
***“CONTRACTUALIZACIÓN Y RECONOCIMIENTO REGULATORIO DE
LOS CAMBIOS ESTRUCTURALES EN EL SISTEMA DE GAS LUEGO
DE LA EMERGENCIA ECONÓMICA”***

TESIS

Tesista: Licenciado. FERNANDO PASSINI

Director de Tesis: Dr. Ing RAÚL D. BERTERO

Buenos Aires, 2017



**MAestría INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA
UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA**

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	4
OBJETO DE ESTUDIO A CUBRIR Y PROBLEMÁTICA ACTUAL	4
SÍNTESIS	5
1. OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS DE LA TESIS	10
Objetivos Generales	10
Objetivos Específicos.....	10
2. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN Y FUENTES DE INFORMACIÓN ..	10
3. CONTEXTO HISTÓRICO Y MARCO TEÓRICO DEL SISTEMA DE GAS EN ARGENTINA	14
Síntesis de la estructura del sistema de gas antes y después de la ley 24.076	14
Mecanismo de fijación del precio boca de pozo post emergencia.....	18
Normativas complementarias implementadas para administrar el déficit gasífero. Mayores beneficiados y perjudicados del sistema actual	22
Mecanismo de fijación de tarifas al Sector Residencial	28
Estructura de las cuencas gasíferas en Argentina	36
Sub-Optimización del transporte contratado por las Distribuidoras	37
4. DESAFÍOS FUTUROS.....	41
Nuevo diseño en la estructura tarifaria de transporte conforme la realidad del consumo	41
Creación cuenca Escobar y cuenca Bahía Blanca. Nuevos puntos de Inyección.....	41
Equilibrio de tarifas de transporte en City Gate.....	44
Asignación del gas natural licuado regasificado (GNLR) al Segmento Residencial, compensado con menor Tarifa de Transporte	45
Ventajas en los Segmentos no Residenciales.	50
Gestión de Desbalances de los Cargadores. Políticas de Cortes por parte de las Distribuidoras ...	51
5. SOLUCIONES NORMATIVAS A CONSIDERAR	52
6. CONCLUSIONES	54
ANEXO A -. Precios y Tarifas de Servicios Públicos (1992-2017).....	56

**"CONTRACTUALIZACIÓN Y RECONOCIMIENTO REGULADORIO DE LOS CAMBIOS ESTRUCTURALES EN EL SISTEMA DE GAS
LUEGO DE LA EMERGENCIA ECONÓMICA"**

ANEXO B –Categorías de Usuarios de Gas Natural Ban S.A.57

ANEXO C – Consumos y Usuarios Residenciales de Gas Natural.....58

ANEXO D - Sistema de despacho en la Industria.....59

INTRODUCCIÓN

OBJETO DE ESTUDIO A CUBRIR Y PROBLEMÁTICA ACTUAL

La investigación se propone describir, comprender y analizar el funcionamiento actual del Sistema de Gas en Argentina, tanto físico como económico.

La problemática que se va a analizar se centra en las inconsistencias generadas por reglas de juego poco claras y por soluciones transitorias en el Marco Regulatorio. Se intentará, mediante esta Tesis, visualizar y proponer mejoras a problemas puntuales. Se le dará un tratamiento particular al análisis estructural de las cuencas gasíferas en Argentina y como, bajo las condiciones actuales de despacho, se han generado inconsistencia en la Política Tarifaria de Transporte aplicadas actualmente a las Distribuidoras y por ende a la Demanda Prioritaria¹. Considerando que la misma está fuertemente concentrada en Buenos Aires, lejos de las cuencas gasíferas, surge la conveniencia de que el gas nacional y, eventualmente por razones geográficas también el gas de Bolivia, satisfagan la demanda fuera del periodo invernal, con gasoducto funcionando a su máxima capacidad durante todo el año.

Se propone, adicionalmente, que la demanda invernal sea cubierta mediante las terminales de regasificación de Escobar y Bahía Blanca cerca de dicha demanda. De esta forma se analizará la posibilidad de direccionar el Gas Natural Licuado Regasificado (en adelante, GNLR) a las Distribuidoras compensando el mayor costo de este combustible con un menor Costo de Transporte dada la posible optimización en su utilización.

¹ Conforme la Resolución 599/2007 es la demanda de gas natural destinada exclusivamente a aquellos grupos de consumidores abastecido por las Distribuidoras. Estos clientes son: I) los usuarios Residenciales, II) los usuarios categorizados por el artículo 11 del Decreto N° 181/2004, como correspondientes a los segmentos denominados P1 y P2, ambos integrados por los usuarios de la Categoría Tarifaria correspondiente al Servicio General "Pequeños" (SGP), acorde al Reglamento de distribución de gas por redes, y III) los usuarios definidos en la Resolución de la ex SE N°2020/2005 como el Grupo III, de entre aquellos usuarios que por su nivel de consumo se ubican en el segmento P3 de la Categoría Tarifaria Servicio General "P", según las mismas disposiciones del artículo 11 del Decreto N° 181/2004.

SÍNTESIS

El despacho de gas en Argentina tiene como principal función lograr una intermediación óptima entre los productores del sistema de gas y su demanda. Conforme lo establece el Reglamento Interno de los Centros de despacho; su administración tiene como objeto permitir el pleno funcionamiento de un ambiente de libre acceso, no discriminatorio y plenamente competitivo, con alternativas que garanticen la calidad y continuidad del servicio público de transporte y distribución de gas. Es su objetivo evitar las crisis concurrentes, que afecten a los sistemas de transporte y distribución en los días de máximo consumo, intentando preservar a los clientes con servicios no interrumpibles, con una metodología de gestión que se estime más eficiente.

La Ley N° 24.076, sancionada en mayo de 1992, estableció el marco regulatorio del Sistema de Gas en Argentina. Este esquema, desintegró a la industria verticalmente en tres etapas: producción, transporte y distribución, con estructuras bien diferenciadas, y se propuso mejorar la eficiencia productiva, mediante la introducción de competencia donde fuera posible.

La Ley de Emergencia Económica N° 25.561 sancionada el 6 de enero de 2002, entre otras medidas, pesificó contratos y congeló tarifas de servicios públicos creando las condiciones para generar un progresivo aumento de demanda consecuencia de la mala señal económica de precios. Este efecto se acrecentó por el crecimiento económico que tuvo lugar durante estos años post crisis.²

Paralelamente, se produjo una disminución progresiva de la oferta de gas natural derivada de la declinación natural en determinadas cuencas sedimentarias y de la falta de inversiones en exploración y producción consecuencia de la mala señal de precios.

Todos estos factores dieron como resultado una necesidad progresiva de cubrir este déficit gasífero mediante la importación de este combustible.

² Cabe señalar al respecto que la matriz energética Argentina tiene una clara dependencia gasífera.

De esta forma, en Octubre de 2006, ENERGÍA ARGENTINA S.A. (en adelante, ENARSA) firmó con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos un Contrato de Compra – Venta de Gas Natural para el abastecimiento de dicho combustible desde el país vecino.³ Con posterioridad, se comenzaron a adquirir buques de Gas Natural Licuado (GNL) para abastecer de ese combustible a las terminales de Bahía Blanca y Escobar para su posterior regasificación e inyección al sistema troncal argentino y, de esta forma, abastecer el Mercado Interno.

ENARSA fue la empresa encargada de realizar estas compras por instrucción del Estado Argentino (Resolución MPF/yS N° 459/07, Disposición SCyCG N° 30 y sus modificatorias) mediante el “PROGRAMA DE ENERGIA TOTAL” (en adelante, PET) con el objetivo de cubrir el desbalance generado por el déficit en el sistema. Asimismo, se centralizaron las decisiones de asignación y cortes de gas en organismos dependientes del Estado Nacional, como ser el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (en adelante, ENARGAS) y la ex SECRETARIA DE ENERGÍA DE LA NACION (en adelante, ex SE), con las consecuentes normativas que regulaban este accionar.

Esta coyuntura llevó al ENARGAS, mediante Resolución N° 1410/10, a establecer un régimen de prioridades para lograr las condiciones óptimas para el abastecimiento interno, con la finalidad de satisfacer la Demanda Prioritaria, conforme lo establecido por el Artículo 6° de la Ley N° 17.319 y el Artículo 3° de la Ley N° 24.076. El objeto de la Resolución fue complementar las pautas de despacho vigentes ante el escenario de demanda y capacidad de transporte superiores a la oferta de gas natural y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución priorizando el consumo de la Demanda Prioritaria: R, P servicio completo y SDB servicio completo.⁴

Tanto la Autoridad Regulatoria como la ex Secretaría de Energía, cada una en el marco de sus competencias, fueron ajustando dichos procedimientos,

³ Previamente a la firma del contrato entre ENARSA e YPF, se firmaron Convenios Temporarios entre la República Argentina y la República de Bolivia para cubrir el déficit de gas natural del Mercado Interno Argentino, abasteciendo de esta forma el combustible necesario.

⁴ Se adjunta al presente trabajo ANEXO B donde se detalla los distintos segmentos de la demanda de gas natural y principales características comerciales.

emitiendo diferentes notas remitidas a los sujetos de la industria involucrados. Las notas indicadas precedentemente se emitieron con el objetivo de mejorar la aplicación del “Mecanismo de Proveedor de Última Instancia” (PUI) y “Gas de Última Instancia” (GUI).

Se llamó “PUI” al gas que un proveedor le vendía a un usuario no prioritario que, como consecuencia de la alta Demanda Prioritaria, debía redireccionarse a este segmento.

Se llamó “GUI” al gas que iba destinado a un usuario no prioritario que no respetara una orden de restricción del ENARGAS y/o que consumiera por sobre los volúmenes contractuales, en otras palabras consumo de gas sin disponer del mismo y, por lo tanto, sin estar autorizado para hacerlo. ENARSA era el encargado de acudir operativamente a cubrir dicho consumo de gas natural “sin respaldo” mediante la inyección de gas importado.

Todo lo dicho precedentemente generó las condiciones para una descontractualización general del Sistema de Gas en Argentina con las consecuencias negativas para los actores involucrados, DISTRIBUIDORAS y PRODUCTORES, en general, y ENARSA, en particular, que fue la encargada de llevar a cabo, en el marco de las instrucciones del Estado Nacional, la asignación del “Gas de Última Instancia”.

Los cargadores alcanzados por esta reglamentación, no reconocieron, en general, los precios que los penalizaban en concepto de GUI, por lo que se negaron a pagar el gas consumido, generándose de esta forma un “PRECIO OCULTO” en el sistema igual a 0. Esto, a su vez, potenció la no contractualización del sistema, y por consiguiente creó un Círculo Vicioso incentivado, principalmente, por la no aplicación de cortes y/o sanciones por parte de las distribuidoras a los cargadores morosos dentro de su área de influencia.

Con el advenimiento del nuevo Gobierno, a fines del 2015, se estableció como objetivo prioritario llegar a una recomposición de los cuadros tarifarios en el mediano plazo, que reflejara el real costo económico del gas natural. En este marco, en el 2016 se comenzó con la actualización de los precios con la

emisión de las Resoluciones por el Ministerio de Energía y Minería (en adelante, MINEM) N° 28, 34, 99, 129 y 31. Las resoluciones N° 28 y 31 fueron impugnadas en la justicia, decisión que se circunscribió al colectivo de usuarios residenciales del servicio de gas natural. A estos efectos, el máximo tribunal entendió que la adecuación tarifaria efectuada, aun tratándose de una revisión transitoria, necesitaba una Audiencia Pública previa. Es así que, mediante la Resolución MINEM N°152/2016, se volvió a los cuadros tarifarios vigentes al 31/03/2016. Posteriormente, se realizaron las correspondientes Audiencias Públicas, culminando dicho proceso con el dictado de la Resolución N°212/2016 dando comienzo al nuevo sendero de precios de gas en boca de pozo planificado por el gobierno actual. Asimismo, se está tendiendo a una nueva contractualización entre los actores del Mercado de Gas.

No obstante lo dicho precedentemente, se verifica varios fenómenos que el Gobierno deberá analizar e implementar soluciones a los fines de corregir inconsistencias latentes, producto de un cambio en la composición estructural del Sistema de Gas en la Argentina en la última década.

Se analizarán estructuralmente las cuencas gasíferas en Argentina y como, bajo las condiciones actuales de despacho, se han generado inconsistencia en la Política Tarifaria de Transporte aplicadas actualmente a los usuarios residenciales. *Teniendo en cuenta que nuestro país tiene recursos de gas no convencionales para varias generaciones, y que la demanda residencial está fuertemente concentrada en Buenos Aires, lejos de las cuencas gasíferas, surge la conveniencia de que el gas nacional y, eventualmente por razones geopolíticas también el gas de Bolivia, satisfagan la demanda fuera del periodo invernal, con gasoductos funcionando a su máxima capacidad durante todo el año y que el pico de la demanda invernal sea cubierto mediante las terminales de regasificación de Escobar y Bahía Blanca.*⁵

Actualmente, la Demanda Prioritaria, con picos de consumo en invierno, paga TRANSPORTES INEXISTENTES desde Neuquén, sobre gas natural que, en parte, se inyecta desde otros puntos geográficos más cercanos a la demanda,

⁵ Dr. Ing. Raúl Bertero. "Planificación y Mercado para el Desarrollo de Gas Natural en Argentina"

como son las Terminales de Regasificación de Bahía Blanca y Escobar. Estos puntos de inyección han sido en los últimos años el verdadero “BACK UP” del sistema, cubriendo de esta forma el PEAKING INVERNAL.⁶ Estos “nuevos” puntos de Inyección, conforme se describirá en los siguientes apartados, no han sido hasta el momento considerados a los fines del diseño estructural regulatorio necesario para el cálculo de tarifas de las transportistas con su correspondiente pass through de las distribuidoras a su demanda.

Todo lo dicho precedentemente generaría las condiciones para que las distribuidora ceden su capacidad de transporte, en base firme, a los usuarios de generación e industrias, lo que sumado a contratos de abastecimiento de gas natural a largo plazo, desde por ejemplo Vaca Muerta, posibilitaría la contractualización y de esta forma la financiación de las inversiones y el desarrollo de los reservorios no convencionales.

Al efecto del análisis cuantitativo y verificación de las hipótesis planteadas, se partirá de información publicada principalmente por el ENARGAS, en pos de considerar una posible reestructuración, y por consiguiente optimización, del Sistema de Transporte y evaluar el posible impacto positivo en el conjunto del Sistema de Gas, y en el Sector Residencial en particular.

Es necesario aclarar que es muy poco el material bibliográfico que detalla las características actuales del Sistema de Gas en Argentina, y principalmente, su despacho físico y económico. Es lo anterior lo que motiva la presente investigación, buscando encontrar un diagnóstico objetivo, que abarque globalmente el sistema de gas en su conjunto.

En base a esta problemática se busca identificar cuáles son los principales desafíos actuales y futuros.

⁶ Es el gas y/o transporte comprado para abastecer los picos de demanda.

1. OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS DE LA TESIS

Objetivos Generales

- El objetivo general de la presente investigación es buscar la identificación de desafíos actuales y futuros. Se pretende mediante un análisis riguroso, diagnosticar si es posible introducir mejoras que logren optimizar y efficientizar el Mercado de Gas en Argentina y formular mejoras viables, en orden a su aceptabilidad por parte del Estado Argentino.

Objetivos Específicos

Los objetivos específicos que se plantean para el desarrollo del tema de investigación son los siguientes:

- Reconstrucción del debate. Reconstruir los términos de las propuestas y del debate actual sobre el Sistema de Gas Natural.
- De Investigación, dado que se pretende lograr un entendimiento global, una descripción amplia y un análisis de la situación de gas en Argentina.
- De desarrollo, dado que se pretende visualizar mejoras que permitan optimizar el Sistema de Gas.

2. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN Y FUENTES DE INFORMACIÓN

La metodología utilizada en el presente trabajo consistirá en la realización de un estudio de caso de tipo instrumental, utilizando una metodología cualitativa y cuantitativa, a partir de la recolección de datos mediante varias fuentes.

Los datos utilizados en el presente trabajo provendrán principalmente de las siguientes fuentes:

A) Estudio normativo: Análisis del marco legal vigente del sistema de gas Argentino, identificando principalmente las siguientes leyes:

- Ley N°17.319. Ley de Hidrocarburos.
- Ley N° 23.696, de Reforma del Estado.
- Ley N° 23.697 de Emergencia Económica.
- Decretos N°. 1.212/89 y 48/91. Reestructuración del Mercado de Combustibles.
- Ley N° 24.076; Decretos N° 885/92; 1.738/92. Marco Regulatorio Gas Natural. Privatización Gas del Estado.
- Decreto N° 2.731/93. Desregulación del Precio de Gas Natural.
- Decreto N° 2.255/92.
 - Anexo "A" – Sub anexo I - Reglas de Licencia de Transporte de Gas.
 - Anexo "A" – Sub anexo II – Reglamento del Servicio. Modelo de Pautas para la Administración del Despacho del Transportista.
 - Anexo "B" – Sub anexo I - Reglas de Licencia de Distribución de Gas.
 - Anexo "B" – Sub anexo II – Reglamento del Servicio. Modelo de Pautas para la Administración del Despacho de la Distribuidora.
- Decreto N° 2731 de fecha 29 de diciembre de 1993. Reglamentación Transición
- Resolución 716/1995 del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). Aprobación del reglamento Interno de los Centros de despacho.
- Decreto 180 y 181 del 2004. Mercado Electrónico de Gas. Acuerdo con Productores de Gas.
- Resolución ex SE N° 265 del 2004. Abastecimiento Interno. Medidas de Prevención.

- Resolución ex SE N° 752 del 2005. Proceso de “Unbundling”.
- Resolución ex SE N° 2020 del 2005. Subdivisión de Grupo de la Categoría de Usuarios Servicios General “P”.
- Resoluciones N°208/2004 del ex MPFIPySs. Acuerdo Implementación Esquema Normalización de Precios del Gas Natural en el Punto de Ingreso Sistema de Transporte.
- Resolución N°599/2007 y N° 1070/2008 y N°172/2011 de la ex SE. Homologación Acuerdo Productores y criterio de asignación de gas natural.
- Resolución N° 459/07 del ex MPFIPySs. Creación Programa de Energía Total.
- Disposición N° 30 de la ex Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión y sus modificatorias. Aprobación Reglamento General del Programa de Energía Total.
- Resolución ENARGAS N° 847 del 2009. Se establece zona recepción Bahía Blanca.
- Resolución 1410/2010 del ENARGAS. Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas.
- Disposiciones del ENARGAS y de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (ex MPFIPySs) respecto al Mecanismo de Asignación – Proveedor de Última Instancia y Gas de Última Instancia.
- Ley N° 26.741. Declara de Interés Público Nacional el autoabastecimiento de hidrocarburos.
- Resoluciones N°1417/2008, N°226/2014 de la ex SE. Determinación Precios de Cuenca para Consumos Usuarios Residenciales y Comerciales de Servicio Completo.

