



Hoja de Ruta para la Hipoteca del Gas Natural.

Septiembre 2016

Informe Elaborado por:
ALEJANDRO EINSTOSS TINTO

ÍNDICE TEMÁTICO

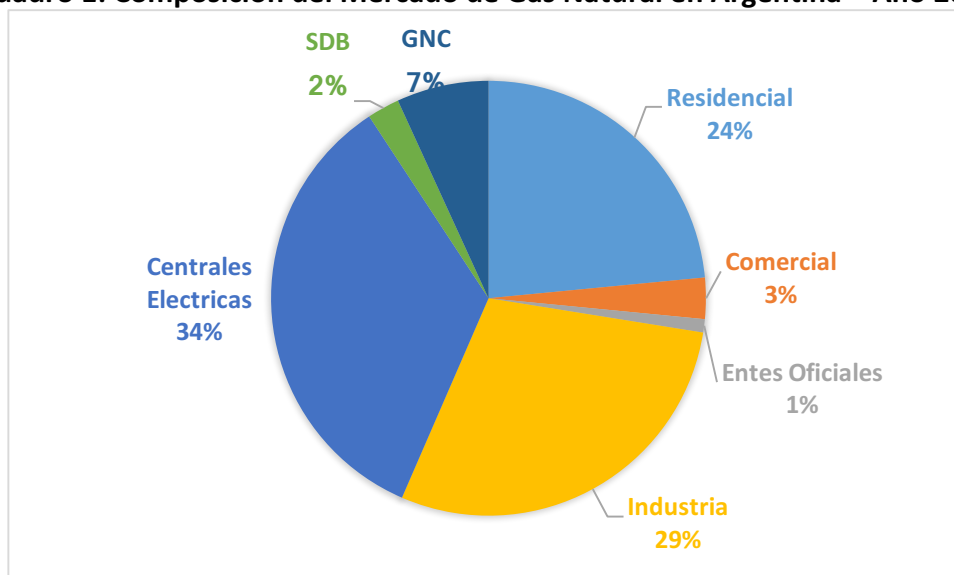
1. La industria del Gas en Argentina.
2. Breve descripción del marco regulatorio y de funcionamiento del Sector.
3. Precios y Tarifas.
 - 3.1. Tarifas.
 - 3.2. El mercado del Precio del gas en boca de pozo.
4. La Hipoteca (desde 2003 al presente).
 - 4.1. Distorsión de precios y tarifas.
 - 4.1.1. Tarifas de Transporte y Distribución.
 - 4.1.2. Precio del Gas en boca de pozo.
 - 4.1.2.1. Los precios de la oferta.
 - 4.1.2.2. Los precios de la demanda.
5. Falla de diseño y de implementación de la política.
6. Hoja de Ruta.

1. La industria del Gas en Argentina.

En los últimos 40 años el gas natural y el petróleo representaron casi el 90% de la oferta interna de energía primaria del país, aunque sus proporciones han variado sustancialmente. Mientras que 1970 el petróleo representaba más del 70% de la matriz energética y el gas natural (GN) el 18%, para 2014 el gas natural representa el 53%, y el petróleo el 32%.

Esta transformación respondió a la implementación de una exitosa política pública orientada a reemplazar petróleo por GN, sobre todo luego del descubrimiento del megayacimiento gasífero de Loma de la Lata, que transformó al GN en un recurso relativamente abundante y a costo competitivo. En consecuencia, Argentina se transformó en un país líder a nivel mundial en consumo (por lejos el mayor de América Latina con más de 8 millones de usuarios residenciales y 1,7 millones de automóviles funcionando con gas natural comprimido –GNC-) y en desarrollo de infraestructura en GN, que hoy representa más del 50% del consumo total de energía.

Cuadro 1: Composición del Mercado de Gas Natural en Argentina – Año 2015



Fuente: Elaboración propia – en base datos Enargas

La industria del gas en Argentina distingue tres etapas en su desarrollo:

- la etapa previa a la privatización de YPF y Gas del Estado, hasta ese entonces sociedades del estado (SE),
- el período 1992-2001, durante el cual se cumplen los marcos regulatorios previstos en la ley 24.076 y
- post crisis 2002 al presente, que deja de lado la aplicación del marco regulatorio (que nunca fue derogado y por lo tanto se encuentra vigente) cuando se intervino discrecionalmente y modificaron los mecanismos previstos para la actualización de precios y tarifas en el sector, se implementaron mecanismos de financiamiento de obras y se segmentó el mercado de manera no prevista en el marco regulatorio original. Todo ello puso al sector en una crisis (que puede considerarse estructural), en particular desde 2004 a la fecha.



2. Breve descripción del marco regulatorio y de funcionamiento del Sector.

El funcionamiento del sector gasífero argentino, durante la década del 80, se organizó sobre dos empresas: YPF en producción y Gas del Estado en transporte y distribución. El proceso de desregulación de la década del noventa se inició con la transferencia de áreas del segmento de producción y se completó con la privatización de Gas del Estado y las reformas en transporte y distribución.

Las Leyes 17.319 y 24.076¹ definieron el marco regulatorio para el mercado de gas, que se desintegró verticalmente la actividad², dividiendo la industria en tres segmentos: producción, transporte y distribución.

Considerando que la transferencia de áreas de producción de propiedad de YPF a privados generaría un conjunto atomizado de productores “upstream”, el diseño del marco regulatorio del sector asumió un segmento de producción de libre competencia. De esta forma los precios de gas en boca de pozo fueron totalmente desregulados tanto para el mercado interno como para exportación a partir de comienzos de 1994 (el decreto PEN 2731/94).

En el marco de dicho mercado de competencia el ENARGAS publicó hasta 2002 precios de referencia del recurso³, que serían transportados en la red de gasoductos existentes.

