipo de cambio. Motivo por el cual luego de generadas las diferencias podría incluso ocurrir que se terminen pagando mas dólares que los originales si la tasa utilizada supera la evolución del tipo de cambio.

Si los contratos se pactan en dólares aún asumiendo estabilidad en el tipo de cambio lo que se termina devolviendo por las diferencias diarias acumuladas varía en dólares.

El mecanismo íntegro de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDAs) debería repensarse de modo tal de compatibilizar los dos objetivos regulatorios ya expuestos por las autoridades: i) que los precios del gas en boca de pozo nominalmente se fijen en dólares y ii) que los usuarios finales estén protegidos de variaciones bruscas “intraestacionales” en el tipo de cambio. Los criterios antes expuestos podrían también utilizarse para buscar equilibrar los riesgos cambiarios no sólo en el mecanismo de “pass through” sino también en las DDAs.

### *Sobre los plazos de pago del gas recibido.*

El modelo contractual establece que el gas se paga a los 30 días del mes en el cual se recibió el gas. Asumiendo un despacho relativamente constante el gas se estaría pagando en promedio en no menos de 45 días (la factura no se mandaría el día 1 del mes siguiente sino cuando estuviera cerrado el balance de las transportistas con lo cual si se pagara a los 30 días de recibida la factura el plazo sería mayor). Por su parte las distribuidoras toman lecturas cada 60 días o 30 días según el tipo de usuario. Suponiendo que las facturas se deban abonar 30 días después de la toma de lectura, en promedio las distribuidoras estarían cobrando el gas entregado entre 60 y 45 días luego de recibido.

Tradicionalmente el plazo de pago del gas era el propuesto en los modelos de contratos girados en consulta. Aparentemente en los últimos tiempos el plazo en cuestión se alargó.

La primer pregunta que cabría es ¿Qué tomó el ENARGAS como capital de trabajo al momento de la RTI? El ENARGAS tuvo que calcular el capital de

trabajo de las distribuidoras para calcular la Base Tarifaria. El capital de trabajo es parte de la inversión necesaria para prestar el servicio. ¿Qué plazo de pago del gas se tomó en ese momento? ¿Qué valor del gas natural se tomó en ese momento?. Con estos datos podría determinarse que prevén sobre el particular las tarifas que surgieron de la RTI. A partir de ahí podría saldarse esta cuestión, que si bien no forma parte de la consulta, se hizo pública a raíz de la misma.

Lógicamente cuanto mayor sea el plazo de pago de los contratos mayor es el costo financiero y riesgo cambiario que enfrentan los oferentes, en sentido opuesto cuanto menor sea el plazo mayor es el capital de trabajo de las distribuidoras.

Una opción sería que hasta el plazo previsto en la consulta o el utilizado para el cálculo del capital de trabajo en la RTI la distribuidora pueda pagar sin costos financieros extras y que fuera de dicho plazo se apliquen cargos financieros. Dichos cargos financieros podrían formar parte del contrato modelo.

### *Sobre el mecanismo de “cita a ciegas” y las garantías de cumplimiento de las obligaciones asumidas.*

Según surge de la consulta pública, el mecanismo de asignación de contratos tendría el formato de “cita a ciegas”. El volumen requerido por las distribuidoras se agregaría. Los compradores no sabrían la identidad de los vendedores y viceversa.

Estos mecanismos son muy eficientes pero la clave está en garantizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por las partes. ¿A una distribuidora le da lo mismo cualquier oferente? ¿A un oferente le da lo mismo cualquier distribuidora? ¿Quién o bajo qué mecanismo se aseguran las partes que la contraparte cumpla con las obligaciones contraídas?

Aquí no aparecería un tercero garantizando y tampoco existiría un mecanismo de garantías. Si algún agente tuviera la posibilidad de “rechazar” a su contraparte, ello podría dar lugar a conductas estratégicas de las partes. Eso lógicamente no es lo deseable. Con lo cual algún mecanismo de garantías debería existir dada la multiplicidad de agentes que potencialmente intervienen en el mecanismo para minimizar los riesgos que asumen las partes. A mayores riesgos mayores precios y justamente este mecanismo busca generar contratos al menor precio posible.

