

En este informe se proyecta un escenario posible sobre cómo debería ampliarse a gran escala la infraestructura de transporte y distribución de gas la Argentina durante los próximos 20 años. Ante el esperado desarrollo de los recursos de *shale gas* de la región, al menos cinco millones de hogares se sumarían a la red.

El abastecimiento de gas natural es una de las cuestiones estratégicas más trascendentes para nuestro país. Argentina posee una de las reservas más importantes de *shale-gas* en el mundo con excelentes perspectivas de desarrollo. Vaca Muerta, señalada como la segunda mayor del mundo, ha reunido una expectativa enorme. Los resultados obtenidos son realmente promisorios. La relación entre nación, provincias y empresas está enfocada en crear las condiciones para un desarrollo a gran escala.

Sin embargo, para que este gas llegue al usuario final se requiere de importantes inversiones en toda la cadena del *down-stream* asociada a la transmisión, la distribución y su utilización. Este desarrollo es condición *sine que non* para que el país capitalice esta ventaja competitiva.

Con el fin de determinar la evolución sectorial necesaria para viabilizar el desarrollo del país en los próximos veinte años, se deben recrear escenarios de oferta y demanda en un entorno de crecimiento económico y mejora general de la calidad de vida en los hogares.

Se ha considerado el crecimiento poblacional proyectado por el Indec, en torno al 1% anual, lo que implica pasar de una población de 42,2 millones, en 2014, a 51,2 millones, en 2035. Asimismo, se ha considerado una proyección

de crecimiento del PBI que, partiendo del promedio de la proyección de distintas consultoras económicas para los primeros años, converge con el promedio geométrico de las tasas de crecimiento informada por el Indec para el período 1993-2013. Ello implica un crecimiento acumulado al año 2035 del PBI de un 93% (el 3,2% anual promedio), y un crecimiento del PBI per cápita de aproximadamente el 60%.

La demanda de gas natural se distribuye en distintos segmentos, cada uno con un comportamiento característico diferente. Por ello se ha proyectado separadamente la demanda de pequeños usuarios, grandes consumidores industriales, usinas de generación eléctrica y vehículos (GNC).

Desde el lado de la oferta, se han considerado dos escenarios:

- Un escenario denominado “Convergencia al abastecimiento óptimo”, que considera un incremento paulatino de la producción local hasta lograr el equilibrio económico entre las alternativas de abastecimiento, teniendo en cuenta los niveles de precios verificados entre 2010 y mediados de 2014¹. En este escenario, el uso de combustibles líquidos y GNL se limita a los picos invernales, y representa menos del 4% de la demanda.

El desafío del *downstream* del gas en la Argentina

Por Grupo de Trabajo de Transporte y Distribución de Gas del IAPG

- Un escenario denominado “Abastecimiento de mínima”, que supone un ritmo de desarrollo menor, pero suficiente para abastecer la base de la demanda (nivel estival) y mantener sustancialmente el nivel de importaciones de gas y uso de combustibles (Figura 1).

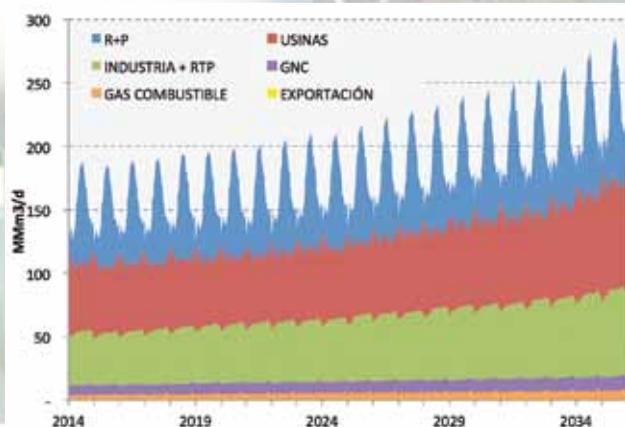


Figura 1. Demanda promedio semanal por segmento.

En el caso de la demanda de pequeños usuarios (R y P), se ha considerado su variación en función de la temperatura y la evolución esperada del número de usuarios. Para los residenciales (R), se identificó el incremento posible de penetración del servicio en función de las estimaciones de las distribuidoras y el plan de gasificación del noreste argentino a partir de la construcción del GNEA². En el caso de comercios y Pymes (P), se correlacionó su evolución con el PBI. De esta forma, la cantidad de pequeños usuarios se incrementaría en 5,1 millones, para alcanzar los 13,2 millones de usuarios.

