



El gas natural licuado y su impacto en la circulación de la energía. Análisis multiescalar

Autor:

Del Valle Guerrero, Ana Lía

Revista:

Revista Transporte y Territorio

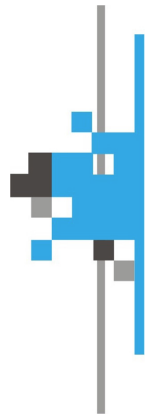
2014, 11, 5-32



Artículo



El gas natural licuado y su impacto en la circulación de la energía. Análisis multiescalar



Ana Lía del Valle Guerrero

Departamento de Geografía y Turismo, Universidad Nacional del Sur, Argentina

Recibido: 16 de septiembre de 2013. Aceptado: 25 de marzo de 2014.

Resumen

En los últimos años han sucedido transformaciones en los mercados mundiales del gas con diferentes características y alcances como el uso creciente del gas natural licuado (GNL); el incremento del transporte por vía marítima frente a los tradicionales gasoductos; la incorporación de recursos no convencionales, como el *shale* gas y la presencia de nuevos actores en la industria del gas. En este contexto, el objetivo general de este artículo es analizar los cambios en la circulación de la energía, asociados al incremento del transporte del GNL por vía marítima, en el marco de la transición energética contemporánea. Además, como objetivo específico se analiza, desde un punto de vista geoeconómico, la expansión de los actores del mercado de GNL en el período 2006-2013 que, aunque producida en un lapso corto y reciente, constituye uno de los ejes centrales de análisis. Asimismo, a través de un enfoque multiescalar, sustentado en la concepción que las escalas representan totalidades geográficas complejas y dinámicas, donde las relaciones de poder son socialmente construidas a través de estrategias multiescalares de los actores involucrados, se analiza la reconfiguración geográfica del territorio y los efectos que provoca sobre la sociedad, el ambiente y el territorio.

Palabras clave

Gas natural licuado
Transporte
Territorio
Análisis multiescalar

Abstract

Liquefied Natural Gas impacts on the energy flow. Multiscale analysis. In recent years there have been changes in global gas markets with different characteristics and scope, as the increasing use of liquefied natural gas (LNG); the growth of transport by ship in comparison with traditional gas pipelines; the introduction of unconventional resources such as shale gas and the presence of new actors. In this context, the general objective of this article is to analyze the changes in the energy flow, associated with the increasing transport of LNG by ship, in the context of the contemporary energy transition. Furthermore, as a specific objective we analyze the expansion of actors in the LNG market in the 2006-2013 period from a geo-economics point of view, that constitutes one of the central factors of analysis. Moreover, we analyze through a multiscale approach the geographical reconfiguration of the territory and the effects it

Key words

Liquefied natural gas
Transport
Territory
Multiscale analysis

Palavras-chave

Gás natural liquefeito
Transporte
Território
Análise multi-escala

produces on society, the environment and the territory. This approach is based on the idea that geographical scales represent complex and dynamic totalities where power relations are socially constructed through multiscale strategies by the actors involved.

Introducción

En estas primeras décadas del siglo XXI, los hidrocarburos –petróleo o gas natural– continúan siendo objetos obligados en los análisis sobre energía, pues ambos suman cerca del 60% de la matriz energética mundial. Según el informe de la Agencia Internacional de Energía (WEO, 2012:1), el escenario energético mundial en 2035 se caracterizará por un aumento de la demanda de energía que crecerá más de un tercio en el período 2012 y 2035; China, India y Medio Oriente representan el 60% de dicho aumento, mientras que en términos relativos, la demanda de energía en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), disminuirá frente al crecimiento de la demanda asiática, con un marcado alejamiento del petróleo y del carbón - en algunos países también de la energía nuclear - en beneficio del gas natural. El concepto de recurso natural asumido en esta investigación, es aquel que satisface necesidades humanas, pero que sufre variaciones en el devenir histórico debido a que su valoración la realiza “una sociedad determinada -con su bagaje técnico, su estructura económica y social y sus relaciones con otras sociedades - en un cierto momento de su historia” (Prudkin, 1994:5). Esto implica tomar el concepto de recurso como un concepto social.

En este contexto, contrariamente a lo que se mencionaba respecto a la llegada del pico del petróleo¹ y del gas, así como su remplazo por energías alternativas, la segunda década del siglo XXI, presenta un nuevo auge en la producción de hidrocarburos a partir del uso de recursos no convencionales como *shale oil*², *shale*³ gas o gas esquisto, *tight oil*, *tight gas* y *coal bed methane* (CBM), que revierten la declinación de los recursos provenientes de hidrocarburos convencionales. Las innovaciones tecnológicas como aplicación de fractura hidráulica combinada con perforación horizontal han permitido reducir los costos de extracción de gas de la roca madre (Soeder, 2012), principalmente por la curva de aprendizaje desarrollada por Estados Unidos en los últimos diez años, permite la utilización del *shale gas* y el *tight oil*, como recursos técnicamente recuperables y económicamente viables⁴. Concordando con esta posición, el informe del BP *Statistical Review of World Energy* de junio de 2012 sostiene que “...en lo que llevamos del año la producción mundial de petróleo está superando el consumo por un amplio margen” (Rühl, 2012:8).

Del mismo modo se considera que el gas recurso, durante mucho tiempo subestimado por las petroleras, se convertirá en un elemento vital a escala global. En este sentido, en los últimos años han sucedido transformaciones en los mercados mundiales del gas con diferentes características y alcances. Por una parte, algunas transformaciones tuvieron alcance global y estructural con efectos de largo y mediano plazo, mientras que otras fueron de naturaleza geopolítica con consecuencias más abruptas y disruptivas. Entre las primeras se destaca el desarrollo del GNL y la aparición de nuevos consumidores en países emergentes. Entre las segundas, asistimos a un rebrote del nacionalismo energético y el hecho más destacado, la denominada “revolución del *shale gas*”. Esta última, por su rápido crecimiento y consecuencias requiere un análisis geopolítico más profundo que la extensión de este trabajo no permite abordar. Estos cambios en su conjunto tienen implicaciones en las diversas regiones y generan interacciones con la escala global que este artículo se propone analizar, con foco en el mercado del GNL (Con base en Gonzalo Escribano, 2012).

En este contexto, el objetivo general de este artículo es analizar los cambios en la circulación de la energía asociados al incremento del transporte del GNL por vía marítima, en el marco de la transición energética contemporánea. Además, como objetivo específico,

1. Faith Birol, economista jefe de la IEA sostiene que el pico del petróleo se retrasará por lo menos en 20 años a partir de la producción de petróleo de esquistos o su explotación en aguas profundas (Clarín, Economía, 1/09/13:5).

2. *Shale Oil*: Petróleo producido directamente de la roca madre. *Oil Sands* o arenas bituminosas: Arenas impregnadas en bitumen, hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad. *Tight Oil*: Petróleo proveniente de reservorios con baja porosidad y permeabilidad. http://www.repsol.com/imagenes/es_es/no_convencionales_597x540_06_esp_tcm7607176.swf

3. Gas enquistado dentro de bloques de rocas sedimentarias formadas a partir de materiales orgánicos, en reservorios de baja permeabilidad. Para su extracción, empresas de Estados Unidos han liderado un método conocido como fracturación hidráulica, que utiliza agua, arena y químicos para fragmentar formaciones rocosas y poder acceder al gas.

4. Esta explotación se encuentra limitada actualmente a Estados Unidos y Canadá, a pesar de la existencia de estos recursos en otros lugares del mundo que no cuentan aún con los medios tecnológicos, económicos y recursos humanos capacitados que permitan su explotación.

desde un punto de vista geoeconómico, la expansión de los actores del mercado de GNL, en el período 2006-2013 que, aunque producida en un lapso corto y reciente, constituye uno de los ejes centrales de análisis. Asimismo, a través de un enfoque multiescalar, sustentado en la concepción de que las escalas representan totalidades geográficas complejas y dinámicas, donde las relaciones de poder son socialmente construidas a través de estrategias multiescalares de los actores involucrados, se analiza la reconfiguración geográfica del territorio y los efectos que provocan sobre la sociedad, el ambiente y el territorio.

La perspectiva multiescalar propuesta se sustenta en la concepción de que las escalas representan totalidades geográficas complejas y dinámicas, formadas por múltiples capas que conforman el entramado de las redes y flujos de energía, en este caso de GNL, que circulan a escala global, conectando los nodos generadores -plantas de licuefacción-, con los nodos receptores-plantas de regasificación- constituyéndose todos en nodos de enlace del espacio de flujos donde interactúan las diferentes escalas analizadas y donde las relaciones de poder son socialmente construidas a través de estrategias multiescalares de los actores involucrados en las distintas instancias de poder (Guerrero, 2013).

Esta concepción multiescalar⁵ se encuentra vinculada a una concepción relacional más que a la perspectiva del tamaño o de la jerarquía/nivel (Howitt, 1998) que implica que las escalas no pueden ser concebidas como instancias aisladas sino como resultado de un complejo de relaciones sociales y económicas transescalares que las interpenetran, configuran y transforman permanentemente, como podrá observarse a través del estudio del mercado del GNL en las distintas escalas (con base en Howitt, 1998 y Fernández, 2010:311). Al marco conceptual desde el que se enfoca el trabajo se suman los conceptos de redes y flujos, en este sentido, Raffestin (1993:207-213 citado por Furlan, 2010) sostiene que "...las redes dependen de la posición relativa que cada uno de los actores ocupan en relación a los flujos que circulan o que son transmitidos por ellas,... son hechas a imagen del poder... y controlar las redes es controlar a los hombres". Complementando estos conceptos Swyngedouw (2003) identifica a las escalas como configuraciones espaciales definidas como resultado de procesos socio-espaciales que relegan y organizan las relaciones sociales de poder.

5. Multiescalar cuando se considera articulaciones escalares de orden institucional y transescalares cuando se consideran las relaciones conformadas a partir de redes de flujos que las atraviesan

En este marco, el trabajo se estructura en tres partes que se refieren a: 1) Escala global: el origen del transporte del GNL; la competencia entre gasoductos y el transporte por vía marítima; la formación de nuevos mercados; 2) Escala regional sudamericana: un mercado global con particularidades regionales; el mercado del GNL en Sudamérica; 3) Escala nacional y local: la situación en la Argentina. Estudios de caso: los conflictos con la población local generados por la instalación de plantas regasificadoras y su impacto sobre el territorio en Escobar y Puerto Cuatros (Bahía Blanca) ambos en la provincia de Buenos Aires. Metodológicamente se trata de una investigación sistemática y descriptiva, que recurre a la investigación bibliográfica y al análisis de informes técnicos brindados por organismos internacionales, regionales y nacionales, sumado al seguimiento de la información a través de revistas especializadas y los medios masivos de comunicación (por la actualidad del tema).

Características del recurso gas natural

El gas natural convencional es gas natural seco (estrictamente se llama así al gas que solo posee metano) extraído de los yacimientos de hidrocarburos que se transporta a los centros de consumo a través de gasoductos en forma gaseosa. El gas natural licuado (GNL) es gas natural sometido a un proceso de licuefacción durante el cual se lo lleva a una temperatura

aproximada de -160°C , transformándolo al estado líquido. Al licuar el gas natural y obtener GNL, se logra reducir su volumen en 600 veces, con el objeto de poder transportar mayor cantidad de gas en buques llamados metaneros, siendo este uno de los principales cambios en el modo de transporte del gas (convencional y no convencional) (Arias, 2006:1).

En este contexto, su utilización como GNL, tanto a escala global, como regional y nacional, requiere una serie de procesos dentro de la cadena de valor que incluye: licuefacción (transformación del gas del estado gaseoso al líquido), transporte (mediante barcos metaneros), regasificación (transformación del gas de líquido a gaseoso) y distribución (mediante gasoductos o camiones cisterna), de allí su mayor costo respecto del gas natural procedente de gasoductos.

Desde el enfoque de la Geografía, este cambio en el modo de transporte del gas que pasa del gasoducto al transporte por vía marítima, significa desprender el recurso gas del territorio y de la continuidad territorial que implican los gasoductos, flexibilizando así su distribución a escala global. Desde un enfoque económico, esto provoca cambios en el mercado, avanzando hacia la formación de mercados globales, y no solo regionales, como es actualmente el mercado del gas dependiente de precios regionales. Como consecuencia de estos cambios, se produce una reconfiguración geográfica de la circulación del gas natural licuado a escala global y regional a través de la conformación de nuevas redes de distribución y circulación de la energía que generan nuevas instalaciones en tierra y nuevos flujos de la energía (con distintos productores y consumidores).