- Resoluciones N° 28, 34, 99, 129, 31, 152, 212 del 2016 del Ministerio de Energía y Minería (MINEM). Nuevos Precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para Demanda Prioritaria.
 - Confirmación por la Corte Suprema de Justicia de la Nación sentencia dictada por la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de la Plata – Nulidad de las Resoluciones N°28 y 31 del MINEM.
 - Resolución 89/2016 del MINEM. Abastecimiento Demanda Prioritaria.
 - Resolución N° 3833/2016 del ENARGAS. Proced. Complementario para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas.
 - Otras normas complementarias y modificatorias.
- B) Evaluación de datos de las páginas de los organismos oficiales, autoridades de aplicación, organismos/empresas encargados del despacho, como así también de órganos de control y otras instituciones sectoriales (ENARGAS, Instituto Argentino de Petróleo y Gas, Secretaría de Energía, etc.), de manera tal de obtener información sobre la evolución y desempeño actual del sistema de despacho, tanto físico como económico.
- C) Estudio de la bibliografía en general de la materia a modo de fortalecer el análisis; y en particular la detallada seguidamente.
- “Planificación y Mercado para el Desarrollo de Gas Natural en Argentina!” Dr. Ing. Raúl Bertero. Año 2017
 - “Contractualización del Gas en Boca de Pozo y Cambios en la Estructura Tarifaria del Sistema de Gas Natural” Dr. Ing. Raúl Bertero. Año 2017
 - “Economía y Comercialización del Gas Natural” Ing. Carlos Buccieri; Ing. José Luis Lanziani; Dr. Juan José Rodríguez; Ing. Hugo Carranza; Ing. Carlos Cazares.
 - “Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital”. Daniel Azpiazu y Martin Schorr. FLASCO, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, Sede Argentina. 2001.

3. CONTEXTO HISTÓRICO Y MARCO TEÓRICO DEL SISTEMA DE GAS EN ARGENTINA

Síntesis de la estructura del sistema de gas antes y después de la ley 24.076⁷

Hasta la transferencia de Gas del Estado a manos privadas, el mercado gasífero en Argentina fue controlado por dos empresas de capital estatal.

Por un lado, Gas del Estado operaba monopólicamente los segmentos de transporte y distribución de gas natural; y por otro lado, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) era la principal exploradora y productora del fluido gasífero.

Bajo este marco, el Organismo encargado de fijar la política de precios entre estas dos compañías era la Secretaría de Energía. No solo fijaba el precio de transferencia entre YPF y Gas del Estado, sino que era la encargada de determinar las tarifas para los distintos tipos de usuarios de gas natural.

El proceso de transferencia de Gas del Estado al sector privado tiene su origen, en 1989, con la sanción de la Ley de Reforma del Estado N° 23.696, mediante la cual se declara a la empresa, junto a otros importantes activos del Estado argentino, como “sujeta a privatización”.

Mediante el Decreto N°. 1.212/89, al igual que numerosas Resoluciones, se buscó generar condiciones de mercado de forma de lograr el incentivo necesario para la aparición de múltiples oferentes. De esta forma, mediante una política de precios, y la consiguiente estructura tarifaria, se tendió a que las mismas repaguen los costos generados en los distintos eslabones de la cadena gasífera, asimilando mediante esta situación un mercado autorregulado.⁸

⁷ Se aclara que no es intención del presente trabajo hacer una descripción detallada de la dinámica y morfología del sector de gas natural en Argentina con anterioridad y posterioridad a las privatizaciones llevadas a cabo por el Estado Argentino y sus resultados. Para una mayor comprensión y análisis de estos aspectos pueden consultarse (Daniel Azpiazu y Martín Schorr – 2001) *“Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital”*.

⁸ Las Resoluciones del ex Ministerio de Economía, Obras y Servicios Públicos N°29/91, 192/91, 105/92 y 287/92 fueron adecuando los precios y tarifas necesarios para cubrir los costos, “consistentes” con un mercado estructurado a partir de la participación privada.

Asimismo, el Decreto N° 48/91 impulsó un proceso de reconfiguración estructural del mercado a partir de la segmentación tanto vertical como horizontal de la empresa estatal.

En 1992 se sanciona la Ley N° 24.076, la cual define el nuevo marco regulatorio en el que pasarán a ser prestados los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural por parte del sector privado. Se introducen importantes modificaciones respecto a la forma en que venía funcionado el sector gasífero en la Argentina antes de la misma.

Por un lado, establece los principios generales para la prestación de los Servicios Públicos⁹, en defensa de los usuarios finales, a saber: CONTINUIDAD, el servicio debe ser prestado en forma continua, sin interrupciones (salvo interrupciones parciales programadas por razones operativa y falta de pago), REGULARIDAD, sujetas a reglas técnicas y de calidad de servicio, UNIFORMIDAD, en condiciones de igualdad sin discriminaciones, GENERALIDAD, con la obligación de atender a toda la demanda y OBLIGATORIEDAD, los concesionarios/licenciatarios de los servicios están impedidos de hacer abandono de la prestaciones y de las instalaciones

Por otro lado, establece particularidades importantes, como ser DESINTEGRACION VERTICAL DE LOS SERVICIOS, ACCESO ABIERTO, acceso indiscriminado de terceros a sus instalaciones, PROHIBICION DE SUBSIDIOS CRUZADOS y TARIFAS JUSTAS Y RAZONABLES, establecidas con criterios e incentivos económicos.

La desintegración vertical y horizontal de la cadena gasífera alteró radicalmente la dinámica de funcionamiento de un mercado que, hasta entonces, había sido abastecido por una única firma integrada. En efecto, producto de la privatización, Gas del Estado fue subdividida en dos sociedades transportistas (Norte y Sur), y en ocho unidades de distribución monopólicas con jurisdicción

⁹ Para un mayor entendimiento del concepto Servicio Público se recomienda la lectura de VI “Servicio Público” del tomo 2, “La defensa del usuario y del administrado” del Tratado de Derecho Administrativo del Dr. Agustín Gordillo.

sobre distintas regiones del país (Metropolitana, Buenos Aires Norte, Central, Cuyana, Litoral, Noroeste, Pampeana y Sur).¹⁰

Otra modificación de suma relevancia que se introdujo remite a la forma en que se relacionaban las empresas transportistas y las distribuidoras con las compañías productoras de gas natural. En el régimen anterior a la privatización, como se mencionó anteriormente, la misma se encontraba regulada a través de un precio de transferencia determinado oficialmente. Con la sanción del nuevo marco regulatorio se trató que el precio al que se adquiriera el gas en "boca de pozo"¹¹ es decir, el precio que recibían las empresas extractoras de gas quedase definido por la interacción entre la oferta y la demanda. Esta relación se materializaba mediante contratos de compra-venta de Gas Natural que establecían los derechos y obligaciones entre las partes.

Durante el primer año de actividad de las Licenciatarias del Transporte y Distribución, el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte estuvo fijado por el ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. Posteriormente, con la sanción del Decreto N° 2.731/93, a partir del cual se desreguló el mercado generador de gas, el precio del gas en "boca de pozo" pasó a determinarse, desde enero de 1994, por las "fuerzas del mercado".

En función de las modificaciones derivadas del nuevo marco regulatorio, quedó definido un mercado mayorista, cuyos principales actores eran las empresas productoras y las distribuidoras, así como los grandes usuarios industriales y las generadoras termoeléctricas. Cabe señalar que los grandes consumidores se encontraron habilitados para convenir la compra de gas directamente con los productores, mediante contratos (by pass, de carácter comercial¹² o físico¹³)

¹⁰ A este respecto, cabe destacar que las licencias para la explotación de los servicios de transporte y distribución por parte del sector privado fueron entregadas por un lapso de 35 años, prorrogables por 10 más.

¹¹ Es indiferente a los efectos de este trabajo la denominación Precio en Boca de Pozo y Precio en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST)

¹² Opción mediante la cual los Grandes Usuarios de una compañía distribuidora compran gas directamente a los productores, contratan el servicio de transporte a las transportistas y las distribuidoras entrega el gas a sus domicilios por su red de distribución local. En este caso, el usuario paga a la distribuidora únicamente el servicio de transporte del gas desde el gasoducto troncal hasta su inmueble.

¹³ El usuario final está conectado al sistema de transporte o tiende su propia conexión desde este sistema hasta su domicilio. En este caso puede evitar totalmente el contacto con la distribuidora local o puede optar por el servicio de administración que esta última le ofrece.

que implican una desvinculación, total o parcial, según el tipo de contrato establecido entre el usuario y el sistema de distribución.

El pasaje del precio del gas (o pass through del precio del gas) se trasladaba al precio de la tarifa. El inciso c) del artículo 38 de la Ley del gas establece que “el precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición“. Cuando dichos costos de adquisición resultasen de contratos celebrados con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la ley, el Ente Nacional Regulador del Gas podría limitar el traslado de dichos costos a los consumidores dada su consideración de que los precios acordados hayan excedido los negociados por otros distribuidores en situaciones que el ente considerase equivalentes“. De esta forma, el distribuidor y el transportista no absorbían ninguna pérdida y se aseguraba la “indemnidad” de la tarifa. El artículo 52 de la Ley 24.076 establece que “el Ente deberá prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o indebidamente discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y consumidores” (inciso d). El ajuste por variación en el precio del gas se realiza dos veces por año, en los meses de mayo y octubre. El sistema de Pass-through también se aplica ante variaciones de costos impositivos.

Adicionalmente, en cuanto a tarifas de transporte y distribución se regulaban mediante el mecanismo o método PRICE-CAP o precios tope para la fijación de la tarifa a los usuarios finales. El ajuste se haría por medio del PPI (Price Producer Index), el cual a su vez sería ajustado por el factor de eficiencia X, a fin de lograr no solo mejoras en la productividad de la firma, sino también reducciones por ineficiencia y un factor de inversión K, a fin de incentivar la inversión en “construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones“. Las tarifas serían revisadas cada cinco años por el Ente Nacional Regulador del Gas, conforme lo menciona el artículo 42 de la Ley N° 24.076.

Mecanismo de fijación del precio boca de pozo post emergencia

En lo que hace al precio del gas, debe tenerse en cuenta el marco jurídico sectorial (Leyes N° 17.319, 24.076 y complementarias). La Ley N° 17.319 encomienda al Poder Ejecutivo Nacional la tarea de fijar "la política nacional" referida a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos. Establece que tal atribución debe ser ejercida "teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido en sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad" (artículo 2° de la ley citada).

Por su parte, la Ley N° 26.741, declara de interés público el autoabastecimiento de hidrocarburos y establece los principios de la política hidrocarburífera de la República Argentina, entre los cuales incluye "la protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos"

En el año 1992, la Ley N° 24.076 dispuso la desregulación de los precios del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (en adelante, PIST). Estableció, a tal efecto, que "las transacciones de oferta y demanda gasífera serán libres dentro de las pautas que orientan el funcionamiento de la industria", con excepción del período de transición de un año durante el cual, el ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos fijaría para el mercado interno "los precios máximos de gas en el PIST a percibir por los productores" (conocido como sendero de precios).

Bajo ese marco, se previó que las empresas distribuidoras de gas natural celebrasen sus contratos de adquisición del gas directamente con los productores. Los precios de venta pactados en el marco de tales contratos se trasladarían a la tarifa a partir de su convalidación por parte del Ente regulador, proceso conocido como "pass-through" del precio del gas.

El 6 de enero de 2002 entró en vigencia la Ley de Emergencia (Ley N°25.561 y sus sucesivas prórrogas por Leyes N°25.820 y N°25.790).

Por un lado, se pesificaron las tarifas y se dejaron sin efecto las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de Estados Unidos, lo que implicó

en los hechos el "congelamiento" de las tarifas; y se autorizó al Poder Ejecutivo Nacional (en adelante, PEN) a renegociar los contratos alcanzados por la pesificación.

Por otro lado, mediante el Decreto N°181/2004 emitido en el marco de la Leyes de Emergencia, el PEN otorgó facultades a la entonces Secretaría de Energía de la Nación, para acordar precios y volúmenes de gas natural con los productores a fin de procurar las condiciones óptimas para el abastecimiento interno. Esta norma tuvo como objetivo que la referida Secretaría acordara con los productores, mediante un esquema de normalización, el precio de gas en el PIST con destino a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, y a los usuarios de dichas prestadoras que comenzarán a adquirir el gas natural directamente de productores. De esta forma, se arribó a un Acuerdo con los Productores de Gas Natural que fue homologado por la Resolución N°208/2004 del ex Ministerio de Planificación, Inversión Pública y Servicios (MPFIPySs).¹⁴

Durante la última década el precio de adquisición del gas natural en el PIST fue sucesivamente fijado por el nuevo Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011 aprobado por la Resolución N° 599/07 de la ex Secretaría de Energía y posteriormente por la fijación de precios por cuencas productivas establecidas por las Resoluciones N°1417/2008 y N°226/2014.

De esta forma, la revisión periódica de las tarifas prevista en el marco regulatorio quedó en los hechos suspendida, y en consecuencia el traslado de los precios de gas a tarifa (“pass through”). Esto generó la imposibilidad fáctica de celebrar nuevos contratos entre productores y distribuidores de gas una vez vencidos los plazos de vigencia de los existentes, ya que los distribuidores no estaban en condiciones de acordar precios.

Tal situación generó graves consecuencias como: pérdida del auto abastecimiento, falta de gas para la producción industrial en períodos

¹⁴ Asimismo, se dictaron diversas normas de regulación del mercado interno, entre otras, las Resoluciones N° 659/2004 de la ex SE, N° 752/2005, N° 882/2005, N° 939/2005, N° 2020/2005 y N° 275/2006, N° 1329/2006, y N° 1886/2006; todas ellas tendientes a propender al normal abastecimiento de la demanda doméstica de gas natural, y a reencauzar las condiciones económicas de suministro, tanto para la demanda como para la oferta de gas natural para el mercado interno.

invernales, problemas en la balanza de pagos debido a la importación y regasificación del Gas Natural Licuado (pasando de ser un país exportador neto a un país dependiente de Bolivia y de las importaciones de GNL) y un gran aumento del subsidio del Estado Nacional a las tarifas abonadas por los usuarios con fuerte impacto sobre el déficit fiscal.

El nuevo Gobierno que comenzó su mandato en Diciembre de 2015 estableció como objetivo prioritario llegar a una recomposición de los cuadros tarifarios en el mediano plazo, que reflejara el real costo económico del gas natural. En este marco, en el 2016 se comenzó el proceso con la emisión de las Resoluciones N° 28, 34, 99, 129 y 31 emitidas por el Ministerio de Energía y Minería (MINEM). Las Resoluciones N° 28 y 31 fueron impugnadas en la justicia, decisión que se circunscribió al colectivo de usuarios residenciales del servicio de gas natural. A estos efectos, la Corte Suprema de Justicia de la Nación entendió que la adecuación tarifaria efectuada, aun tratándose de una revisión transitoria, necesitaba de una Audiencia Pública previa. Es así que, mediante la Resolución MINEM N°152/2016, se volvieron a los cuadros tarifarios vigentes al 31/03/2016.

Posteriormente, en Septiembre de 2016 se realizaron las correspondientes Audiencias Públicas, culminando dicho proceso con el dictado de la Resolución N°212 en Octubre de 2016 dando comienzo al nuevo sendero de precios en el PIST planificado por el gobierno actual, hasta tanto los mismos sean determinados por la libre interacción de la Oferta y la Demanda. De esta forma, semestralmente se irán actualizando los valores contemplando el sendero de reducción gradual de subsidios y las condiciones de mercado vigentes al momento de su elaboración.

En la siguiente figura se visualiza “el sendero de precios” establecidos por el Gobierno Nacional para la demanda residencial.

Categoría Valores vigentes al:	R1-R 21- R 22-R 23	R 31-R 32- R 33	R 34	Precio Prom Pond	% de Subsidio
	US\$/MMBtu	US\$/MMBtu	US\$/MMBtu	US\$/MMBtu	%
30-sep-2016	0,52	1,37	2,55	1,29	81%
01-oct-2016	2,17	3,82	5,29	3,42	50%
01-abr-2017	2,62	4,21	5,52	3,78	44%
01-oct-2017	3,17	4,63	5,75	4,20	38%
01-abr-2018	3,83	5,09	5,99	4,69	31%
01-oct-2018	4,63	5,60	6,25	5,27	22%
01-abr-2019	5,60	6,16	6,51	5,95	12%
01-oct-2019	6,77	6,78	6,79	6,78	0%

Sendero de precios. Fuente ENARGAS

La última actualización de los precios en el PIST, llevada a cabo por el gobierno, fue mediante la Resolución N° 74 emitida por el Ministerio de Energía y Minería el 30 de marzo del corriente año; asimismo dicho organismo instruyó al ENARGAS, a dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 9.4.2 de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución. De esta forma, el organismo emitió los correspondientes Resoluciones aprobando los cuadros tarifarios con la totalidad de los elementos que componen la tarifa para cada una de las distribuidoras, en los términos del Artículo 37 de la Ley N° 24.076 y su reglamentación. En el apartado “Mecanismo de fijación de tarifas al Sector Residencial” del presente trabajo se desarrollará con mayor detalle este punto.

En la Figura 1 se verifica la evolución del precio en boca de pozo y tarifas cobradas al usuario desde 1992 a la fecha en Argentina. Se establecen a los fines comparativos los marcadores de referencia internacionales más importantes.

Del análisis de grafico se demuestra que históricamente los productores locales recibieron menos que los productores internacionales. En la década del 90 los productores locales recibieron en promedio 1,2 USD/MMBtu de la demanda prioritaria, bajando a 0,6 USD/MMBtu en la primera década del siglo consecuencia de la depreciación del peso argentino respecto del dólar,

repuntando en los últimos años, pasando el precio en boca de pozo a 3,5 USD/MMBtu.

Se observa la pérdida en importancia relativa que tuvo el costo del transporte en el total de la tarifa pagada por los usuarios y su repunte en los últimos tres años pasando de un 0,3 USD/MMBtu a 1 USD/MMBtu.