En el caso de uso de gas para generación eléctrica, se ha partido de considerar la correlación de la demanda eléctrica con la evolución de PBI de las dos décadas previas, y se ha proyectado su evolución en función de la hipótesis de crecimiento de PBI adoptada. De esa evolución tendencial se ha deducido las reducciones por URE, estimadas en un 12% de la proyección tendencial.

Se ha considerado una evolución del parque generador de electricidad consistente con las políticas públicas de diversificación y promoción de energías renovables (Figura 2). Se ha considerado el ingreso de la central Atucha II y la construcción de dos nuevas centrales nucleares, así

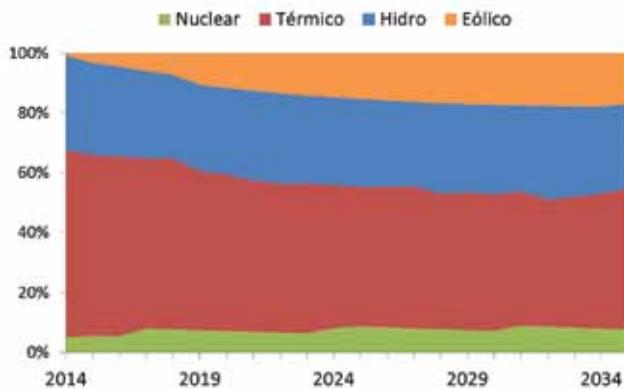


Figura 2. Generación eléctrica por fuente. Promedio de series climáticas.

como el ingreso de 9,6 GW de potencia de nuevas centrales hidroeléctricas, lo que conduce en términos generales al mantenimiento de la participación de dichas fuentes. También se ha considerado la construcción de un importante parque de energías renovables, con la energía eólica como principal exponente, incrementando su participación del 1% al 17% en la energía generada en un escenario climático promedio³.

Aun bajo estos exigentes supuestos de diversificación y eficiencia de uso, se requiere incrementar el aporte de generación térmica, más de 60% en promedio, que de abastecerse con gas en centrales de alta eficiencia consumirían anualmente unos 11.000 MMm³ adicionales.

Criterio de abastecimiento óptimo

Por la marcada estacionalidad de la demanda de gas en el mercado argentino, históricamente se ha verificado, que en los picos de demanda, algunos actores interrumpen su consumo o conmutan a combustibles alternativos. Esto es económicamente razonable en la medida que el costo para desarrollar la capacidad de producción de gas y la infraestructura para llevarlo al punto de consumo (inversiones de magnitud en activos sin usos alternativos), para ser usado pocos días al año, resulta más oneroso que consumir combustibles alternativos, de mayor costo variable pero con menores costos fijos.

Para determinar cuál es el desarrollo óptimo de la producción de gas y la infraestructura se ha considerado la estructura de costos incrementales o marginales de las principales alternativas de suministro, a saber:

- Producción nacional + gasoductos existentes
- Producción nacional + nuevo gasoducto
- GNL importado en puertos existente
- GNL importado en un nuevo puerto
- Combustible gasoil

Para determinar el equilibrio económico en el suministro de largo plazo no se han considerado los costos de infraestructura adicional para el gasoil, debido a que en los escenarios considerados su uso como sustituto del gas se mantiene o reduce.

Para los valores de GNL y gasoil verificados entre 2010 y mediados de 2014, resulta conveniente desarrollar gas

local y transporte para abastecer la demanda hasta reducir el uso de GNL a un promedio de 90 días, y así asegurar un abastecimiento de GNL para que el consumo de gasoil no exceda los 30 días.

En el otro extremo, en un escenario de precios de crudo en torno a 60 USD/bbl y GNL en torno a 9 USD/MMBtu, el desarrollo de infraestructura y gas de producción local es competitivo en precio solo para la demanda de base (más de 250 días al año) y el uso óptimo de gasoil se extiende a unos 45 días promedio.

Escenario de abastecimiento

Con la proyección de demanda, y los puntos de equilibrio determinados para el uso de cada combustible puede estimarse el nivel de suministro óptimo como objetivo de planeamiento. Para los precios del período 2010-2014, los niveles de abastecimiento se muestran en la figura 3.

