

## ¿GNL vs. gasoductos? Tensiones en el proceso sudamericano de integración gasífera

### *LNG vs. gas pipelines? Tensions in the South American process of gas integration*

**Ignacio Sabbatella**\*

#### RESUMEN

En Sudamérica la comercialización de gas natural por gasoductos ha sido un motor de numerosos proyectos de integración bilaterales y multilaterales desde la década de 1970 en tres etapas: geopolítica, neoliberal y post liberal. Sin embargo, la crisis de los acuerdos bilaterales y la falta de concreción de las iniciativas multilaterales condujeron en la última década a una proliferación de terminales de gas natural licuado (GNL) en varios países de la región, que permiten comercializar el fluido con países extrarregionales. Para algunos analistas, el abastecimiento de GNL en detrimento de los gasoductos ha favorecido una desintegración energética a nivel regional. El objetivo de este artículo es discutir en qué medida existe un proceso de desintegración regional a partir de datos oficiales del mercado de gas natural.

Palabras clave: gasoducto, GNL, integración regional, Sudamérica

#### ABSTRACT

The commercialization of natural gas by pipelines in South America, has been the engine of several bilateral and multilateral integration projects since the 1970s in three stages: geopolitical, neoliberal and post-liberal. However, the crisis of the bilateral agreements and the lack of concreteness of the multilateral initiatives led in the last decade to a proliferation of liquefied natural gas (LNG) terminals in several countries of the region, which allow to commercialize the fluid with extra-regional countries. For some analysts, the supply of LNG in detriment of the supply by gas pipelines has favored a regional energy disintegration. This article aims to discuss to

---

\* Becario postdoctoral del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas. Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ciencias Sociales, Instituto de Investigaciones Gino Germani.

what extent there is a process of regional disintegration, based on official data of the natural gas market.

Key Words: gas pipeline, LNG, regional integration, South America

Fecha de recepción: 9 de agosto de 2018

Fecha de aceptación: 2 de noviembre de 2018

## *Introducción*

En los últimos 45 años se observa una lenta pero persistente transición energética hacia el gas natural en Sudamérica. Según datos de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE), su participación en la matriz energética primaria entre 1970 y 2015 escaló del 9% al 27% y ocupa el segundo lugar, detrás del petróleo, cuya participación cayó del 63% al 36% en el mismo período. La distribución desigual de las reservas de gas natural en la región determina que algunos países sean exportadores y otros importadores, lo que favorece el desarrollo de una integración gasífera para optimizar la complementariedad energética y seguridad de abastecimiento (Corporación Andina de Fomento, 2013). Venezuela cuenta con el mayor volumen de reservas, seguido por Brasil, Perú, Argentina, Bolivia y Colombia.

Precisamente, la comercialización de gas natural por gasoductos ha sido un motor de numerosos proyectos de integración bilaterales y multilaterales desde la década de 1970.

Con todo, el proceso de integración gasífero no fue lineal, debido a las transformaciones de orden político y económico en la región, por lo que se distinguen tres etapas: la geopolítica, que se extendió hasta fines de la década de 1980, la neoliberal, fundamentalmente durante la de 1990, y la postliberal, durante la primera década del nuevo milenio.

Sin embargo, la crisis de los acuerdos bilaterales y la falta de concreción de las iniciativas multilaterales condujeron a una proliferación de terminales de gas natural licuado (GNL) desde 2008 en adelante en varios países de la región, las que permiten comercializar el fluido con países extrarregionales. Desde el punto de vista de algunos analistas, el abastecimiento de GNL en detrimento del abastecimiento por gasoductos se sostiene en estrategias de fortalecimiento de la seguridad energética a nivel nacional, al mismo tiempo que ha favorecido una desintegración energética a nivel regional.

El objetivo de este artículo es discutir en qué medida existe un proceso de desintegración regional en materia gasífera. Nuestra hipótesis de trabajo

sostiene que, al menos hasta 2015 inclusive, la declinación del comercio intrarregional de gas natural a través de gasoductos no fue suficientemente significativa para extinguir el proceso de integración regional. Con el fin de constatar y comparar los volúmenes comercializados por medio de gasoductos y de GNL, se creó una base de datos del mercado de gas natural a partir de la información de distintas organizaciones, internacionales y locales, públicas y privadas: OLADE, Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM), Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), Agencia Nacional Brasileña de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), PROMIGAS y Grupo Internacional de Importadores de GNL (GIIGNL).

El orden expositivo es el siguiente: en primer lugar, se detallan los principales conceptos utilizados en el artículo; en segundo término, se describen las tres etapas de la integración gasífera en la región; luego, se analizan los datos disponibles de la comercialización de gas natural por medio de gasoductos y por vía marítima; por último, se presentan las principales conclusiones del trabajo.