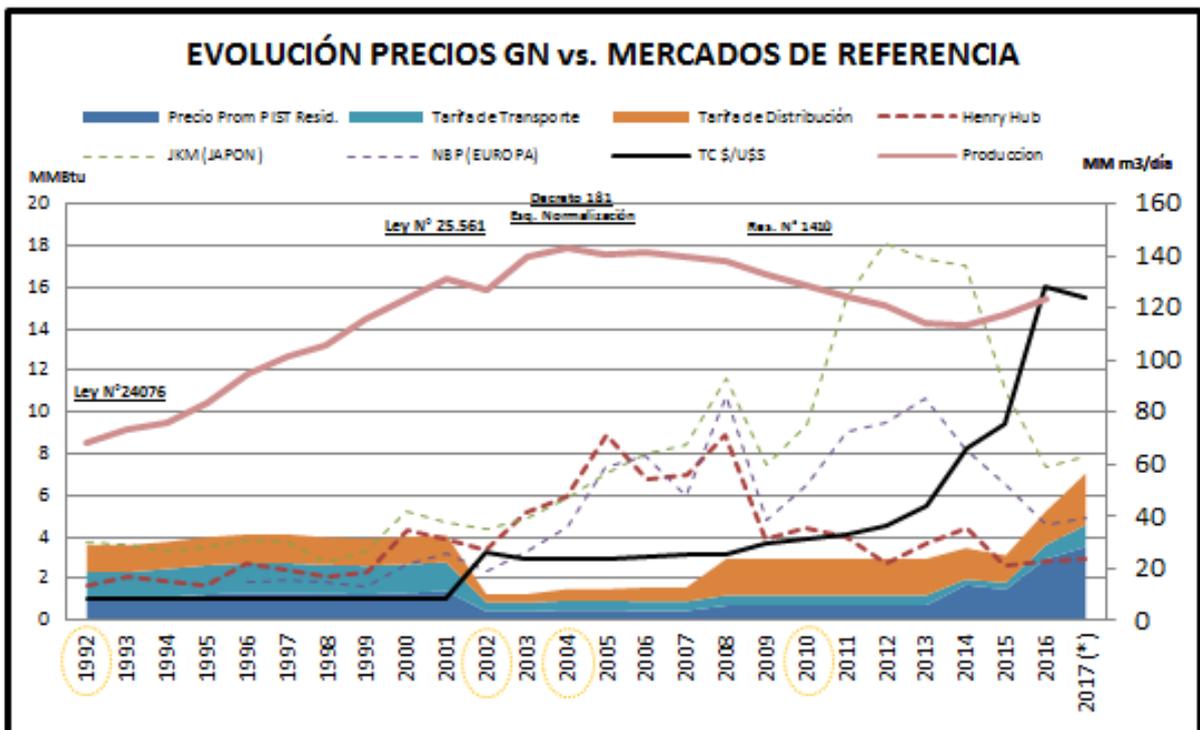


Figura 1 Elaboración Propia. En base a datos del ENARGAS y PLATTS

Se adjunta en ANEXO A tabla con los valores mostrados en el gráfico.

Normativas complementarias implementadas para administrar el déficit gasífero. Mayores beneficiados y perjudicados del sistema actual

Conforme lo descripto precedentemente, la SE arribó a un acuerdo con los productores de Gas Natural, homologado por la Resolución N°208/2004 del ex MPFIPySs. Posteriormente, y por Resolución SE N°599/07, la ex SE homologó la propuesta para el ACUEDO CON PRODUCTORES DE GAS NATURAL

2007-2011, cuyas reglas de asignación y demás criterios fueron extendidos por la Resolución SE N° 172/2011.

Oportunamente, el ENARGAS, previa aprobación de la ex SE mediante Resolución N°5773/2010, reglamentó el procedimiento para la administración del gas natural en cabecera mediante la Resolución N°1410/2010, complementaria a las disposiciones de los Reglamentos Internos de Centros de Despacho aprobados mediante la Resolución N° 716/2008.

La Resolución N°1410 se enmarcó en una coyuntura de déficit de gas en Argentina y tuvo como objetivo preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución priorizando el consumo de la Demanda Prioritaria: R, P servicio completo y SDB servicio completo. Esta situación de déficit tornó necesario lograr un adecuado y pronto equilibrio entre la capacidad de transporte existente en el territorio nacional, la inyección de gas natural, ya sea que provenga del mercado interno y/o externo, y el crecimiento de la demanda de dicho combustible.

Asimismo, se consideró conveniente que en situaciones de criticidad entre cualquiera de los sujetos de algún modo vinculado a la industria del gas natural, se centralicen las decisiones en un sitio unificador de las mismas. Mediante esta Resolución, se estableció un régimen de prioridades para lograr las condiciones óptimas para el abastecimiento interno, con la finalidad de satisfacer la Demanda Prioritaria, conforme lo establecido por el Artículo 6° de la Ley N° 17.319 y el Artículo 3° de la Ley N° 24.076. Los lineamientos de la Resolución contribuirían a mejorar la seguridad, confiabilidad y capacidad de respuesta de los sistemas de transporte y distribución con el objetivo de preservar el abastecimiento de los servicios de acuerdo a sus prioridades, evitando las situaciones críticas del sistema. Sus lineamientos básicos, se centran en un esquema de responsabilidades de las transportadoras, las distribuidoras, otros cargadores del sistema de transporte, productores y la Autoridad para anteponer el objetivo de salvaguardar el equilibrio del sistema a cualquier consideración comercial particular.

El Mecanismo de Proveedor de Última Instancia (PUI) fue implementado en el marco del ‘Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas’ aprobado por Resolución ENARGAS N° 1410/2010, conformando así parte de la normativa vigente en materia de despacho de gas natural. En esta Resolución quedó plasmada la necesidad de ir perfeccionando el “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas”, teniendo en cuenta las necesidades del sistema y los objetivos planteados para su operatoria normal. En razón de ello, tanto la Autoridad Regulatoria como la Secretaría de Energía, cada una en el marco de sus competencias, fueron ajustando dichos procedimientos, emitiendo diferentes notas, las que se remitieron a los Sujetos de la Industria involucrados.¹⁵

Las mismas tuvieron como objetivo mejorar la aplicación del “Mecanismo de Proveedor de Última Instancia y/o Gas de Última Instancia”.

El denominado “Mecanismo de Proveedor de Última Instancia (PUI) y/o Gas de Última Instancia (GUI)” persiguió el objetivo de corregir los desbalances ocasionados por usuarios que consumiesen más gas del autorizado, a efectos de preservar la operatividad del sistema y garantizar así la prestación de un servicio público tan esencial como el de transporte y distribución de gas natural. Se pretendió, de esta forma, dar una señal de precios a los cargadores que incurrieran en desbalances dada la situación de déficit gasífero, considerando un mayor precio en momentos de máxima demanda como penalidad por no estar autorizado a consumir e intentando replicar, mediante instrucciones del Estado, un Mercado con precios igual a los Import Parity (Precio=Costo Marginal).

¹⁵ Entre ellas, cabe mencionar: Notas ENARGAS N° 3663/2011 y N° 3664/2011, dirigidas a TGS y TGN respectivamente; Notas ENARGAS N° 4981/2011; Notas ENARGAS N° 5710/2011 y N° 5711/2011, dirigidas a TGS y TGN respectivamente; Nota ENARGAS N° 7941/2011, remitida a la Secretaría de Energía; Notas ex SE N° 6177/2011 y N° 6229/2011; Notas ENARGAS N° 7941/2011, N° 10.160/2011 y N° 10.161/2011, dirigidas a TGS y TGN respectivamente; Nota ENARGAS N° 10.414/2011, remitida a ENARSA con copias de las Notas ex SE N° 6177/2011 y N° 6229/2011; Nota ENARGAS N° 10.411/2011, remitida a la ex Secretaría de Energía; Nota ex SE N° 1445/2013; Nota ENARGAS N° 3976/2013, remitida a la ex Secretaría de Energía; Nota ex SE N° 2393/2013, respondiendo a la Nota ENARGAS N° 3976/2013; Notas ENARGAS N° 4624/2013 y N° 4625/2013, dirigidas a TGN y TGS respectivamente, en virtud de la instrucción impartida por la ex Secretaría de Energía a través de la Nota ex SE N° 2393/2013; Nota ENARGAS N° 4736/2013, remitida a ENARSA; Nota ENARGAS N° 4965/2013 y N° 4966/2013, dirigidas a TGN y TGS respectivamente; Notas ENARGAS N° 5298/2013 y N° 5299/2013, dirigidas a TGN y TGS; Notas ENARGAS N° 6985/2013 y N° 6986/2013, dirigidas a TGN y TGS; Notas ENARGAS N° 8209/2013 y N° 8210/2013, dirigidas a TGN y TGS; Notas ex SE N° 8183/2013 y N° 998/2015.

El último precio en concepto de GUI, derivado del promedio ponderado de los precios de importación de GNL para el periodo 2014 y los pagados a Bolivia durante igual periodo, fue de 12,79 USD/MMBtu. Al respecto, cabe señalar que las asignaciones de GUI respondían a la falta de acatamiento por parte del usuario de una orden de reducción del consumo, ante la falta de disposición de gas suficiente para sus consumos o por haber consumido en exceso de su Cantidad Diaria Contractual (CDC). A ese usuario no prioritario sin respaldo de gas para sus consumos y/o por no acatar una orden de restricción de consumo, se lo penalizaba mediante la asignación del gas en concepto de GUI, cuyo precio, fijado por la Secretaría de Energía, pretendía desalentar ese tipo de conductas. Dicho cargador debía asumir mayores costos por sus consumos no autorizados, ya que el gas asignado bajo este concepto era aquel importado por ENARSA en el marco del “PET”, con la finalidad de abastecer de gas al mercado argentino. La restricción al consumo, la cual está prevista en los Reglamentos de Servicio de Transporte y Distribución, se generaba porque no existía disponibilidad de gas suficiente para mantener en equilibrio y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución.

Por otro lado, el PUI era aquel que se generaba por un consumo realizado en el marco de un contrato firmado entre los Cargadores y Productores pero que, por exceso de demanda sobre la oferta, las transportistas redireccionaban ese gas natural a la Demanda Prioritaria. El último precio cobrado en concepto de PUI fue de 7,5 USD/MMBtu.

A modo de referencia, se informa que en el año 2015 aproximadamente el 8% promedio mensual del gas importado tuvo destino PUI y/o GUI, con picos en invierno de aproximadamente 15%¹⁶.

Se detalla en el siguiente cuadro los precios establecidos en concepto de PUI y GUI para cada segmento de la demanda no prioritaria en función de las disposiciones de la ex Secretaría de Energía.

¹⁶ Porcentajes aproximados basados en estimaciones propias.

Fecha entrada en Vigencia	Segmento Demanda	ENARSA		PRODUCTORES
		PUI (USD/MMBtu)	GUI (USD/MMBtu)	PUI (USD/MMBtu)
2011 y 2012 (1)	GNC (2)	1,09		
	Usinas	2,68		(**)
	Industrias y/o Comercializadoras	5,07		
Ene 2013 - Mayo 2013	GNC (2)	1,09	-	
	Usinas x fuera de CAMMESA	2,68 (3)	2,68 (3)	(**)
	Industrias y/o Comercializadoras	5,36 (3)	7,5 (3)	
Mayo 2013 - Dic 2013	GNC (2)	(2)		
	Usinas x fuera de CAMMESA	7,5 (4)	13,29 (4)	(**)
	Industrias y/o Comercializadoras	7,5 (4)	13,29 (4)	
2014	GNC (2)	(2)	-	
	Usinas x fuera de CAMMESA	7,5 (5)	13,32 (5)	(**)
	Industrias y/o Comercializadoras	7,5 (5)	13,32 (5)	
2015 y hasta Jun 2016	GNC (2)	(2)	-	
	Usinas x fuera de CAMMESA	7,5 (6)	12,79 (6)	7,5 (6)
	Industrias y/o Comercializadoras	7,5 (6)	12,79 (6)	

(1) Según Nota ex SE N°6177/2011

(**) Según Nota ex SE N°6177/2011 el precio por cuenca para las operaciones futuras será, en el caso de cada productor, el 90% del precio promedio ponderado por los volúmenes contractuales, según sus contratos registrados en MEGSA.

(2) Este precio fue modificado por la Resolución ex SE N° 1445/12 siendo a partir de la misma \$/Dam 0,4945

(3) Según Nota ex SE N°8232/2012 - Para el GUI se establece el precio de referencia más alto para proyectos aprobados en Programa Gas Plus.

(4) Según Nota ex SE N° 2393/2013.

(5) Según Nota ex SE N° 8183/2013.

(6) Según Nota ex SE N° 998/2015. Respecto al PUI para productores establece USD/MMBtu 7,5 participantes del Programa de Estimulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas de Inyección reducida (Res. CPYCEPNIH N°60/2013). Para los productores no adheridos se considera el 90% del precio promedio ponderado por los volúmenes contractuales, según sus contratos registrados en MEGSA.

Mediante la Resolución N° 89/2016, el actual gobierno mediante el MINEM, estableció los criterios de base para la contratación de gas natural en el PIST por parte de las prestadoras del Servicio de Distribución, para adquirir el gas natural destinado a abastecer la Demanda Prioritaria, conforme el criterio de asignación establecido por la Resolución N°599/2007 extendida por la N°172/2011, actualmente vigente. Este criterio de asignación entre productores, considerando los porcentajes de participación establecidos sobre los volúmenes acordados en el 2007 ha permanecido sin modificaciones, aplicados sobre los nuevos volúmenes fijados por la Res. N°89 para el abastecimiento de la demanda prioritaria, situación inconsistente con la realidad actual.

En el siguiente cuadro se establecen los volúmenes acordados entre los productores y el poder ejecutivo para el abastecimiento del Mercado Interno, considerando el consumo de los cargadores con transporte firme con las Distribuidoras.

Se aclara que, los últimos volúmenes establecidos mediante la Resolución 89/2016 no surgen de un acuerdo con productores. Estos volúmenes para el abastecimiento a la demanda prioritaria se enmarcan en lo dispuesto en la Resolución ENARGAS N°1410/2010.

A la izquierda del cuadro se verifica el consumo promedio mensual por segmento (en MM m3/día).

CONSUMO PROMEDIO MENSUAL (En MM m3/día)

	RES Y COM	GNC	INDUSTRIAS	GE	Total
2016	37,6	7,7	33,1	43,7	122,1
2015	35,6	8,1	34,5	40,8	119,0
2014	35,1	7,8	34,1	39,8	116,8
2013	36,2	7,5	33,9	39,6	117,2
2012	34,8	7,6	31,9	39,3	113,5
2011	33,0	7,5	34,2	35,4	110,2
2010	31,6	7,3	32,9	31,5	103,3
2009	29,5	7,2	32,3	34,0	103,0
2008	29,4	7,5	33,8	35,5	106,2
2007	30,8	7,8	33,0	33,3	105,0
2006	25,7	8,3	34,2	31,3	99,5
2005	25,9	8,7	31,4	29,2	95,1
2004	24,2	8,3	30,7	28,3	91,4

**VOLUMENES MAXIMOS(*) - ACUERDO DE PRODUCTORES
(M3/día - Promedio Mes - No tiene en cuenta estacionalidad)**

	Neuquen	Noreste	Santa Cruz, Chubut v TDF	TOTAL
RES. 89/2016 (***)	26,7	5,1	12,1	44,0
RES. 599/2007 (**)	58,4	17,0	22,9	98,3
RES. 208/2004	52,3	11,3	15,0	78,5

(*) Para usuarios que utilizan TF de las Distribuidoras. Demanda Residencial, SGP, SGG, GNC, Grandes Usuarios Industriales y Generación.
 (**) Actualmente Vigente respecto al criterio de asignación entre productores. Extendida por Resolución N°172/2011
 (***) Solo para Demanda Prioritaria. En caso de faltante posibilidad de la Distribuidora de Convocar a Comité de Emergencia. Resto del Mercado Interno se abastece mediante contratos entre las partes.

Adicionalmente, la Res. N° 89 estableció que los volúmenes de gas natural consumidos en exceso, por aquellos usuarios distintos a la Demanda Prioritaria que no cumplan con instrucciones de restricción emanadas por el Comité de Emergencia¹⁷, pagarán un precio por el gas consumido sin respaldo de 7,5 USD/MMBtu, quedando en cabeza de la distribuidora la gestión por el cobro de este gas.

¹⁷ El que será convocado en la forma y con las facultades que establezcan el ENARGAS.

De esta forma el ENARGAS procedió a reglamentar lo establecido precedentemente mediante la Resolución N°3833/2016, anexando a la misma el Procedimiento Complementario para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas en complemento a los Reglamentos Internos de los Centros de Despacho, permitiendo una gradual sustitución de la Resolución N°1410, con el fin de normalizar la libre contractualización del gas natural en el PIST para abastecer la Demanda Prioritaria y el mercado interno en su conjunto. No obstante, hay que remarcar que no estableció como sería el procedimiento de asignación de este gas entre los productores ya que por un lado suprimió la participación de ENARSA, que históricamente proveyó este gas en concepto de GUI, ni tampoco estableció un procedimiento de asignación entre los productores que sustituya esta nueva situación.

Mecanismo de fijación de tarifas al Sector Residencial

Conforme lo establece el artículo 37 de la Ley N° 24076, la Tarifa de Gas que pagan los consumidores será el resultado de la sumatoria de tres componentes.

- 1. Precio del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST).** Conforme lo detallado en el Apartado 3 Título 2 del presente, actualmente lo fija el Estado Nacional. El gobierno, mediante la Resolución N°212/2016, fijó los precios en el PIST por cuenca de inyección de gas natural para cada segmento de usuarios de la Demanda Prioritaria. Adicionalmente, se fijaron bonificaciones a dichos precios por categoría de usuarios en función del ahorro en el consumo y se establecieron tarifas sociales para los sectores más desfavorecidos.¹⁸

A su vez, dicha Resolución fijó topes en la facturación a la Demanda Prioritaria, estableciendo porcentajes máximos de incremento sobre el

¹⁸ En ANEXO C al presente trabajo se adiciona un análisis presentado por el ENARGAS, previo a las Audiencias Públicas realizadas en Septiembre de 2016, donde se observa que del total de usuarios residenciales en el país, aproximadamente un 19% son alcanzados con este beneficio. Asimismo, se observa en dicho ANEXO su distribución dentro del territorio argentino.

monto total, incluido impuestos, de la factura emitida al usuario con relación al mismo periodo de facturación del año anterior de emitida la misma, siendo un 300% el tope para los usuarios R1-R23, 350% para los R31-R33, 400% para los R34 y 500% para los SGP ¹⁹

Conforme se ha mencionado en el presente trabajo, en los considerandos de dicha Resolución se estableció un sendero de precios con el objetivo de reducir progresivamente los subsidios hasta octubre de 2019 (hasta octubre de 2022 para el gas natural en la Patagonia, La Pampa, Puna y Malargüe) hasta tanto los mismos sean determinados por la libre interacción de la Oferta y la Demanda. Se fijó una revisión de los precios en los meses de abril y octubre de cada año, que refleje el valor del gas natural en el PIST “objetivo en cada momento para cada cuenca de inyección” según el contexto de mercado hasta llegar a la eliminación de los subsidios en su totalidad.