En la figura 3 se puede observar que el consumo óptimo de gasoil se verificaría cuando la demanda supera los valores promedio de invierno, y que el abastecimiento óptimo de gas de cuenca, al fin del período, se ubicaría en torno a los 260 MMm³/día. Dentro de este último valor se incluye la importación desde Bolivia, pues el contrato actual, con cláusulas de *Take or Pay* se extiende hasta 2026, y se considera probable que se extienda el suministro por la magnitud de la infraestructura asociada en ambos países.

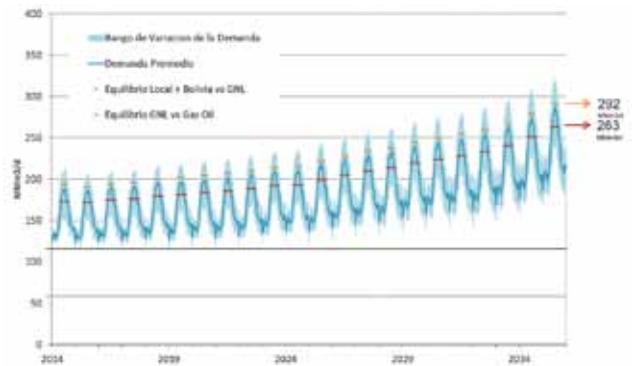


Figura 3. Niveles de abastecimiento óptimo (a precios 2010-1's 2014).

El abastecimiento total de gas a consumidores, incluyendo GNL, alcanzaría valores en torno a 290 MMm³/día, más que duplicando la capacidad de suministro efectivo actual que ronda los 140 MMm³/día.

Cabe destacar que, si la demanda mantuviera la evolución tendencial y no se logran los supuestos planteado de uso racional y eficiente y la diversificación en la matriz de generación eléctrica, el suministro óptimo se eleva en unos 80 MMm³/día.

Partiendo de la oferta comercial de producción nacional verificada en 2014, algo menor a 100 MMm³/día, se plantea dos escenarios de evolución de oferta. En el escenario denominado Convergencia al abastecimiento

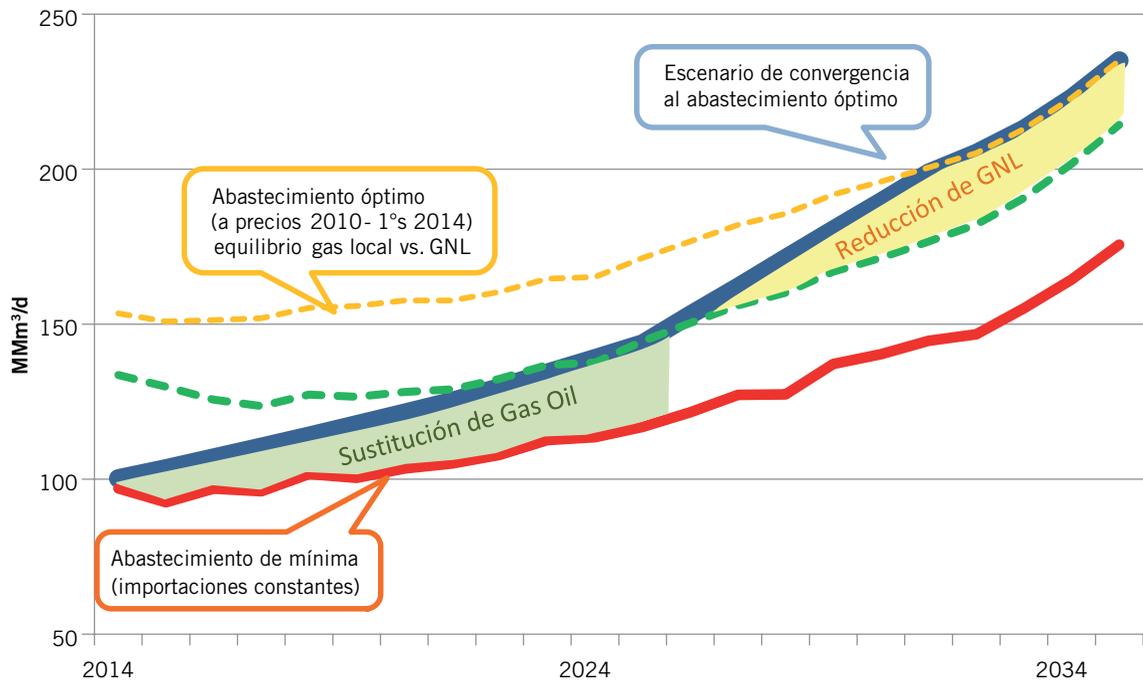


Figura 4. Evolución de producción nacional en los escenarios de abastecimiento.