### *Marco conceptual*

La integración energética se define como un “proceso de interconexión estratégica de las redes de energía en corredores internacionales, que permite, bajo un marco normativo común y servicios adecuados, su circulación ágil y eficiente” (Ruiz-Caro, 2010, 9). La Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI) señala que la integración energética es percibida como beneficiosa en la medida en que permite la seguridad de abastecimiento, una mayor protección del medio ambiente, la diversificación de la matriz energética; el uso integrado de recursos energéticos, gas y electricidad; el uso eficiente de los recursos disponibles en capacidad instalada y transporte, la optimización del coste de producción, el aprovechamiento de la complementariedad hidrológica y térmica entre sistemas nacionales, la reducción de los riesgos hidrológicos, el aprovechamiento de la complementariedad estacional de la demanda y su diversidad horaria, la utilización plena de la infraestructura y la optimización de reservas, la dinamización de la demanda, la promoción de la comercialización, generación de mayor competencia, y la existencia de sistemas regionales interconectados robustos (ALADI, 2013).

Según datos de OLADE del año 2015, Sudamérica cuenta con reservas de gas natural que equivalen al 3,9% del total mundial y a un horizonte de reservas de 41 años al ritmo de extracción actual. Por lo tanto, existe una alta

dotación de recursos gasíferos propicia para el desarrollo de políticas de integración regional que promuevan la seguridad energética de los países de la región.

Una primera definición de seguridad energética es la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible, como plantea la Agencia Internacional de Energía en su sitio web, o “la gestión eficaz del suministro de energía primaria a partir de fuentes domésticas y externas, confiabilidad de la infraestructura energética y capacidad de los proveedores de energía para satisfacer la demanda actual y futura”, según el Consejo Mundial de Energía (2017, 9). De manera más amplia, Sovacool y Mukherjee (2011) indican que la seguridad energética es un objetivo complejo que incluye preguntas sobre cómo proporcionar de manera equitativa servicios de energía disponibles, asequibles, confiables, eficientes, ambientalmente benignos, adecuadamente gobernados y socialmente aceptables. En el caso sudamericano, Santos (2018) argumenta que es necesario pasar del análisis de la dimensión nacional a la dimensión regional de la seguridad energética y Palestini afirma que la integración energética regional es una estrategia ganadora para todas las partes ya que incrementa la seguridad y la eficiencia energética de aquellos países con una baja dotación de recursos, como Chile o Uruguay, y también la de aquellos con una matriz energética poco diversificada, como Ecuador o Bolivia; y, asimismo, es una opción para los exportadores que buscan diversificar los mercados finales para insertar sus excedentes de producción (Palestini, 2016, 107-123).

Hasta pocas décadas atrás el comercio de gas natural, a diferencia del petróleo, estaba restringido a los mercados regionales, ya que era necesaria una interconexión física a través de cañerías de alta presión o gasoductos. La tecnología del GNL<sup>1</sup> ha hecho posible el transporte del gas natural en forma líquida por vía marítima desde finales de la década de 1950<sup>2</sup>, pero no fue

---

<sup>1</sup> El GNL es gas natural enfriado hasta el punto que se condensa a líquido, esto ocurre a una temperatura de aproximadamente  $-161^{\circ}\text{C}$  y a presión atmosférica. Se realiza en plantas de licuefacción, luego el gas licuado se almacena en grandes tanques para posteriormente cargarse en barcos metaneros. En el mercado de destino se construye una terminal para la recepción de ese gas, con tanques de gran capacidad que permiten almacenar el fluido, o, en su defecto, se instalan buques regasificadores con el fin de atender los picos de demanda estacionales. Allí se regasifica y se acondiciona para ser inyectado en los gasoductos que lo llevarán a los centros de consumo (López Anadón, 2012).

<sup>2</sup> 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 de Estados Unidos hasta la terminal de regasificación de Canvey Island en Reino Unido. Las primeras operaciones

hasta el siglo XXI que los costos de transporte de GNL se redujeron a niveles que lo hicieron competitivo con respecto al transporte por gadosucto (Markus, 2016). De este modo, el GNL no solo es insustituible para los países importadores de gas natural que no tienen conexión geográfica con los centros productores, sino que también resulta una alternativa comercial atractiva respecto al transporte por gasoducto, en la medida en que aumenta la distancia entre el mercado de origen y el mercado de destino<sup>3</sup>. Actualmente, existen 19 países exportadores netos de GNL, liderados por Qatar y luego Australia, Malasia, Nigeria e Indonesia, y 40 países importadores, en primer lugar Japón, seguido por China, Corea del Sur, India y Taiwán; aproximadamente un tercio del volumen total del gas natural comercializado a nivel global es realizado por medio de GNL (GIIGNL, 2018).