Las actividades de transporte y distribución de gas, por tratarse de “monopolios naturales”, son definidas como servicios públicos, y su actividad está regulada por el Ente Nacional Regulador del Gas – ENARGAS – cuyas funciones no solo se limitan a la fijación de tarifas de transporte y distribución, sino de supervisión y control del cumplimiento de las normas legales, ambientales y técnicas en el marco de las prestaciones de los servicios públicos.

Al mismo tiempo la ley prevé la desintegración horizontal del sistema, que implicó dividir el territorio nacional en 8 distribuidoras y 2 transportistas. Se crearon dos empresas transportistas de gas natural: Transportadora de Gas del Norte que opera los gasoductos norte

¹ La mencionada ley 24076 de privatización de Gas del Estado, que a su vez conformo el marco regulatorio de transporte y distribución de gas natural fue aprobada en general en la Cámara de Diputados con la presencia de un legislador falso (conocido como “el diputrucho”) que permitió alcanzar el quorum. Este hecho constituye una clara muestra la pobre calidad institucional que enmarcó la instrumentación de las reformas de la industria de hidrocarburos en Argentina

² La ley prohíbe la integración vertical del sector mediante participaciones del capital controlante en más de un segmento de la cadena de gas. Sin embargo en noviembre de 2012 YPF compró a British Gas, el paquete accionario mayoritario de la empresa controlante de Metrogas (Gas Argentino S.A – GASA). Dicha compra le dió a YPF una posición de control sobre Metrogas, algo que en principio está en contra de la ley 24.076, que regula el sector gasífero. Su texto, sostiene en el artículo 34 que *“ningún productor o grupo de productores podrá tener una participación controlante, de acuerdo a lo definido en el Artículo 33 de la Ley N° 19.550, en una sociedad habilitada como distribuidora.”* -YPF es una de las principales empresas de extracción de gas del país- y tiene una participación “controlante” en la principal empresa distribuidora del país.

³ Los precios de referencia se actualizaban dos veces al año mediante una fórmula de ajuste que resultaba de un promedio entre el precio del petróleo WTI y el precio del Gas Oíl en el mercado local.



y centro oeste y Transportadora de Gas del Sur a cargo de la operación de los gasoductos San Martín y Neuba I y II.

El objetivo de dicha desintegración horizontal, es promover la denominada competencia por comparación, que permite al regulador comparar los desempeños y la eficiencia en la prestación del servicio de las empresas concesionadas. Sin embargo, hasta el momento nunca el regulador utilizó esta herramienta.

3. Precios y Tarifas

De acuerdo a la ley, la formación del precio final que pagan los consumidores es la suma del precio del gas al ingreso al sistema de transporte (PIST) + la tarifa de transporte (T) + la tarifa de distribución (D). Luego se suman los impuestos (nacionales y provinciales).

$$P = G + T + D$$

3.1. Tarifas

La fijación de tarifas de los segmentos regulados (transporte y distribución) es realizada por ENARGAS. Para ello el sistema regulatorio argentino utiliza el sistema de precios máximos o Price Cap. Dicho sistema fija una tarifa máxima por un periodo de 5 años, y la tarifa retribuye costos de prestación “eficientes” más una rentabilidad “justa y razonable”, ésta última asimilable a la obtenida en una actividad de riesgo similar.

La ley prevé mecanismos de actualización tarifaria, por razones impositivas o variación en el precio del gas, variaciones de tipo de cambio (pass through), o por cambios abruptos o de “fuerza mayor”. En este último caso se prevé la participación de los consumidores a través de la realización de audiencias públicas que expliquen los motivos y la cuantía del ajuste tarifario extraordinario.

Asimismo, cada 5 años se prevé la realización de una revisión tarifaria integral (RTI), mediante la cual se reestiman los costos del concesionario (Base Tarifaria). En el marco de dicha revisión se pueden realizar descuentos por mejora en la eficiencia en la prestación del servicio concesionado, que es compartida con los consumidores y también incrementos tarifarios por la inclusión de inversiones.

3.2. El mercado del Precio del gas en boca de pozo.

De acuerdo a lo establecido por la ley 24.076, por ser una actividad desregulada el precio del gas se determina por la interacción de oferta y demanda en el mercado mayorista del gas o PIST. El mismo está integrado por los productores e importadores (por el lado de la oferta) y por las empresas distribuidoras, grandes consumidores de compra directa (usinas, por ejemplo) y comercializadoras por el lado de la demanda.