Escala global

Al ser el gas natural un hidrocarburo más amigable con el ambiente y de menor costo relativo respecto al petróleo, se espera que la demanda continúe en crecimiento en las próximas décadas, según la Agencia Internacional de Energía (AIE), tiene como ventaja una mayor cantidad de reservas, estimadas a nivel mundial entre 17.600 y 18.000 millones de metros cúbicos. Se observa también una tendencia al uso de gas natural en otras funciones además de la calefacción, por ejemplo como gas natural comprimido (GNC) para transporte, su uso en centrales termoeléctricas para la generación de electricidad y en la industria, principalmente la petroquímica, transformándolo así en un recurso de uso múltiple de acuerdo con la clasificación de Morello (1983) y por lo tanto, valorizando más el recurso.

Al crecimiento del consumo de gas natural, se ha sumado otra alternativa, su uso como gas natural licuado. El mercado del GNL ha tenido importantes tasas de crecimiento en los últimos años, superando al crecimiento de la exportación de gas natural por gasoductos. La reducción de los costos de licuefacción, transporte y regasificación, por el ingreso de nuevos actores competitivos al mercado, sumado al elevado precio internacional del petróleo, lleva a los países a tratar de diversificar sus fuentes de abastecimiento de energía siendo una de estas alternativas el uso de GNL. Si bien el costo de transporte por gasoducto es inferior al costo de transporte por vía marítima, el comercio de GNL ha venido aumentando puesto que permite un suministro diversificado y flexible, ya sea como alternativa o complemento, de la importación por gasoductos desde un único proveedor.

Esta transición hacia un uso creciente del GNL se da en un contexto global de inestabilidad política en el norte de África y Medio Oriente, que genera incertidumbre respecto a un abastecimiento fluido del recurso y por lo tanto a la seguridad energética para los países consumidores, sumado a la disminución de la producción en yacimientos maduros y crecimiento de la demanda. Además, según estimaciones de

la AIE, se prevé que se invertirán 10 mil millones de dólares al año en el mundo, para el desarrollo de este mercado, destinados a la construcción de plantas de licuefacción, barcos metaneros y terminales de regasificación con el fin de favorecer el transporte de gas líquido por vía marítima.

El origen del transporte del GNL

Se considera que el primer transporte de GNL a larga distancia se realizó en 1959, cuando el buque *The Methane Pioneer* llevó gas desde *Lake Charles* en el Golfo de México desde Estados Unidos hasta la terminal de regasificación de *Canvey Island* en el Reino Unido (Díaz Casado, 2008:22), demostrando así la viabilidad de este medio de transporte de gas. Las primeras operaciones comerciales fueron ventas de GNL desde la terminal de Arzew en Argelia (1964) hacia el Reino Unido. En la cuenca pacífica, la planta de Kenai en Alaska (1969), inició la exportación de GNL hacia Japón. En ese mismo año, se construía la primera planta regasificadora española en el puerto de Barcelona. Otros proyectos similares se desarrollaron en Europa, tales como: planta de La Spezia en Italia (1971) y Fos sur Mer, Francia (1972). Más recientemente se han incorporado otros mercados europeos, como Bélgica, Turquía, Portugal y Grecia.

A pesar de estos tempranos inicios, recién a partir de 2006, comienza a adquirir mayor relevancia el comercio mundial de GNL por vía marítima frente a los gasoductos, en ese año representó un 8% del consumo total de gas en el mundo y superó los 200 millones de toneladas. Según estimaciones de la *Energy International Agency* (EIA, 2013) de Estados Unidos el mercado de GNL, que actualmente representa cerca del 30% del gas intercambiado entre países, pasará al 50% en 2030, la otra mitad sería a través de gasoductos internacionales. Asimismo, señala que, desde 2006 hasta 2011 el volumen de comercio de GNL pasó de 211,1 millones de toneladas a 321,5 millones de toneladas, con un crecimiento del 52%. El informe presentado por BP *Statistical Review* en junio de 2013 confirma esta tendencia, con un total de exportaciones de GNL, entre 2011 y 2012, de 327,9 millones de toneladas, mientras que por gasoductos en el mismo período se exportaron 705,5 millones de toneladas, acercándose el GNL casi al 50% de la exportación por gasoductos. El Cuadro 1 permite observar estas variaciones.

Desde una escala temporal, la Figura 1, muestra dos aspectos del mercado de GNL, volumen comercializado y número de países que conforman el mercado. Por una parte, la evolución del volumen de GNL comercializado en el período -1980 a 2011-, puede dividirse en tres subperíodos: a) 1980-1992 con un lento y constante crecimiento del volumen comercializado b) 1993-2003 donde el crecimiento de fines de la década duplica al del período inicial c) 2004-2011 donde se inicia un alza del volumen que a partir de 2010 muestra una mayor aceleración. Por otra parte, respecto al número de países que conforman el mercado a escala global, se puede dividir también en tres períodos, pero más diferenciados y con implicancias geoeconómicas por su expansión comercial y territorial.

El primero de ellos, 1980-1998, muestra una línea plana durante casi dos décadas con un mercado reducido conformado por poco más de diez países exportadores e importadores. El segundo período, es apenas un bienio 1998-1999, donde se observa un importante despegue en el número de países exportadores que superan los doce y luego se mantienen estables hasta inicios de 2006 donde comienza otra etapa de crecimiento. Respecto a los países importadores coinciden en la etapa de despegue, pero ya partir de 2003, se observa un crecimiento muy marcado que supera al número de países exportadores. De este modo, a inicios de la segunda década del siglo XXI, el mercado se ha expandido con 25 países importadores y 19 países exportadores, cuadruplicando los valores iniciales.

Cuadro 1. Evolución de la demanda de GNL en el mundo, en millones de metros cúbicos, período 2000-2011. Fuente: Evolución del mercado de GNL en el mundo. Enagas. 2012. mercadolng. pdf. Sedigas2012

Regiones	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	%/año 2010-2011
Asia Pacífico	98.2	122.4	135.2	148.1	155.4	152.3	176.4	202.8	15.0%
Europa	32.6	47.7	57.4	53.1	55.3	68.8	87.1	87.9	0.9%
América del Norte	6.8	18.8	18.5	25.8	14.8	18.6	20.1	17.4	-13.5%
América del Sur	-	-	-	-	0.4	2.0	7.6	8.5	11.8%

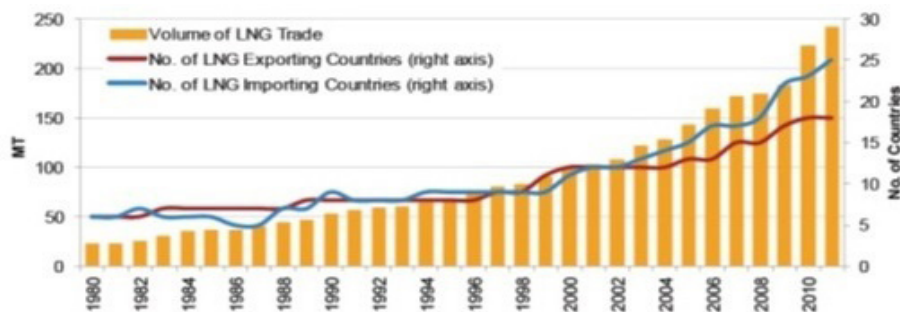


Figura 1. Volumen del Comercio de GNL 1980-2011 y Evolución de los países exportadores e importadores de GNL entre 1980-2011. Fuente: IGU World LNG Report, 2011

En los últimos 10 años, el alza media del volumen intercambiado de GNL ha sido del 7,4% anual, frente a un 3% anual del período anterior, lo cual confirma que es un mercado en continuo crecimiento, derivado de su condición de combustibles más amigable con el ambiente y con menor costo en relación con el petróleo sumado al crecimiento de la infraestructura (plantas de licuefacción y regasificación).

La composición del mercado de GNL

Con el fin de profundizar los datos señalados en el ítem anterior se desglosa la información en cuanto a la composición del mercado global de GNL, con base en el *World LNG Report 2011*. Desde el punto de vista de los países exportadores se destaca que a fines de 2011, ya 18 países eran exportadores de GNL (Cuadro 2) siendo Qatar el mayor exportador hasta la actualidad, con un suministro de 75,5 millones de toneladas que representa casi la tercera parte del mercado global de GNL (31%), le siguen Malasia (10%), Indonesia (9%), Australia (8%) y Nigeria (8%). Estos cinco países concentran las dos terceras partes del mercado global exportador de GNL (66%). Cabe aclarar que solo un país sudamericano, Perú, se encuentra entre los exportadores en 2011, representando el 2% de las exportaciones de GNL, con la salvedad de que no exporta a la región y que entre otros, sus principales destinos son España y Corea del Sur. En fecha reciente, el 17 de junio de 2013, Angola se incorporó como exportador con destino a Brasil, sumando así 19 los países exportadores de GNL. El proyecto, iniciado en 2007, necesitó 10.000 millones de dólares en inversiones y permitirá a Angola producir y comercializar 5,2 millones de toneladas de GNL por año durante los próximos 25 a 30 años⁶. En este contexto, está aumentando el número de países con terminales de licuefacción y en los próximos años probablemente se incorporarán, Rusia, Angola, Venezuela, Yemen, Papúa Nueva Guinea e Irán.

La primacía de Qatar, que entre 2006 y 2011 triplicó su producción, será disputada en la próxima década por Australia, que se perfila como principal productor, con 14 plantas de licuefacción en construcción que entrarían en funcionamiento entre 2014 y 2017. A escala global, como soporte de la infraestructura necesaria para el crecimiento del

6. Technoil, 17/06/2013, Angola envió el primer buque con GNL hacia Brasil. Este país comenzó su producción y exportación de GNL con la partida del primer buque metanero, con una capacidad de 160.000 m³, desde la planta de Soyo, en el norte del país, perteneciente a la empresa Angola LNG Limited, que dirige el proyecto.

Cuadro 2. Países exportadores de GNL, a escala global, en millones de toneladas, 2011. Fuente: IGU World LNG Report, 2011

País exportador	Millones de Toneladas
Qatar	75.5
Malasia	25.0
Indonesia	21.4
Australia	19.2
Nigeria	18.7
Trinidad y Tobago	13.9
Algeria	12.6
Rusia	10.5
Omán	7.9
Brunei	6.8
Yemen	6.7
Egipto	6.4
EAU	5.9
Guinea Ecuatorial	4.0
Perú	3.8
Noruega	2.9
Estados Unidos	0.3
Libia	0.1
Total exportadores	241.5

mercado exportador, la *capacidad de licuefacción* en construcción, es de 84 millones de toneladas por año (millones de tn/año), sumadas a otras 92,1 millones de tn/año anunciadas para 2016 lo cual llevaría la capacidad total de licuefacción futura a 454 millones de tn/año, frente a las 278,7 millones de tn/año existentes en 2011.

Para completar el análisis del mercado de GNL resulta necesario conocer la *capacidad de regasificación*. Actualmente, están en construcción 94 millones de tn/año cuya finalización está estimada en 2016, con lo cual la capacidad global de regasificación de GNL para esa fecha estaría alrededor de 709 millones de tn/año. Comparando la proyección de ambas cifras para 2016, licuefacción 454 millones de tn/año y regasificación 709 millones de tn/año, se observa un crecimiento de la capacidad de regasificación de la demanda, por encima de la capacidad de licuefacción de la oferta - a pesar de su importante crecimiento-. Desde un enfoque geoeconómico, este continuo y creciente aumento de ambos extremos, licuefacción y regasificación, muestra la importancia que está adquiriendo este mercado de transporte por vía marítima frente a los tradicionales gasoductos. Ello se produce, a pesar de los costos que implica el desarrollo de esta infraestructura, como soporte de la actividad y su impacto sobre el territorio en un número creciente de países que se incorporan a este mercado.

En cuanto a los *países importadores*, se observa que también hubo un crecimiento y diversificación de la demanda, al incorporarse al mercado dos nuevas regiones, América del Sur (2008) y Medio Oriente (2009) como se observa en el Cuadro 1. De este modo, en 2013 alcanza a 25 el número de países importadores (Cuadro 3). A pesar de ello, dos países concentran el 48% de la demanda de GNL, Japón (33%) y Corea del Sur (15%), seguidos por el Reino Unido (8%), España (5%), China, India y Taiwán cada uno con el 5%. Si se considera el consumo de estos siete países, concentran el 76% del mercado importador de GNL, centrado principalmente en Asia Pacífico (*World LNG Report 2011*)

Cuadro 3. Países importadores de GNL, a escala global, en millones de toneladas, en 2011.