De esta forma, mediante Resolución N° 74 emitida por el Ministerio de Energía y Minería el 30 de marzo del corriente año se fijaron los precios en boca de pozo vigentes actualmente. A los fines de su traslado a Tarifa Final pagada por la demanda se considera para su cálculo el correspondiente mix de cuenca correspondiente a cada distribuidora.

2. Las tarifas de transporte y distribución se fijan considerando los principios establecidos por los artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076.²⁰

¹⁹ Se informa que estos topes, al igual que las tarifas sociales y las bonificaciones considerando ahorro en el consumo no van a ser tenidos en cuenta a los fines de los cálculos numéricos a desarrollar en el presente trabajo.

²⁰ ARTICULO 38. — Los servicios prestados por los transportistas distribuidores serán ofrecidos a tarifas que se ajustarán a los siguientes principios: a) Proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable, según se determina en el siguiente artículo; b) Deberán tomar en cuenta las diferencias que puedan existir entre los distintos tipos de servicios, en cuanto a la forma de prestación, ubicación geográfica, distancia relativa a los yacimientos y cualquier otra modalidad que el ente califique como relevante; c) El precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición. Cuando dichos costos de adquisición resulten de contratos celebrados con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, el Ente Nacional Regulador del Gas podrá limitar el traslado de dichos costos a los consumidores si determinase que los precios acordados exceden de los negociados por otros distribuidores en situaciones que el ente considere equivalentes; d) Sujetas al

Cabe hacer una aclaración respecto a las Revisiones Tarifarias Integrales (RTI) aprobadas por el ENARGAS tanto para las Licenciatarias de Transporte y las Licenciatarias de Distribución. Mediante la Resolución N° 74, el MINEM consideró oportuno y conveniente instruir al ENARGAS a aplicar en forma escalonada los incrementos tarifarios resultantes de la RTI, conforme a la siguiente progresión: 30% del incremento, a partir del 1 de abril de 2017; 40% del incremento, a partir del 1 de diciembre de 2017 y 30% restante, a partir del 1 de abril de 2018; considerando que su aplicación no afecte el nivel de ingresos previsto para el quinquenio como resultado de la RTI, considerando el efecto financiero correspondiente, y sin alterar la ejecución del plan de inversiones total del quinquenio que se establezca en el marco de la misma.

La Tarifa de Transporte, a los fines de su traslado a la factura emitida por la distribuidora tiene en cuenta, por un lado el costo de transporte considerando el correspondiente mix de cuenca para cada distribuidora (\$/m³) dividido por el factor de carga del 35% para los usuarios residenciales (consumo promedio de la demanda residencial sobre su consumo pico) y para los servicios generales pequeños considerando un factor de carga del 50% y por otro lado, se adiciona a dicho componente, el porcentaje estimado de gas retenido ponderado el mix de cuenca asignado a cada distribuidora sobre el precio de gas natural en PIST calculado conforme lo descrito en el punto 1 del presente.

En la siguiente tabla, se muestran las tarifas firmes actuales por ruta de transporte aprobadas por el ENARGAS mediante Res N° 4363/2017 para TGS y Res. N° 4362/2017 para TGN, utilizadas por Gas Natural Ban S.A a los efectos del abastecimiento de la demanda prioritaria. Se consideran los factores de carga correspondientes y los mix de cuenca para Gas

cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento.

ARTICULO 39. — A los efectos de posibilitar una razonable rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia, las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán contemplar: a) Que dicha rentabilidad sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable; b) Que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.

Natural Ban S.A. Estos datos, como se verá más adelante, se corresponden con los resultados reflejados en las figuras 2 y 3 que se analizarán posteriormente

TARIFAS DE TRANSPORTE CONSIDERANDO CUENCA DE ASIGACION GAS NATURAL BAN S.A.

	Recepción Desde CUENCA	Costo de transporte y G Comb -> DESTINO GBA				
		Tpte			G Comb	
		U\$/MMBtu u (2)	\$/m3 (2)	%	U\$/MMBtu u	\$/MMBtu PIST (1)
TGN	Salta	0,55	8,69	5,20%	0,18	3,54
	Neuqén	0,41	6,56	4,86%	0,17	3,54
TGS	Neuqén	0,29	4,68	4,86%	0,17	3,54
	Chubut	0,32	5,07	8,38%	0,30	3,54
	S Cruz	0,46	7,29	10,78%	0,38	3,54
	TDF	0,50	7,93	11,27%	0,40	3,54

(1) Se toma un TC:16 y un precio de gas de que surge del promedio aritmetico de los precios PIST para cada segmento del cuadro tarifario de Gas Natural Ban S.A. vigente en U\$/MMBtu

(2) Los \$/m3 corresponden a los cargos mensuales por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada. A los fines de su conversión se lo divide por la cantidad de días del mes.

Mix Cuenca	Costo Pond. Transporte (2)	Gas Comb. Pond.	%GC Ponderado	
Neuquen	86,83%	0,25	0,15	4,22%
Norte	4,34%	0,02	0,01	0,23%
Chubut	1,64%	0,01	0,00	0,14%
SC	3,32%	0,02	0,01	0,36%
TF	3,67%	0,02	0,01	0,41%
Promedio Ponderado Gas Ban SA. (en MMBtu)	0,32	0,19	5,35%	
Adicionando FC al Costo de Transporte(en MMBtu)	0,85	0,19	1,04	

La Tarifa de Distribución, es la que surge del VAD (Valor Agregado de distribución), conforme el cálculo implícito de la tarifa que repaga los conceptos establecidos por el artículo 38 y 39 de la ley de gas teniendo en cuenta como variable relevante la proyección de demanda por segmento

de usuarios realizadas por las Distribuidoras para el periodo en cuestión y zona geográfica determinada. A los fines de la desagregación de este componente dentro de la tarifa total abonada por la demanda, se consideró la diferencia entre la tarifa por MMBtu consumido establecida en los cuadros tarifarios y los correspondientes precios en PIST y costos de transporte considerando lo descripto anteriormente. Adicionalmente, se dividió el correspondiente cargo fijo por los niveles máximos de consumo por categoría de usuarios conforme ANEXO B del presente trabajo.

En la Fig. 2 se analiza el cuadro tarifario aprobados por ENARGAS mediante las Resolución N° 4046 de 2017, para el periodo Octubre 2016 - Marzo 2017, aplicados a los usuarios de los Segmentos Residenciales (R) y Servicios Generales P (SGP) del área de licencia de GAS NATURAL BAN S.A., en forma desagregada en sus distintos componentes, conforme la descripción precedente.

En la Fig. 3 se analiza el cuadro tarifario aprobados por ENARGAS el 30 de Marzo mediante las Resolución N° 4354 de 2017, para el periodo Abril-Octubre 2017, aplicados a los usuarios de los segmentos R y SGP del área de licencia de GAS NATURAL BAN S.A., en forma desagregada en sus distintos componentes, conforme la descripción precedente.

A los fines de su análisis se consideraron los valores expresados en USD/MMBtu y se consideró un Tipo de Cambio teórico de 16 \$/USD.

COMPONENTE DE LA TARIFA RESIDENCIAL GAS NATURAL BAN (USD/MMBtu)
Resolución ENARGAS N°4046/2016 - Vigencia Octubre 2016 a Marzo 2017

Residencial	PIST (1) (€)	Gas Rotasida (2)	Costo Transporte (3)	Costo FOC (3)	TRANSP. (2)+(3)	VAD (4)	Tarifa (1)+(2)+(3)+(4)
R1	2,25	0,12	0,20	0,56	0,67	2,15	5,07
R2 1	2,25	0,12	0,20	0,56	0,67	1,79	4,71
R2 2	2,25	0,12	0,20	0,56	0,67	1,74	4,66
R2 3	2,25	0,12	0,20	0,56	0,67	1,59	4,51
R3 1	3,91	0,20	0,20	0,56	0,76	1,89	6,55
R3 2	3,91	0,20	0,20	0,56	0,76	1,92	6,59
R3 3	3,91	0,20	0,20	0,56	0,76	2,01	6,68
R3 4	5,40	0,28	0,20	0,56	0,83	2,14	8,38
P1,2	0,94	0,05	0,20	0,39	0,44	0,44	1,81
P3	2,54	0,13	0,20	0,39	0,52	0,48	3,54

Promedio **2,960** **0,676** **1,615** **5,251**
 % Sobre TAB **56%** **13%** **31%**

(7)Mlr de Cuencas: 84,6%; NGN: 5,4%; NQ3

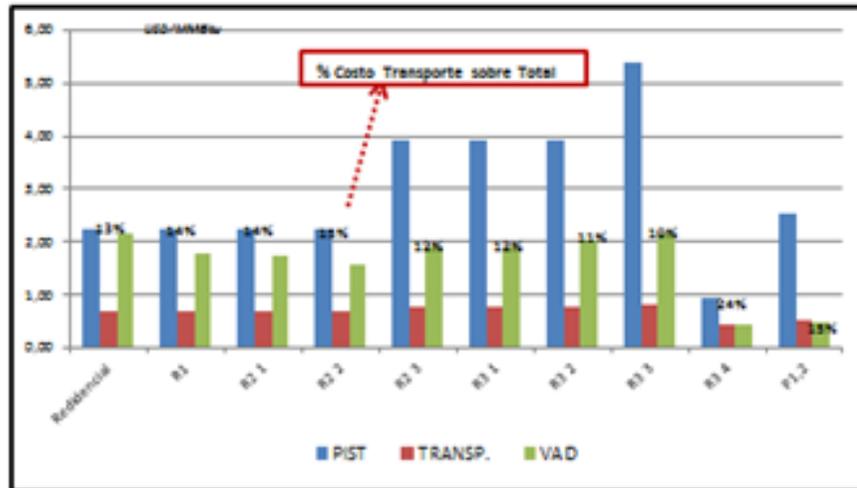


Figura 2 - Elaboración Propia

COMPONENTE DE LA TARIFA RESIDENCIAL - GAS NATURAL BAN (USD/MMBtu)
Resolución ENARGAS N°4354/2017 - Vigente desde Abril 2017 a Octubre 2017

Residencial	PIST (1) (€)	Gas Rotasida (2)	Costo Transporte (3)	Costo FOC (3)	TRANSP. (2)+(3)	VAD (4)	Tarifa (1)+(2)+(3)+(4)
R1	2,84	0,16	0,32	0,90	1,06	3,13	7,03
R2 1	2,84	0,16	0,32	0,90	1,06	2,67	6,57
R2 2	2,84	0,16	0,32	0,90	1,06	2,61	6,51
R2 3	2,84	0,16	0,32	0,90	1,06	2,41	6,32
R3 1	4,52	0,26	0,32	0,90	1,16	2,92	8,60
R3 2	4,52	0,26	0,32	0,90	1,16	3,00	8,68
R3 3	4,52	0,26	0,32	0,90	1,16	3,21	8,89
R3 4	5,93	0,34	0,32	0,90	1,24	3,60	10,77
P1,2	1,37	0,08	0,32	0,63	0,71	0,61	2,68
P3	3,16	0,16	0,32	0,63	0,81	0,68	4,65

Promedio **3,54** **0,201** **0,847** **1,048** **2,482** **7,068**
 % Sobre TAB **50%** **15%** **35%**

(7)Mlr de Cuencas: 86,8%; NGN: 4,34%; NQ3: 1,84%; CH: 3,32%; SC2: 3,67%; TDF

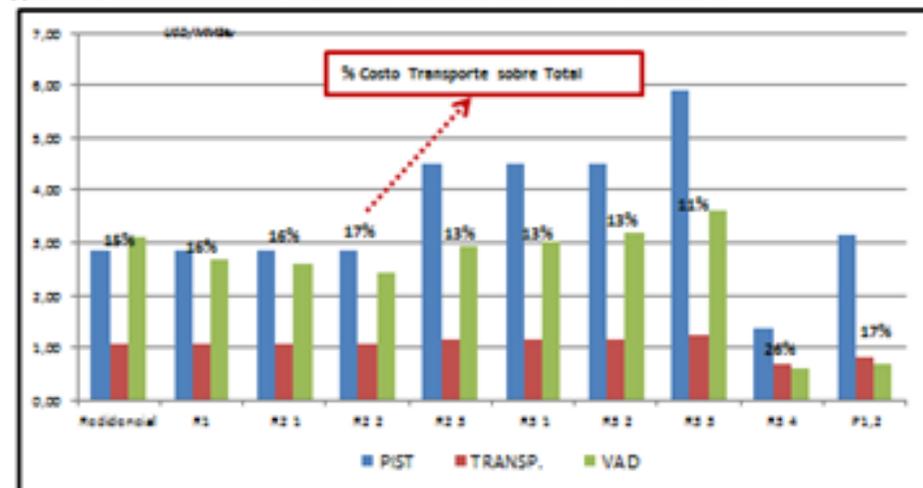


Figura 3 - Elaboración Propia

Se observa que el mayor componente es el correspondiente al precio del gas natural en boca de pozo. No obstante, es importante remarcar la relevancia del costo de transporte en la tarifa total pagada por los consumidores y el mayor impacto en los segmentos de menor consumo. Asimismo, se verifica que la aplicación de las RTI para las Licenciatarias de Transporte y Distribución, con aplicación a partir de abril del 2017, generó un aumento en la importancia del componente transporte dentro de la tarifa total en detrimento del precio del gas en boca de pozo, pasando el mismo a representar, en promedio por segmento, de un 13% a un 15% de la tarifa total pagada por los consumidores.

Esta situación se torna aún más perjudicial si consideramos, conforme se va a explicar en los siguientes apartados, que un porcentaje importante de este gas no es realmente transportado por la Licenciataria de Transporte, generando una gran injusticia al consumidor final al cobrarle el mismo.

Antes de adentrarnos en este punto, vamos a extender el análisis realizado proyectando en el cuadro 1 los cuadros tarifarios al momento en que se efectivizará el 100% de la RTI aprobado por ENARGAS para las licenciatarias de Transporte y Distribución, mediante la Resolución N° 4354 de 2017, es decir Abril 2018.

TARIFA TOTAL APROXIMADA A PAGAR POR LA DEMANDA PRIORITARIA EN ZONA DE GAS NATURAL BAN S.A.

	oct-16	%	abr-17	%	oct-17	%	abr-18	%	oct-18	%	abr-19	%	oct-19	%
Precios en PIST (1)	3,42	60%	3,77	52%	4,19	45%	4,68	42%	5,26	45%	5,96	48%	6,80	51%
Tarifas Transporte (2)(*)	0,68	12%	1,05	14%	1,54	16%	1,86	17%	1,89	16%	1,93	16%	1,98	15%
Tarifas Distribución (3)(*)	1,61	28%	2,48	34%	3,64	39%	4,51	41%	4,51	39%	4,51	36%	4,51	34%
Tarifa Total Pagada	<u>5,71</u>		<u>7,30</u>		<u>9,37</u>		<u>11,05</u>		<u>11,66</u>		<u>12,40</u>		<u>13,29</u>	

(1) El sendero de precios establece un promedio considerando todas las distruidoras y la segmentación de la demanda dentro de las mismas. A los fines de la proyección se considera para el calculo de los PIST para GAS NATURAL BAN S.A. los precios establecidos mediante el sendero de precios por el Estado Nacional.

(2) Para el calculo de la Tarifa de Transporte, considerando el aumento gradual establecido por el Gobierno para la implementación del 100% de la RTI conforme la Res. N°74/2017 para Gas Natural Ban S.A., se toma la diferencia entre la tarifa de transporte de Abril-2017 y Octubre-2016 y se lo divide por 0,3 dado el 30% escalonado aplicado en 2017. Posteriormente se aplican los % conforme la progresión establecido por el Gobierno. A los efectos de simplificar el esquema, se tomo el 40% de la RTI a aplicar en Diciembre 2017 conforme

(3) Para el calculo de la Tarifa de Distribución se aplico igual criterio que para el calculo de la Tarifa de Transporte.

(*) Se consideró a los fines de la proyección un TC Flat de 16 \$/USD. Si consideramos la variación proyectada por el Gobierno en el presupuesto 2017 se puede verificar que las mismas van a sufrir una disminución en USD.

Cuadro. 1 Proyección aproximada componentes de la tarifa cobrada a la Demanda Prioritaria.

Elaboración propia en base a datos Res. N°4354/2017

Estructura de las cuencas gasíferas en Argentina

Actualmente, los Productores inyectan gas natural al sistema desde 5 cuencas con precios de gas natural y tarifas definidas de transporte por tramos de gasoductos, a saber: *Cuenca Norte, Cuenca Neuquén, Cuenca de Chubut, Cuenca de Santa Cruz y Cuenca de Tierra del Fuego.*

Desde estas cuencas, las transportistas cobran, sus correspondientes tarifas reguladas, a cada uno de los cargadores del Sistema de Gas y, en el caso que nos ocupa, “Las Distribuidoras”, las trasladan directamente a su demanda.

ENARSA a partir del 2008 tuvo a su cargo la importación de Gas Natural Licuado para su regasificación desde la Terminal de Bahía Blanca y, desde el 2011, desde la Terminal de Escobar, ambas en la Provincia de Buenos Aires, lugar geográfico estratégico donde se concentra la mayor demanda residencial del Sistema.

En el 2009, mediante la Resolución ENARGAS N° 847, se definió un cuadro tarifario con zona de recepción Bahía Blanca, hasta el momento no reconocida. Se consideró para el tramo Bahía Blanca – Bahía Blanca igual tarifa que la definida para el tramo Chubut – Chubut Sur y para los restantes tramos aguas abajo de las distintas sub zonas de entregas de Bahía Blanca se consideró como criterio de cálculo la diferencia entre las tarifas de las distintas sub zonas de Chubut aguas abajo respecto de Bahía Blanca. Igual criterio se utilizó para el % de gas retenido en cada tramo.