óptimo, para la primera mitad del período de estudio se considera esencialmente el desarrollo de aquellos prospectos de producción caracterizados por los operadores de las distintas áreas en todas las cuencas con una estimación razonable de su potencial. En la segunda mitad, se considera la evolución a un ritmo similar, con un incremento de la oferta concentrado en la cuenca neuquina por su cercanía a los centros de consumo y el desarrollo del abundante recurso no convencional, con mantenimiento de los niveles de producción de las cuencas Austral y San Jorge.

De esta forma, se observa que en el escenario de Convergencia al abastecimiento óptimo, la oferta comercial de producción nacional incorpora 135 MMm³/día, de los cuales 2/3 responden al crecimiento de mercado y 1/3 a la reducción del uso de combustibles alternativos y de restricciones al consumo, en la primer etapa, y luego a la reducción de importación de GNL.

En el escenario de Abastecimiento de mínima, el incremento de oferta nacional incorpora algo menos de 80 MMm³/día.

El uso promedio de cada fuente y la evolución del volumen de gas no suministrado (combustibles alternativos) se muestran en las figuras 4 y 5.

En el escenario de Convergencia al abastecimiento óptimo se observa la evolución de la oferta de las cuencas Austral y San Jorge de un volumen conjunto del orden de 35 MMm³/día hasta 50 MMm³/día, y de la cuenca Neuquina de menos de 60 MMm³/día a valores en torno a 180 MMm³/día, lo que representa un desafío formidable tanto en términos de desarrollo de *up-stream* como de infraestructura de transporte.

En los primeros años, mientras se desarrolla la capacidad de producción, el uso intensivo de la infraestructura existente permitiría incrementar el uso de GNL y reducir rápidamente el uso de combustibles alternativos de mayor valor y las restricciones al consumo. En adición a los buques gasificadores ubicados en Escobar y Bahía Blanca, es posible importar hasta 13 MMm³/día desde países limítrofes sin necesidad de encarar inversiones relevantes.

En el escenario de Abastecimiento de mínima, el desa-

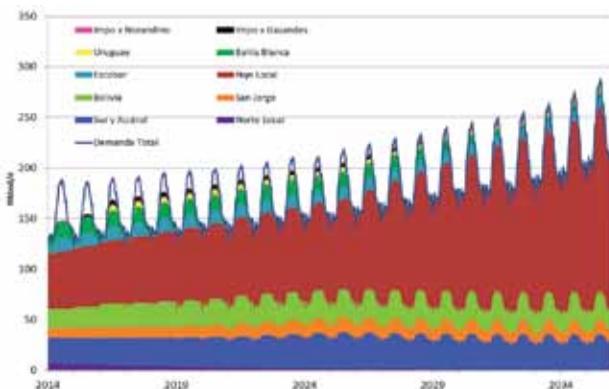


Figura 5. Abastecimiento - Escenario de convergencia al óptimo.

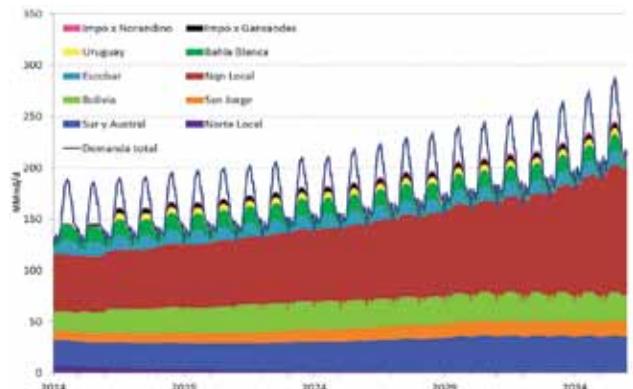


Figura 6. Abastecimiento - Escenario de mínima.

rollo de los prospectos previstos inicialmente se efectúa a un ritmo menor, y la oferta final de cuenca Neuquina se estima en torno a 135 MMm³/día.