Fuente: IGU World LNG Report, 2011

País importador	Millones de Toneladas
Japón	78.8
Corea del Sur	35.8
Reino Unido	18.6
España	17.1
China	12.8
India	12.7
Taiwán	12.2
Francia	10.7
Italia	6.4
Estados Unidos	5.9
Turquía	4.6
Bélgica	4.5
Argentina	3.2
Méjico	2.9
Chile	2.8
Canadá	2.4
Kuwait	2.4
Portugal	2.2
Emiratos Árabes Unidos	1.2
Grecia	1.0
República Dominicana	0.7
Tailandia	0.7
Brasil	0.6
Holanda	0.6
Puerto Rico	0.5
Total importadores	241.5

En este contexto, es interesante la información que brinda la Asociación Española del Gas (Sedigas) en 2012 sobre la región Europa, donde señala que España superó al Reino Unido como principal destino del gas natural licuado (GNL), ocupando además el primer puesto en número de terminales de descarga y regasificación, siendo el destino del 37% de GNL que se recibe en la Unión Europea (Tecnoil, 05/05/ 2013). En esta región, cerca del 82% del gas proveniente de terceros países lo hace a través de gasoductos, mientras que solo un 18% lo hace en forma de GNL. Esta situación contrasta con la realidad española, donde la mayor parte del gas que se consume -un 60%- llega en forma de GNL y el 40% restante lo hace mediante gasoductos. Además, este informe agrega que España recibe gas de 11 orígenes distintos, constituyéndose en una puerta de entrada hacia Europa, contribuyendo de este modo a la diversificación de suministro al continente.

En cuanto a los *nuevos mercados* mencionados, en los últimos cinco años se han incorporado diez países, entre ellos la Argentina, Chile y Brasil de la región sudamericana, junto a otros de Medio Oriente, como Kuwait y Emiratos Árabes Unidos. Ambos mercados implican el ingreso de dos nuevas regiones que no habían importado GNL previamente y que además, no eran consideradas como posibles compradoras de GNL.

El informe de *BP Statistical Review* de junio de 2013, permite conocer la estructura de las importaciones por región en 2012, en primer lugar se encuentra Asia Pacífico con 227,2 *billion cubic meters* (bcm, por su sigla en inglés de uso corriente) principal región importadora; 2º la región de Europa y Eurasia (69,3 bcm); 3º la región de Centro y Sur América (15,2 bcm). Esta región muestra un consumo creciente mientras que la región norteamericana en 4º lugar (11,6 bcm) disminuye su consumo gracias a la explotación del *shale gas*; en último lugar se encuentra la región de Medio Oriente (4,6 bcm).

En la región norteamericana, el caso de Estados Unidos, presenta un cambio con características particulares donde, de ser un consumidor creciente de GNL con numerosas plantas de regasificación construidas y proyectadas; con previsiones de ser el segundo mayor mercado consumidor después de Japón y con proyecciones de llegar a representar un 23% del consumo global (AEO, 2005), pasó a tener el mayor crecimiento en la producción gasífera de los últimos cuarenta años -creciendo a un promedio de 3,6 % al año - debido al auge de desarrollo de los recursos no convencionales, en particular el *shale gas*. La producción doméstica de gas natural ha tenido un crecimiento tan fuerte que se considera a Estados Unidos como un posible nuevo exportador de GNL⁷, algo impensado hace solo unos pocos años atrás (Medlock, 2012:5).

Asimismo, como lo señala el informe de la IEA de 2012, el país no solo puede llegar a autoabastecerse sino que también puede transformarse en exportador de GNL - en 2016 - luego de la puesta en marcha de una central de licuefacción en Sabine Pass. Existen además otras siete propuestas de proyectos de licuefacción en Estados Unidos (*World LNG Report, 2011*). Esto contrasta con la situación a comienzos del año 2000 donde había pedidos para la construcción de 47 plantas regasificadoras como clara señal de las expectativas existentes en ese momento de una declinación de la producción gasífera en Estados Unidos y la proyección de una mayor dependencia del GNL (Medlock, 2012:6).

Otra situación a destacar, originada por un motivo diferente, es el crecimiento en el consumo de Japón de un 8% derivado de los efectos causados por el terremoto y posterior tsunami del 8 marzo de 2011, que afectaron la central nuclear de Fukushima y llevaron a dejar de utilizar esta energía, incrementando el consumo de GNL como fuente alternativa de energía. Esta situación también muestra los cambios que pueden producirse derivados de las posibilidades de sustitución entre combustibles (energía nuclear por gas, o carbón por gas); en función del precio; de cuestiones ambientales o catástrofes sociales. De ambos ejemplos surge, el impacto que nuevos recursos como el *shale gas* o la sustitución entre combustibles, pueden tener en los flujos de circulación de la energía.

Para finalizar el análisis de la escala global, desde una perspectiva geográfica, emergen de los datos aportados en los párrafos precedentes algunas consideraciones a resaltar: a) La expansión territorial del mercado se evidencia en la Figura 1 donde se observa una línea plana durante casi dos décadas (1980-1998) con un mercado reducido conformado por entre 3 y 7 países exportadores y entre 5 y 7 países importadores, es decir un mercado global de GNL conformado por 14 países. Frente a esa situación, en 2012, el mercado se ha ampliado a un total de 44 países, con 25 países importadores y 19 países exportadores, ello representa un crecimiento del 314% así como también una diversificación tanto de la oferta como de la demanda; b) Cómo comienzan a interrelacionarse la escala global con la regional a través de la incorporación de nuevas regiones al comercio de GNL, como América del Sur (Argentina, Chile y Brasil) y Medio Oriente (Kuwait y Emiratos Árabes Unidos); c) Además, surge una situación que no había sido considerada, Indonesia y Malasia siendo dos de los mayores productores de GNL, se incorporan también como consumidores, para uso doméstico.

7. En el informe AEO2013 también se considera que en 2016 Estados Unidos comienza a exportar GNL y en 2020 se transforma en un exportador neto.

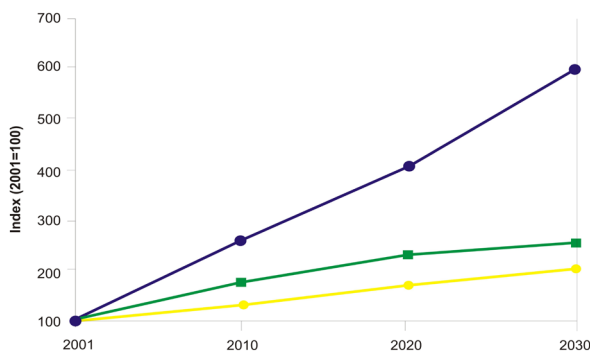


Figura 2. Proyecciones de crecimiento de la producción de gas natural y del comercio, por gasoducto y por vía marítima. Fuente: Arias, 2006

Asimismo, desde el punto de vista de las instalaciones necesarias para la expansión del mercado, un reporte de Goldman Sachs de febrero de 2013 realiza estimaciones de crecimiento de la demanda sosteniendo que se duplicará hacia 2023, así como también la capacidad de licuefacción de GNL. Las proyecciones de demanda de GNL en el mundo en el corto plazo, estarán restringidas por la capacidad de licuefacción existente como se mencionó en párrafos anteriores (para 2016, capacidad de licuefacción 454 millones de tn/año y de regasificación 709 millones de tn/año). Sin embargo, según cálculos de este reporte, la capacidad de licuefacción de EEUU aumentaría, entre 2016 y 2020, en 70.000 millones de m³; Canadá lo haría en 48.000 millones de m³; y Mozambique en 21.000 millones de m³, en el mismo período. De este modo, en los próximos 10 años, la capacidad aumentaría en torno a 660.000 millones de m³. En síntesis, los mercados de gas natural licuado, a escala global, se reproducen y refuerzan de manera constante y creciente (Guerrero y Carrizo, 2012).

Competencia entre Gasoductos y transporte de GNL por vía marítima

En cuanto a la competencia entre el transporte del GNL por vía marítima y el transporte de gas por gasoductos existen diferentes condicionantes que pueden favorecer u obstaculizar estos intercambios. La Figura 2 muestra las tendencias en el crecimiento de ambos tipos de transporte, pudiendo observarse un mayor crecimiento del transporte por vía marítima que en el transporte por gasoductos (Arias, 2006: 18). En este sentido, el informe de *BP Statistical Review 2013* confirma la tendencia creciente del comercio de GNL por vía marítima en la última década, acercándose - en 2012 - casi al 50% de la exportación de gas natural por gasoductos.

La ventaja que ofrece el transporte de GNL por vía marítima frente a los gasoductos, es la posibilidad de abastecimiento para países que no cuentan con reservas de gas natural, o que tienen yacimientos maduros con producción en declinación, que se encuentran a grandes distancias de las zonas de extracción o de gasoductos, que necesitan el recurso para cubrir aumentos de la demanda en una determinada época del año. Además, esta alternativa sumada a gasoductos existentes permite la diversificación de los proveedores, evitando depender exclusivamente de un país, lo cual tiene un efecto directo sobre la seguridad energética que cada país busca dar a su población de un abastecimiento fluido del recurso.

En síntesis encontramos aquí tres motivos principales para recurrir al uso del GNL: a) como modo de superar la brecha entre producción y consumo debido a problemas de abastecimiento por disminución de reservas; b) como medida frente al inseguro abastecimiento desde otro país y en resguardo de la seguridad energética del país, diversificando sus proveedores; y c) como alternativa para cubrir picos estacionales de demanda.

El caso de Japón encarna un ejemplo de las ventajas que representa la adopción del GNL como alternativa tecnológica de abastecimiento energético para aquellos países

que, por razones geográficas de sitio y posición, no tienen la posibilidad de construir gasoductos por la distancia a la que se encuentran. En este sentido, el punto de indiferencia económica entre un proyecto de GNL y un gasoducto se halla aproximadamente en 3000 km, por lo que el GNL parece más conveniente para largas distancias. Asimismo, con respecto a los costos de transporte, hubo una importante reducción en el costo de los cargueros en los últimos 10 años, pasando de alrededor de 260 a 170 millones de dólares en la actualidad, para una capacidad aproximada de 130.000 m³ (Arias, 2006). Actualmente el mayor costo reside en el proceso de licuefacción, se espera que con los desarrollos tecnológicos estos disminuyan en importante proporción, así como los costos de transporte –los segundos en términos de importancia– gracias a la construcción de buques de mayor capacidad.

En cuanto a los obstáculos para el desarrollo del comercio del gas por gasoducto se encuentra que estos, crean dependencias de largo plazo (el tiempo de amortización de una inversión en gasoductos es de 30 años) por lo cual en general los países firman contratos bilaterales largo plazo y muy rígidos. Por el contrario, el mercado del GNL muestra mayor flexibilidad, actualmente se realizan contratos *spot* (de corto plazo) entre países muy alejados entre sí y en caso de conflictos se puede redirigir la ruta o cambiar de vendedor. Sin embargo, otro obstáculo a considerar respecto a la infraestructura de soporte del comercio de GNL, son los conflictos en la escala local con la sociedad que percibe las instalaciones de licuefacción y regasificación como peligrosas y contaminantes.

El tráfico creciente de GNL requiere cada vez mayor capacidad de transporte. En 2003 había 151 buques metaneros y 55 en construcción. Actualmente existen unos 250 buques metaneros en operación, y además ya están comisionados más de 60 nuevos para los próximos 2 años. Los navíos son de grandes dimensiones, con una capacidad media de 130.000 m³, aunque la tendencia es a que el tamaño aumente para disminuir los costos de transporte. Concretamente Qatar está trabajando con los mayores buques de 260.000 m³ (el doble de la capacidad media actual). Se trata de buques de elevadas prestaciones: velocidad de 19-20 nudo (más veloz que un petrolero), alta potencia propulsora, ritmos de carga muy elevados (menos de un día), y habitualmente emplean como combustible el propio gas que se evapora en sus cámaras (*boil off*) con *fuel oil*. Este problema en cuanto a la capacidad de transporte, más los tiempos para la construcción de nueva infraestructura de licuefacción, temporalmente estancados por los retrasos en la finalización de proyectos ya iniciados, sumados a una capacidad de regasificación que excede ampliamente la capacidad de licuefacción - con utilidades medias inferiores al 50% - hace que la situación actual del mercado de GNL presente un cuello de botella, con un crecimiento de la demanda frente a una oferta que no puede responder con igual celeridad.