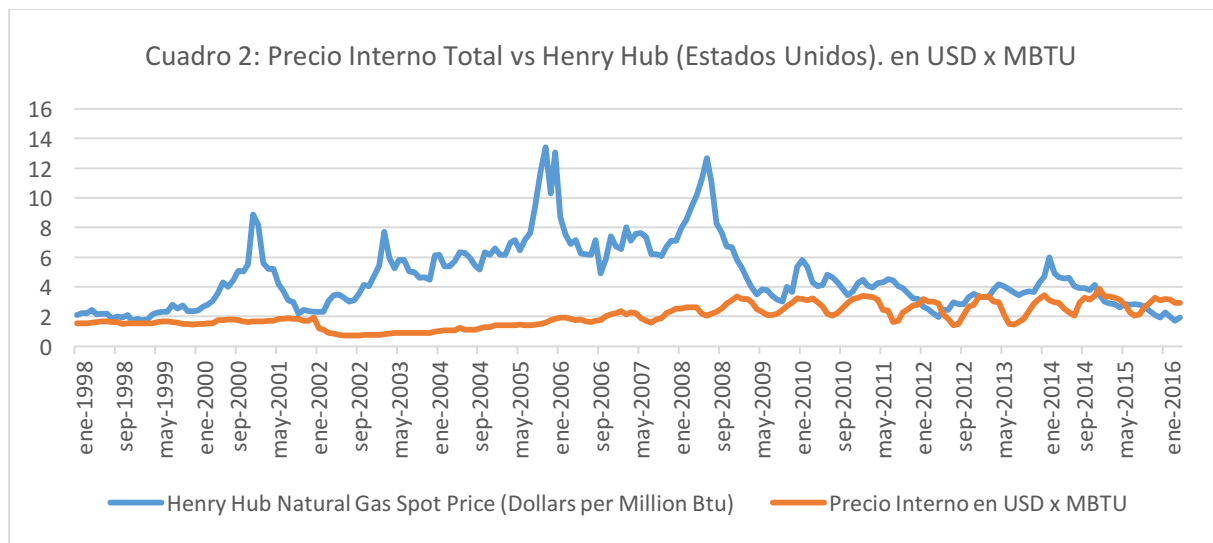


Las 8 distribuidoras actúan en representación de los usuarios residenciales y pequeños consumidores comerciales que tienen una demanda fuertemente inelástica. Por el contrario, las comercializadoras y los grandes consumidores presentan una demanda más elástica porque pueden sustituir gas natural por alguna otra fuente de energía equivalente⁴

Ahora bien, el precio del gas puesto en el “Gate Buenos Aires” (mayor centro de consumo) es el precio del gas en boca de pozo más el costo del transporte desde el punto de producción hasta el punto de consumo. Este mecanismo “NET BACK” determina el precio para cada una de las cuencas, de manera tal que las más lejanas (Tierra del Fuego) reciben un precio menor a las cuencas más cercanas al Gate.

Si el precio así determinado es mayor al costo de producción del gas, habrá interesados en aumentar la producción y la inversión en el sector. Del mismo modo, el valor del gas nunca debe ser superior a su sustituto directo (fuel oil / gas oil). En Argentina, históricamente el precio del gas en boca de pozo fue siempre bajo en comparación con otros países.

A continuación, se presenta la comparación del precio del gas en Argentina con el Henry Hub del mercado de Estados Unidos.



Elaboración propia - Fuente MINEM – IEA.

El marco regulatorio prevé la figura del *by pass*, lo que permite a los grandes usuarios pactar libremente contratos con productores conectándose directamente al gasoducto troncal (*by pass físico*) o contratando el transporte y distribución (*by pass comercial*), por el cual el consumidor pacta con el productor, pero usa la red de distribución previo pago de un “peaje”.

⁴ La categoría de “comercializador” está definida por el art 14 de la ley 24076: “se considera comercializador a quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros”. Dichos comercializadores juegan un papel central en el espíritu de competencia en el upstream y por ende pueden generar menores precios en el downstream. Son aquellos que permiten conectar a los grandes consumidores con la producción



Existen contratos de largo plazo⁵ para asegurar la oferta de energía donde Argentina también tiene experiencia. En la década del 70' Gas del Estado S.E. y YPF suscribieron un acuerdo para la construcción del gasoducto entre Argentina y Bolivia. Dicho acuerdo implicaba la compra por parte de Gas del Estado a YPF un volumen de gas que valorizado representaba el 5% del PBI de Bolivia.

Por este contrato Argentina se aseguraba un flujo de gas natural a bajo precio que permitía diversificar la oferta y mantener el nivel de reservas.⁶

Esta política se modificó sustancialmente durante la década del noventa. A partir de las privatizaciones de Gas del Estado e YPF, Argentina se integra al mercado regional de energía a través de gasoductos con Chile, Brasil y Uruguay, pero como exportador neto. Bolivia por su parte, reorientó su producción hacia el mercado brasilero a partir de la construcción del gasoducto entre Brasil y Bolivia.

4. La Hipoteca (desde 2003 al presente)

La Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, sancionada en enero de 2002, congeló precios y tarifas las cuales han permanecido prácticamente sin modificaciones hasta el presente.

Con precios y tarifas congeladas, y en un contexto inflacionario creciente que implicó costos de prestación en permanente aumento, las empresas reguladas del sector (distribuidoras y transportistas) enfrentaron un proceso de descapitalización, presentando pérdidas año tras año. A su vez la inversión de los productores locales de gas en explotación, y en particular en exploración, fue cada vez menor.

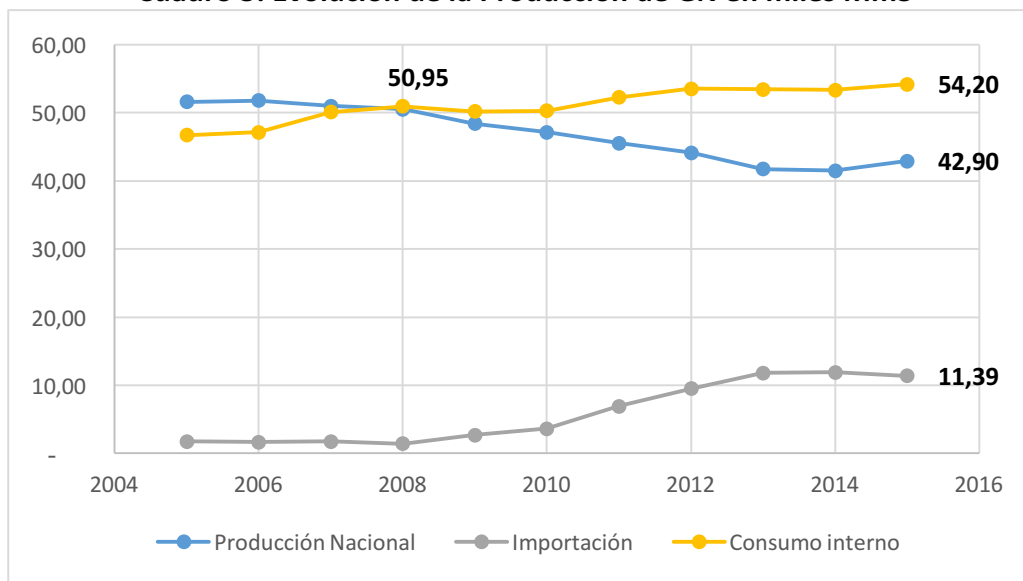
A partir del año 2004 la producción nacional de GN fue declinante por primera vez en la historia del país, y a partir del año 2008, perdimos el autoabastecimiento luego de más de 20 años de haber sido superavitarios.