Aquí hay que tener en cuenta que, más allá de este primer esbozo de la Resolución N° 847 por definir nueva cuenca en Bahía Blanca, nunca se materializó para los cargadores con contratos de transporte firmes, como ser las Distribuidoras. Esto debido al no reconocimiento de estos nuevos puntos de ingreso de gas natural al sistema de transporte por parte de la Autoridad en la materia; más concretamente con posterioridad a esta Resolución y conjuntamente con la fijación de los precios en boca de pozo en reiteradas oportunidades para cada cuenca, “nunca” se fijó el precio para Bahía Blanca.

Mediante Nota ENARGAS N° 6643 del 2011 se instruyó a Transportadora Gas del Norte para que cree un punto administrativo a los efectos de la nominación y confirmación de los volúmenes procedentes de la regasificación de GNL de la Terminal de Escobar y que se considere este gas como inyectado desde la cuenca Norte para los volúmenes nominados sobre cualquier punto de entrega del gasoducto norte y desde la cuenca neuquina para los volúmenes nominados sobre cualquier punto de entrega del gasoducto Centro Oeste, hasta completar la capacidad de transporte en ambos casos. Superada la misma, el remanente se debía considerar como cuenca neuquina. Asimismo, esta disposición extendió este criterio para el gas inyectado desde la terminal de Bahía Blanca como si fuese inyectado desde cuenca neuquina. Es decir que un usuario del Gran Buenos Aires, por ejemplo, que utiliza gas regasificado del barco en Escobar paga 1/0.35 veces el transporte Neuquen-Bs As o Salta-Bs As a pesar de que el gas es introducido directamente en el anillo de Buenos Aires con costos de transporte reales mucho más bajos.

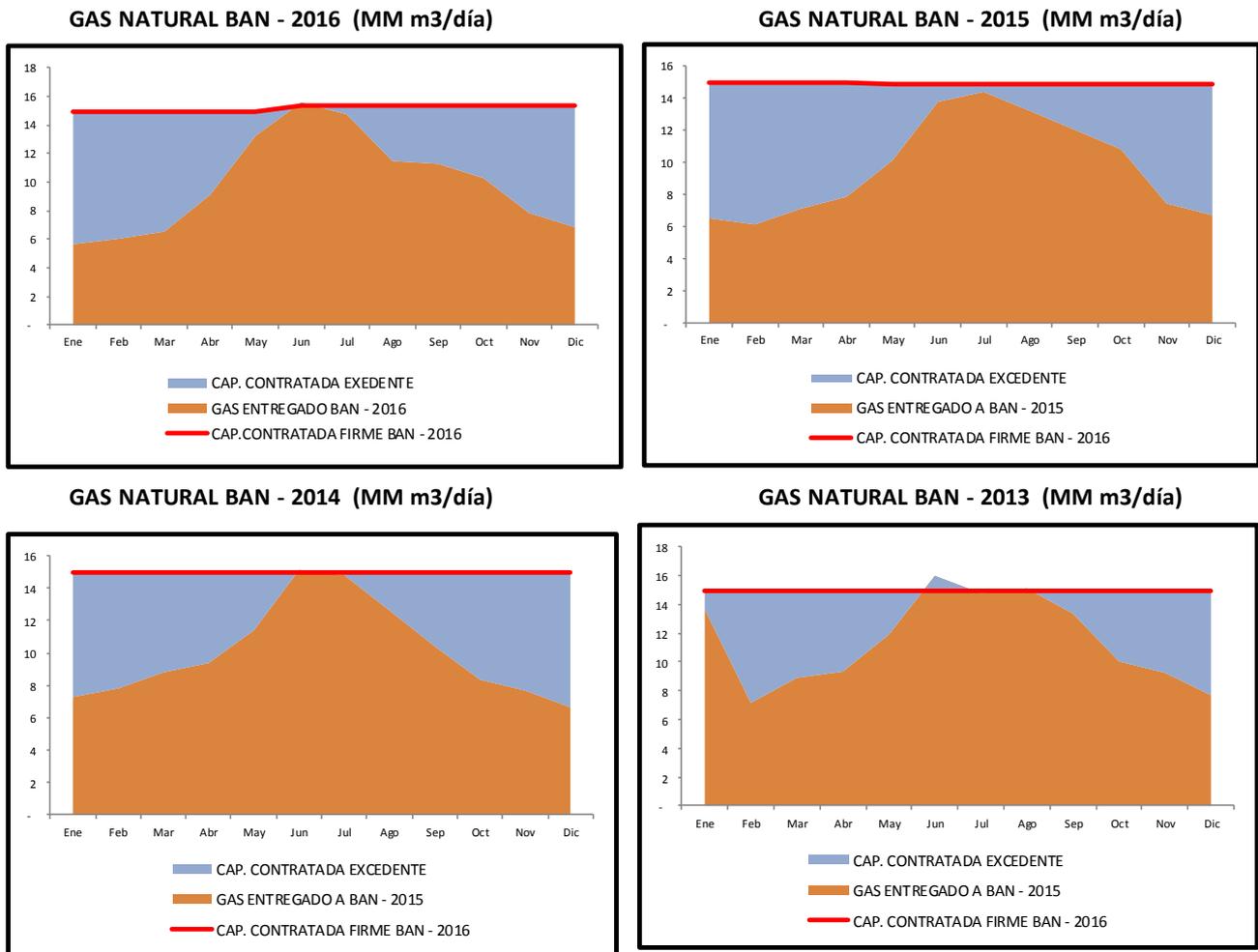
Se remarca que con anterioridad a estas disposiciones, las transportistas no solamente cobraban por el gas “no” transportado sino que adicionalmente cobraban a sus cargadores los correspondientes Servicios de Intercambio y Desplazamiento para llevar la “inyección administrativa” desde Bahía Blanca y Escobar a las cuencas descriptas más arriba.

Desde el 2016 se comenzó a inyectar adicionalmente GNLR, para algunos meses de invierno y con destino a Generación Eléctrica, desde Chile mediante los gasoductos NorAndino y GasAndes con intersección en el sistema troncal de TGN en Pichanal y La Mora respectivamente.

Sub-Optimización del transporte contratado por las Distribuidoras

En función de lo que se ha venido describiendo, en la Fig.4 se muestra como, para el caso de Gas Natural Ban S.A., las reservas de capacidad en firme contratadas, durante todo el año, a las Transportistas son por la cantidad

máxima transportada en invierno²¹. Se verifica que un porcentaje muy importante de contrato firme en verano no es utilizado por la Distribuidoras, pero si es pagado por la misma y trasladado a los usuarios finales.



**Fig. 4 Excedente de transporte contratado por Gas Natural Ban S.A.
Elaboración propia en base a datos del ENARGAS**

²¹ El funcionamiento normal del sistema argentino de gas natural en la etapa previa a la crisis económica requería de capacidad de transporte en exceso de la demanda media para cubrir los picos de demanda invernal de los residenciales. Esta situación fue contemplada en el sistema tarifario mediante la introducción del factor de carga en la tarifa de transporte.

El factor de carga (FC) se define como la relación entre la demanda media de un tipo de usuario y la capacidad de transporte máxima requerida por dicho tipo de usuario. Los usuarios de una distribuidora consumen y pagan por la capacidad contratada firme por las Distribuidoras. Es por eso que la licencia de transporte de gas estableció desde su inicio para los usuarios residenciales un factor de carga, $FC=0.35$ y $0,5$ para los usuarios P, de tal modo que si la tarifa de transporte es T, un usuario residencial debe pagar por el transporte $T/0.35$, es decir, casi 3 veces el Costo de Transporte y un doble en el caso de los usuarios P.

Por su parte, el sistema de transporte ha dejado de mostrar la estacionalidad mencionada al utilizar gas invernal desde los barcos regasificadores.

La Fig. 5 muestra como la estacionalidad en el sistema de transporte que existía en el año 2000 prácticamente ha desaparecido en el año 2016 indicando que dejaría de ser justificable la utilización de un factor de carga de 0.35 para la compra de transporte de la distribuidora e inclusive la reserva de capacidad desde cabecera de gasoducto al Gran Buenos Aires.

La capacidad de transporte que cedería la distribuidora podría ser adquirida en base firme por usuarios de generación e industrias, en forma asociada a contratos de gas de largo plazo desde, por ejemplo, Vaca Muerta posibilitando la contractualización y de allí la financiación de las inversiones y el desarrollo de los reservorios no convencionales.

Centro Oeste - TGN

	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEPT	OCT	NOV	DIC
2000	0,50	0,62	0,67	0,69	0,82	0,78	0,78	0,75	0,66	0,51	0,47	0,50
2016	0,90	0,87	0,75	0,82	0,89	0,97	0,92	0,80	0,88	0,88	0,79	0,82

TGS - Promedio Aritmético (Neuba I, tramo I y II y Neuba II)

	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEPT	OCT	NOV	DIC
2000	0,65	0,69	0,70	0,63	0,99	1,00	0,95	0,95	0,84	0,69	0,59	0,76
2016	0,54	0,55	0,58	0,63	0,68	0,67	0,66	0,67	0,63	0,58	0,56	0,57

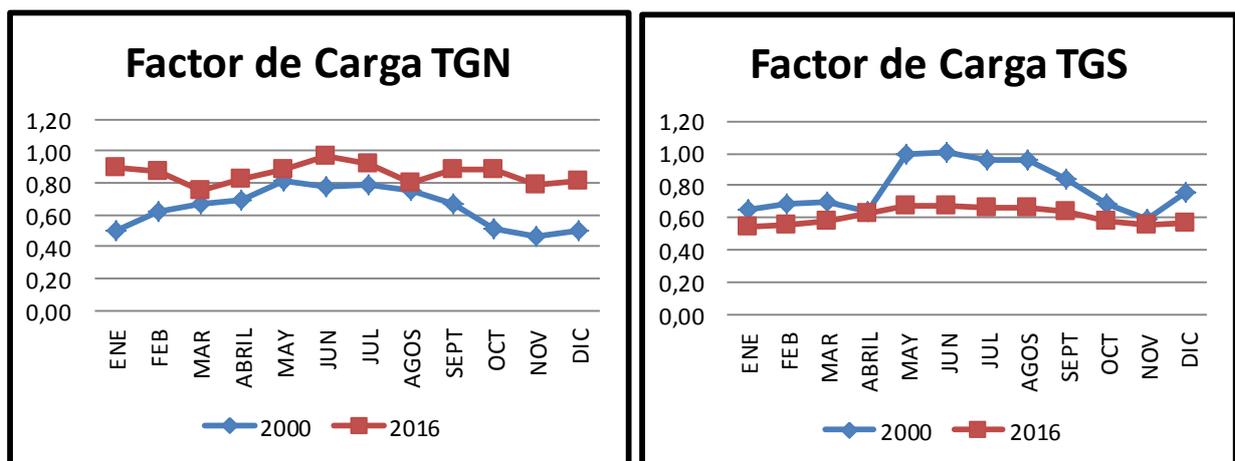
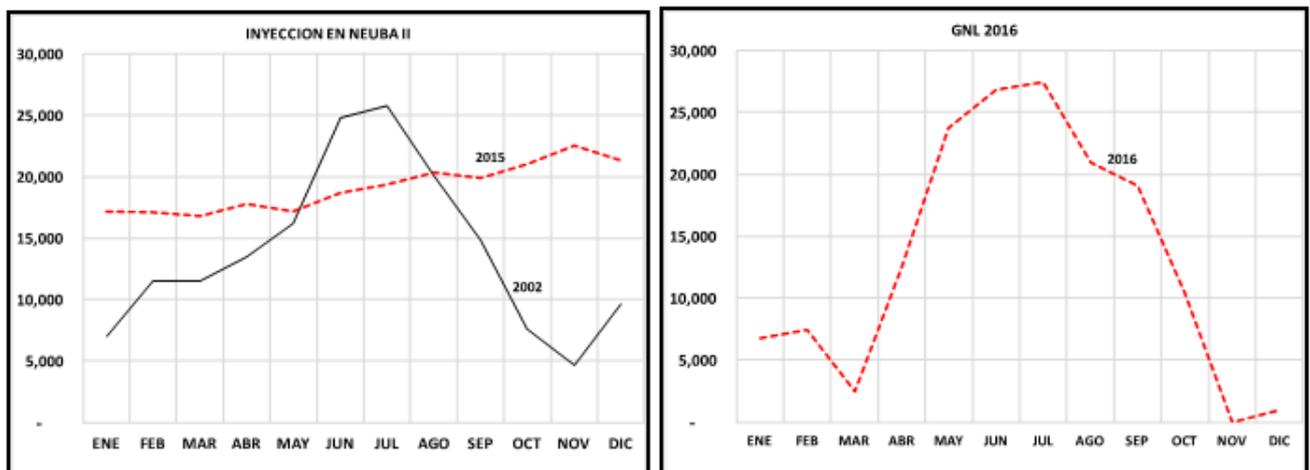


Fig. 5 Factores de Carga de Gasoductos Centro Oeste y Neuba I y I
Elaboración propia en base a datos del ENARGAS

Al verificar las curvas, principalmente la de TGS, en el 2016 es más plana que en el 2000. A partir del 2008 ENARSA, como se describió oportunamente, comenzó a inyectar en la Terminal Portuaria de Bahía Blanca Gas Natural Licuado Regasificado y en el 2011 en la Terminal de Escobar, cerca de los centros de consumo sin necesidad de transportarlo desde Neuquén. Esto hace suponer que los picos, antes abastecidos desde la cuenca neuquina, fueron abastecidos por ENARSA con GNLR.

Esto se corresponde con lo concluido por el Dr. Ing. Raúl Bertero en Informe titulado “Contractualización del Gas en Boca de Pozo y Cambios en la Estructura Tarifaria del Sistema de Gas Natural”. En el mismo establece que se produjo una transformación en la forma de abastecimiento de la demanda residencial invernal comparando distintos años. Establece que en el año 2002 el incremento de la demanda invernal se abastecía con gas natural desde la cuenca neuquina (en particular utilizando el NEUBA II). Por el contrario, establece que si se observa la inyección promedio en el NEUBA II en el año 2015, se puede ver la falta de estacionalidad de las inyecciones desde Neuquén con caudales casi constantes.

Asimismo, en dicho Informe, el Ing. Bertero establece una similitud entre los volúmenes y las formas de las curvas de abastecimiento entre aquello abastecido desde Neuquén por las cuencas productoras en los primeros años de la década y lo inyectado por ENARSA conforme la importación de GNLR en el 2016. Copio seguidamente gráficos elaborados en dicho informe (expresados en miles de m³).



4. DESAFÍOS FUTUROS

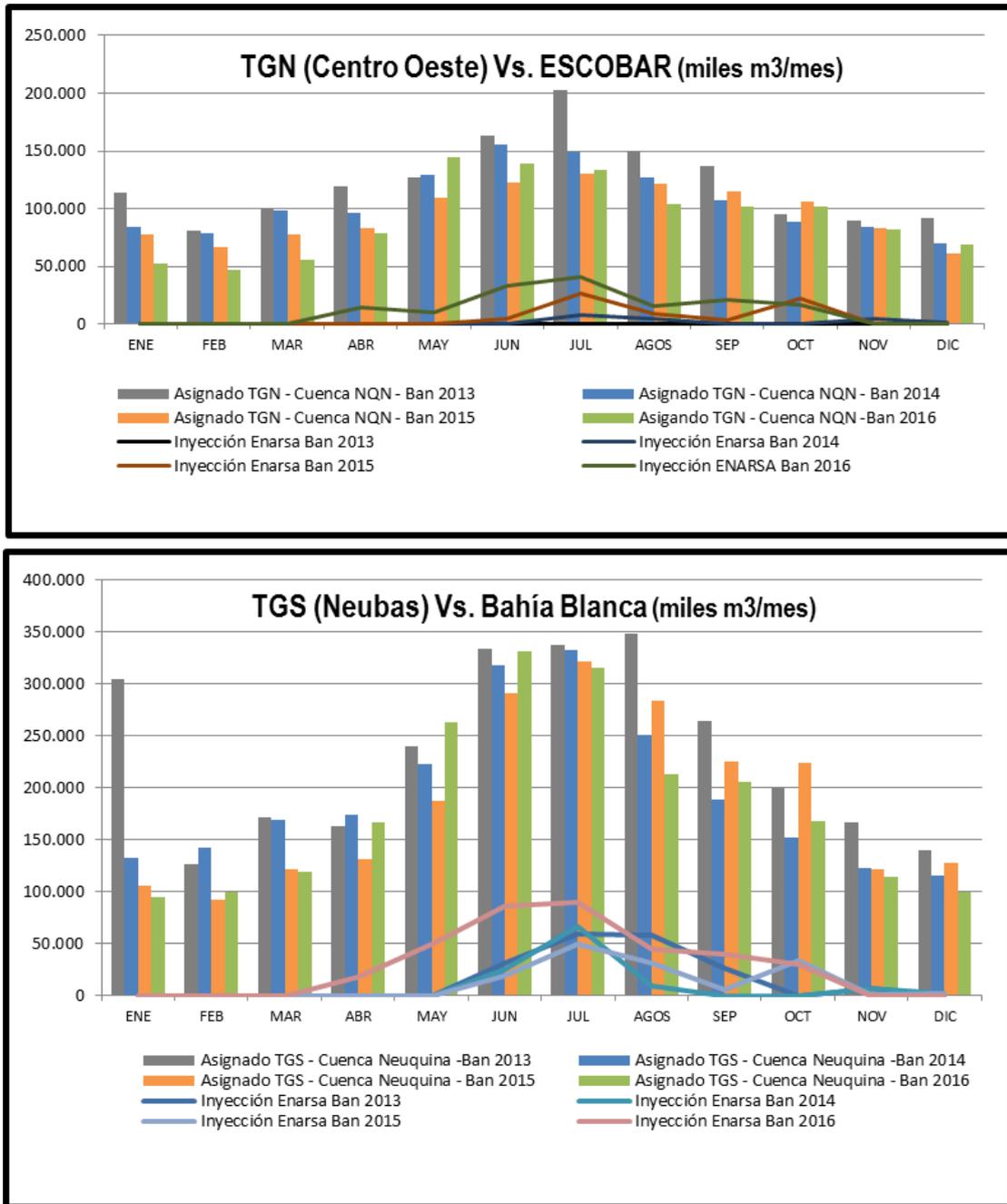
Nuevo diseño en la estructura tarifaria de transporte conforme la realidad del consumo

Creación cuenca Escobar y cuenca Bahía Blanca. Nuevos puntos de Inyección.