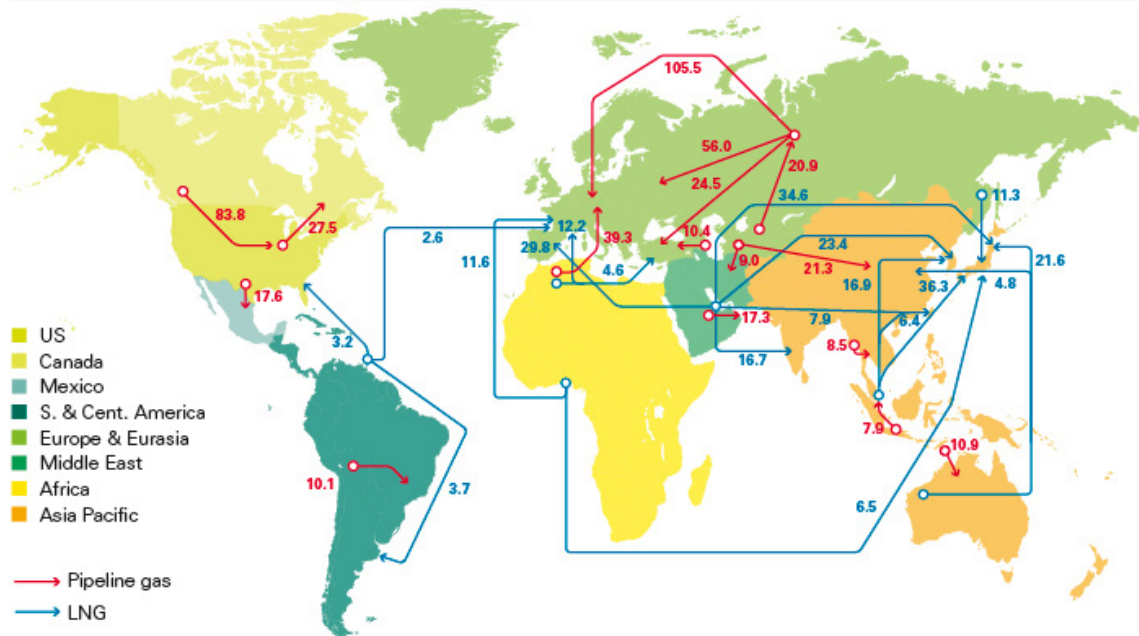
En conclusión, a escala global, la ventaja principal que ofrece el GNL frente a la demanda de gas natural es la capacidad de oferta desde otros países, con un suministro diversificado en cuanto a la procedencia del recurso y flexible en cuanto a los plazos de los contratos, que permite atender necesidades específicas de cada país y complementar la oferta de GNL con la realizada mediante gasoductos frente a conflictos que puedan surgir entre países⁸. Además, la diversificación en la procedencia de las reservas que atienden el suministro es la principal ventaja, evitando que los países exportadores- al ser varios- perjudiquen la estabilidad energética de los países importadores, por lo tanto, desde el punto de vista geopolítico, colabora para garantizar la seguridad energética.

La incorporación de nuevos países productores y consumidores, así como los movimientos por gasoductos y los flujos de GNL transportados por vía marítima en 2011, pueden observarse en la Figura 3. Sin embargo, podrían modificarse a partir de la entrada en servicio de nuevas plantas de licuefacción y regasificación. Los próximos dos cambios esperados, se darían en relación con la incorporación de Estados Unidos como exportador del recurso gas

8. Por ejemplo, la existencia de gasoductos y de contratos de abastecimiento firmados con otros países sería un obstáculo para competir con el GNL. Sin embargo, en 2004, al inicio de los problemas de abastecimiento en la Argentina, no pudo cumplir con el Protocolo de Integración Energética firmado con Chile en 1995, este se vio obligado a importar gas y fue uno de los primeros países de Sudamérica (junto a Argentina) en recurrir a la importación de GNL e instalar una planta regasificadora *on-shore* en su territorio.

Natural gas major trade movements 2012

Trade flows worldwide (billion cubic metres)



(derivado de su creciente producción de gas natural a partir del *shale gas*) y las nuevas plantas que Australia sumaría hasta 2017 que permitirían abastecer nuevos destinos. En 2013, ya se puede observar el avance de Australia al tercer puesto como país exportador de GNL.

Figura 3. Movimientos de gas natural por gasoductos, y transporte de GNL por vía marítima, en 2011. Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2013. bp.com/statistical-review

Costos y precios del GNL

En relación con los costos y precios del GNL, un ítem importante a desarrollar es la variabilidad de precios del GNL en diferentes mercados, aunque en general con mayores costos que el gas procedente de gasoductos. Existen algunas discusiones respecto a la posibilidad de llegar a obtener precios globalizados para este recurso al igual que sucede con el petróleo, el informe de la IGU *World LNG Report 2011* (2011:6) remarca que:

A pesar del incremento del comercio interregional este no es todavía un mercado global, puesto que los precios continúan dependiendo de micro factores tales como la localización, estructura de los contratos y tiempos de transporte más que de balances globales, incluso los precios varían dentro de cada mercado por múltiples fuentes de suministro con distintos tipos de precios.

La variación de costos entre regiones depende de los parámetros que se toman para fijar su precio. En Norteamérica la dependencia actual del GNL es muy reducida, ya que cuenta con yacimientos propios de gas procedentes principalmente del *shale gas*. El índice más habitual es el Henry Hub, que refleja la cotización del gas en un determinado cruce de gasoductos en el estado de Louisiana. Una de las incertidumbres más importante en el mercado del GNL es la cantidad de gas que llegará a exportar Estados Unidos, gracias a su creciente producción de *shale gas* a precios muy competitivos.

Los precios del mercado spot de gas natural Henry Hub (HH) se mantienen por debajo de u\$s 4 por millón de Btu⁹ (a dólares 2011)¹⁰. Estos precios se encuentran muy por debajo de los pagados en otros mercados como en la cuenca asiática del Pacífico, donde el indicador más habitual es el *Japan Crude Cocktail* (JCC), que representa una cesta

9. Unidad térmica británica (British thermal unit, Btu por su sigla en inglés)

10. El informe *American Early Outlook AEO2013* estima que, después de 2018, los precios del gas natural crecerán a u\$s 5.40 por millón de Btu en 2030 y a u\$s 7.83 en 2040.

Cuadro 4. Evolución de los precios regionales del gas en Henry Hub (HH), en UK National Balancing Point y en Lejano Oriente. Período 1990-2013. Fuente: Energy in the world. Tough decisions.pdf. Marcelo Martínez Mosquera Director Tecpetrol en Argentina Energética VII - IAE General Mosconi 2013.

(U\$/MMBTU)	90s	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Junio2013
HH	2.2	5.9	8.8	6.8	7.0	8.9	3.9	4.4	4.0	2.8	3.9
UK	-	4.5	7.4	7.9	6.0	10.8	4.9	6.6	9.0	9.5	9.4

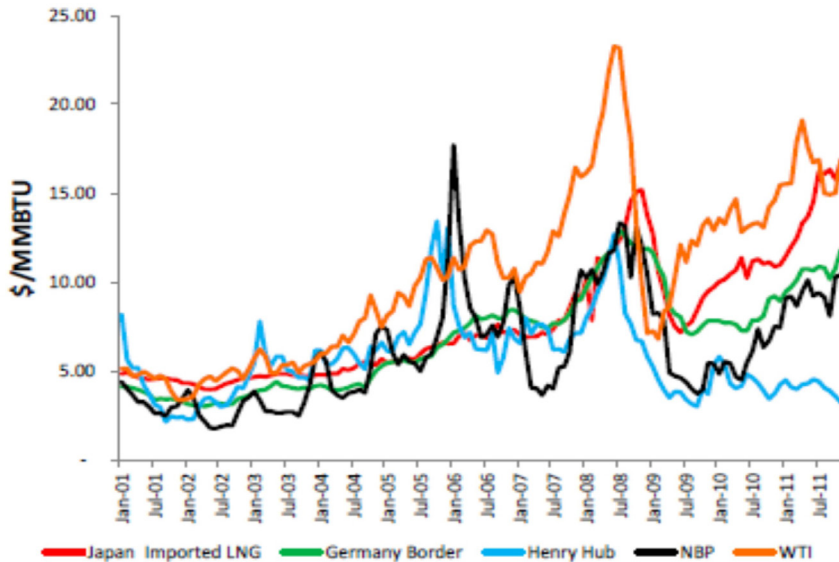


Figura 4. Evolución de los precios regionales del gas vs precio del petróleo (WTI). Período 2001-2011. Fuente: Wholesale Gas Price Formation, IGU Gas Price Report 2012

de crudos y tiene una enorme correlación con el precio del petróleo y alcanza valores de u\$s 15 por millón de Btu, mientras que en Europa (Reino Unido) se encuentran precios intermedios de alrededor de u\$s 9 por millón de Btu. En este contexto de precios, los desvíos de cargas de la cuenca atlántica hacia la cuenca pacífica, donde se pagan precios más elevados por la subida del precio del petróleo es una constante. A largo plazo, las diferencias de precio entre distintas zonas deberían tender *hacia un mercado único con precios similares, independientemente del punto de entrega del gas*. El Cuadro 4 permite observar las variaciones de precios en los tres mercados señalados, en particular los cambios en los precios regionales a partir de 2008.

Complementando la información precedente, la Figura 4 extraída del *IGU Gas Price Report 2012* permite analizar las variaciones de precios del gas en distintos mercados, en relación con el precio del petróleo, en la década 2001-2011. Los precios corresponden a valores en Japón, Alemania, Estados Unidos (Henry Hub - HH) y Reino Unido (*UK National Balancing Point*- NBP) respecto al valor internacional de petróleo tomado en base WTI¹¹. Se observa una tendencia a seguir las variaciones del precio del petróleo *hasta fines del año 2008* y, a partir de allí comienza a marcarse una brecha cada vez mayor entre los distintos precios regionales. En 2010, se observa claramente el desacople del precio de Estados Unidos respecto a los demás precios regionales, en la competición con el gas y con el petróleo, derivado de la extracción del *shale gas* y disminución de los precios en el mercado doméstico.

En este sentido, Díaz Casado (2008) sostiene que “El mercado de GNL puede considerarse totalmente globalizado, ya que es posible intercambiar el producto con cualquier parte del mundo sin que existan barreras infranqueables (más allá de las diversas especificaciones de calidad del gas) entre unos países y otros”. Sin embargo, la IGU cuestiona

11. WTI (West Texas Intermediate) es el petróleo crudo que se extrae en el golfo de México y sirve como referencia para las transacciones financieras en New York (NYMEX).

si existe una globalización o una regionalización del mercado del gas. En este contexto, desde una perspectiva geográfica, debe considerarse que se producen convergencias y divergencias en los precios globales y regionales derivados de las características diferenciales de cada región, en cuanto a sitio, posición, infraestructura y costos de transporte, paralelamente a los cambios que se originan en la demanda desde una escala temporal.

Escala regional

Un mercado global, con particularidades regionales

A escala global mientras la proporción de petróleo en la matriz energética ha ido bajando, la del gas -más barato y menos contaminante- ha ido creciendo. Con ello se han multiplicado los flujos tanto por gasoductos como los de gas natural licuado por vía marítima. Si bien la geografía del gas sigue siendo regional y no mundializada como la del petróleo, el mapa de flujos marítimos se va densificando y la flexibilidad de los contratos va aumentando haciendo que la tendencia sea a establecer precios propios alejados de los valores del petróleo, tal como se observa en Cuadro 4 y Figura 4.

La estructura del comercio de GNL ha evolucionado, tradicionalmente, la mayor parte de los contratos de importación de GNL eran a largo plazo (mayor de 15 años) y solo marginalmente algunos acuerdos de corto plazo. Sin embargo, sobre el total comercializado de GNL la proporción del mercado a corto plazo o *spot* desde la década de los noventa -donde representaba el 1,4%-¹², comenzó a crecer rápidamente en la última década. Previo a 2004-2005, solo representaba el 10% del total del comercio de GNL, en 2006, alcanzó el 16% y en 2011 representó más del 25% del comercio global brindando mayor flexibilidad a los compradores (*World LNG Report*, 2011:15). Esto les aportó algo más de flexibilidad a los proveedores para ubicar sobrantes de algún destino en otro no demasiado lejano, y a los países importadores para recurrir al GNL en función de requerimientos que excedan a los planeados.

Así, junto con el crecimiento de las exportaciones de gas natural licuado, se multiplicaron las plantas regasificadoras en tierra o el uso de barcos regasificadores en las costas como alternativa de más rápida implementación. Actualmente, 19 países son exportadores y 25 países consumen gas natural licuado. Entre los diez nuevos mercados incorporados en los últimos años al consumo de GNL se encuentra el mercado sudamericano que incluye a la Argentina, Chile y Brasil con plantas regasificadoras, como actuales importadores, y Perú con una planta de licuefacción como exportador. A ellos se suman, como potenciales exportadores, Venezuela y Bolivia (a través del denominado gasoducto virtual que permitiría sacar la producción a través de barcasas que recorran la hidrovía Paraguay-Paraná y lleguen a la planta regasificadora en Uruguay) y como potenciales países importadores, Uruguay y Colombia¹³.