Entre 2005 y 2015, mientras la producción de gas natural caía un 20%, el consumo interno crecía en la misma proporción. La diferencia entre producción insuficiente y demanda creciente se cubrió mediante importaciones desde Bolivia y gas natural licuado (GNL importado en barcos) que crecieron un 556% en el mismo periodo y hoy representan más del 20% del consumo total de GN.

⁵ Desde un punto de vista teórico el contrato de largo plazo, perpetuando una relación comercial, conduce a ambas partes a invertir en activos específicos en forma eficiente, y acrecentar de este modo el valor de la producción total. Se trata de una forma atenuada de integración vertical que permite mutualizar los riesgos e incentivar inversiones que no se hubieran realizado de otra forma. En presencia de incertidumbre, el oportunismo de los agentes hace más difíciles que se concreten las inversiones de alto riesgo. Garantizando una duración satisfactoria para la relación los incentivos para invertir son mayores". (Jacques Percebois)

⁶ Los contratos take or pay (los más comunes en la comercialización del gas natural), con cláusulas de ajuste por el valor del gas, que permiten una distribución razonable del riesgo entre comprador y vendedor, mediante mecanismos de actualización atados a combustibles sustituto (generalmente fuel oil / gas oil, o carbón).

Cuadro 3: Evolución de la Producción de GN en miles Mm3

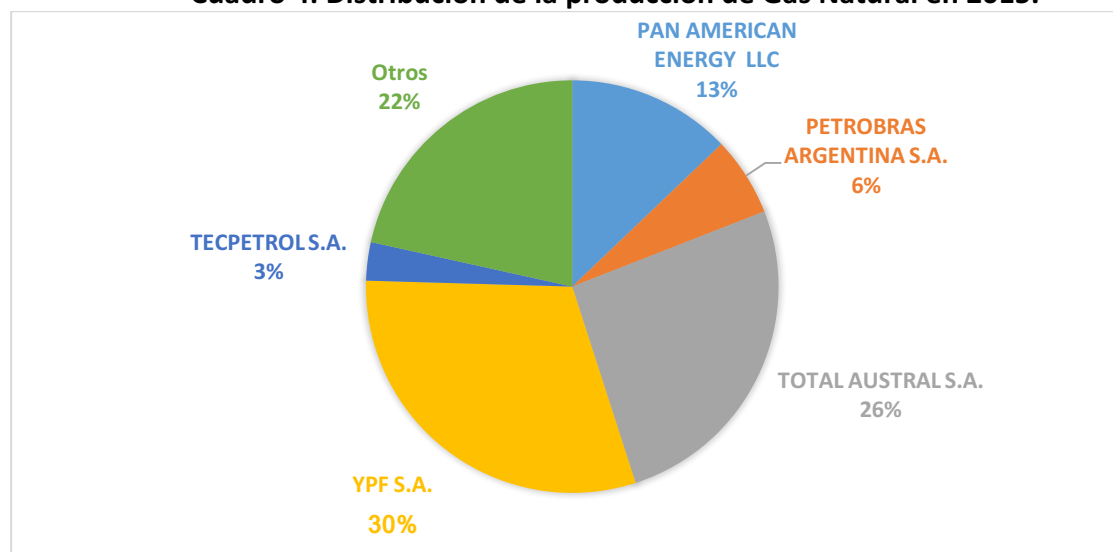


Elaboración propia – Fuente MINEM.

Entre 2014 y 2015 la producción creció un 3%, y el primer semestre de 2016 la producción creció 5% con respecto al año anterior. Este cambio de tendencia coincide con la implementación del programa gas plus I y II⁷ que remunera el m3 de gas “nuevo” a USD 7,5 el MMBTU, mientras que al gas “viejo” se le pagaba USD 2.3 MMBTU.

Al igual que la producción de petróleo, el GN es producido por un reducido grupo de empresas. Casi el 80% de los m3 producidos durante 2015 se concentra en 5 empresas, entre las que se destacan YPF y Total, con el 30% y 26% de participación respectivamente.

Cuadro 4: Distribución de la producción de Gas Natural en 2015.



Elaboración propia – Fuente MINEM.

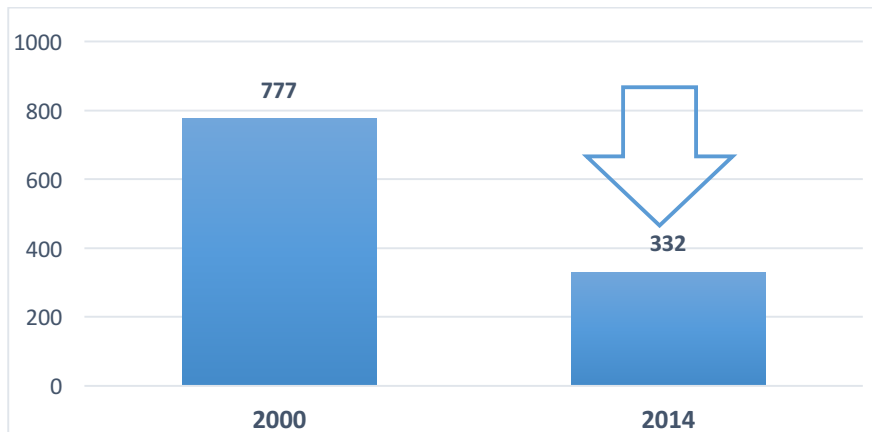
⁷ Programa cuyo vencimiento opera en diciembre de 2017.