En este escenario, el volumen de la demanda abastecido por importaciones y combustibles alternativos se mantiene durante todo el período. Si consideramos las mismas alternativas de importación que en el de Convergencia al abastecimiento óptimo, el uso de combustibles líquidos y/o restricciones (área en blanco bajo la curva de demanda), excede el nivel de equilibrio, lo que indicaría la necesidad de evaluar, ampliar la capacidad de importación de GNL (Figura 6).



Figura 7. Sistemas troncales de transporte.

Sistema de transporte

Los Sistemas troncales de transporte, operados por Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur, cuentan con un total de 15.923 km de gasoductos y 1.164.620 HP de potencia instalada (Figura 7).

Factor de carga del sistema de transporte

En la figura 8 se muestra el caudal diario promedio mes inyectado a los sistemas de transporte. Se incluye tanto inyecciones de gas local como inyecciones de gas importado, (gas de Bolivia y Gas Natural Licuado en Bahía Blanca y en Escobar). La capacidad total de transporte, considerando la actual, más las obras de expansión en curso es de

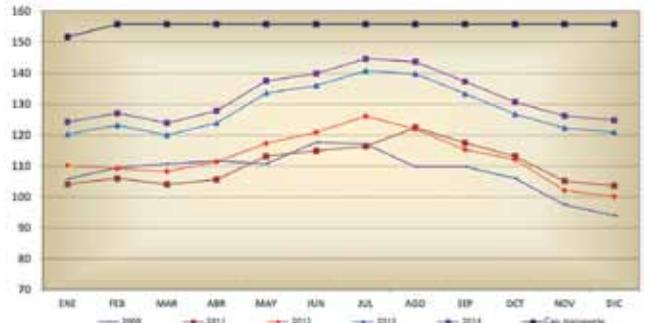


Figura 8. Inyección sistema TGS+TGN MMm³/d-local + importación.



155,8 MMm³/d. El Sistema de transporte cuenta con una capacidad ociosa de 57 MMm³/d para la inyección de gas local, parte de esta capacidad se ocupa con el gas importado desde Bolivia, ya contratado, restando una capacidad libre neta de 39,5 MMm³/d.

La capacidad remanente en el tramo NQN-BB/SJ (Neuquén-Bahía Blanca y Neuquén-San Jerónimo) es de 30 MMstm³/d. La capacidad del Gasoducto Norte se completa con el gas importado desde Bolivia. La capacidad de los Tramos Finales (Bahía Blanca-GBA) se completa con el GNL importado.

El Gasoducto San Martín cuenta con una capacidad remanente de 9,5 MMstm³/d.

Cuellos de botella actuales

La capacidad de entrega del gas contratado para alimentación a generadoras eléctricas requiere de la instalación del Segundo Anillo de Buenos Aires, un sistema que conecta el punto de Mercedes, sobre el sistema de transporte de TGS, con el de Cardales, sobre el de TGN. Esta interconexión contará con un gasoducto de 75 km de longitud y 36" de diámetro, una planta compresora en Mercedes y una estación de regulación, filtrado y medición bidireccional que permitirán transferir caudales de un sistema al otro, indistintamente.

Adicionalmente, la alimentación a las generadoras eléctricas ubicadas en la zona de GBA requiere de un ramal que evite saturar los sistemas de distribución. La alternativa es construir el Gasoducto Rodríguez-Rosetti de 55 km de longitud y 30" de diámetro.

Ampliaciones requeridas

En base a los dos escenarios de evolución de oferta-demanda, se definieron las obras de expansión necesarias con una estimación de inversión asociada y una cronología de habilitación de obras.

Durante los primeros años de la proyección, las obras necesarias están destinadas principalmente a la eliminación de cuellos de botella, a través de la construcción de los Gasoductos Mercedes-Cardales y Rodríguez-Pacheco, además de a posibilitar el ingreso de GNL de la República Oriental del Uruguay y de Chile, para acompañar el crecimiento de la demanda mientras se desarrolla la producción de gas local.

Escenario óptimo: estas obras incorporan una capacidad de ingreso adicional de 129 MMstm³/d, en cuatro etapas sucesivas con inicio en los años 2018, 2023, 2027 y 2030, respectivamente. Totalizando la instalación de 8000 km de loop y 1.200.000 HP de potencia (Cuadro 1).