El comercio de GNL no necesariamente es opuesto a una estrategia de integración energética regional, ya que puede complementar el transporte por gasoducto o, incluso suplantarlos, de acuerdo a la variable costo-distancia entre un país productor y un país importador dentro de una misma región. Sin embargo, el incremento del comercio de GNL en Sudamérica en la última década estuvo vinculado con mercados extrarregionales, y por lo tanto ha sido evaluado negativamente en relación al proceso de integración regional. Kozulj (2008) advierte que estos proyectos no se hallan en el marco de una estrategia de integración sino de seguridad de abastecimiento. La crisis del modelo de integración bilateral, como los casos de Argentina-Chile y Bolivia con Brasil y Argentina, condujo a visualizar al GNL como una opción de suministro para continuar desarrollando mercados de gas. En la misma línea, Altomonte et al (2013) afirman que el abastecimiento tradicional a través de gasoductos no fue suficiente para garantizar la seguridad energética, por lo que se recurrió al transporte marítimo, favoreciendo en algunos casos la *desintegración energética*. A partir de estos señalamientos, este trabajo se propone cuantificar los volúmenes de gas natural que fueron comercializados

---

comerciales fueron ventas de GNL desde la terminal de Arzew en Argelia, puesta en marcha en 1964, hacia Reino Unido. En la cuenca pacífica, la planta de Kenai en Alaska comenzó sus actividades en 1969, realizando exportaciones de GNL hacia Japón (Díaz Casado, 2008).

<sup>3</sup>“Si bien ambos constituyen infraestructuras de transporte relativamente fijas, los costos de capital y operativos del gasoducto crecen exponencialmente con su longitud, mientras que un sistema de GNL tiene una sola componente variable con la distancia: el transporte marítimo, tradicionalmente mucho más económico por metro cúbico transportado. Por esa razón, se admite hoy que para distancias por encima de los 1.000 kilómetros y caudales superiores a los 15 millones de metros cúbicos por día, el GNL compita con los gasoductos” (López Anadón, 2012, 85).

por cada vía, con el fin de discutir la existencia de un proceso de desintegración en materia gasífera.

En términos más generales, Chagas Bastos (2015) denomina desintegración a un estado de agotamiento de la integración. Es el momento en el que los intereses individuales de las partes ya no son atendidos por los avances del conjunto, y lleva a un proceso de estancamiento y de parálisis institucional y política. De allí se pasa a una fase de deterioro de la importancia y velocidad -derivada de factores estructurales internos y/o externos- de los movimientos de profundización de la interdependencia y de reducción de las asimetrías, que toman sentido inverso (Chagas Bastos, 134-140).

Tras estas consideraciones conceptuales, pasaremos a describir y analizar las etapas de integración regional en materia de gas natural.

## *Etapas de la integración gasífera*

### *Etapas geopolíticas*

El primer proyecto de interconexión gasífera se concretó en 1972 con la puesta en marcha del gasoducto Yabog, que une Santa Cruz de la Sierra, Bolivia, con Campo Durán, Argentina. Este gasoducto se enmarca en una etapa de carácter geopolítico, cuyo rasgo predominante fue la disputa entre las principales potencias regionales, Brasil y Argentina, por expandir su influencia sobre los países limítrofes. En esta etapa los proyectos hidroeléctricos binacionales también tuvieron consideraciones estratégicas y geopolíticas, ya que el aprovechamiento común de los recursos surgió como solución innovadora para las disputas limítrofes, como fue el caso de Itaipú, o para balancear las fuerzas relativas de los países vecinos en áreas de frontera, como fue en Yacretá (Lambertini, 2016).

En la relación argentino-boliviana es ineludible tomar como antecedente el modelo sobre el que se forjaron las empresas petroleras de bandera de ambos países. Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) fue creada en 1922 durante la presidencia de Hipólito Yrigoyen, y bajo la dirección del Gral. Enrique Mosconi, se convirtió en poco tiempo en una firma verticalmente integrada en condiciones de competir con las grandes empresas extranjeras, especialmente Standard Oil. El modelo de empresa mosconiano y la ideología del desarrollo petrolero nacionalista se difundió en buena parte del continente. Tras la derrota en la Guerra del Chaco, el gobierno militar del Coronel David Toro fundó Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

(YPFB) en 1936, a imagen y semejanza de su par argentina y, posteriormente, decidió expropiar los activos locales de Standard Oil. De este modo, Bolivia se transformó en el primer país latinoamericano en nacionalizar una empresa petrolera extranjera.

El mercado argentino de gas nació con la creación de la empresa Gas del Estado en 1946, la que tenía el monopolio de la distribución y comercialización de gas en las zonas urbanas del país, mientras que las actividades de exploración y explotación permanecieron bajo el dominio de YPF. El emplazamiento de grandes gasoductos troncales y el descubrimiento del yacimiento Loma La Lata en la cuenca neuquina a mediados de la década de 1970, facilitaron la expansión de la red interna de gas, destinado al uso domiciliario, industrial, automotor y también a la generación eléctrica. A mediados de la década de 1990, el gas natural se convirtió en el elemento más importante de la matriz energética primaria. No ocurrió lo mismo con el mercado interno boliviano, que se mantuvo relativamente pequeño hasta años recientes y, por lo tanto, la producción excedente fue tempranamente visualizada con destino de exportación.