Por otra parte, la caída en el esfuerzo de inversión en exploración se vio reflejada en una significativa caída en el stock reservas comprobadas⁸ de Gas Natural.

Entre los años 2000 a 2014 (último dato disponible) el stock de reservas se redujo un 60%. Por lo tanto, y en función del nivel de producción del periodo y la caída de reservas mencionada el INDICE DE REPOSICION DE RESERVAS COMPROBADAS fue de 25%, es decir que por cada m3 extraído sólo se repuso mediante nuevos descubrimientos la cuarta parte, el 75% restante representó una reducción neta del stock.

Cuadro 5: Evolución de las reservas de Gas Natural en Billones de m3.



Elaboración propia. Fuente MINEM.

4.1. Distorsión de precios y tarifas.

Desde 2002 en adelante existe una fuerte distorsión de precios del gas en boca de pozo y tarifas de transporte y distribución en el sector, que motivó la caída de la producción y en la inversión que a su vez se reflejó en la caída del stock de reservas. Esto provocó que el aumento en el consumo se debió cubrir con importaciones que se pagaron a precios sustancialmente mayores a los que se reconocen a los productores locales y generó un significativo desacople con el precio del gas que los usuarios pagan vía tarifas.

Esta situación generó incentivos incorrectos a la producción nacional de GN, y se tradujo en importaciones crecientes, las que no solo pesan en la balanza comercial sino también en el

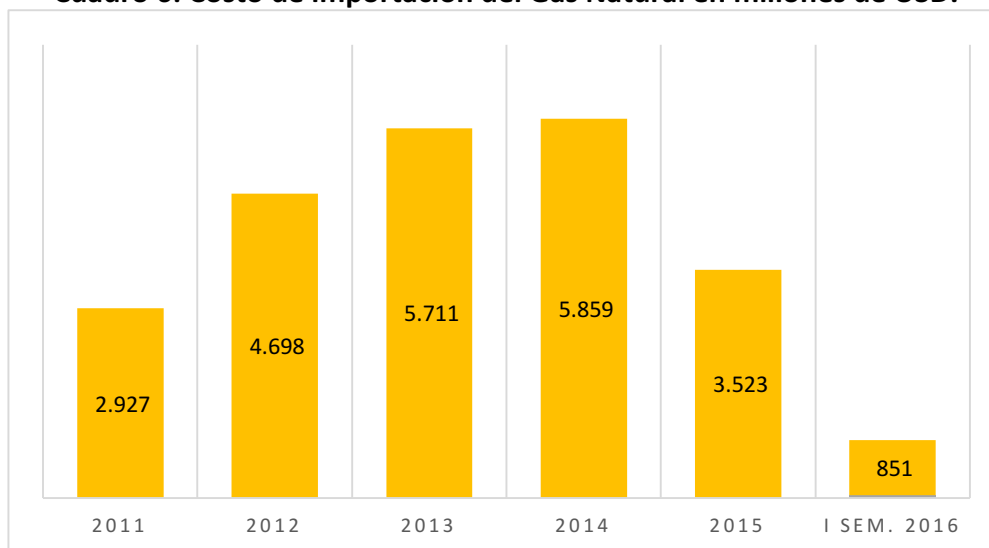
⁸ Reservas / Recursos – Clasificación según Res S.E. 324/2006

- **Reservas comprobadas o probadas** son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.
- **Reservas probables:** son aquellas no comprobadas, que sobre la base de datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las reservas comprobadas y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.
- **Reservas posibles** son aquellas reservas no comprobadas, que del análisis de datos geológicos y de ingeniería sugirieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.
- **Recursos** son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos líquidos o gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación.



presupuesto público por los subsidios al GN. Además, empujaron otras importaciones energéticas como fuel oil, que en ocasiones, reemplaza al GN en la generación de electricidad.

Cuadro 6: Costo de importación del Gas Natural en millones de USD.



Elaboración propia – Fuente MINEM.

4.1.1. Tarifas de Transporte y Distribución.

A continuación, y como ejemplo de la situación general del sector, se presenta un breve resumen de la situación económica de dos de las principales empresas (Metrogas la principal distribuidora y Transportadora de Gas del Norte TGN).

Considerando únicamente el último ejercicio 2015 ambas empresas presentan pérdidas de más de \$500 millones cada una, con el consecuente deterioro patrimonial, que hace que Metrogas presente un patrimonio neto negativo de más de \$760 millones, que la obligaría a reducir de forma obligatoria el capital de la compañía.

La permanente y sistemática descapitalización de las empresas pone en riesgo la normal prestación del servicio público.

Cuadro 7: Situación económico y patrimonial TGN y Metrogas

	TGN		Metrogas	
	2014	2015	2014	2015
Resultado del Ejercicio	-254,6	-517,6	-631,2	-560,7
Patrimonio Neto	830	312	-207	-767,8

Fuente: CNV de la Argentina. – en millones de \$ corrientes.



4.1.2. Precio del Gas en boca de pozo.

De acuerdo a lo dispuesto por las leyes 17.379 y 24.076 la producción y comercialización de gas es una actividad desregulada y por ende no se trata de un servicio público.

A partir del decreto PEN 181/2004, el Estado Nacional intervino el mercado en el momento que facultó a la entonces Secretaria de Energía a *“realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el Punto de ingreso al Sistema de Transporte (PIST)”*

Por otra parte la Res. Nº 28/2016 del MINEM de fecha 31 de marzo de 2016, justifica el aumento del precio del gas en boca de pozo en la necesidad de *“promover inversiones en exploración y explotación de gas natural a fin de garantizar su abastecimiento y de emitir señales económicas claras y razonables, resulta necesario implementar un nuevo esquema de precio de gas natural en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, que tenga por objeto tanto la incorporación de reservas, como el aumento en la producción doméstica de gas natural...”*.