Escenario de mínima: estas obras incorporan una capacidad de ingreso adicional de 70 MMstm³/d, en tres etapas sucesivas con inicio en los años 2023, 2028 y 2032, respectivamente. Totalizando la instalación de 4300 km de loop y 700.000 HP de potencia (Cuadro 2).

La inversión total estimada acumulada en los veinte años del estudio en el Sistema de Transporte Global, incluyendo las obras de ampliación y de sustentabilidad, es de 22.000 millones de dólares para el escenario óptimo y de 12.000 millones de dólares para el de mínima.

Caudal incremental	Gasoducto Sur		Gasoducto Neuquén		Tramos Finales	
	Loops Km	Potencia HP	Loops Km	Potencia HP	Loops Km	Potencia HP
Etapa I	11 MMm ³ /d GNL		400	15.000		
Etapa II	25 MMm ³ /d	300	80.000	200	20.000	500 70.000
Etapa III	50 MMm ³ /d	1400	400.000	1200	160.000	1000 120.000
Etapa IV	43 MMm ³ /d	600	160.000	1400	60.000	900 100.000
Total	129 MM³/d	2300	640.000	3200	255.000	2400 290.000

Cuadro 1. Escenario óptimo.

Caudal incremental	Gasoducto Sur		Gasoducto Neuquén		Tramos Finales	
	Loops Km	Potencia HP	Loops Km	Potencia HP	Loops Km	Potencia HP
Etapa I	11MMm ³ /d GNL		400	15.000		
Etapa II	25MMm ³ /d	300	80.000	200	20.000	500 70.000
Etapa III	34MMm ³ /d	1100	320.000	1000	80.000	760 100.000
Total	70MMm ³ /d	1400	400.000	1600	155.000	1260 170.000

Cuadro 2. Escenario de mínima.

Los sistemas de distribución

La privatización de la empresa estatal Gas del Estado en 1992 dio lugar al nacimiento de ocho distribuidoras de gas natural que cubrían casi todo el territorio de nuestro país. Luego con la creación, en 1997, de la novena distribuidora –Gas Nea– se terminó de cubrir la totalidad de la geografía de la Argentina (Figura 9).

La longitud total de la red de distribución a fines de 2013 asciende a 138.200 km, mientras que para la misma fecha la cantidad total de clientes es de 8,19 millones. En las figuras 10 y 11 se han representado comparativamente las longitudes de las redes y la cantidad de clientes de cada distribuidora.

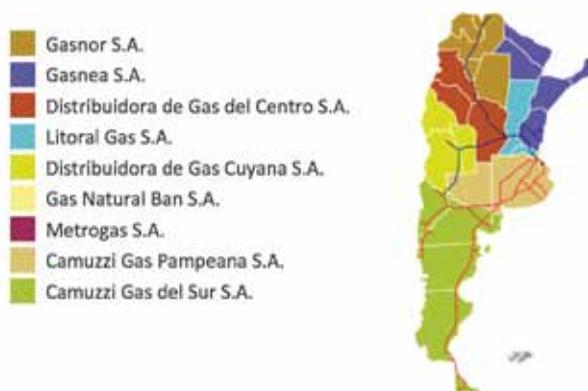


Figura 9. Áreas cubiertas por las distribuidoras.



Distribuidora	Población 2010	Viviendas 2010	Habitantes por vivienda	Viviendas		
				2013	2025	2035
Metrogas	6.799.764	2.621.481	2,59	2.748.268	2.927.696	3.032.422
Gas Natural Ban	7.310.196	2.229.314	3,28	2.324.124	2.619.484	2.830.563
Camuzzi Gas Pampeana	4.264.799	1.926.628	2,21	2.010.319	2.263.012	2.443.239
Litoral Gas	3.623.757	1.298.073	2,79	1.357.162	1.494.380	1.591.800
Camuzzi Gas del Sur	2.130.395	762.116	2,80	823.560	1.002.909	1.139.852
Ecogas (centro)	4.010.346	1.459.157	2,75	1.541.143	1.744.864	1.893.115
Gas Nea	4.915.603	1.517.900	3,24	1.602.151	1.799.092	1.927.663
Gasnor	4.209.942	1.151.083	3,66	1.220.792	1.404.631	1.535.800
Ecogas (cuyo)	2.852.294	870.578	3,28	924.038	1.052.771	1.143.652
Total país	40.117.096	13.836.330	2,90	14.551.556	16.308.838	17.538.107
Incremento respecto 2013					12,7%	25,4%

Cuadro 3. Número de viviendas para cada distribuidor.