Producto de la sanción del Código del Petróleo en 1955, también conocido como *Código Davenport* por el estudio de abogados estadounidense que lo diseñó, la empresa Bolivian Gulf Oil Company obtuvo concesiones para explorar y explotar áreas potencialmente ricas en recursos fósiles con un marco regulatorio ampliamente favorable, en detrimento de la petrolera estatal YPFB. Tras el descubrimiento de las reservas de Colpa y Río Grande, la Gulf puso en marcha un proyecto de exportación de gas a la Argentina en la década de 1960 (Fernández Terán, 2009). A tal fin, el dictador Gral. René Barrientos Ortuño inició gestiones con su par argentino Juan Carlos Onganía. Si el gobierno militar boliviano se mostraba sometido a los intereses de la Gulf, la dictadura argentina estaba interesada en apoyar a Barrientos debido tanto a consideraciones geopolíticas -atraer a Bolivia a la órbita de influencia argentina y no brasileña- como ideológicas: evitar la infiltración izquierdista en un país vecino (Cisneros y Escudé, 1998). Por lo tanto, inicialmente la importación de gas boliviano estuvo menos orientada a fortalecer el abastecimiento interno en Argentina que al vínculo geopolítico entre ambas dictaduras (Kozulj).

Finalmente, en 1968 se suscribió el contrato de compraventa entre ambos países a través de las empresas Gas del Estado, como parte compradora, y la estatal YPFB y la privada Bolivian Gulf Oil, como proveedoras. Sin embargo, la nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia en 1969 derivó en la revisión del contrato. Tras la muerte de Barrientos, su sucesor, el Gral. Alfredo Ovando Candia, asumió la agenda nacionalista impulsada por el

movimiento sindical y universitario, además del apoyo del sector nacionalista del ejército y de un grupo de intelectuales. El Decreto Supremo 8.956 del 17 de octubre de 1969 nacionalizó todas las fases de la cadena hidrocarburífera, mediante la reversión de las concesiones de la Gulf al Estado boliviano y la confiscación de la infraestructura y activos de la empresa (Fernández Terán).

En 1970 Argentina y Bolivia suscribieron un contrato ampliatorio y modificatorio del anterior, a través de Gas del Estado y de YPF, excluyendo a la Bolivian Gulf Oil como empresa proveedora. En consecuencia, la exportación no se inició hasta 1972, con vigencia de veinte años y un volumen inicial de 4 millones de m<sup>3</sup> por día (MMm<sup>3</sup>/d). En 1976 se firmó un contrato adicional de 2 MMm<sup>3</sup>/d por diez años. Luego se modificaron los términos y se estableció que el segundo contrato también culminaría en 1992.

En diciembre de 1989 los presidentes Carlos Menem y Jaime Paz Zamora suscribieron un Acuerdo de Complementación Económica y un Protocolo Energético que preveía la importación por un plazo de diez años a partir de la finalización del contrato vigente del gas boliviano que no pudiera colocarse total o parcialmente en terceros mercados. Posteriormente, se acordó la prórroga hasta 1999 o hasta que se iniciara la exportación hacia Brasil, con un volumen máximo de 4,25 MMm<sup>3</sup>/d.

### *Etapa neoliberal*

Durante la década de 1990, las iniciativas regionales se enmarcaron en la reestructuración neoliberal de las economías latinoamericanas en función de la liberalización comercial unilateral y multilateral, a diferencia de las estrategias de integración anteriores caracterizadas por el proteccionismo y la intervención estatal en pos del desarrollo industrial endógeno. En contraposición al *viejo regionalismo* desenvuelto en la posguerra, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) denominó *nuevo regionalismo* a las iniciativas de la última década del siglo XX (BID, 2002), mientras que la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) acuñó el término *regionalismo abierto* (1994).

Bajo la hegemonía neoliberal se llevaron a cabo reformas locales del sector hidrocarburífero, con distinto grado de profundidad, bajo la premisa de la apertura de la participación del capital privado. El caso más sobresaliente fue el de Argentina, cuya reforma se sostuvo en la desregulación del mercado y en la privatización de YPF. De esa manera, se habilitó una sobreexplotación de los yacimientos existentes por parte de los



operadores privados, quienes volcaron los excedentes de gas a los mercados limítrofes por medio de diez gasoductos de exportación: siete hacia Chile, dos hacia Uruguay y uno hacia Brasil. La construcción de los gasoductos y los contratos entre vendedores y compradores se realizaron por parte de operadores mayormente privados. Los Estados se limitaron a garantizar las condiciones generales para el intercambio comercial mediante la firma de protocolos: en 1995 Argentina y Chile firmaron el Protocolo de Integración Gasífera; en 1996 Argentina y Brasil acordaron un Protocolo de Intenciones sobre Integración en Materia Energética; en 1991 los gobiernos de Argentina y Uruguay habían firmado el Acuerdo de abastecimiento de gas natural argentino a la República Oriental del Uruguay, pero recién en 1996, el Acuerdo Complementario amplió y profundizó las condiciones para la libre comercialización del gas argentino.