Todos los “nuevos” puntos de Inyección, conforme lo descrito en el Apartado 3. Título 5 del presente, no han sido hasta el momento considerados a los fines del diseño estructural regulatorio necesario para el cálculo de tarifas de las transportistas con su correspondiente pass through de las distribuidoras a su demanda.

La inyección, principalmente aquella de Escobar y Bahía Blanca, que en picos de invierno representa aproximadamente casi un 25% de la demanda total del sistema, tiene su inyección administrativa, conforme lo descrito en el Apartado 3. Título 5, desde las cuencas: Norte y Neuquén para el caso de Escobar y desde la cuenca neuquina para la inyección desde la Terminal de Bahía Blanca.

En la Fig. 6 siguiente se verifica para la Distribuidora Gas Natural Ban S.A. la importancia que tiene la inyección de ENARSA desde estas Terminales, en relación a lo que informan las Transportistas en función de lo inyectado, “ficticiamente” desde la cuenca Neuquina, por medio de los gasoductos que vinculan Neuquén – GBA (Centro Oeste y los Neubas). Se observa para el año 2016, aproximadamente, un 14% de lo que TGN informó de inyección desde Neuquén por el Gasoducto Centro Oeste, corresponde a Inyección de Gas Natural Licuado Regasificado desde Escobar, con picos en Julio de hasta 30%. Asimismo, se verifica que lo inyectado desde Bahía Blanca representó en 2016 aproximadamente un 16% de lo informado por TGS sobre los gasoductos Neubas, con picos en el mes de Julio de hasta 29%.



**Fig. 6 Asignado por TGN Centro Oeste y TGN Neubas Vs. Inyección Esc. y BB
Elaboración propia en base a datos del ENARGAS**

Este gas, que en invierno (como se ha demostrado) abastece un gran porcentaje de la Demanda Residencial, tiene dentro del componente del costo una porción fija que le cobran las Transportistas a las Distribuidoras por su reservas de capacidad firme durante todo el año considerando el 100% del

factor de carga. Asimismo, las Transportistas retienen un porcentaje de gas combustible necesario para comprimir un gas "que no transportan realmente".

En la Fig. 7 se representa la situación actual de las cuencas en Argentina y los costos de transporte considerando el factor de carga para la demanda residencial (0,35). Tener en cuenta, que al efecto del cálculo, no se consideró el FC para los usuarios comerciales con servicio completo.

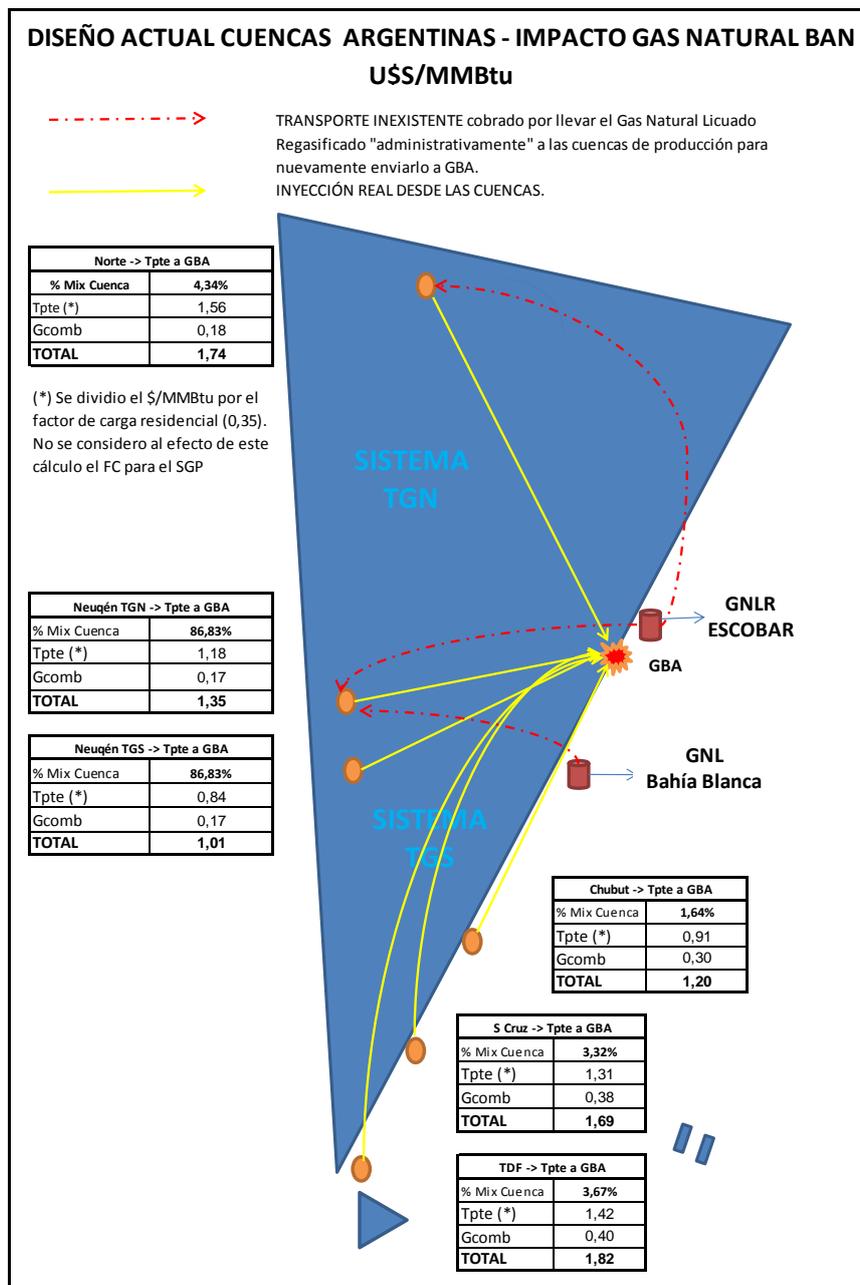


Fig. 7 Cuencas actuales Argentinas Elaboración Propia base ENARGAS

Todo lo dicho precedentemente nos permite concluir la necesidad de rediseñar la estructura de cuencas de inyección de Argentina a los efectos de eliminar las inconsistencias descriptas precedentemente.

De esta forma, por un lado el Ministerio de Energía y Minería debería asignarle un precio al gas inyectado en las mismas, preferentemente el precio de compra del GNL en el mercado internacional más los costos de regasificación para evitar subsidios, y por otro lado el ENARGAS debería fijar las tarifas de transporte considerando los nuevos centros de inyección. Se debería considerar a los fines del cálculo de las tarifas a trasladar a la Demanda Prioritaria, factores de carga cercanos a 1 en verano y, para el gas de peaking invernal, factores de carga de 0,35 pero con tarifas de transporte muy bajas dado los puntos de inyección cercanos a los centros de demanda, y por lo tanto, con un efecto insignificante sobre la Tarifa Final. A su vez, deberán instrumentarse de forma tal de que no se generen posibilidades de arbitraje por parte de un cargador en detrimento de alguna ruta de transporte conforme se explicará en mayor detalle seguidamente.

Equilibrio de tarifas de transporte en City Gate.

Lo conclusión a la que se arribó en el apartado anterior tiene que ser instrumento de forma tal de que no se permita “arbitrar”, dada la inexistencia de mercado que corrija automáticamente dicha diferencia de precio en el sistema de gas.

*Se entiende por **Arbitraje**, desde un punto de vista económico financiero, a la práctica de tomar ventaja de una diferencia de precio entre dos o más mercados: realizar una combinación de transacciones complementarias que capitalizan el desequilibrio de precios. La utilidad se logra debido a la diferencia*

*de precios de los mercados. Por medio de arbitraje, los participantes en el mercado pueden lograr una utilidad instantánea libre de riesgo.*²²

En el mercado de gas los cargadores serían quienes podrían aprovechar las ventajas de una fijación de precios de gas y tarifas de transporte inconsistente con este principio generándole rentas extraordinarias. A diferencia de un mercado en competencia donde el equilibrio se establece por el propio accionar de la oferta y demanda modificando libremente el precio; en el mercado de gas esta inconsistencia no se resolvería por la mayor demanda de una ruta dado que los precios en boca de pozo y las tarifas de transporte son fijadas por el Estado y se congelan por un determinado tiempo conforme la normativa.

De esta forma es muy importante que los precios en boca de pozo por cuenca de inyección y las tarifas de transporte por ruta permitan llegar a iguales valores en los centros de consumo (City Gate).

Asignación del gas natural licuado regasificado (GNLR) al Segmento Residencial, compensado con menor Tarifa de Transporte

En este apartado se intentará establecer una línea de acción específica a los fines de buscar una solución a las problemáticas planteadas precedentemente.

Por un lado, en el Apartado 3. Título 4 se llegó a la conclusión de la importancia del costo de transporte en la tarifa total pagada por los consumidores y el mayor impacto en los segmentos de menor consumo. Asimismo, se remarcó que la aplicación de las RTI para las Licenciatarias de Transporte y Distribución, con aplicación a partir de abril del 2017, generó un aumento en la importancia de este componente dentro de la tarifa total en detrimento del precio del gas en boca de pozo.

²² Si los precios de mercado no permiten la ejecución de arbitraje rentable, se dice que los precios constituyen un equilibrio de arbitraje, o un mercado libre de arbitraje. El equilibrio de arbitraje es una precondition para un equilibrio económico general.

Por otro lado, hay que considerar dentro de este análisis la “Sub-Optimización del Transporte en verano” contratado por la distribuidora dado el factor estacional de la demanda del segmento residencial. Esto quedó demostrado en el Apartado 3. Título 6, con los gráficos realizados para Gas Natural Ban S.A., donde se verifica que la mayor utilización de los gasoductos para este segmento, mayor factor de carga, se da en invierno. A su vez, y considerando lo establecido en ese apartado, las distribuidoras le pagan durante todo el año el servicio firme de transporte reservado considerando el factor de carga de invierno, generando desventaja para la Demanda Prioritaria.

La Fig. 8 muestra el Gas Natural entregado por segmento de demanda en los últimos 4 años, corroborando la afirmación anterior. Se verifica la notoria variación que sufre la demanda de Distribuidoras durante el transcurso de año como consecuencia de la alta dependencia que tiene esta variable respecto del clima.

En la Fig. 9, sacada del Informe titulado “Contractualización del Gas en Boca de Pozo y Cambios en la Estructura Tarifaria del Sistema de Gas Natural” realizado por el Ing. Bertero se verifica no solo la demanda potencial²³ de gas en el año 2015 sino su forma de abastecimiento. Como se muestra en el gráfico, la oferta de gas de producción nacional enviada al mercado fue del orden de los 90 MMm³/d, a la que se le agregaron 15 MMm³/d de gas importado de Bolivia e importaciones variables de GNL con picos mensuales de 27 MMm³/d promedio en junio y julio. Por encima de la oferta de gas existió una demanda insatisfecha con picos promedio mensual en invierno de 40 MMm³/d, que fue abastecida en parte con combustibles alternativos (fuel oil y gas oil) y eventualmente con restricciones a la demanda industrial en los días más fríos (hay que tener en cuenta que 2015 no tuvo un invierno severo y que los picos de demanda potencial diaria alcanzaron los 200 MMm³/d).

²³ La demanda potencial es la demanda de gas natural real más la demanda que hubieran tenido las centrales térmicas y las industrias, si el gas natural hubiera estado disponible.

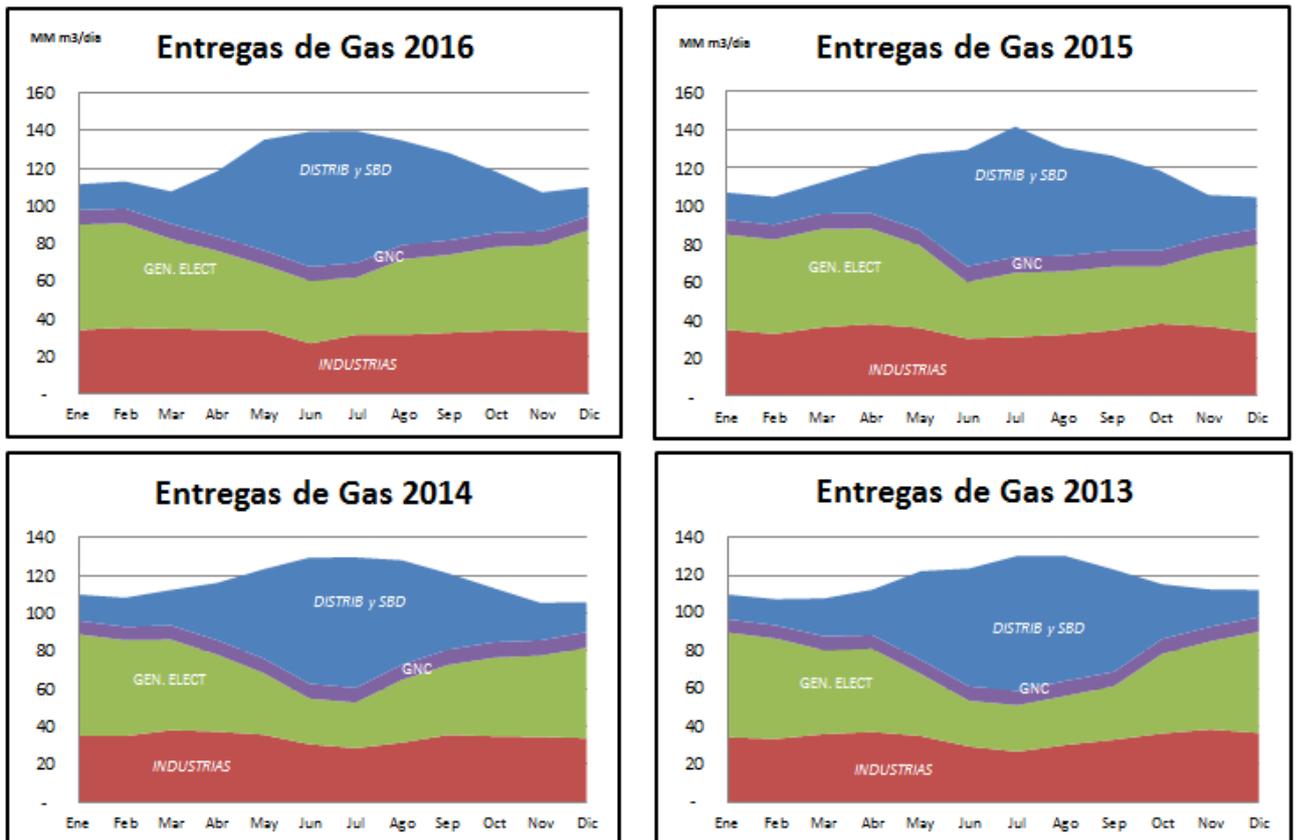


Fig. 8 Entregas de Gas a los distintos segmentos de Demanda
Elaboración propia en base a datos del ENARGAS

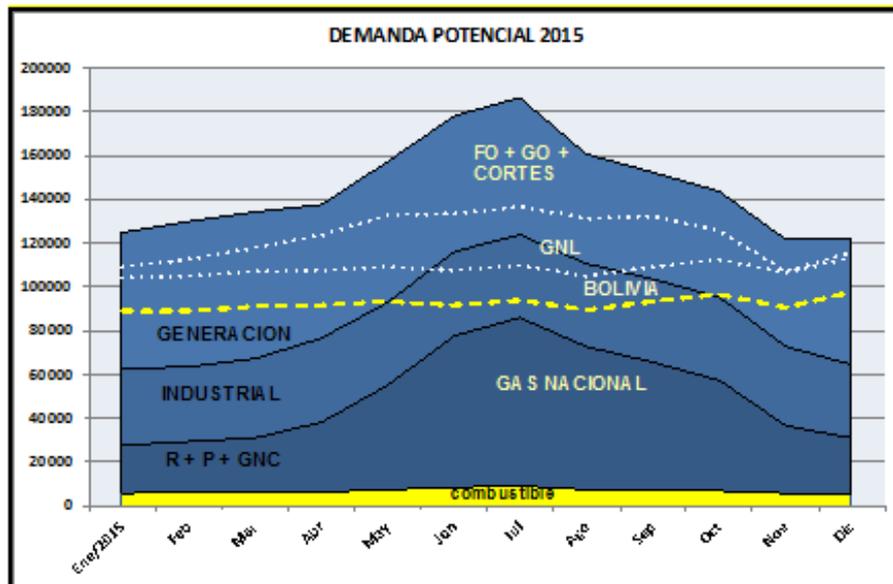


Fig. 9 Demanda potencial 2015 y forma de abastecimiento
Elaboración Dr Bertero en base a datos de ENARGAS y CAMESSA

En el Apartado 3. Título 4 se verificó la tendencia a que el costo de transporte incrementa su importancia sobre el total de la tarifa, al igual que el Valor Agregado de Distribución. y se llegó a la conclusión, para el periodo Abril - Octubre 2018, que un usuario residencial en promedio va a pagar, considerando todos los componentes de la tarifa, un valor aproximado 11 USD/MMBtu.

<i>PIST</i>	4,68
<i>TRANSPORTE</i>	1,86
<i>DISTRIBUCION</i>	4,51
<i>USD/MMBtu</i>	11,05

Hay que resaltar que a medida que se vaya ajustando el precio en boca de pozo conforme el sendero de precios establecido por el Gobierno, este valor va a aumentar progresivamente hasta alcanzar un valor en Octubre de 2019, considerando todos los componentes de la tarifa, de aproximadamente 13 USD/MMBtu.

Todo lo descripto anteriormente, nos permite concluir que el verdadero PEAKING INVERNAL de Gas Natural en Argentina es la Demanda Prioritaria y, por ende, debe ser cubierta por GNLR a su costo marginal. No obstante, este mayor costo de producto, dado que viene dado por el Import parity de GNL, puede ser compensado por un menor costo de transporte dado que su inyección, teniendo en cuenta el rediseño de las cuencas conforme lo establecido en el Apartado 4. Título 1, van a ser Escobar y Bahía Blanca, muy cerca de los centros de demanda.

De esta forma un usuario residencial de Buenos Aires pagaría en el invierno por rutas de transporte firmes Bahía Blanca-Buenos Aires y Buenos Aires-Buenos Aires, por lo tanto con valores sensiblemente menores al costo de pagar tres veces el transporte desde cualquiera de las cuencas como ocurre actualmente.

En la siguiente tabla se proyecta un escenario a Octubre 2019 a los fines de comparar la situación propuesta por el presente trabajo y el esquema vigente.

A modo de simplificar se considera que, tanto en Escobar como en Bahía Blanca, los costos de transporte durante el invierno son 0,30 USD/MMBtu y la tarifa de distribución es la misma que la proyectada en el cuadro 1 del presente trabajo.