Para introducir el análisis de la región sudamericana cabe recordar que esta región ocupa el tercer puesto por el volumen de sus importaciones de GNL (15,2 mil millones de metros cúbicos por año). Asimismo, se destaca el rápido crecimiento de las mismas, que se inician en 2008 con las importaciones desde la Argentina.

La región sudamericana

Hasta la década del noventa, en la región sudamericana, el uso del gas natural estuvo limitado a los mercados nacionales, destacando la Argentina y, en menor medida, Colombia, Venezuela y Bolivia. Los mayores cambios en el transporte del recurso se dieron a partir de la construcción de gasoductos transfronterizos. Un proyecto

12. Spot y comercio de corto plazo se define como cualquier transacción que se apoya en contratos inferiores a una duración de cuatro años. Asimismo, se incluyen en este mercado a los suministros que se envían por encima de los servicios contratados de largo plazo.

13. El 14 de junio de 2013, mediante las resoluciones 061 y 062 del 2013 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg), autorizó la construcción de una planta de regasificación en la costa atlántica, para la importación de gas natural licuado (GNL) como fuente para generación térmica de energía, a utilizar, principalmente, en épocas de verano o de sequía intensa, como consecuencia del fenómeno de El Niño.

pionero fue el gasoducto Argentina-Bolivia, en 1972. A mediados de los noventa, el descubrimiento de importantes yacimientos en Bolivia posibilitó la construcción del gasoducto (GASBOL) entre Santa Cruz (Bolivia) y San Pablo (Brasil) de 3.500 km. Luego se construyeron varios gasoductos trasandinos entre la Argentina y Chile a raíz de los descubrimientos de importantes reservas en Loma de la Lata, Neuquén, Argentina. Desde fines de los noventa y sobre todo, en los inicios del nuevo milenio, ante la necesidad argentina de volver a importar gas desde Bolivia, a raíz de la declinación de las reservas en el país, el 29 de junio de 2006, Enarsa y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) firmaron un contrato mediante el cual fijaron el precio y el volumen de gas que se enviaría a la Argentina desde Bolivia.

A mediados de la década de 2000 estaban planteados dos grandes proyectos de integración energética con gas natural: el gasoducto del Sur (con centro en Venezuela) y el “anillo energético” (con centro en Perú). Por diversos motivos, ninguno de esos dos proyectos logró concretarse. En 2004, la Argentina anunció fuertes recortes en la exportación de gas natural a Chile, lo que desencadenó una crisis energética, en principio no reconocida por la Argentina y considerada solo un problema de abastecimiento. Como consecuencia de estos problemas de abastecimiento por gasoductos -desde 2005- ha cobrado impulso en la región la construcción de terminales de regasificación, para la importación de gas natural licuado. Posteriormente, una vez reconocida la crisis, en 2008, la región sudamericana se ha incorporado como destino de exportación de GNL desde variados países productores alejados de la región, tales como Qatar, Nigeria, Guinea Ecuatorial, Indonesia, Egipto y Yemen.

La Argentina, a raíz de la disminución de las reservas de gas natural y la baja en su producción, sumado a los problemas de Bolivia para cumplir con los contratos de abastecimiento firmados, inicia en 2008 la importación de GNL que ha sido creciente hasta la actualidad (2014) y con tendencia a mantener esta situación, por lo menos en el corto y mediano plazo, hasta tanto no se consiga aumentar la disponibilidad de gas natural, ya sea por recuperación de yacimientos maduros, por nuevos descubrimientos o por la explotación de los recursos no convencionales existentes como el *shale gas*, con dificultades para tornarlos económicamente viables debido a la necesidad de grandes inversiones para su puesta en producción, en un entorno de falta de seguridad jurídica y de restricciones a la salida de dividendos provenientes de las ganancias que pudieran obtenerse.

En 2012, en contraposición con la situación de la Argentina cada vez más dependiente de importaciones de GNL, Colombia y Venezuela que comparten una frontera de 2.219 kilómetros buscan profundizar su integración energética a través de negociaciones para el desarrollo de un gasoducto entre Colombia, Venezuela y Centroamérica (América Economía, 28 y 29 marzo, 2012), expandiendo su área de influencia hacia América Central. Este proyecto se suma al actual gasoducto que abastece a Venezuela desde Colombia, a pesar que las mayores reservas de gas de la región se encuentran en Venezuela. Sin embargo, también Colombia se encuentra entre los países con nuevas propuestas de plantas regasificadoras.

La situación del GNL en Sudamérica

La infraestructura existente en la región sudamericana, que permite su inserción en el creciente mercado del GNL, puede desglosarse en plantas de regasificación y de licuefacción. Existen actualmente en la Argentina, dos terminales flotantes (barcos regasificadores) en Bahía Blanca y Escobar; en Brasil plantas regasificadoras flotantes en Pecem y Bahía de Guanabara; terminales *on-shore* (en tierra) de Mejillones y Quintero en Chile; además del tren de licuefacción de Perú LNG (único exportador de la región). Todo ello suma

Cuadro 5. Terminales de GNL en Sudamérica, en 2011. Fuente: Elaborado por Ana Lía Guerrero con base en Romero Oneto, Santiago, Gas Summit 2011, Río de Janeiro.

Localización	Cuenca Atlántica				Cuenca Pacífica		
País	Argentina		Brasil		Chile		Perú
Terminal	Bahía Blanca	Escobar	Bahía de	Pecém	Quintero	Mejillones	Melchorita
Fecha de Construcción	mayo 2008	agosto 2011	abril 2009	Junio 2009	Septiembre 2009	Abril 2010	Junio 2010
Tipo	Regas.	Regas.	Regas.	Regas.	Regas.	Regas.	Licuefacción
Tecnología	Planta flotante		Planta flotante		On-shore	On-shore + Planta flotante	On-shore
Propietarios	ENARSA/YPF		PETROBRAS		BG/Metrogas/ENAP/ENDESA	IPR/GDF-SUEZ /CODELCO	Hunt oil/SK/Repsol/Marubeni
Capacidad máx. (millones m ³ /día)	10.0	14.0	14.0	7.0	10.0	5.5	18.0
Tipo de contrato	Spot	Spot	Spot	Spot	Contrato de largo plazo		-

una capacidad de importación de 17 millones de tn/año y de exportación de 4 millones de tn/año (Perú ocupaba el lugar n° 15 como exportador –en 2011– a escala global).

Una síntesis de la situación en 2011 en las cuencas atlántica y pacífica de la región sudamericana, en cuanto a las terminales de regasificación y licuefacción construidas, se presenta en el Cuadro 5. Puede observarse que en general las fechas de construcción son recientes y que Chile se encuentra mejor posicionado puesto que ya cuenta con plantas en tierra y con contratos de largo plazo; tanto en Brasil como en la Argentina se encuentran plantas flotantes que implican agregar a los costos de transporte del GNL, el costo del alquiler de los barcos regasificadores. Solo se observa una planta de licuefacción en Perú que, paradójicamente, no exporta a la región. Esta planta es propiedad de un consorcio liderado por la estadounidense Hunt Oil (del que participa YPF), planta de licuefacción y se ubica en Pampa Melchorita, localidad costera entre Lima y Pisco (Roca, 2008).

La distribución de las diferentes plantas de regasificación y licuefacción en la región sudamericana –en funcionamiento y proyectadas– puede observarse en la Figura 5. Cabe preguntarse también sobre la posibilidad de que Venezuela, con las primeras reservas de gas de la región y Bolivia con las segundas, lleguen a convertirse en países exportadores de gas natural licuado considerando las necesidades de la región. En el caso de Bolivia, sería necesario retomar el círculo virtuoso de inversiones en la industria petrolífera y gasífera para garantizar inversiones en un tren de licuefacción en la costa de Perú o Chile (con la aceptación de estos países) y la logística necesaria para ello, o la alternativa del gasoducto virtual a través de barcas que permitan llevar la producción hasta la planta regasificadora en construcción en Uruguay. En el caso de Venezuela, debe superar menores obstáculos puesto que existe una propuesta de Enarsa y Pdvs para constituir una empresa mixta para la construcción de una planta de licuefacción de GNL en el complejo Gran Mariscal de Ayacucho en el estado de Sucre (Roca, 2008).

Otros países, como Colombia y Uruguay, analizan también construir nuevas terminales de regasificación. Brasil tiene una nueva terminal flotante en Bahía de todos los Santos, inaugurada el 24/01/2014, con capacidad de producir 14 millones de metros cúbicos al día y dos nuevas terminales proyectadas, una en Espíritu Santo en Barra de Riacho y otra en Rio Grande en el sur de Brasil, que pueden agregar otras 6 a 7 millones de tn/año de capacidad adicional de regasificación de gas importado. Incluso se espera que la terminal de Espíritu Santo pueda ser una terminal *on shore* bidireccional asociada en el futuro a una unidad de licuefacción.

Una síntesis de la situación actual del GNL en la región sudamericana fue brindada por Marco Tavares¹⁴ quien sostuvo que la región está definitivamente insertada en el

14. Presidente del Consejo de Administración de Gas Energy SA, en el marco del 5to Congreso Bolivia Gas & Energía 2012 organizado por la Cámara Boliviana de Energía e Hidrocarburos.



Figura 5. Terminales de Regasificación y Licuefacción existentes y Proyectadas en la Región Sudamericana. Fuente: <http://www.freewebs.com/infoenergia/GNL%20mundodf%20y%20Lamerica.pdf>

mercado del GNL y que “El GNL atiende déficits estructurales de gas firme para Argentina y Chile, permite a Brasil operar con GNL flexible para su sistema eléctrico y brinda escala a Perú en su monetización de las reservas de gas de Camisea”. De esa forma, el movimiento del GNL en la región podría representar al final de la década una capacidad de 30 a 35 millones de tn/año que tornarían a la región sudamericana en un mercado de importancia para el GNL en la cuenca del Atlántico.

Plantas regasificadoras en la región sudamericana

ARGENTINA: ha ingresado a la importación de GNL a partir de 2008 debido al incremento del consumo de gas, disminución de sus reservas y disminución de la exploración, explotación y producción. La primera operación de regasificación se llevó a cabo a través de un buque regasificador en Bahía Blanca, siendo YPF la empresa responsable de llevar a cabo el proyecto. En 2011, una segunda planta de regasificación fue inaugurada en Escobar, permitiendo incrementar en un 14% la oferta total de gas en el país. Esta nueva terminal posee la característica única en el mundo de estar situada dentro de un río de aguas poco profundas. La obra total consta de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, una terminal portuaria ubicada en el kilómetro 74,5 del río Paraná de las Palmas y un gasoducto de interconexión de 35 kilómetros de longitud que atraviesa las localidades de Pilar, Exaltación de la Cruz, Campana y Escobar. La inversión total fue de 680 millones de pesos y fue afrontada en conjunto por YPF y ENARSA. Ambas instalaciones tienen fuertes reclamos de la población local que luego se analizarán. Además, desde el punto de vista de la demanda, el país firmó un acuerdo con Qatargas para el suministro de 5 millones de toneladas anuales del combustible. Este acuerdo permitiría cubrir el 16 % del consumo anual total de gas natural de la Argentina, pero aún su aplicación es incierta.

BRASIL: para diversificar los mercados abastecedores y disminuir la dependencia del abastecimiento de gas desde Bolivia, la empresa Petrobras incrementó la importación de GNL y firmó un acuerdo con la compañía argelina Sonatrach para la venta del gas natural licuado y con GOLAR GNL de Noruega. Además, firmó acuerdos con las empresas Nigeria GNL y Omán GNL para el suministro flexible de GNL, que prevén su re-exportación en caso de que el gas contratado no sea necesario. Además, existen

nuevos proyectos de plantas regasificadoras, que se sumarán a las ya existentes en Bahía de Guanabara, Pecém y Salvador de Bahía, lo cual elevará la capacidad de proceso a 35 millones de metros cúbicos por día (millones m³/día) para abastecer a su mercado interno. En proyecto, también está la incorporación de un tercer barco con capacidad de 14 millones m³/día y nuevos acuerdos de suministro de GNL con Argelia y Trinidad-Tobago. Con el fin de garantizar su seguridad energética, Brasil ha optado por adquirir gas natural licuado en los mercados externos a un mayor precio que el que paga por la compra de gas, vía gasoducto (30 millones m³/día), al Estado boliviano por contratos firmados en la década de los noventa.