En términos del regionalismo abierto, predominó la integración de hecho, motorizada por el interés privado, complementada con las políticas por las que el gobierno argentino suscribió los acuerdos necesarios con los países limítrofes para garantizar el intercambio comercial de gas por gasoductos (Sabbatella, 2018). No se crearon organismos de seguimiento de los compromisos asumidos y tampoco mecanismos de anticipación de situaciones de riesgo de suministro (Bertero, 2007). En el año 2004, cuando Argentina no pudo cumplir simultáneamente con el abastecimiento del mercado interno y los compromisos de exportación, la situación derivó en una crisis diplomática con el gobierno chileno.

Mientras Argentina abandonaba la condición de importador para convertirse en exportador, Bolivia reforzó el vínculo con Brasil con el fin de redireccionar el destino de su gas. En 1991 YPFB y Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) firmaron una Carta de Intenciones para la compra de gas natural boliviano, y en 1992 los gobiernos de ambos países sellaron el Acuerdo Binacional Parcial de Promoción del Comercio, por el que Bolivia garantizaba la comercialización, exportación y transporte de gas natural producido en su territorio hacia Brasil. Un año más tarde se firmó el Acuerdo de Suministro de Gas. Sin embargo, recién en 1996 ambas empresas firmaron un contrato definitivo de compraventa por 20 años contados a partir de 1999, al mismo tiempo que acordaron la construcción del gasoducto transfronterizo denominado GASBOL.

Adicionalmente, en 2002 entró en operación comercial un segundo gasoducto boliviano-brasileño, que une las localidades de San Miguel, San Matías y Cuiabá, y es propiedad de la empresa Gas Oriente Boliviano Ltda., como producto de dos contratos entre privados con destino a la usina termoeléctrica de Cuiabá.

A nivel multilateral, en 1994 se lanzó la Iniciativa Energética Hemisférica, promovida por Estados Unidos en el marco del Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA), cuyos lineamientos eran la liberalización del mercado energético regional y la implementación de marcos favorables a la inversión privada, asentándose en los procesos de privatización, desregulación y apertura que con distintos grados ya estaban en marcha en buena parte de los países del continente. No obstante, la iniciativa no tuvo incidencia en la integración gasífera (Sabatella, 2015).

En el seno del Mercosur, en 1999 se firmó el Memorándum de Entendimiento relativo a los Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera, en él los Estados partes se comprometían a desarrollar un mercado regional de gas natural donde operaran empresas públicas y privadas, bajo las reglas del librecomercio y la competencia. Pese a que los asuntos energéticos se tratan en el Subgrupo de Trabajo 9, las normativas legales de integración energética no registraron avances en la incorporación de dispositivos para la solución de controversias ni para normar situaciones de crisis (Ruiz-Caro, 2010) y se evidencia la inexistencia de un cuadro institucional multilateral para reglamentar y coordinar los procesos de integración en el sector energético (Mesquita Ceia y Willian Gonçalves Ribeiro, 2016).

En síntesis, en el escenario neoliberal predominaron las iniciativas bilaterales por encima de las multilaterales, aunque tuvieron una suerte dispar en la década siguiente: la insustentabilidad en el largo plazo del perfil exportador de Argentina condujo al incumplimiento de los contratos entre privados y a una crisis diplomática, mientras que los términos del acuerdo YPF-BP fueron renegociados por ambos gobiernos tras la tercera nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia.

### *Escenario post-liberal*

Los procesos de integración forjados en la década de 2000 han dado lugar a términos como *regionalismo post-liberal* (Sanahuja, 2018) o *regionalismo post-hegemónico* (Riggiozzi y Tussie, 2012). Para Sanahuja, este regionalismo emerge a partir del agotamiento del regionalismo abierto predominante en la década anterior y de propuestas que buscan trascenderlo. Sin embargo, no pueden ser consideradas iniciativas de integración en el sentido clásico del término ya que coexisten con acuerdos de libre comercio de algunos países de la región con terceros, por lo tanto, se trata de una etapa de transición (Sanahuja).

El escenario post-liberal estuvo signado por las iniciativas multilaterales. Entre los factores que dieron impulso se cuentan: el aumento del precio internacional del barril de petróleo; el cuestionamiento de los esquemas privatizadores mediante la ampliación del control estatal, nacionalizaciones y/o mecanismos de captación de la renta petrolera; la implementación de una *diplomacia petrolera* desde Venezuela por parte del gobierno de Hugo Chávez; la crisis de abastecimiento en Argentina con repercusiones directas en Chile, cuyo gobierno inició la búsqueda de nuevas opciones dentro y fuera de la región. Bajo estas condiciones, el intercambio energético se convirtió en un eje estratégico de la agenda de la integración regional.

Las principales iniciativas multilaterales fueron el Anillo Energético del Sur, el Gran Gasoducto del Sur, la propuesta de creación de una Organización de Países Productores y Exportadores de Gas de Sudamérica (OPPEGASUR) y el Consejo Energético de Sudamérica en el marco de UNASUR<sup>4</sup>.