		Cantidad de meses	Precio GNL (2)	Precio GN MI (1)	Valor GN sin Estacionalidad
Precio en PIST	Invierno	5	7,5		7,1
	Verano	7		6,80	
Tarifa de Transporte (3)	Invierno	5	0,30		0,53
	Verano	7	0,69		
Tarifa de Distribución					4,51
TOTAL TARIFA FINAL PROPUESTA a Octubre 2019					12,13
TOTAL TARIFA CONSIDERANDO LA SITUACION ACTUAL a Octubre 2019					13,29

(1) Precio pagado por el GN en verano conforme sendero de precios en Octubre de 2019

(2) Se considera un Precio de GNL de 6 USD/MMBtu + Costo de regasificación 1,5 USD/MMBtu

(3) En Verano se considerada el Costo de Transporte considerando un factor de carga igual a 1.

Se puede concluir que el precio que podrían pagar los usuarios considerando su abastecimiento, en invierno, con gas de peak shaving (GNL importado más costo de regasificación) y en verano con gas de productores locales a precio en boca de pozo establecido por el sendero de precios sería de aproximadamente 12 USD/MMBtu totales. Tener en cuenta que se considera 6 USD/MMBtu el precio de GNL y 1,5 USD/MMBtu el costo aproximado de regasificación del GNL en las terminales²⁴ y un tipo de cambio teórico de \$/USD 16.

Se verifica un menor valor que el proyectado por los cuadros tarifarios vigentes para las tarifas a aplicarse a partir de Octubre de 2019 considerando el PIST por cuenca de inyección actuales en base al sendero de precios y los costos de

²⁴ Se informa que el precio de GNL informado por ENARSA, tanto para Bahía Blanca (5,71 USD/MMBtu) como para Escobar (6,00 USD/MMBtu), para el periodo 2017 conforme las últimas licitaciones realizadas.

transporte aplicados conforme el esquema actual. Es importante destacar que solo se pagaría el GNL cuando se utiliza, es decir en el periodo invernal, a diferencia del costo de transporte actual que se paga todo el año.

Por otro lado esto arrojaría ventajas adicionales considerando que el mercado de GNL, dada la sobre oferta de este commodities actualmente, está en backwardation, es decir con una tendencia a la baja.

Por otra parte, en el periodo estival, los usuarios residenciales debían pagar el transporte, considerando el rediseño de la estructura tarifaria, desde todas las cuencas productivas con un Factor de Carga cercano a 1, es decir con una rebaja en la tarifa final que podría compensarse con lo establecido en el párrafo anterior.

Ventajas en los Segmentos no Residenciales.

En este apartado se mencionarán las ventajas asociadas a los segmentos de la demanda no prioritaria conforme los cambios propuestos en el presente trabajo.

El abastecimiento del consumo residencial por ENARSA en invierno (Peaking Invernal), teniendo en cuenta el rediseño de las cuencas de inyección y transporte con la consecuente modificación en las tarifas conforme lo explicado en los apartados anteriores, generaría un excedente de capacidad firme de transporte a ser contratada por los cargadores no prioritarios: Industrias, Comercializadoras y/o Usinas Térmicas. Esto sumado a que la inyección desde las cuencas productoras tendrían un mayor porcentaje de gas natural con destino a demanda no prioritaria generaría las condiciones óptimas para que la Oferta y la Demanda establezcan contratos a largo plazo con niveles de garantías de suministro y recepción “Take or Pay”²⁵ y “Delivery or Pay”²⁶ aceptables para las partes.

²⁵ En un Contrato de Compra – Venta de Gas, es la cantidad mínima diaria que el comprador se obliga a comprar o pagar.

²⁶ En un Contrato de Compra – Venta de Gas, es el volumen diario por debajo del cual el productor debe pagar la cantidad de gas no entregada al comprador.

Por otra parte, el resurgimiento de un mercado con posibilidades de contratos a término, otorgaría a las empresas productoras una certidumbre necesaria en su planificación económica financiera generándole las condiciones para las inversiones tan esperadas, potenciando de esta forma el desarrollo de las cuencas no convencionales como ser “vaca muerta”.

Esta certidumbre en la política de precios con el consecuente financiamiento derivado otorgaría los mecanismos para que los agentes inviertan en soluciones óptimas como ser nuevas plantas de GNL con acceso abierto, lo que acrecentaría la oferta de dicho producto.

Conforme concluye el Ing. Bertero ... *“Con plantas de GNL adecuadamente dimensionadas, pasando del barco regasificador de Bahía Blanca a una regasificación en tierra para optimizar la logística de abastecimiento de GNL, y mediante un nuevo gasoducto que lleve gas natural a las grandes centrales térmicas de Buenos Aires (probablemente subfluvial para evitar las dificultades de atravesar el conurbano y la ciudad de Buenos Aires) el sistema podría cubrir en forma segura y confiable los picos invernales, con una producción prácticamente constante del gas nacional el resto del año”.*

Al tener las industrias el servicio de gas firme, sufrirían menor nivel de cortes, y dado que los productores inyectarían un porcentaje más importante del total de su cartera con destinos a estos usuarios, se generaría mayor nivel de competencia con sus efectos sobre el precio.

Asimismo los usuarios del sistema eléctrico tendrían beneficios al no tener que pagar los mayores costos de combustibles alternativos al Gas Natural.

Gestión de Desbalances de los Cargadores. Políticas de Cortes por parte de las Distribuidoras

Considerando los criterios de despachos complementarios establecidos por medio de la Res. N° 3833/2016 emitida por el ENARGAS, tal como se ha manifestado oportunamente, se debería establecer “en forma transitoria” un procedimiento de asignación para aquellos cargadores con desbalance que no

tengan el gas garantizado por medio de contratos. Para aquel volumen en exceso del establecido por la Res. N° 89 se propone un prorrateo del mismo conforme los porcentajes establecido en “la nueva Resolución” que fije volúmenes conforme la realidad de la actual Oferta de Gas.

Cuando la situación de oferta y demanda se normalice (posibilidad de contratos de largo plazo en base firme, peaking con GNL, combustibles alternativos para las centrales) el mercado actuaría para satisfacer el abastecimiento en base a las sanciones a instrumentar por el ENARGAS para el sector regulado.

Esta situación de asignación de gas natural de un productor a los cargadores con desbalances, conforme la “nueva normativa” a redactarse, deberá quedar en cabeza de las distribuidoras. De esta forma, y en caso de que dichos cargadores no tengan reales incentivos de pago por no estar vinculados con contratos que respalden dichas operaciones de suministro con los productores, las Distribuidoras deben contar con la posibilidad de cortar el gas suministrado bajo este concepto logrando suprimir el posible RIESGO MORAL a la no contractualización dentro del sistema.

5. SOLUCIONES NORMATIVAS A CONSIDERAR

Es importante remarcar en primer lugar las modificaciones normativas necesarias a los efectos de las conclusiones que se establecerán en el siguiente apartado, teniendo como principales objetivos la contractualización a largo plazo entre los agentes del mercado de gas y la asignación eficiente del gas de peaking (GNL) a la Demanda Prioritaria.

Por un lado, y conforme se ha desarrollado, es necesario incluir dentro de la normativa los “nuevos puntos de ingreso al sistema de transporte”, con precios definidos para los distintos segmentos de la demanda, considerando el gas inyectado desde las terminales de Escobar y Bahía Blanca²⁷. Adicionalmente, y

²⁷ Se deben adicionar estos nuevos precios de gas natural en el PIST en las zonas de inyección de Bahía Blanca y Escobar adicionalmente a los precios de gas natural en el PIST para las actuales cuencas; Noreste, Neuquina, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

a medida que se vayan generando, considerar aquellos puntos de inyección que puedan abastecer, en un futuro, a la demanda prioritaria

- El Ministerio de Energía y Minería debería asignarle un precio al gas inyectado en las mismas (preferentemente el precio internacional del GNL puesto en Buenos Aires más el costo de regasificación para evitar subsidios o simplemente dejarlo librado al mercado especialmente considerando que probablemente las nuevas centrales térmicas de ciclos combinados actualmente en proceso de licitación incluyan en sus proyectos nuevas terminales de GNL)
- Asimismo, el ENARGAS debería fijar las tarifas de transporte y gas combustible considerando estos nuevos puntos de ingreso al sistema. A los fines del cálculo de las tarifas de transporte a trasladar a la Demanda Prioritaria, debería considerar factores de carga cercanos a 1 para todos los gasoductos y, solamente para los tramos asociados a gas de peaking invernal, factores de carga de 0,35, con tarifas de transporte considerablemente bajas dados los puntos de inyección cercanos a los centros de demanda. De esta forma los usuarios se verán beneficiados con un menor impacto del costo de transporte en la tarifa final. A su vez, deberán instrumentarse de forma tal de que no se generen posibilidades de arbitraje por parte de un cargador en detrimento de alguna ruta de transporte.

Por otro lado, conforme lo establecido en el Apartado 3. Título 3 mediante la Resolución N° 89/2016 se fijaron los volúmenes máximos de gas natural a asignarle a las Distribuidoras tomando como criterio de asignación entre los productores lo establecido en la Res. N°599/2007. La misma ha permanecido sin cambios en cuanto al criterio de asignación de gas natural entre productores, situación inconsistente con la realidad actual. Esta Resolución se debería modificar de forma tal que se adecue a las nuevas condiciones de la oferta de gas en Argentina y considerar en la nueva proyección de volúmenes la inclusión de ENARSA como productor, principalmente, y como lo hemos

venido describiendo, para el periodo invernal (situación no reflejada en la normativa vigente).

El presente trabajo, conforme los objetivos planteados en la primer etapa del presente, buscó introducir mejoras que generen una optimización en el Mercado de Gas Natural Argentino.

6. CONCLUSIONES

Conforme se ha desarrollado en los distintos apartados de la presente Tesis, el establecimiento de precios de gas natural en el PIST en función de la real estructura de inyección y tarifas de transporte acordes a la cercanía de los centros de consumo, impactará en forma positiva sobre la Demanda Prioritaria. De esta forma, y conforme el sendero de precios a Octubre 2019, la Demanda Prioritaria podría pagar una tarifa final menor a la establecida bajo el esquema vigente; situación que bajo el contexto actual es sumamente importante dado el impacto en la capacidad adquisitiva que está sufriendo la población.

Adicionalmente, el abastecimiento del consumo residencial por ENARSA en invierno (Peaking Invernal), teniendo en consideración el rediseño de las cuencas de inyección y transporte con la consecuente modificación en las tarifas, generaría un excedente de capacidad firme de transporte a ser contratada por los cargadores no prioritarios: Industrias, Comercializadoras y/o Usinas Térmicas. Esto, sumado a que la inyección desde las cuencas productoras tendrían un mayor porcentaje de gas natural con destino a demanda no prioritaria, generaría las condiciones óptimas para que la Oferta y la Demanda establezcan contratos a largo plazo con niveles de garantías de suministro y recepción “Take or Pay”²⁸ y “Delivery or Pay”²⁹ aceptables para las partes.

²⁸ En un Contrato de Compra – Venta de Gas, es la cantidad mínima diaria que el comprador se obliga a comprar o pagar.

²⁹ En un Contrato de Compra – Venta de Gas, es el volumen diario por debajo del cual el productor debe pagar la cantidad de gas no entregada al comprador.

De esta forma, el resurgimiento de un mercado con posibilidades de contratos a término, otorgaría a las empresas productoras una certidumbre necesaria en su planificación económica financiera generándole las condiciones para sus inversiones y posibilitaría mecanismos para que los agentes inviertan en soluciones óptimas como ser nuevas plantas de GNL con acceso abierto, lo que acrecentaría la oferta de dicho producto, con el consiguiente efecto sobre el precio del gas natural en el mercado interno.

Todo lo dicho precedentemente, sumado a condiciones estructurales óptimas de Argentina para el desarrollo de los recursos no convencionales, generará las condiciones propicias para el ingreso de capitales sin precedentes y el autoabastecimiento tan esperado.

ANEXO A -. Precios y Tarifas de Servicios Públicos (1992-2017)

EVOLUCIÓN DE PRECIOS PIST Y TARIFAS SERVICIOS PÚBLICOS DE GAS NATURAL (EN USD/MMBtu)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 (*)
Precio Promedio PIST - Prioritario	1,0	1,0	1,1	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1,7	1,5	3,0	3,5
%Importancia Total Tarifa Demanda	27%	27%	30%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	35%	35%	35%	33%	33%	30%	30%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	49%	48%	56%	50%
Tarifa de Transporte	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,7	1,0
%Importancia Total Tarifa Demanda	37%	37%	36%	35%	34%	35%	34%	35%	34%	33%	33%	33%	30%	31%	28%	28%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	8%	10%	13%	15%
Tarifa de Distribución	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,7	0,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,5	1,3	1,6	2,5
%Importancia Total Tarifa Demanda	36%	36%	35%	34%	33%	34%	33%	33%	33%	32%	32%	32%	36%	36%	42%	42%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	43%	42%	31%	35%
Tarifa Total Demanda Prioritaria	3,6	3,6	3,8	4,0	4,1	4,1	4,0	3,9	4,0	4,1	1,3	1,3	1,5	1,5	1,6	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,5	3,1	5,2	7,1

(*) Se considero para el 2017 los valores vigentes aprobados por el ENARGAS mediante la Resolución N°4354/2017.

EVOLUCIÓN DE PRECIOS GN DE REFERENCIA EN EL MUNDO (EN USD/MMBtu)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
HH (USA)	1,7	2,1	1,9	1,7	2,7	2,5	2,1	2,3	4,3	4,0	3,4	5,2	5,9	8,9	6,7	7,0	8,9	3,9	4,4	4,0	2,8	3,7	4,4	2,6	2,9	3,0
JKM (JAPON)	3,7	3,6	3,3	3,6	3,9	3,8	2,8	3,3	5,2	4,7	4,4	4,9	5,9	7,0	8,0	8,4	11,6	7,5	9,4	15,6	18,1	17,3	17,0	11,0	7,3	7,9
NBP (EUROPA)					1,9	2,0	1,9	1,6	2,7	3,2	2,4	3,3	4,5	7,4	7,9	6,0	10,8	4,9	6,6	9,0	9,5	10,6	8,3	6,5	4,6	5,0

ANEXO B – Categorías de Usuarios de Gas Natural Ban S.A.

CATEGORIAS DE USUARIOS - GAS NATURAL BAN S.A.

Condición	Categoría	Sub Categoría (Segmentación por Consumo)	Uso	Contrato	Cantidad Mínima y Máxima	Carácter
R	Residencial	R1	Domestico No Comercial	No Requiere	De 0 a 500 m3 anuales	No interrumpible
		R2 1			De 501 a 650 m3 anuales	
		R2 2			De 651 a 800 m3 anuales	
		R2 3			De 801 a 1000 m3 anuales	
		R3 1			De 1001 a 1250 m3 anuales	
		R3 2			De 1251 a 1500 m3 anuales	
		R3 3			De 1501 a 1800 m3 anuales	
		R3 4			> a 1801 m3 anuales	
SG-P	General Pequeño	P1	No Domestico	No Requiere	De 0 a 12000 m3 anuales	No interrumpible
		P2			De 12001 a 108000 anuales	
		P3				
		G3			> a 108.000 m3 anuales y < 180.000 m3 anuales	
		G2			> a 180.000 m3 anuales y < 365.000 m3 anuales	No interrumpible
		G1			> a 365.000 m3 anuales y menor a 150.000 m3/mes	
SG-G	General Grande		No Domestico	Mínimo 12 Meses	No Requiere	No interrumpible
FD	Gran Usuario - Distribución Firme		No Domestico	Mínimo 12 Meses	1.000 m3/día	No interrumpible
FT	Gran Usuario - Transporte Firme		No Domestico con conexión Directa	Requiere	10.000 m3/día	No interrumpible
ID	Gran Usuario - Distribución Interrumpible		No Domestico	Mínimo 12 Meses	3.000.000 m3/año	Interrumpible
IT	Gran Usuario - Transporte Interrumpible		No Domestico con conexión Directa	Mínimo 12 Meses	3.000.000 m3/año	Interrumpible
SDB	Sub Distribuidor		Opera cañería de Distribución	Requiere	3.000.000 m3/año	No interrumpible
GNC	Gas Natural Comprimido		Expende GNC para Automotores	Requiere	3.000.000 m3/año	No interrumpible

Demanda Prioritaria

Elaboración Propia Fuente ENARGAS

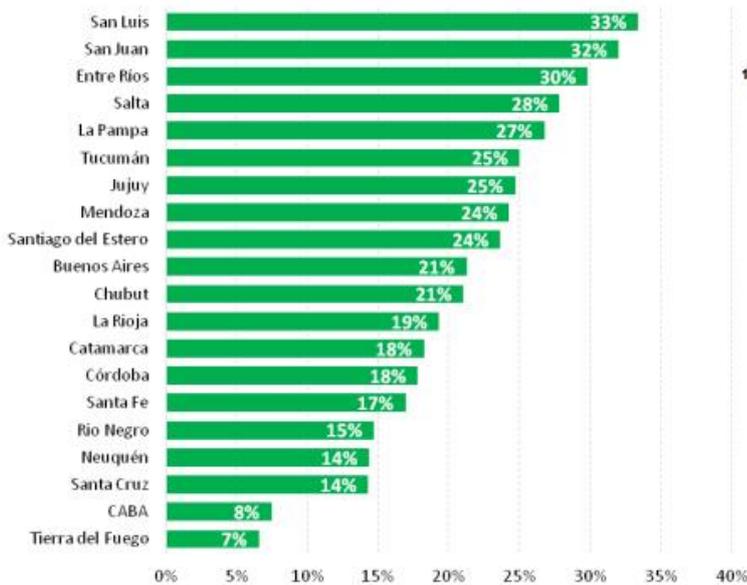
ANEXO C – Consumos y Usuarios Residenciales de Gas Natural

Categoría	Consumo Promedio Ene 16	Consumo Promedio Jul 16	# Usuarios	% Usuarios	# Usuarios con TS	% Usuarios con TS
	m3	m3	#	%	#	%
R1	10	64	2.249.592	28%	392.519	26%
R2 1	21	138	681.443	8%	133.786	9%
R2 2	26	169	715.204	9%	141.703	9%
R2 3	32	203	902.358	11%	181.231	12%
R3 1	39	250	1.071.607	13%	211.478	14%
R3 2	48	309	819.115	10%	153.863	10%
R3 3	58	371	653.612	8%	121.881	8%
R3 4	85	546	1.074.478	13%	186.052	12%
Total	36	232	8.167.409	100%	1.522.512	100%

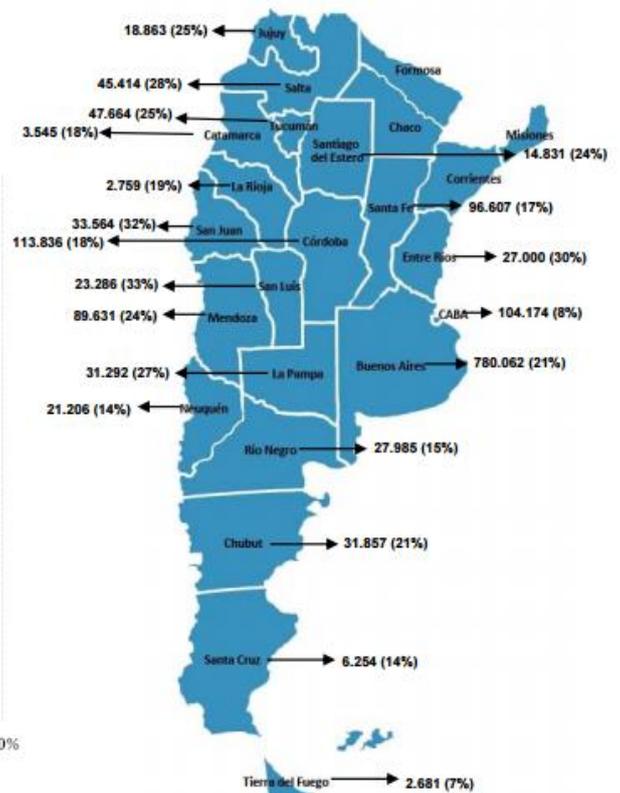
Fuente ENARGAS

Usuarios Tarifa Social residenciales de Gas Natural

Tarifa Social - % Usuarios Residenciales de Gas Natural (1,5 MM)



Fuente: ENARGAS



ANEXO D - Sistema de despacho en la Industria

La Resolución 716/95 del ENARGAS aprobó el Reglamento Interno de los Centros de Despacho y con sus Anexos estableció los mecanismos mediante el cual se iba a desarrollar los procedimientos de despacho en la Argentina. Estableció como objetivos del procedimiento de administración del despacho de gas natural, que rige la actividad de los sujetos de la Ley 24.076, permitir el pleno funcionamiento de un ambiente de libre acceso, no discriminatorio y plenamente competitivo, con alternativas que garanticen la calidad, continuidad del servicio público de transporte y distribución de gas. Esta reglamentación pretendió evitar que se produzcan crisis recurrentes, que afecten al sistema de transporte y distribución en los días de máximo consumo, intentando preservar los clientes con consumos no interrumpibles, con una metodología de gestión más eficiente.