Su aplicación, posteriormente observada por la CSJ, implicaba aumentar la retribución promedio del precio de gas nacional de USD/MBTU de 4.30 a 4,60.

La Corte Suprema de Justicia (CSJN) en su reciente fallo relacionado a los aumentos tarifas, considero: *“... parece razonable entender que, hasta el momento en que efectivamente el precio del gas en el PIST se determine sobre la base de la libre interacción de la oferta y la demanda, su análisis se efectúe conjuntamente con la revisión de tarifas, para lo cual es necesario la celebración de audiencias públicas.”*

En este punto el Estado Nacional enfrenta el problema de la determinación de regular un “precio justo” al gas natural PIST, lo cual se relaciona de manera directa con el análisis de los costos de producción del GN y de una rentabilidad esperada razonable.

Resulta necesario recordar que la producción de petróleo y gas son actividades indivisibles y que la producción de hidrocarburos ya cuenta con incentivos que impactan en sus márgenes de rentabilidad. El reconocimiento del precio al barril “criollo” a un precio 40% superior al internacional y la aplicación del programa Gas Plus ya mencionado por el que se paga USD7,5 el MBTU de gas incremental son muestras de ello.

Esta situación, a diferencia de lo expuesto para las empresas de transporte y distribución de gas natural, impacta en los balances de las principales empresas productoras de hidrocarburos generando resultados económicos positivos.



Sin embargo, el esfuerzo por subsidiar los márgenes de rentabilidad tendientes a “promover inversiones en exploración y explotación de gas natural a fin de garantizar su abastecimiento y de emitir señales económicas claras y razonables, no han arrojado los resultados esperados⁹.

4.1.2.1. Los precios de la oferta

Para el análisis de los efectos de la distorsión de precios mencionada es necesario analizar por separado la composición y precios de la oferta y demanda de gas natural.

La oferta de gas se compone de:

- **Gas Importado** por el Estado a través de ENARSA provenientes:
 - o de **Bolivia** a un precio de USD/MBTU 3.6. La compra se instrumenta a través de un contrato de largo plazo entre ENARSA y YPF, por 20 años con posibilidad de ser extendido. El objetivo de este acuerdo es el abastecimiento de gas natural para el consumo interno argentino (Abastecimiento del mercado industrial, generación termoeléctrica, transporte comercial y residencial). Al momento de concretarse, Bolivia se comprometió a entregar 27,7 millones de m³ para el periodo 2010 – 2026. Este acuerdo tiene cláusulas de ajuste del valor del m³ relacionadas a la evolución del precio del fuel oil y el diésel oil.
 - o **Gas natural licuado (GNL)** por barco a un precio aproximado en el primer semestre de 2016 de USD/MBTU 6.65 (Terminales de Bahía Blanca y Escobar) y de Chile (se hicieron solo dos operaciones en el invierno de 2016) a un costo aproximado de 7.09 USD/MBTU¹⁰. Estas operaciones se realizan en el mercado Spot, es decir correspondiente a operaciones en el mercado abierto, lo cual explica (en parte) el diferencial de precios en relación al gas boliviano, que se compra mediante contratos de largo plazo, reduciendo riesgos y dando certidumbres al importador y al exportador.
- **Gas de Producción Nacional**, que como consecuencia de los emparches regulatorios tiene más de un precio. El gas “viejo” o de base se paga a los productores a razón de USD/MBTU 2.3 y a partir de la implementación de los planes GAS PLUS I y II el gas “nuevo” o excedente se paga a razón de USD/MBTU 7.50, lo que da un precio promedio ponderado de USD/MBTU 4.30. De esta forma, el precio promedio ponderado por volúmenes de la oferta de GN en 2015 fue de USD/MBTU 5.4.

⁹ Se verifica una importante caída en el esfuerzo de inversión. Si se analiza las inversiones en pozos de exploración y el número de equipos de perforación en operación se observa una caída del 40% interanual en ambos rubros. Datos a marzo 2016, comparado con el mismo periodo 2015.

¹⁰ Precio de importación a junio 2016. Los valores en USD/MBTU correspondientes a 2015 fueron los siguientes: Bolivia 6.20, GNL Barco (con regasificador): 12.20 – promedio Bahía Blanca y Zárate -



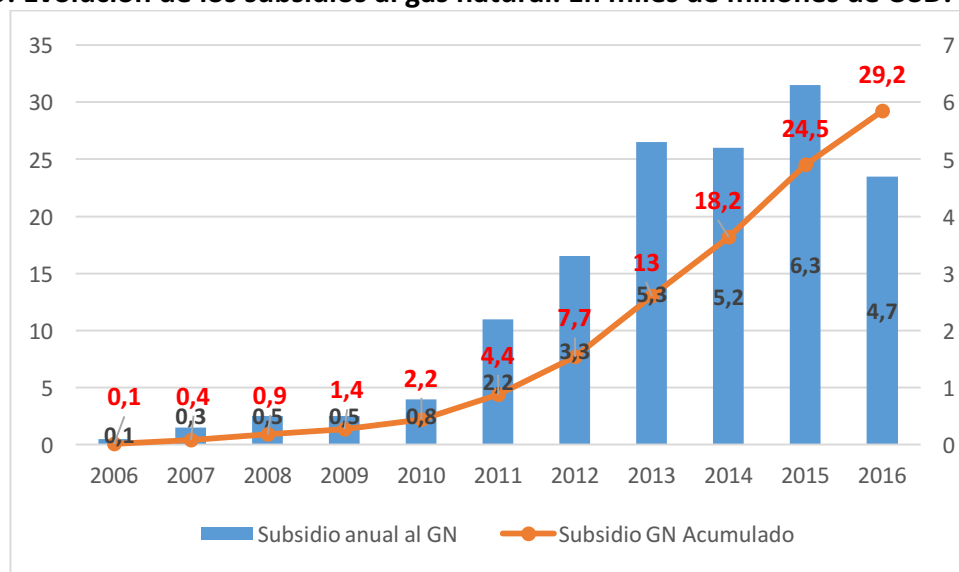
Cuadro 8: Oferta de Gas Natural en USD/MBTU – Fuente MINEM