El proyecto del Anillo Energético fue impulsado por Chile con el fin de afrontar la caída del suministro de gas argentino. Preveía la construcción de una red de gasoductos, interconectando nuevos y viejos, con el gas proveniente del yacimiento peruano Camisea, y posiblemente el gas boliviano, para abastecer a toda la subregión. Bolivia sólo participó en calidad de observador, ya que condicionaba su participación plena a la solución de su histórica demanda de salida al mar con Chile. Finalmente, Perú desistió de continuar con el proyecto por la reactivación del conflicto limítrofe con el mismo país y optó por priorizar el proyecto de exportación de GNL por medio de una planta de licuefacción.

El Gasoducto del Sur fue una iniciativa de Chávez para construir un gasoducto de 8.000 kilómetros de extensión que uniría Venezuela, Brasil y Argentina, interconectando el resto de los países de la región. En 2005 los tres presidentes firmaron la Declaración de Montevideo sobre Integración Gasífera Sudamericana. La iniciativa era débil en términos de factibilidad económica y ambiental, por lo que incluso se evaluó que el envío de GNL por vía marítima podía ser menos costoso dada la distancia entre los mercados. No obstante, la iniciativa se enfrió tras la Cumbre de Margarita de 2007, ya que existía cierto recelo brasileño para aceptar un proyecto que colocaría a la Venezuela chavista en una situación de liderazgo regional. La crisis económica internacional de 2008 sumó también problemas de

---

<sup>4</sup> Para una ampliación del análisis de estas iniciativas, ver Sabbatella, 2015.

financiamiento. Un factor adicional fue el lento desarrollo gasífero de Venezuela.

En 2007 Argentina, Bolivia y Venezuela -los tres primeros productores de la región- acordaron el Tratado Energético para la Creación de una Organización de Países Productores y Exportadores de Gas de Sudamérica (OPPEGASUR). El objetivo era crear una OPEP gasífera que coordinara las políticas de inversión, de producción, de precios y de exportación de los países de la región en materia de gas. El gobierno brasileño mostró su desagrado por quedar fuera de la iniciativa. Empero, la iniciativa se truncó a partir del lento desarrollo gasífero venezolano y la declinación de la producción en Argentina.

La creación de UNASUR consagró a la energía como uno de los motores centrales de integración. Bajo su órbita quedó el Consejo Energético de Sudamérica (CES), creado por la Declaración de Margarita de 2007, e integrado por los Ministros de Energía de cada país, y se le fijó como meta redactar el Tratado Energético de Sudamérica (TES). Sin embargo, la existencia de modelos energéticos contrapuestos entre los países más volcados al protagonismo estatal y los promercado; la permanente rotación de funcionarios y la retención de la presidencia por parte de un solo país conspiraron contra su funcionamiento.

En las relaciones bilaterales, se destaca el reimpulso a la importación de gas boliviano por parte de Argentina, debido al faltante para cubrir el crecimiento de la demanda interna incentivada por la reactivación económica. En 2004 ambos gobiernos firmaron un Convenio Temporario de Venta de Gas Natural, en él el gobierno boliviano impuso la condición de que Argentina no exporte su gas a Chile mientras no fuera atendida la demanda limítrofe que le posibilitara a Bolivia la salida al mar (Ceppi, 2012). En 2006 se celebró un Convenio Marco para la Venta de Gas Natural y la Realización de Proyectos de Integración Energética que estableció un contrato de suministro por 20 años y la realización de trabajos conjuntos entre YPF y la flamante empresa estatal ENARSA. Además, se preveía la ampliación del volumen de venta a través del emplazamiento del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) que permitiría abastecer a las provincias de esas zonas que aún no contaban con servicio de gas de red. Con todo, los problemas políticos internos que atravesó Bolivia en los años siguientes y la ralentización de la inversión privada tras la nacionalización de los hidrocarburos impidieron al gobierno boliviano cumplir con los volúmenes comprometidos, y la construcción del GNEA quedó aplazada, desalentando al mismo tiempo la expectativa de los operadores privados de la entrega de mayores volúmenes. Además, Bolivia debió priorizar la entrega de gas

comprometida contractualmente con Brasil, y fue entonces que el gobierno argentino debió recurrir a la importación de GNL a través de la instalación de dos buques regasificadores. A su vez, fue necesario acordar un nuevo cronograma de entrega del gas en 2010, y se acordó ampliar la capacidad de transporte por medio de la construcción del Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA).

Por su parte, Colombia y Venezuela se interconectaron por medio del gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, que une Campo Ballena en territorio colombiano con las plantas eléctricas Rafael Urdaneta y Ramón Laguna, en el estado de Zulia. Construido y operado por PDVSA se inauguró a fines de 2007. La duración del contrato era de 20 años, preveía que Colombia vendiera su gas a Venezuela durante los primeros 4 años para cubrir sus faltantes en la región occidental, y al término de ese plazo se revertiera el suministro de Venezuela a Colombia. El atraso de las inversiones en territorio venezolano no permitió cumplir el contrato, sus condiciones se renegociaron en 2011 y el suministro desde Colombia se extendió hasta mediados de 2015. Se estimaba que a comienzos de 2016 Venezuela iniciaría las exportaciones, pero PDVSA anunció un aplazamiento debido a razones climáticas que impedían el óptimo funcionamiento de las centrales hidroeléctricas del país (PROMIGAS, 2017).