Según lo expresado en la Ley 24.076 "son sujetos de esta Ley" los Transportistas, Distribuidores, Comercializadores, Almacenadores y consumidores que contraten directamente con el productor.

- *Se considera **Productor** a toda persona física o jurídica que siendo titular de una concesión de explotación de hidrocarburos, o por otro título legal, extrae gas natural de yacimientos ubicados en territorio nacional, disponiendo libremente del mismo.*
- *Se considera **Transportista** a toda persona jurídica que es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores.*
- *Se considera **Distribuidor** al prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una unidad geográfica delimitada. El distribuidor puede, en carácter de tal, realizar operaciones de*

compra de gas natural pactando directamente con el productor o comercializador.

- *Se considera **Comercializador** al que compra y vende Gas Natural por cuenta de terceros.*
- *Se considera **Cargador** al que contrata un servicio de transporte ya sea como usuario, productor, distribuidor, almacenador o comercializador.*
- *Se considera **Operador Relacionado del punto de Entrega** al responsable de recibir el gas de terceros en el/los puntos de entrega de su área geográfica y administrarlo en sus instalaciones aguas abajo. Únicamente puede ser operador relacionado del punto de entrega la Licenciataria Distribuidora responsable de recibir el gas del Transportista nominado por uno o varios cargadores, en los puntos de entrega. Ella no podrá negarse a llevar la tarea de Operador Relacionado sin una causa suficientemente justificada y autorizada por el ENARGAS, salvo los casos fortuitos o fuerza mayor debidamente justificado.*

Los anexos de la Resolución 716 establecieron los lineamientos básicos de despacho. Las pautas de despacho debían tender a una mayor seguridad, confiabilidad y velocidad de respuesta de los sistemas de transporte y distribución de gas natural con el objetivo de preservar el abastecimiento del servicio de acuerdo a sus prioridades, evitando las situaciones críticas de los sistemas. Sus lineamientos se centraron en un esquema de responsabilidades de las transportadoras y cargadores para anteponer el objetivo global del sistema a cualquier otra consideración operativa y comercial.

Se definieron bandas de tolerancia que las Transportistas debían establecer para los previsible desbalances operativos de los cargadores, y cada uno de ellos debía ajustar su accionar para mantenerse dentro de la amplitud prevista en cada caso. Según la ocupación de las capacidades reales de transporte y de la capacidad de reacción que cada generador tenía sobre la gestión de su demanda, se definían día a día los distintos niveles de alerta del sistema, pautándose así la exigencia de instrumentación de medidas de control y corrección.

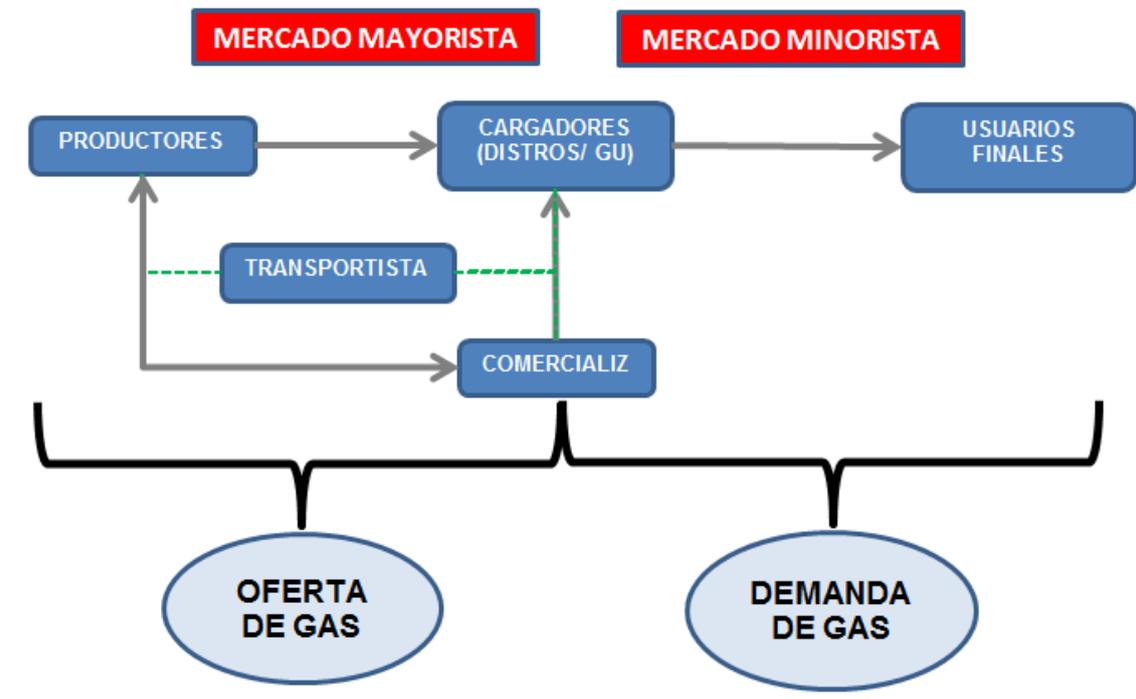
Dos pilares adicionales e igualmente importantes en que se basan estas pautas son:

1. La disponibilidad de información "on-line" de las entregas del Transportista a los Cargadores y el perfeccionamiento de la transmisión periódica de los datos de recepción de inyección en cabeceras. Transportistas, Distribuidoras y Cargadores no distribuidores, tendrían en sus propias oficinas de despacho y/o de control de gas la información simultánea suficiente que les permitiese medir las demandas correspondientes durante todo el día operativo y utilizarla para adoptar medidas correctivas en el mismo momento en que sean necesarias.
2. Los acuerdos de complementación y asistencia entre Cargadores y entre los Transportistas para mantener el equilibrio del sistema.

Asimismo se implementaron mecanismos para:

- A. El control por parte de los Cargadores de su desbalance acumulado.
- B. La determinación por parte de los Transportistas de bandas de tolerancia de desbalances acumulados.
- C. La definición de estado del sistema. Niveles de Alarmas.
- D. El flujo de información entre Transportistas y Cargadores.
- E. El desarrollo de mecanismos de asistencia entre las partes para salvaguardar el sistema.
- F. La atención y asistencia de las situaciones de emergencia.
- G. Se alentó también a los Productores y a los representantes responsables por la programación de las inyecciones de gas, a desarrollar procedimientos complementarios de estas pautas de manera de asegurar que el circuito de nominaciones-confirmaciones pueda ser completado rápida y eficientemente.

Esquema de la Industria

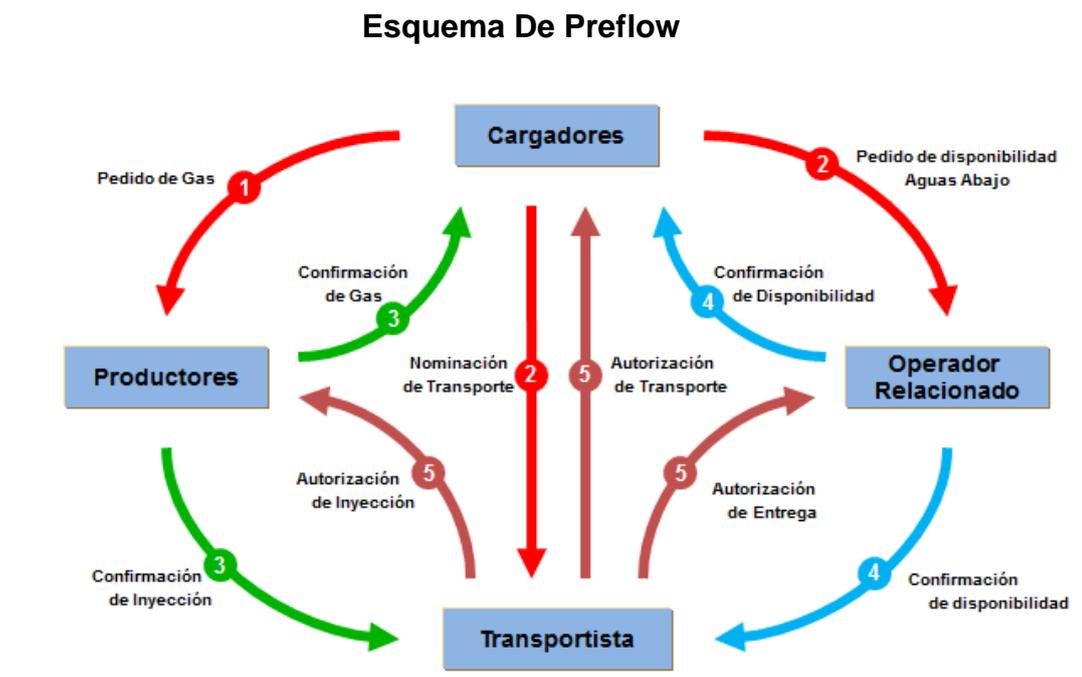


Proceso de Suministro y Balance

El proceso de despacho actual se puede dividir en las siguientes etapas:

- A. Proceso de Preflow - Se produce un día anterior al operativo mediante el cual:
1. Los Cargadores piden el gas a los Productores y nominan el potencial transporte que necesitarán a las transportistas del Sistema y, su vez, verifican la disponibilidad de transporte aguas abajo con el operador relacionado al punto de entrega.
 2. Los productores, ante el pedido de gas de los cargadores, le confirman la disponibilidad de gas y, a su vez, el operador relacionado le comunica, tanto al Cargador como al Transportista su disponibilidad aguas abajo.

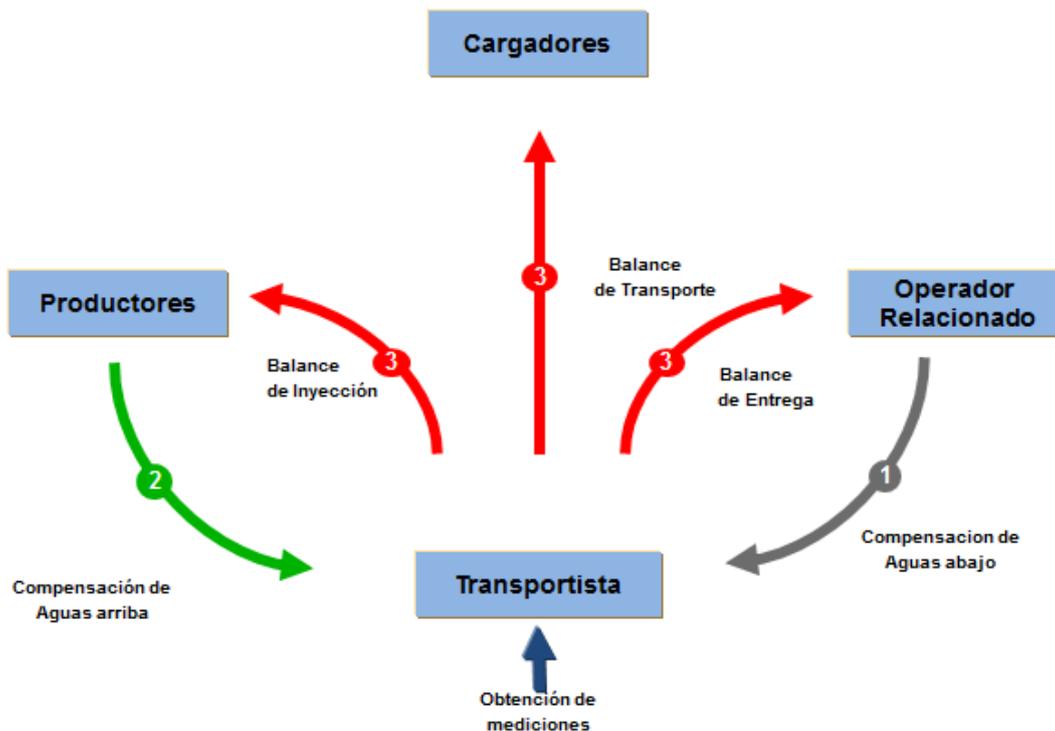
3. El transportista es el encargado de coordinar la oferta (Productor) y la demanda (Cargador). En base a su análisis autoriza la inyección de gas al Productor, Autoriza la utilización del transporte al Cargador y la entrega al operador relacionado en el punto de entrega.



B. Proceso de Postflow - Este proceso se produce después que se dio el despacho físico de gas. La centralización de las mediciones la lleva a cabo las transportistas. Se dan las siguientes etapas:

1. El operador relacionado le informa al transportista lo entregado aguas abajo.
2. Los productores le informan al transportista la inyección al sistema.
3. El transportista establece los balances de inyección, de transporte y de entrega.

Esquema de Postflow



C. Balance Operativo: Una vez finalizado el día operativo, se conoce la medición operativa de cada una de las locaciones. Los operadores relacionados informan la apertura de la medición de cada cámara entre los distintos cargadores. En base a esto se asigna a cada cargador las mediciones generando desbalances.

D. Balance Mensual: Al finalizar el mes, se realizan todos los ajustes necesarios a las mediciones, transformándolas en mediciones certificadas. Los operadores relacionados informan en forma definitiva la apertura de las mediciones entre los distintos cargadores. Estos valores son asignados nuevamente a los cargadores generando diferencias de medición. A su vez los ajustes generados por diferencia de medición deben ser corregidos hasta el día 25 del mes corriente.

Sistema de Balance: Queda claro que el objetivo de este sistema es informar el gas real inyectado, el gas real consumido, la asignación de contratos entre los actores involucrados y la información operativa del sistema.

El Balance tiene cuatro versiones:

1. El operativo diario refleja las transacciones del día anterior con la mejor estimación disponible.
2. El operativo mensual refleja las transacciones del mes con correcciones operativas.
3. El certificado preliminar del día 10 del mes posterior refleja las transacciones del mes con mediciones certificadas.
4. El certificado final del día 25 al del mes posterior refleja las transacciones del certificado del día 10 más las conciliaciones que puedan surgir en el ínterin.

Conceptos asociados

- **Desvío Diario de un Cargador:** Se define como la diferencia entre la cantidad real entregada en la zona tarifaria correspondiente, menos la cantidad de gas a entregar autorizado por el Transportista.
- **Desbalance Acumulado de un Cargador:** Se define como la diferencia entre la cantidad de gas entregada en la zona tarifaria correspondiente, más la cantidad máxima de gas retenido en concepto de combustible y pérdidas establecidas en la Licencia, menos el gas inyectado por ese cargador, más las transferencias de gas o linepack autorizadas.
- **Desbalance Diario del Sistema del Transportista:** Es la sumatoria de los desbalances diarios de cada cargador más las cantidades resultantes de los movimientos diarios realizados según los acuerdos OBA.
- **Los OBA (Operating Balance Agreement)** son acuerdos entre las transportistas y el/los productor/es u otro Transportista, tendientes a mejorar el funcionamiento del sistema. El OBA se implementa básicamente a través de una cuenta a la que el productor puede asignar

gas a inyectar al gasoducto, si las condiciones operativas lo permiten y el Transportista lo autoriza expresamente, y desde la cual el productor puede hacer entrega de gas, nominándolo a los Cargadores, previa autorización del Transportista. Los OBA entre transportistas comprenden a gas de inventario o line pack que se transfiere entre sistemas de transporte.

- **Bandas de Tolerancia:** El objetivo de Cargadores y Transportistas es ajustar en lo posible los desbalances acumulados haciendo tender los mismos a cero en el menor tiempo posible, no obstante lo cual se admitirán bandas de tolerancia. Las amplitudes de bandas globales de tolerancia de cada sistema, se determinaron sobre la base de los condicionamientos que impone la configuración actual de los gasoductos troncales. Los transportistas establecen Bandas Anchas o Angostas según los siguientes parámetros:
 - Estimación de entregas informadas por los Cargadores.
 - Estado general del gas de inventario o line pack.
 - Condiciones operativas del sistema de transporte.