	Precio 2015	%	Precio 2016	%
Gas Natural Licuado - Barco	12,2	12%	6,65	15%
Bolivia	6,2	13%	3,56	15%
Chile	0		7,09	2%
Producción Nacional	4,3	76%	4,62	68%
Precio Promedio de la oferta	5,4		4,8	

4.1.2.2. Los precios de la demanda.

Por el lado de la demanda, durante 2015, los usuarios residenciales, comerciales, industriales, usinas, GNC, pagaron en sus facturas un precio promedio equivalente a USD/MBTU 2.5, mientras que el precio promedio de la oferta fue de USD/MBTU 5.4. La diferencia se financió mediante subsidios del Estado Nacional, que solo para el año 2015 ascendieron a USD 6.300 millones.

Cuadro 9: Evolución de los subsidios al gas natural. En miles de millones de USD.



Durante 2016 y a partir de la caída del precio internacional del petróleo y gas, el precio promedio del gas importado se redujo a USD/MBTU 4,8, lo cual redujo el monto de subsidios previstos para 2016 en USD 1.600 millones. Para la década 2006-2015 el monto acumulado de subsidios al GN fue de USD29.100 millones – fuente MINEM -.

Cuadro 10: Análisis del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) en USD/MBTU.

Tipo de Usuario	Cuadro Tarifario al 1º de mayo 2015				Cuadro Tarifario al 1º de abril 2016			
	% de la demanda	Precio Demanda	Precio al productor promedio	Dif % oferta vs demanda	% de la demanda	Precio Demanda	Precio al productor promedio	Dif % oferta vs demanda
Industrias	28%	4	5,4	35%	27%	4	4,8	20%
Usinas	33%	2,6	5,4	108%	32%	5,2	4,8	-8%



GNC	6%	2,6	5,4	108%	6%	5,2	4,8	-8%
Residencial y comercial	33%	0,8	5,4	575%	34%	2,7	4,8	78%
Promedio		2,5	5,4	116%		4	4,8	20%

Elaboración propia – Fuente MINEM. – ENARGAS

El precio que pagaba la demanda en mayo de 2015, cubría el 46% del precio reconocido a la oferta de GN, mientras que luego del aumento propuesto y cuestionado judicialmente de abril pasado, ésta relación fue del 80%. Este objetivo se alcanzó incrementando 100% el valor del gas para GNC y Usinas y un 240% para usuarios residenciales y pequeños comercios.

5. Falla de diseño y de implementación de la política.

El malestar social que generó el aumento tarifario en usuarios residenciales puede encontrar multiplicidad de causas, pero una de ellas sin dudas fue la falta de gradualidad en el incremento del componente “precio de gas” incorporado a factura.

Para ello es necesario recordar que el cuadro vigente desde el 1 de mayo 2015 hasta el 1 de abril 2016 preveía incentivos al uso racional de la energía mediante descuentos para aquellos usuarios residenciales que realizaran ahorros en su consumo en relación al consumo en el mismo periodo del año anterior.

Este criterio se plasmó en el cuadro tarifario mediante distintos valores de tarifa para aquellos residenciales que realizaran ahorros mayores al 20%, ahorros entre 15 al 5% y menores al 5%.

A lo anterior es necesario agregar que la temperatura del invierno 2015 fue superior al promedio estacional lo que provocó dos hechos complementarios:

1. Permitió a la gran mayoría de los usuarios residenciales disminuir su consumo de gas respecto a 2014 y por lo tanto acceder a alguno de los escalones de descuento previstos en el cuadro tarifario.
2. Debido a que el invierno 2016 fue el más severo de los últimos 50 años, los usuarios residenciales que aumentaron consumos de gas, debieron afrontar un costo muy superior al del mismo periodo del año anterior producto del mayor precio de gas y de la pérdida de descuentos por ahorros.

Es así que un usuario que durante 2015 que realizó un “ahorro mayor al 20%”, pago por el m³ de gas consumido \$0.077, mientras que la tarifa plena en 2016 era de \$ 2.20 por m³, lo cual implica un aumento del 2700%. Si dicha comparación se realiza entre las tarifas plenas (sin ahorros) 2015 vs 2016 la variación es del 360%.

Lo anterior pone al cuadro tarifario del 1º de abril 2016, lejos de los criterios de gradualidad y proporcionalidad que solicita la CSJN en su reciente fallo.

Al mismo tiempo la fecha de aplicación del aumento coincidió con el pico de consumo estacional de GN para residenciales. Esto implicó que los usuarios que recibieron sus facturas



durante el mes de junio, recibieron no sólo el impacto del aumento del consumo estacional sino también del aumento del valor por m³ consumido.

El fallo de la CSJN, deja en claro que el precio del gas PIST en las actuales condiciones es un precio regulado por el Estado Nacional y como tal debe ser fijado mediante mecanismos transparentes que reconozcan costos de producción y rentabilicen la inversión realizada. Esto debería ser así hasta restablecer los mecanismos de mercado previstos en la ley 24.076. De allí que de acuerdo al fallo de la CSJN es decisivo identificar los costos de la industria tanto en gas como en petróleo.