Por el lado de la demanda podría pensarse en un fondo o mecanismo de garantía que cubra el riesgo de pago y por el lado de la oferta podría pensarse en mecanismos de oferta de última instancia para asegurarse que el comprador reciba el gas comprometido por un vendedor. Como cualquier mecanismo de garantía tiene un costo pero las garantías justamente bajan el costo de la operatoria. Caso contrario no se aplicarían.

*Sobre la convivencia de contratos “por fuera del MEGSA” con los contratos MEGSA y la relación de los contratos de las Distribuidoras con otros contratos para otro tipo de agentes.*

Se entiende de la consulta pública que el mecanismo de contratación en el MEGSA no sería exclusivo, es decir que las distribuidoras podrán firmar contratos fuera de ese mecanismo.

Por su parte estos contratos convivirán en el despacho con el gas destinado a usinas y usuarios directos (industrias y GNC).

Sería interesante generar en el MEGSA espacios para que los mercados distintos de las distribuidoras también puedan tener mecanismos de contratación del estilo propuesto. Ya algo se llevó adelante con gas interrumpible para el sector eléctrico. Sería importante capitalizar las experiencias para profundizarlas, extenderlas y mejorarlas.

En el caso de las distribuidoras pareciera que solo se reconocerán en tarifas los niveles de precios que resulten del “mecanismo MEGSA”. Parece razonable que los “precios MEGSA” sean los que orienten al mercado. En ese sentido las normativas vigentes que establecen que las distribuidoras cuando compran “por debajo de determinado precio de mercado” pueden apropiarse de parte de los “ahorros”, quizás deban revisarse.

Esas normas se emitieron cuando el MEGSA no existía y el lógicamente el mecanismo objeto de la consulta tampoco. Al momento de dictarse esta normativa (citada por ENARGAS en el llamado a consulta respectivo) se buscaba que las distribuidoras, persiguiendo el lógico interés de aumentar ganancias, obtuvieran mejores precios en un mercado oligopolizado, libre, pero poco competitivo.

La lógica general de la regulación es que las distribuidoras fueran neutras respecto a las compras de gas natural. Se habilitó la posibilidad de ganar con la compra de gas pues de esa manera se buscaba dar incentivos para bajar el promedio de precios de cada cuenca. Ahora con el mecanismo MEGSA de contratación ese incentivo no tiene tanto sentido.

Si lo que se busca es potenciar el mecanismo MEGSA, lo que debería hacerse es incentivar a los agentes a que concurran a estas compulsas. Maximizando el volumen de transacciones se lograrán precios mas eficientes. Bajo el nuevo escenario la mejor manera de obtener precios eficientes es potenciando el nuevo mecanismo propuesto.

Con lo cual debería revisarse toda legislación que incentive transacciones fuera del mecanismo MEGSA. No deberían prohibirse transacciones fuera del mecanismo MEGSA pero todos los incentivos deberían darse para maximizar el volumen demandado y ofrecido en estas subastas/compulsas.



Una cuestión que surgirá en función de como terminen de delinearse las distintas normas/mecanismos en consulta es el mayor o menor incentivo que tendrán los agentes para participar de estos mercados.

Por ejemplo, ¿Qué ocurre si un agente no ofrece gas en las compulsas MEGSA, prefiere vender a otras agentes demandantes del mercado interno y hay demanda insatisfecha entre las distribuidoras?. ¿Qué ocurre si un productor no participa del mecanismo propuesto pero solicita exportar?.

¿Qué ocurre con los productores que tienen concesiones de producción de hidrocarburos no convencionales con subsidios respecto a los que no las tienen? ¿Cómo opera el subsidio en esos casos? Ya se vió en las licitaciones de CAMMESA para gas interrumpible que productores que tienen garantizado el subsidio realizan ofertas agresivas que luego impactan en las finanzas públicas. ¿Cómo se nivela la cancha entre productores con o sin subsidio?

Con la esperanza que estos comentarios sirvan para enriquecer el mecanismo de consulta ideado tanto por la Secretario de Gobierno de Energía y por el ENARGAS aprovecho la ocasión para saludar a las autoridades pertinentes con mi mas distinguida consideración.

Lic Cristian Alberto Folgar