CHILE: posee dos terminales de regasificación *on-shore*, Quinteros (2009) y Mejillones (2010). Con mayor grado de detalle se puede decir que, GNL Quintero S.A. (GNLQ) es la terminal de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado que opera en la bahía de Quintero y abastece de gas natural, en forma permanente y segura, desde el segundo semestre de 2009, a la demanda de gas natural de la zona central de Chile, que anteriormente se suministraba por gasoducto desde la Argentina. Cuenta con un muelle, tres estanques de almacenamiento que permiten la descarga del GNL y su almacenamiento en tierra. Una planta de regasificación con tres vaporizadores que le permiten procesar 2,5 millones de tn/año de GNL, produciendo unos 10 millones m³/día de gas natural que se inyectan en la red de gasoductos para ser distribuidos en la zona central del país. Se presenta además un nuevo proyecto, una planta satélite de regasificación en Bio Bio, que permite abastecer con GNL a la Refinería de Bío Bío desde la Terminal Quintero.

URUGUAY: el gobierno uruguayo inició el proceso de instalación -aún no concluido- de una planta regasificadora de GNL a 2 km de la costa del Río de la Plata, al oeste de Montevideo con una capacidad de 10 millones de m³ diarios. Dificultades en las relaciones bilaterales con la Argentina, llevaron a Uruguay a decidir encarar el proyecto unilateralmente. Sin embargo, con fecha del 16 de mayo de 2013, se dio a conocer que, el gobierno uruguayo desestimó la posibilidad de que las petroleras estatales ANCAP e YPF contraten en conjunto una planta regasificadora, su lugar lo ocupará ahora la empresa Gaz de France Suez, que fue seleccionada para esta inversión de 1.215 millones de dólares y que según fuentes oficiales orientales “cambiará la matriz energética de Uruguay”. La planta “es una necesidad” para respaldar el “desarrollo del país”, afirmó el presidente José Mujica, quien evaluó la posibilidad de que su país “exporte gas” a Buenos Aires. Otra alternativa de Uruguay, la constituye el denominado, gasoducto virtual con Bolivia, que consiste en transportar el gas de ese país por barcas a través de la hidrovía que recorre toda la región y complementar el proceso de regasificación en la futura planta regasificadora de Montevideo.

A escala regional, todas estas nuevas instalaciones relacionadas con la reconversión productiva, derivada de un mayor uso del gas natural transformado en GNL, también generan impactos en el territorio pero por diferentes motivos. En primer término, porque el transporte por vía marítima, *desprende el recurso del territorio y de la continuidad geográfica propia de los gasoductos* - dominantes en la escala global hasta 2005 - que comienzan a ser desplazados por el uso del GNL transportado por vía marítima. En segundo término, por una expansión del área de influencia del mercado del GNL, junto al desarrollo de nuevos mercados regionales. El mercado sudamericano, se incorpora en 2008, ocupando en 2013 el tercer lugar entre las regiones consumidoras a escala global, principalmente como alternativa frente al incierto abastecimiento desde otros productores de la región. En tercer término, aparecen también impactos económicos, derivados de variaciones en los precios del GNL en distintos mercados, con una tendencia simultánea a la formación de una brecha entre los precios regionales (dependientes de las características propias de cada mercado), así como también respecto del valor del precio del petróleo.

Escala nacional y local

Escala nacional: el contexto actual de la Argentina

A escala nacional, la Argentina representa un interesante estudio de caso, puesto que allí se realiza la primera importación de GNL en 2008, marcando el inicio de la incorporación de la región sudamericana a este mercado. La Argentina ha pasado de ser un país exportador de energía a ser un país *dependiente* de la importación de recursos energéticos (GNL, fueloil, combustibles), casi el 90% de su matriz energética depende del petróleo y el gas, ambas cadenas están fuertemente interconectadas debido a la utilización de centrales de ciclo combinado para la producción de electricidad alimentadas a gas. Sin embargo, ambas producciones caen, casi de manera ininterrumpida desde 1998 -en 2010 el país ya fue un importador neto de hidrocarburos- después de dos décadas de autoabastecimiento energético. Esta situación implica una creciente vulnerabilidad y dependencia del sistema energético nacional desde el punto de vista de los altos costos que debe pagar para asegurarse la provisión de esos recursos. De este modo, el aumento simultáneo de la cantidad y el precio de las compras implica un fuerte incremento del peso de las compras de energéticos en la balanza comercial de la Argentina¹⁵.

Escala nacional: crecimiento del consumo de gas natural licuado

En el año 2008, ante la necesidad de la Argentina de importar gas, el Ministerio de Planificación plantea como una medida transitoria la compra de gas natural licuado. Ese año se traen 6 cargamentos (441 millones de m³). Pero el número de cargamentos comprados se elevan año a año: 10 en 2009 (783 millones de m³); 23 en 2010; 50 en 2011; 80 en 2012 y los cargamentos previstos para el año 2013 se espera superen los 80 (Repsol YPF, 2012). Las operaciones fueron administradas por Enarsa, mediante concursos públicos, a través del Programa de Energía Total pero en 2013, se produjo un cambio y las compras pasaron a depender de YPF quien cobra una comisión por la compra de las mismas (Guerrero, Carrizo, 2012).

En 2011, las importaciones argentinas de combustibles representaron 9.400 millones de dólares, contra 4500 millones de dólares en 2010 (Decreto 530/2012). Estiman que los costos pasarían de 32 millones de dólares de promedio a 40 millones de dólares por cada cargamento en 2012 (Clarín, 2011). De este modo el aumento simultáneo de la cantidad y el precio de las compras implica un fuerte incremento del peso de las compras de energéticos en la balanza comercial de la Argentina. Estas importaciones sirven para abastecer las diversas demandas (residencial, industrial, del transporte -por el uso del gas natural comprimido- GNC), y especialmente a las centrales térmicas de ciclo combinado, que en caso de no consumir gas deben pasar a funcionar -de manera menos eficiente- a combustibles líquidos.

Ante las necesidades crecientes de importar GNL, han surgido en el país varias propuestas de instalaciones de plantas regasificadoras. Se encuentran funcionando: 1) desde 2008, un barco regasificador (capacidad máxima de regasificación de 12,5 millones de metros cúbicos diarios) en el muelle MEGA de Puerto Galván, Bahía Blanca, se conecta -a través de un gasoducto de vinculación con la Compañía Profértil S.A- al sistema troncal de gasoductos de Transportadora de Gas del Sur S.A, en el complejo General Cerri y; 2) desde 2011, una terminal portuaria de regasificación en Escobar (Provincia de Buenos Aires), obra de ENARSA y REPSOL-YPF, conectada -a través de un gasoducto de vinculación de 30 kilómetros- con la estación de regulación de Los Cardales, en los tramos finales del Gasoducto Norte, de Transportadora de Gas del Norte con una capacidad de transporte de hasta 10 millones de m³ diarios (Enargas, 2010).

15. Consecuencia del impacto en la balanza de pagos son el incremento en el nivel de los cortes a los usuarios industriales que saltó de 15 millones de m³ a unos 35 millones de m³ diarios. Su causa obedece a la menor entrada de buques de GNL que abastecen a la terminales regasificadoras de Bahía Blanca y Escobar, debido a que al no poder afrontar pagos de importaciones de gas ya agendadas, se resolvió reprogramar entregas y postergar el arribo de cargas. (Tecnoil,19/06/2013).

El GNL es transportado por buques metaneros hasta el Puerto de Ingeniero White (Bahía Blanca), donde es almacenado y regasificado a bordo del buque regasificador Excelsior (alquilado para esta operación) que opera como planta portátil, el sistema utilizado para la descarga del GNL en las plantas regasificadoras es el denominado *ship to ship* (barco a barco) que luego se bombea hacia tanques de almacenamiento donde se calienta por medio de vaporizadores y se regasifica para ser inyectado a la red troncal de gasoductos que opera la Transportadora de Gas del Sur (TGS) (Roca,2010).

Otros proyectos de plantas regasificadoras todavía no llegaron a concretarse:

- » *Argentina-Uruguay*: planta en las afueras de Montevideo. Inversión estimada: 1500 millones de dólares. Capacidad estimada: 25 millones de metros cúbicos por día. Actualmente Uruguay dejó de lado su acuerdo con Argentina y pretende seguir adelante con otro socio.
- » *ENARSA- PdVSA*: Planta en Baterías (Partido de Coronel Rosales, provincia de Buenos Aires). Capacidad estimada: 10 millones de metros cúbicos por día. Aún en evaluación y planteada como alternativa más viable por estar situada costa afuera y por lo tanto resultar menos peligrosa¹⁶.
- » *ENARSA-Repsol-YPF*: Planta regasificadora en Puerto Cuatros (provincia de Buenos Aires) Inversión 200 millones de dólares. Capacidad estimada: 25 millones metros cúbicos por día. Generó importantes conflictos con la población local, aún se encuentra en discusión y temporalmente se encuentra funcionando un barco regasificador en el Puerto de Ingeniero White situado en las inmediaciones de la localidad de General Cerri.
- » *ENARSA-Qatargas*: Planta regasificadora en Golfo San Matías (provincia de Río Negro). Inversión estimada: 300 millones de dólares. Capacidad estimada: 20 millones metros cúbicos por día. Contrato firmado con situación incierta.

Frente a esta reconversión productiva, con la incorporación del GNL en la escala global y regional, en la escala nacional y particularmente en la escala local, surgen conflictos sociales en aquellos lugares donde se instalan las plantas regasificadoras. Desde la perspectiva de la Geografía, su instalación produce transformaciones en el territorio que pueden generar impactos sobre el ambiente y la sociedad a través de procesos simultáneos de desterritorialización en la población local, que se ve afectada en su actividad habitual, junto a nuevos procesos de territorialización en la zona de instalación de las plantas al producir, nuevos territorios con funciones diferentes a las actividades productivas originales.

En este contexto, finalizando el análisis propuesto se examinarán dos estudios de caso en la escala local. El primero, gracias a la intervención activa de la sociedad local logró detenerse, el segundo, se concretó a pesar de la oposición y movilizaciones sociales producidas en el territorio escogido para la instalación de la planta regasificadora.

Escala Local: el caso de Puerto Cuatros (Bahía Blanca)

Desde 2008 se encuentra en Puerto Galván, Bahía Blanca, una planta regasificadora flotante. En 2012, surge la propuesta de instalar una planta regasificadora en tierra, localizada en Puerto Cuatros (localidad de General Cerri) en las proximidades de Bahía Blanca, lo cual generó un fuerte conflicto con la población local que se movilizó y organizó numerosas *asambleas ambientales* para hacer conocer su posición.

En este contexto, se observan numerosos actores en conflicto que involucran al Estado Nacional, a través de Enarsa e YPF; al Estado Provincial bonaerense, a través del Organismo Provincial Para el Desarrollo Sustentable OPDS; y al Estado Municipal a través del Concejo Deliberante junto a la presencia de representantes de la sociedad

16. Esta localización es la recomendada en un extenso y profundo estudio realizado por alumnos de la carrera de Ingeniería Química, como trabajo final de carrera denominado "Planta de regasificación de GNL" (UNS, Bahía Blanca, 2010). Se estudio la factibilidad técnico-económica de la posibilidad de emprender la construcción de una planta regasificadora de GNL en la zona aledaña a la ciudad de Bahía Blanca. En dicho informe se abordan diferentes cuestiones desde los puntos de vista económico, técnico, medio ambiental y en materia de seguridad.

local. A este conflicto, se sumó un actor no tradicional que se vio involucrado de forma directa, la Universidad Nacional del Sur. A pedido de la Municipalidad de Bahía Blanca se creó una Comisión ad hoc multidisciplinaria para realizar un estudio integral del proyecto GNL Puerto Cuatrerros, integrado por representantes de los diferentes departamentos de la Universidad. Luego de varios encuentros y discusiones se generó un Informe Preliminar donde se enumeraron diversos aspectos, aceptando en principio que:

Sin perjuicio de los beneficios económicos que este proyecto generaría, y que desde el punto de vista geológico el mismo sería viable, esta comisión quiere expresar su preocupación por los siguientes aspectos:

-El sitio escogido para el emplazamiento de la planta regasificadora y la expansión portuaria prevista en la zona interior del estuario de Bahía Blanca ha sido señalada por distintas disciplinas como particularmente inapropiada en función de su valor para el funcionamiento del ecosistema completo, su singularidad y vulnerabilidad.

-La ausencia de un análisis de localizaciones alternativas del proyecto, que permitan la operación de la planta regasificadora y la reinyección del gas al ducto troncal con un menor impacto ambiental, incluyendo la posibilidad de aprovechar profundidades naturales, evitando las tareas de dragado.

-La carencia de un análisis integral de los impactos que generaría la propuesta de expansión de la zona portuaria e industrial en la zona interior del estuario, más allá de las tareas de apertura del canal de acceso, movimiento de buques metaneros y de regasificación y gasoducto de reinyección.

-La incertidumbre acerca de las tareas de mantenimiento de las profundidades logradas a partir del dragado inicial, tanto en el destino del nuevo refulado y los impactos que éste podría generar, como en el modo en que serían financiadas dichas actividades.