Finalmente, para la implementación de los ajustes tarifarios transitorios no se cumplieron los mecanismos y procedimientos previstos en las leyes que reglamentan el sector, es decir realizar las audiencias públicas a las cuales el fallo de la CSJN les otorga suma relevancia.

6. Hoja de Ruta.

Para enfrentar el problema del atraso tarifario y la distorsión de precios del sector resulta aconsejable considerar el trabajo realizado por los ex secretarios de energía cuando plantean abordar el problema desde dos aspectos: por un lado, los precios de la energía y por el otro las tarifas¹¹ de transporte y distribución de gas y electricidad.

a. Repensar la composición de la oferta de gas para consumo interno y concretar las importaciones de gas mediante contratos de largo plazo.

Históricamente nuestro país diversificó su oferta de gas natural mediante un contrato de largo plazo con Bolivia, el cual durante la década del 80` aportó el 7% del total de gas consumido internamente. Hoy el contrato con YPFB cubre el 50% de las importaciones de GN, que en su conjunto representan poco más del 20% de la demanda de consumo interno.

En este sentido desde 2008, y en un contexto de dependencia de importaciones crecientes, se realizan importaciones de Gas Natural Licuado que realiza en el mercado SPOT, pagando precios superiores a los que pagaría si suscribiera contratos de largo plazo.

La experiencia de otros países puede ser interesante de revisar. La Unión Europea cuenta con un desarrollo de infraestructura de gas natural y marcos regulatorios (relacionados a la propiedad de los yacimientos) similares al argentino. El 90% del gas importado de Europa se realiza en el marco de contratos de largo plazo.¹²

Suscribir contratos de largo plazo no solo permitiría reducir la “factura de importación”, sino que permitiría generar condiciones para la concreción de inversiones que harían más eficiente

¹¹ Regulación de monopolios naturales, mediante la Ley del Gas 24.076 y la Ley de la Electricidad 24065 y el art. 42 de la Constitución Nacional.

¹² Salvo Inglaterra que tiene un mercado spot de magnitud. Fuente Energía, Economía y Política – Jacques Percebois – Editorial Fundación Torcuato Di Tella (2010).



el proceso de importación de GN (por ejemplo, la construcción de plantas regasificadoras¹³ o poner en producción yacimientos ya que los mismos pueden ser rentabilizados mediante un precio garantizado que así lo permita).

Es importante destacar que las Inversiones tanto en petróleo / gas como en electricidad no se definen por el precio SPOT, sino a través de contratos que disminuyen el riesgo y que garantizan el repago de las inversiones.

Al ser el precio del gas regulado por el Estado Nacional es necesario realizar un análisis para la determinación del “precio justo”, sin olvidar que la producción de petróleo y gas son actividades indivisibles y que a la fecha existen estímulos de precios a la producción de petróleo crudo (que no ha arrojado los resultados esperados) y a la producción de gas incremental mediante la aplicación del Programa GAS PLUS que reconoce el precio del m³ de producción incremental casi un 70% superior al precio promedio reconocido a la oferta.

b. Reconponer el funcionamiento del mercado de Gas, en particular para grandes usuarios, los que cuentan con capacidad para interactuar con una oferta de un reducido grupo de empresas.

La desregulación del mercado mayorista de GN en el corto plazo, permitirá definir un precio de referencia, que surgirá de la interacción de los productores de gas con los grandes consumidores (usinas, industrias, GNC), quienes tienen un mayor poder de negociación.

Dicho precio hará las veces de guía para la fijación (en el corto/mediano plazo) del precio a residenciales y pequeños consumidores comerciales.

c. Reconponer el funcionamiento del mercado de determinación del precio del petróleo crudo, dado que mantener artificialmente altos los precios del Fuel Oil y el Gas Oil impactan en forma directa en el precio del GN por ser sustitutos naturales y el precio de referencia para determinar el costo de oportunidad.

Alinear el precio del barril de petróleo “criollo” al precio internacional no sólo reducirá el valor del combustible utilizado para la generación de energía eléctrica, sino que al mismo tiempo tendrá efectos positivos para el total de la economía nacional:

- Redunda en una mayor competitividad de las economías regionales en general y en particular el de las provincias no petroleras.
- Beneficia a los consumidores particulares y al transporte en general por disminución en el costo de los fletes; a la industria por menores precios del gasoil y el fueloil y al agro que es el principal consumidor nacional de gasoil;
- Tiene efectos en el nivel general de precios compensando el impacto del incremento de tarifas.
- Reducirá los subsidios al transporte y al GN.

¹³ Proceso que hoy se realiza mediante el alquiler de barcos recalificadores en las terminales de Bahía Blanca y Zarate, a un alto costo diario de operación.



d. Atender la situación económico – financiera de las empresas de transporte y distribución de gas.

El porcentaje de la factura final de usuarios residenciales, que remunera el transporte y distribución de gas, es de aproximadamente del 30%, el cual influye de manera muy importante en la percepción de “calidad de servicio”. Reestablecer la normalidad regulatoria y los márgenes de rentabilidad en estos eslabones de la cadena energética permitirán en el corto/mediano plazo recomponer la calidad en la prestación del servicio, sin la necesidad de aplicar “tarifazos” de magnitud.

e. Retornar, cumpliendo la ley, a las buenas prácticas regulatorias. Para ello será necesario avanzar en varios frentes en forma simultánea y con resultados en el corto mediano plazo.

- **Normalizar los Entes Reguladores:** Actualmente intervenidos desde 2002. Es necesario volver a conformar sus directorios con profesionales del sector elegidos por concurso, con acuerdo del Poder Legislativo.
- **Realizar la Revisiones Tarifarias Integrales (RTI).**
- **Retomar y finalizar el proceso de Renegociación de Contratos de Concesión** – en algunos casos pendientes desde 2002 –