Ampliación del sistema de distribución

Las ampliaciones de la red de distribución dependen, principalmente, del aumento de la cantidad de clientes, que a su vez está determinado, fundamentalmente, por el crecimiento demográfico de la población.

Con la información de las proyecciones demográficas de Indec, en primer lugar, se han determinado el número de viviendas entre los años 2025 y 2035, para cada una de las Distribuidoras (Cuadro 3).

Una vez determinado el crecimiento poblacional, con la información suministrada por las distribuidoras se elaboraron diferentes escenarios de aumento de clientes. Entre estos se destacan el Supuesto 1, que considera para 2035 la misma penetración (ratio clientes/viviendas) que en 2013; y el Supuesto 2, que considera una proyección de clientes compatible con el crecimiento de los últimos años. Este último escenario, que determina un aumento de 5,1 millones de clientes en 2035, es el que se considera más probable. Resultará entonces que al 2035 la cantidad de clientes alcanzará la cifra de 13,2 millones de clientes (Cuadro 4).

Distribuidora	Aumento clientes 2035 (R+P)	
	Esc 1	Esc 2
Metrogas	237.274	497.243
Gas Natural Ban	331.037	872.413
Camuzzi Gas Pampeana	272.915	849.259
Litoral Gas	114.448	361.411
Camuzzi Gas del Sur	234.034	390.624
Ecogas (centro)	153.365	925.287
Gas Nea	17.679	771.396
Ecogas (cuyo)	128.762	288.174
Total país	1.610.667	5.111.293
Incremento respecto 2013	19,3%	62,9%

Cuadro 4. Escenarios elaborados para el contexto de clientes. Fuente: Elaboración propia en base a datos de las distribuidoras e INDEC.

Para determinar la longitud de las ampliaciones con el fin de abastecer los nuevos consumos, se han considerado una longitud por cliente y el número de clientes servidos por la Estación de Regulación, similares a las actuales. El resultado de este análisis establece que la ampliación del

sistema de distribución es de 86.900 km y de 1420 estaciones de regulación.

Teniendo en cuenta los costos de ampliación de las redes y los de las estaciones de regulación, la inversión asociada a la ampliación del sistema de distribución alcanza los 10.300 millones de dólares.

La penetración subirá de un 56%, en 2013, a un 76%, en 2035, con una distribución más homogénea en todo el país.

Innovación tecnológica y sustentabilidad de las instalaciones internas

La importante ampliación del sistema de distribución exigirá también una modernización sustancial de sus instalaciones para acompañar el avance de la industria internacional del gas.

Entre las innovaciones tecnológicas que deberían incorporarse encontramos los medidores inteligentes, los sistemas de búsqueda de fugas mediante uso de láser, usos de polietileno para alta presión y telecomando generalizado de válvulas, entre otros.

También es preciso mencionar el empleo de los sistemas de información geográfica y la utilización de aplicación móviles para la gestión en campo.

Un comentario aparte merece la gestión de los daños de terceros, fuente principal de daños a las redes. En este sentido deberán instaurarse medidas tendientes a disminuir los daños: una opción es establecer un único número a cual llamar en caso de la necesidad de excavar.

El incremento de la cantidad de clientes implica la construcción de más de cinco millones de instalaciones internas al 2035.

Las instalaciones internas son el último eslabón de la cadena de valor de la industria del gas natural, por ese motivo es necesario implementar un proceso de revisión sistemático y continuo de las mismas con el fin de garantizar su funcionamiento y mantenimiento adecuados.