-La ocupación del frente marítimo costero que limitaría de manera significativa el acceso de la comunidad al mismo; la afectación de la actividad pesquera artesanal y comercial por tiempo indeterminado; la pérdida de servicios ecosistémicos del estuario y la factibilidad de proyectos de desarrollo local alternativos.

-El proyecto de regasificación no explicita los riesgos de posibles accidentes en la actividad marítima y el gasoducto, ni sus consecuencias sobre la población y otras instalaciones colindantes. Si bien se reconoce el nivel de seguridad de estas operaciones, el análisis debería incluir la operación ship-to-ship en el muelle de amarre y los efectos de posibles incidentes sobre la navegación en el canal.

Por lo expuesto esta Comisión considera necesario y urgente:

-Recomendar el estudio de diferentes localizaciones para el emplazamiento de la obra.

-Realizar un análisis integral del proyecto, considerando dragado, puerto, planta regasificadora y posibles radicaciones industriales en el futuro, ya que un análisis parcial tiende a subestimar los impactos globales generados por los efectos aditivos o sinérgicos.

Por su parte, el Departamento de Geografía y Turismo de la UNS, en una Comisión¹⁷ creada ad hoc también expresó su posición remarcando, entre varios aspectos desarrollados que, desde el punto de vista territorial:

17. Roberto Bustos Cara - Elizabeth Carbone - Alejandra Gernaldi - Ana Lía Guerrero - María Belén Kraser - Walter D. Melo - Paola Rosake

El principal aporte que realiza la Geografía es su capacidad para ofrecer una interpretación coherente e integradora para el estudio de los fenómenos territoriales, en sus aspectos físicos y humanos, que puede ser abordada desde perspectivas muy diversas. *El proyecto de dragado centrado en la actividad portuaria, ampliación de espacios para el desarrollo industrial junto a la instalación de la planta regasificadora, implica un proceso de creación de un nuevo territorio, es decir un proceso de territorialización. Paralelamente, en la comunidad de General Daniel Cerri, se inicia un proceso de desterritorialización, que lleva a la pérdida de su identidad, desde el punto de vista de la valoración social del patrimonio natural y cultural de la localidad.*

Se plantea entonces, la necesidad que las propuestas económicas de desarrollo deben equilibrarse con los aspectos ambientales y sociales tendientes a mejorar el bienestar de la población y su calidad de vida. Se advierte en el proyecto una desvalorización de los espacios propios de la localidad y ninguna intención sostenida en el tiempo de rescate o recuperación de los mismos, ni la idea de reforzar la identidad cerrense en sus orígenes. Es así que, desde el punto de vista de la valoración económica, se genera un proceso de crecimiento económico en un espacio próximo a la ciudad que se propone como medio para permitir el desarrollo social de la localidad. Sin embargo, se observa que, probablemente, esta localidad sea quien reciba los impactos negativos del crecimiento económico en la zona del estuario, lo cual lleva a plantear la necesidad de una localización alternativa a la propuesta por el proyecto.

Este proyecto está temporalmente detenido, a pesar de ello, la sociedad se mantiene en estado de alerta y las asambleas ambientales continúan reuniéndose.

De lo expresado, puede concluirse que a escala nacional se piensa en mantener el crecimiento económico del país a partir de la instalación de la planta regasificadora frente al déficit energético actual, con el fin de cubrir las necesidades de la sociedad en su conjunto, sin considerar el impacto que este proyecto puede generar a escala local. Sin embargo, sería deseable que el Estado Nacional reflexione si, según sostiene Caravaca (2005:7):

es importante no sólo el crecimiento económico sino el logro de un desarrollo territorial integrado, capaz de hacer compatible la competitividad económica (desarrollo económico), el bienestar social (desarrollo social), la sostenibilidad ambiental (desarrollo sostenible) y la reducción de los desequilibrios territoriales (cohesión territorial).

Escala Local: el caso de Escobar

Ante la creciente demanda de GNL el Estado desarrolló un nuevo proyecto de regasificación de GNL en Escobar que se realizó mediante una unión transitoria de empresas (UTE) conformada por ENARSA e YPF. El proyecto consiste en la instalación de una terminal portuaria de importación de GNL en el partido bonaerense de Escobar. Una vez regasificado, el GNL es inyectado en fase gaseosa al sistema troncal de gasoductos de la Transportadora de Gas del Norte (TGN) en la subestación de Cardales. Desde el mes de mayo de 2011 la instalación industrial se encuentra operativa y ha despachado Gas Natural Líquido Regasificado (GNLR) por un volumen de gas equivalente a 9.300 kilocaloría del orden de los 3.567 millones de m³ desde el comienzo de las operaciones a octubre 2012 (Enarsa, 2013).

La construcción estuvo dividida en tres grandes contratos: muelle, gasoducto y dragado. En cuanto a la localización la zona de operaciones comprende un muelle construido en

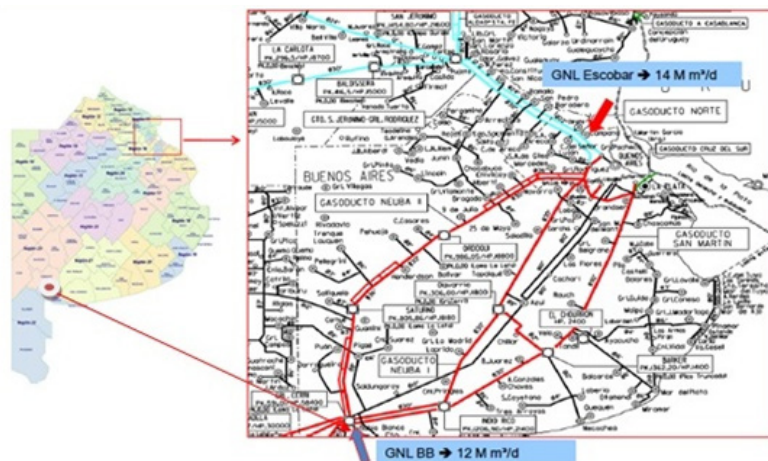


Figura 6. Localización de terminales de regasificación, en Bahía Blanca y Escobar, provincia de Buenos Aires, Argentina, en 2011. Fuente: ENARSA

una dársena dragada para tal fin, la cual se encuentra ubicada entre los Km 74 y 75, sobre la margen derecha del río Paraná de Las Palmas. Según los dichos del Ministro de Planificación “Esta nueva terminal posee la característica única en el mundo de estar situada dentro de un río de aguas poco profundas”, este argumento considerado como favorable desde el gobierno es uno de los principales causantes de conflicto con la población local.

La población de la localidad de Escobar también expresó sus reclamos por la instalación de una planta regasificadora en su territorio. Una asamblea ambiental, integrada por varias asociaciones¹⁸, planteó sus temores respecto a la peligrosidad del puerto regasificador de Escobar, por considerar que es un peligro continuo que afecta todo el recorrido en la navegación del barco metanero -por la profundidad y ancho del río sumado al tamaño de los barcos metaneros- en consecuencia, pueden verse afectados los municipios vecinos de San Fernando, San Isidro, Tigre, Escobar, Campana. En la Figura 6 se puede observar la localización de las actuales terminales de regasificación en Bahía Blanca y Escobar, provincia de Buenos Aires.

18. Asociación Ambientalista del Partido de Escobar, Asociación Ambientalista Los Talares de Ing. Maschwitz (Partido de Escobar), Asamblea Río de La Plata Cuenca Internacional.

Otra de las preocupaciones de los vecinos son las relativas al daño ambiental y contaminación que el proceso de regasificación puede generar. Sostienen que el proceso abierto requiere diariamente la utilización de gran cantidad de agua, que luego se devuelve clorada y 10 grados más fría, provocando un Impacto ambiental negativo afectando la biodiversidad y adulterando las aguas dulces de superficie. Desde el punto de vista legal, puede considerarse que es una ilegalidad puesto que se estaría omitiendo cumplir leyes nacionales e internacionales, en algunos de los siguientes fundamentos:

- » Fundamento 1: conclusión estudio del científico James Fay para el proyecto en el Río Tauton, Fall River, EEUU: “el peligro existe a lo largo de todo el recorrido del barco metanero”.
- » Fundamento 3: Norma EN 1532 “los riesgos más importantes durante la carga y descarga del GNL, riesgo potencial de INCENDIO o EXPLOSIÓN por las fugas de GNL” motivo justificado para que la comunidad internacional decida situar las terminales regasificadoras en alta mar o sobre la costa marítima respetando la zona de exclusión para no exponer a los ciudadanos y su ambiente (todo lo contrario a la localización actual de la planta).
- » Fundamento 7: La hidrogeología del río Paraná y la reglamentación vigente dictada por la Prefectura Naval Argentina (PNA) limitan el tamaño de las embarcaciones que pueden transitarlo. La ordenanza de PNA 04/00 (DPSN) del año 2000, agregado N°2, dispone que por el Paraná de las Palmas pueden navegar barcos de hasta 230 metros. Sin embargo, los barcos metaneros que ingresan semanalmente tienen una eslora de 300 m. Un 30 % más de lo permitido.

- » Causa registrada bajo el N° P-2326 caratulada “REBASA, VIVIANA RAQUEL y OTROS s/ ACCION de AMPARO c/ Estado Nacional, Provincial y otros” ante el Juzgado Correccional N° 1 Departamental, a cargo del Sr. Juez DR. JAVIER ALFREDO ROMANUK, por *daño ambiental colectivo y planteo de la cuestión de puro derecho por su ilegalidad, al omitirse el proceso administrativo previo de evaluación de impacto ambiental*, en los términos del art. 41 y 43 de la Constitución Nacional.

Los conflictos planteados en la localidad de Escobar, sumados a los enumerados en Bahía Blanca, son claros ejemplos del impacto que generan estas instalaciones, a la escala local, y reflejan, en tanto estudios de caso, los conflictos que se repiten en los diferentes países donde se instalan estas plantas. Estos impactos pueden agruparse en diferentes dimensiones de análisis que a continuación se procura sintetizar:

Sobre el territorio: es importante reconocer la necesidad de realizar un análisis integral del proyecto de instalación de una planta regasificadora puesto que su desarrollo incluye un espacio más amplio que comprende, además de la planta, la zona de dragado para permitir el acceso al puerto de los barcos metaneros de gran tamaño, el muelle para su atraque, así como también pensar en las posibles radicaciones industriales en el futuro, puesto que como consecuencia del dragado y producto del refulado se forman nuevas islas que pueden ser usadas como ampliación de espacios para el desarrollo de nuevas actividades productivas. Ello implica un proceso de creación de un nuevo territorio, es decir un proceso de territorialización, con impactos en el ambiente y la sociedad que un análisis parcial tiende a subestimar.

Sobre el ambiente: la localización en la zona interior del estuario (en Bahía Blanca) o del río (en Escobar) es inapropiada en función del valor de esta área, desde el punto de vista biológico, para el funcionamiento del ecosistema completo por su singularidad y vulnerabilidad, con la pérdida de servicios ecosistémicos en el caso del estuario y en la calidad del agua en el caso del río. Asimismo, también se produce daño ambiental y contaminación derivado del proceso de regasificación, se sostiene que el proceso requiere de un gran volumen de agua diario que se devuelve clorado y 10 grados más fría, provocando un impacto ambiental negativo que afecta a la biodiversidad y adultera las aguas dulces de superficie.

Sobre la población local: se produce un proceso de desterritorialización, que lleva a la pérdida de su identidad desde el punto de vista de la valoración social del patrimonio natural y cultural de la localidad, puesto que se desvalorizan los espacios propios de la localidad y no se refuerza la identidad local. La ocupación del frente marítimo costero limitaría de manera significativa el acceso de la comunidad al mismo, además afectaría la actividad pesquera artesanal y comercial como modo de vida y como actividad productiva por tiempo indeterminado. Asimismo, no se considera la factibilidad de otros proyectos de desarrollo local alternativos, como el turismo, con menor impacto sobre el ambiente y la sociedad, dejando de lado la posibilidad que esta localidad sea quien reciba los impactos negativos del crecimiento económico en la zona del estuario derivado del peligro continuo que afecta todo el recorrido en la navegación del barco metanero, ya sea por su localización en el interior de un estuario, o por la profundidad y ancho del río sumado al tamaño de los barcos metaneros (en el caso de Escobar).

Del mismo modo, se observa la diferencia de discurso entre dos actores principales con poder de acción sobre el territorio, en tanto producto social. Por un lado, el Estado, que busca garantizar el abastecimiento fluido de energía a la población para mantener el crecimiento económico, garantizando además la seguridad energética al país. Por otro, la población local preocupada por mantener la calidad ambiental de su entorno. En los dos casos analizados se observa la percepción y la sensación colectiva de que las terminales de GNL son instalaciones peligrosas para la población, más allá que

existan estudios científicos sostengan que el GNL en sí mismo no es una sustancia peligrosa, dado que no arde porque no contiene oxígeno¹⁹. Sin embargo, el resto de los impactos enumerados son realidades concretas.