En definitiva, las iniciativas multilaterales en el escenario posneoliberal, a diferencia de la etapa anterior, tuvieron una fuerte impronta estatal y buscaron trascender el vínculo comercial en función de una agenda de desarrollo económico y social. Sin embargo, no se materializaron debido a obstáculos históricos, políticos, técnicos, económicos y financieros (Sabbatella, 2015). Probablemente, uno de los escollos más importantes a los proyectos de integración gasífera haya sido el lento crecimiento de la producción de gas natural en Venezuela en relación a sus reservas. Esto se debe principalmente a que sólo el 10% de las reservas comprobadas de gas natural se encuentra en yacimientos de gas libre y el resto está asociado a petróleo, por lo que su disponibilidad también está asociada a la producción de crudo en esos campos (Kozulj). También incidió la falta de inversiones en exploración, explotación y transporte, sumado a que el gas disponible se usa principalmente para el mantenimiento de la presión en los reservorios de crudo (Cóndor, 2014).

Asimismo, la falta de desarrollo del gas venezolano afectó directamente el vínculo bilateral con Colombia. Por su parte, las relaciones bilaterales de Bolivia han estado condicionadas por su crisis interna, que dificultó la entrega de los volúmenes comprometidos con Argentina y Brasil y que

condujo a estos dos países a instalar plantas de regasificación de GNL, lo mismo que Chile.

### *¿Desintegración energética?*

Es conveniente repasar y ampliar la información técnica vertida hasta aquí. Existen catorce gasoductos que interconectan a países de la región (cuadro 1). Diez de ellos conectan a Argentina con sus países vecinos y fueron inaugurados entre 1997 y 2002: siete con Chile, con una capacidad total de 32,8 millones de m<sup>3</sup> por día; dos con Uruguay, 7 millones de m<sup>3</sup>/d; y uno con Brasil, de 2,8 millones de m<sup>3</sup>/d.

Bolivia exporta sus excedentes de gas a Brasil a través de dos gasoductos. Uno es el Gasbol, que conecta los yacimientos de Santa Cruz de la Sierra con el mercado de San Pablo y es el de mayor capacidad de Sudamérica con 30 millones de m<sup>3</sup>/d. Con una capacidad menor, 4 millones de m<sup>3</sup>/d, Gas Oriente Boliviano une las localidades de San José de Chiquitos y San Matías. Desde fines de 2008 no se exporta más fluido a través de este gasoducto (Lambertini). Además, Bolivia y Argentina están interconectados a través del gasoducto Juana Azurduy, que amplió la capacidad existente hasta los 27 millones de m<sup>3</sup>/d.

Por último, el gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, que conecta Venezuela y Colombia, tiene una capacidad de 17 millones de m<sup>3</sup>/d. La capacidad de transporte total de la región por medio de gasoductos es de 120,6 millones de m<sup>3</sup>/d.

Por otra parte, entre 2008 y 2016 se habilitaron ocho terminales de regasificación en los principales países importadores, con una capacidad total de 108,5 millones de m<sup>3</sup>/día. Dada la creciente demanda interna que la oferta local no podía satisfacer, y las dificultades de Bolivia para cumplir las metas de exportación, Argentina instaló dos barcos regasificadores entre 2008 y 2011, uno en Bahía Blanca y otro en Escobar, provincia de Buenos Aires, con una capacidad total de 34 millones de m<sup>3</sup>/d.

*Cuadro 1. Gasoductos transfronterizos de Sudamérica*

<i>País/es</i>	<i>Infraestructura</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Año de inauguración</i>	<i>Capacidad (MMm3/d)</i>
Arg-Chile	Methanex PA	San Sebastián - Bandurrias	1997	2
Arg-Chile	Methanex YPF	El Cóndor - Posesión	1999	2
Arg-Chile	Methanex SIP	Cabo Vírgenes - Dungeness	1999	1,3
Arg-Chile	Atacama	Cnel. Cornejo - Mejillones	1999	9
Arg-Chile	Pacífico	Loma La Lata - Talcahuano	1999	3,5
Arg-Chile	Gas Andes	La Mora - San Bernardo	1997	10
Arg-Chile	Norandino	Pichanal - Tocopilla	1999	5
Arg-Brasil	Uruguayana (TGM)	Aldea Brasileira - Uruguayana	2000	2,8
Arg-Urug	Petrouruguay	Colón - Paysandú	1998	1
Arg-Urug	Cruz del Sur	Ensenada - Montevideo	2002	6
Bol-Arg	Yabog/Juana Azurduy	Santa Cruz-Campo Durán	1972/2011	27
Bol-Brasil	Gasbol	Santa Cruz-Corumba	1999	30
Bol-Brasil	Gas Oriente Boliviano	San José de Chiquitos-San Matías	2002	4
Col-Ven	Transcaribeño (Antonio Ricaurte)	Yacimiento Ballena-Maracaibo	2008	17

Fuente: elaboración propia en base a datos oficiales.