Conclusiones

Este estudio establece que, en los próximos veinte años, el consumo promedio diario alcanzará un valor de 234 MM³ lo que requerirá una inversión de 6.000 millones

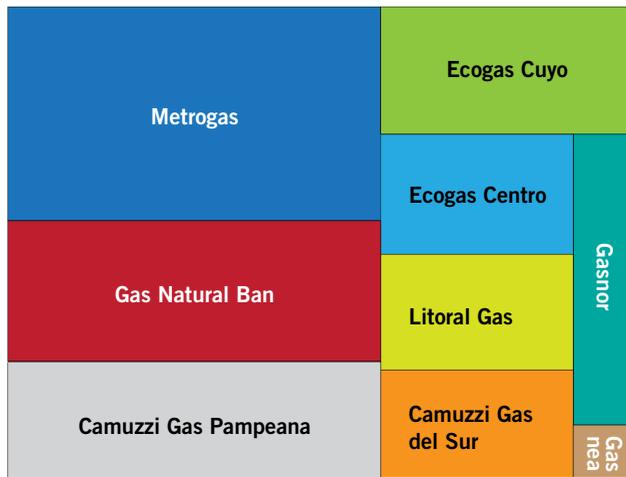


Figura 10. Comparación Longitud de la red.

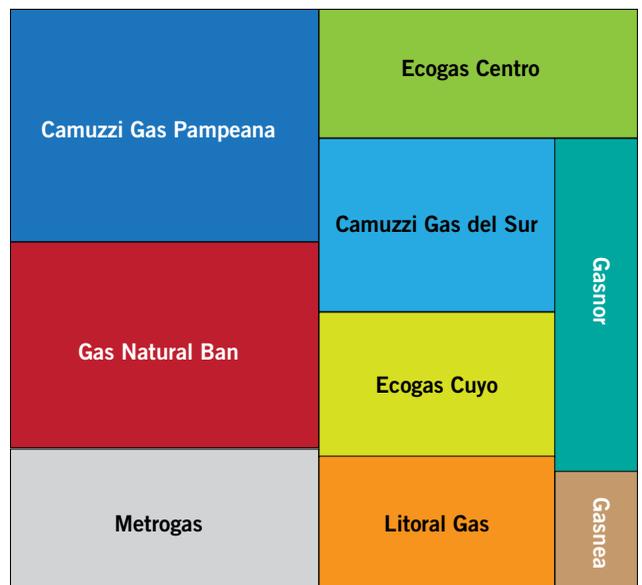


Figura 11. Comparación cantidad de clientes.

de dólares por año en el desarrollo de exploración y producción para lograr el abastecimiento deseado.

La cifra expuesta se obtiene incluso con supuestos de reducción de la intensidad por persona del 10% para el gas y del 12% de electricidad, bajo la premisa de un plan de expansión del sistema eléctrico que consolida una diversificación de la matriz energética, reduciéndose de manera importante la participación del gas.

Para que ello sea posible, la condición es que se adecuen paralelamente los sistemas de transporte y distribución y las instalaciones internas de clientes.

Las estimaciones muestran que se requerirán inversiones por: a) 1.100 millones de dólares por año en ampliaciones de gasoductos y obras de sostenibilidad de la infraestructura del sistema de transporte; b) 620 millones de dólares por año en ampliaciones de redes y ERP, obras de sustentabilidad y modernización tecnológica en los sistemas de distribución; y c) 290 millones de dólares por año en las instalaciones internas de clientes.

Al comparar las inversiones en el *up-stream* y el *down-stream* del gas, se concluye que por cada tres dólares en el primero, se requerirá un dólar en el otro; además, el desafío para el país incluye a toda la cadena. ■

1 Durante este período, una vez superado el efecto de la crisis financiera de 2008-2009, se verificó una estructura de mercado de combustible relativamente estable y equilibrada. No se vislumbra un consenso entre los analistas sobre la evolución del mercado tras la reducción de precios ocurrida sobre el final de 2014 y los desacuerdos en el seno de la OPEP.

2 El GNEA tendrá una capacidad de transporte de 11,2 MMm³/d; llevará suministro de gas a 168 localidades mediante la construcción de 1468 km de gasoductos troncales y 2863 km de gasoductos de derivación. Al sistema se incorporarán el este de la provincia de Salta y las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes, Misiones y Santa Fe.

Fuente <http://www.enarsacom.ar/index.php/es/127-gasoducto-del-noreste-argentino-gnea>

3 Como referencia, España, con un mercado eléctrico que duplica el argentino en términos de demanda y lo triplica en términos de capacidad instalada, ha desarrollado una participación de energía eólica del 20% en un lapso de 18 años. Fuente <http://www.ree.es/es/publicaciones/indicadores-y-datos-estadisticos/series-estadisticas>