La solución propuesta ha sido la búsqueda de localizaciones alternativas costa afuera o alejadas de la población, con evaluaciones previas de impacto ambiental que las tornen más seguras para la población local. Sin embargo, se observa -como crítica en ambos casos-, la ausencia de estudios que analicen localizaciones alternativas, incluyendo la posibilidad de aprovechar profundidades naturales -evitando las tareas de dragado y sus consecuencias sobre el ecosistema- o situar las terminales regasificadoras en alta mar o sobre la costa marítima respetando zona de exclusión para no exponer a los ciudadanos y su ambiente a un daño ambiental.

Se señalan además dos hechos significativos, en el caso que se avance con la construcción en Puerto Cuatros: por un lado, la incertidumbre acerca de las tareas de mantenimiento de las profundidades logradas a partir del dragado inicial, tanto en el destino del nuevo refulado (se habla de formación de nuevas islas para instalación de industrias) y los impactos que este podría generar, así como el modo en que serían financiadas esas actividades. Por otra parte, no se explicitan las medidas a adoptar frente a los riesgos de posibles accidentes en la actividad marítima, o en el gasoducto que distribuye el recurso, ni sus consecuencias sobre la población y otras instalaciones colindantes.

En síntesis, para satisfacer los requerimientos del país, a escala nacional, por la escasez del recurso gas y para brindar seguridad de abastecimiento energético a toda la sociedad, se adoptan medidas relacionadas con el desarrollo adquirido por el mercado del GNL, a escala regional y global, como solución en el corto plazo. Estas medidas apuntan a mantener el crecimiento económico a escala nacional, mientras que otras alternativas, también ya iniciadas, requieren mayores plazos e inversiones para su implementación (exploración de nuevas fuentes de recursos convencionales y no convencionales; recuperación de yacimientos maduros; mayores inversiones en exploración y explotación).

Reflexiones finales

Como reflexión final respecto a los objetivos propuestos, el análisis multiescalar desarrollado permite afirmar que se detectaron cambios en la circulación de la energía en las diferentes escalas analizadas:

- a) *A escala global*, desde un punto de vista geoeconómico, la expansión territorial de los actores del mercado de GNL, se inicia en el año 2006 y aún continúa. Esta afirmación se sustenta en que: desde el punto de vista de la composición del mercado global, en sus inicios estaba constituido por poco más de 10 países, entre exportadores e importadores, mientras que en 2013 se encuentra compuesto por 19 países exportadores de GNL y 25 países importadores, representando un crecimiento del mercado de 314%. Asimismo, desde el punto de vista del volumen de GNL intercambiado, pasó de 211,1 millones de toneladas en 2006 a 327,9 millones de toneladas en 2012. Además, en cuanto al modo de transporte, los 327,9 millones de toneladas de GNL se exportaron por vía marítima, mientras que, por gasoductos en el mismo período, se exportaron 705,5 millones de toneladas, acercándose de este modo el GNL a casi el 50% de la exportación por gasoductos. En conclusión, en la escala global, los mercados de gas natural licuado se reproducen y refuerzan de manera constante y creciente.
- b) *A escala regional*: el mercado de GNL en Sudamérica refleja también este proceso de expansión pasando de un país importador (Argentina) en 2008 con una sola

19. Los vapores de GNL solo se inflaman en el aire cuando alcanzan una concentración de 5-15%. Si la concentración de gas es menor que 5%, no puede arder porque no hay suficiente material combustible. Si es mayor que 15%, no lo hará porque no hay suficiente oxígeno. Para que el GNL arda, es necesario que escape del recipiente, se vaporice, se mezcle con aire en una proporción muy limitada gas/aire de entre 5 y 15% y finalmente se ponga en contacto con una fuente de ignición.

planta de regasificación, a 2013, con cinco países importadores (Argentina, Chile, Brasil, Uruguay -con tratativas ya iniciadas, como importadores-Uruguay y Colombia), y dos países exportadores, (Perú y Venezuela, siendo aún potencial las posibilidades de incorporarse de Bolivia). Este crecimiento de la región, en el corto período comprendido entre 2008 y 2013, se refleja en su posicionamiento en tercer lugar entre las regiones importadoras de GNL a escala global. Además, su importancia se resalta si se tiene en cuenta que de los diez nuevos mercados incorporados en los últimos cinco años cuatro pertenecen a la región (Argentina, Chile, Brasil y Perú). Sin embargo, se observa como falencia que no se realizan intercambios de GNL dentro del mercado regional sudamericano, mientras que crecen, cada vez más, las importaciones de GNL desde mercados externos a la región.

- c) *A escala nacional*: el inicio de los problemas de abastecimiento de gas entre la Argentina y Chile en 2004, llevan a la región sudamericana a incorporarse al mercado del GNL en 2008, siendo la Argentina, en la escala nacional, el primer país importador de GNL en la región sudamericana y Bahía Blanca, en la escala local, el primer sitio de localización de una planta de regasificación flotante. En la escala nacional, se observa que los distintos países de la región sudamericana, han aumentado el número de plantas de regasificación construidas y proyectadas, pero es en el caso de la Argentina, donde se observa una situación de creciente vulnerabilidad y dependencia del sistema energético nacional desde el punto de vista de los altos costos que debe pagar para asegurarse la provisión de recursos como el GNL. El aumento simultáneo de la cantidad y el precio de las compras implica un fuerte incremento del peso de las compras de energéticos en la balanza comercial de la Argentina. En conclusión, es uno de los países más afectado por la crisis energética y actualmente ha pasado de ser un país exportador a ser un país importador neto de energía, principalmente gas natural licuado.
- d) *Estudios de caso en la escala local*: frente a las causas que generan la necesidad creciente del uso del recurso gas natural licuado, en las diferentes escalas, es en la escala local donde se puede señalar el mayor impacto en los territorios puesto que allí es donde se desarrollan las instalaciones y su entorno -plantas regasificadoras o de licuefacción, muelles, puerto, dragado - que permiten el funcionamiento del mercado de GNL. Los dos estudios de caso presentados en Escobar y Puerto Cuatrerros (Bahía Blanca), ambos en la provincia de Buenos Aires, permitieron conocer los conflictos que provocan y como impacta esta actividad tanto en el territorio, como en el ambiente y la sociedad.

En conclusión, el análisis multiescalar propuesto, permitió observar la interacción entre las escalas como totalidades geográficas complejas y dinámicas, formadas por múltiples capas, que fueron analizadas a lo largo del trabajo, desglosando el entramado de redes y flujos del GNL, que circulan a escala global, conectando los nodos generadores -plantas de licuefacción-, con los nodos receptores -plantas de regasificación- constituyéndose todos en nodos de enlace del espacio de flujos donde interactúan las diferentes escalas analizadas y donde se territorializan las relaciones de poder, socialmente construidas a través de estrategias multiescalares de los actores involucrados en las distintas instancias de poder que llevan a una reconfiguración geográfica del territorio.

Bibliografía

- » ARIAS, Jorge Marcelo (2006). *Gas natural licuado, tecnología y mercado*. Trabajo de investigación, Instituto Argentino de la Energía. educ_gnl.pdf.
- » CARAVACA, Inmaculada (2005). Innovación, redes, recursos patrimoniales y desarrollo territorial. *EURE* 20, vol. XXXI, n° 94, Santiago, Pontificia Universidad Católica de Chile, pp. 5-24.
- » RÜHL, Christof (2012). *BP Statistical Review of World Energy*. Londres.
- » DÍAZ CASADO, Ramón (2008). GNL, un mercado global. En: *Anales de mecánica y electricidad* septiembre - octubre 2008. Madrid, Asociación de Ingenieros del ICAI, pp. 22-27.
- » ESCRIBANO, Gonzalo (2012). España y la nueva Geopolítica del gas. *Informe Anual Sedigas 2012*, España, pp. 3-6.
- » FERNÁNDEZ, Víctor (2010). Desarrollo regional bajo transformaciones transescalares ¿Por qué y cómo recuperar la escala nacional? En: Fernández, Víctor y Brandao, Carlos. *Escala y políticas del desarrollo nacional. Desafíos para América Latina*. Buenos Aires: Miño y Dávila, pp. 301-341.
- » FURLAN, Adriano (2010). Actuar en la crisis: el sistema eléctrico en la perspectiva del desarrollo endógeno. Análisis de caso de la costa atlántica bonaerense, Argentina. En: *Nadir* rev.electron.geogr.austral, Año2, n°2, julio-diciembre 2010, Talca, Universidad Autónoma de Chile
- » GUERRERO, Ana y CARRIZO, Silvina (2012). Tendencias y conflictos en el sector del gas en Argentina. Interacciones regionales y globales. En: *II Congreso Internacional y IX Simposio de América Latina y el Caribe*. CEINLADI. Buenos Aires.
- » HOWITT, Richard (1998). Scale as relation: musical metaphors of geographical scale. *Area*, vol. 30, n°1, Londres, *Royal Geographical Society Area*, 30(1), pp 49-58.
- » MEDLOCK, Kenneth (2012). *U.S.LNG Exports: Truth and Consequence*. Houston, Texas, James A. Baker III Institute for Public Policy. Rice University.
- » MORELLO, Jorge (1987). Manejo integrado de los recursos naturales. En: Braislovsky, Antonio. *Introducción al estudio de los recursos naturales*. Buenos Aires, Ed Eudeba.
- » MARTÍNEZ MOSQUERA, Marcelo (2013). Energy in the world. Tough decisions. En: *Argentina Energética VII - IAE General Mosconi*, Buenos Aires, pdf.
- » PRUDKIN, N. (1994). *Manejo integrado de recursos naturales a nivel urbano y regional*. Mar del Plata, Argentina, Universidad Nacional, Facultad de Arquitectura, Centro de Investigaciones Ambientales (CIAM).
- » RABINOVICH, Gerardo (2012). *The LNG Market: A Turning Point? Integration through LNG in South America*. Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", Rio de Janeiro, setiembre 19, 2012. <Rio de Janeiro. Rabinovich_OYG_GNL_2012.Pdf>
- » ROCA, Mariano (2008). Gas Natural Licuado una alternativa viable. *Revista DEF*, n° 35, julio 2008, Buenos Aires, Ed TAEDA, pp. 44-46.
- » ROCA, Mariano (2010). Gas Natural Licuado. El GNL llegó para quedarse. *Revista DEF* n° 59, julio 2010, Buenos Aires, Ed TAEDA, pp. 60-62.

- » RODRIGUEZ, Juan José (2011). *Operaciones de regasificación de GNL en Argentina*. YPF, agosto 2011.pdf.
- » SOEDER, Daniel (2012). Shale gas development in the United States. En: Hamid Al-Megren. *Advances in natural gas technology*. Rejika, Croacia, Editorial In Tech, pp.3-28.
- » SWYNGEDOUW, Erik (2003). Scaled geographies: Nature, Place and the Politics of Scale. En: Sheppard, E. y McMaster, R. (eds.). *Scale & Geographic Inquiry: Nature, Society and Method*. Londres: Blackwell, pp 129-152.

Fuentes de internet y estadísticas de organismos internacionales

- » <http://o.19/06/2013> Cortes de gas a la industria en Argentina.
- » International Energy Agency [página institucional], <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/>, World Energy Outlook 2012, (Released on 12 November 2012), fecha de consulta 20 de noviembre de 2012.
- » International Gas Union [página institucional], http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/LNG%20Report%202011.pdf, World LNG Report 2011, fecha de consulta 22 noviembre 2011.
- » Energy Information Administration [página institucional] [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er(2013).pdf), AEO 2013, Early Review Overview, fecha de consulta 14 de junio de 2013.
- » Bp [página institucional], <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>, Statistical Review of World Energy 2014, fecha de consulta 13 marzo 2014.
- » Clarín [portal-Clarín.com], http://www.clarin.com/politica/falta-importado-cortes-industrias-septiembre_o_947305327.html, Sección Política, Por falta de gas a la industria habrá cortes de gas hasta septiembre, fecha de consulta, 30 de junio de 2013.

Guerrero, Ana Lía del Valle / aguerrero@uns.edu.ar

Licenciada y Profesora en Geografía (UBA), Magister en Políticas y Estrategias (UNS). Doctoranda en Geografía (UNS). Docente e Investigadora (UNS). Publicó artículos en congresos nacionales e internacionales, revistas de la especialidad y capítulos de libros. Profesora Invitada al dictado de conferencias en congresos nacionales e internacionales. Principal tema de investigación Geopolítica de la Energía.