Algo similar sucedió en Brasil respecto al gas boliviano, por lo que se optó también por tres barcos regasificadores con capacidad total de 43

millones de m<sup>3</sup>/d: uno en Pecem, Ceara; otro en Bahía Guanabara, Río de Janeiro; y otro en el estado de Bahía. En Chile se construyeron entre 2009 y 2010 dos terminales de regasificación para suplir la importación de gas argentino con una capacidad total de 20,5 millones de m<sup>3</sup>/d, la de Quintero, Valparaíso y la de Mejillones, Antofagasta.

Más cerca en el tiempo, en 2016 Colombia incorporó un barco regasificador en el puerto de Cartagena con una capacidad de 11 millones de m<sup>3</sup>/d. El GNL importado tiene como finalidad alimentar tres centrales de generación eléctrica, y de esa forma robustecer el abastecimiento interno cuando el fenómeno climático de El Niño afecta la operación de las centrales hidroeléctricas, aunque no puede desestimarse el impacto del incumplimiento del contrato bilateral con Venezuela.

En contraposición a las plantas de importación de GNL, en 2010 Perú puso en marcha la terminal de licuefacción de Melchorita, Lima, con una capacidad de 17 millones de m<sup>3</sup>/día, para exportar los excedentes provenientes del yacimiento Camisea (cuadro 2).

Con el fin de explotar sus extensas reservas de gas natural, Venezuela previó abrir una planta de licuefacción dentro del Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA) a fines de 2010, con una capacidad de 17 millones de m<sup>3</sup>/día. Pero el proyecto fue suspendido en 2011 dado que la división PDVSA Gas estimó que no era rentable en relación a los precios del gas vigentes en ese momento, además del atraso de las inversiones locales.

La capacidad de importación respecto a la de exportación de GNL dentro de la región es muy diferente: 108,5 millones contra 17 millones de m<sup>3</sup>/d. Los consumidores del GNL peruano son países extrarregionales (España, Japón, Corea del Sur y México), mientras que el GNL importado también proviene mayormente de países fuera de la región (además de Trinidad y Tobago, país caribeño, el resto proviene de Qatar, Nigeria, Noruega, entre otros). En definitiva, el comercio intrarregional de GNL es casi nulo y nada permite prever que Perú cambie su cartera de clientes por países vecinos.



*Cuadro 2. Sudamérica. Terminales de GNL*

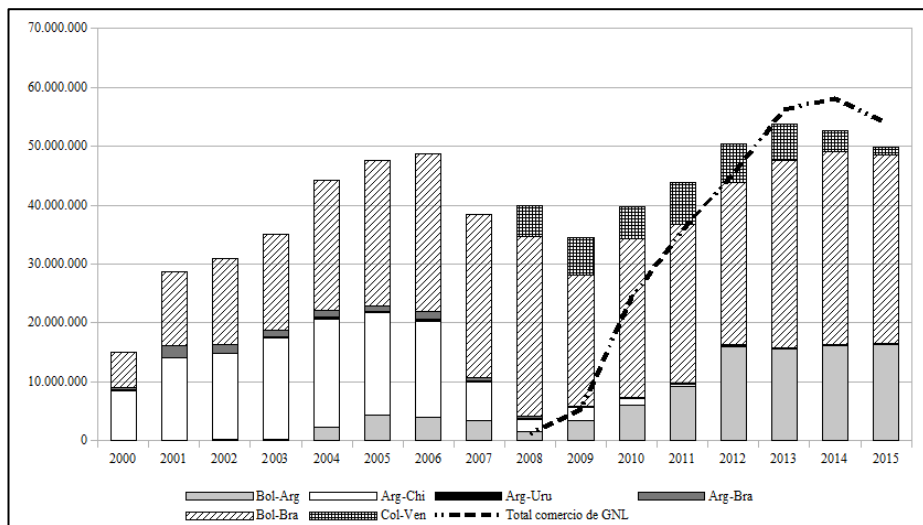
<i>País</i>	<i>Infraestructura</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Año</i>	<i>Capacidad (MMm<sup>3</sup>/d)</i>
Arg	Barco regasificador Bahía Blanca	Bahía Blanca (Bs. As.)	2008	17
Arg	Barco regasificador Escobar	Escobar (Bs. As.)	2011	17
Brasil	Barco regasificador Pecem	Pecem (Ceara)	2009	7
Brasil	Barco regasificador Bahía Guanabara	Bahía Guanabara (Río de Janeiro)	2009	14
Brasil	Barco regasificador Bahía	Bahía	2014	22
Perú	Terminal de licuefacción Perú GNL	Melchorita (Lima)	2010	17
Chile	Terminal de regasificación Quintero	Quintero (Valparaíso)	2009	17
Chile	Terminal de regasificación GNL Mejillones	Mejillones (Antofagasta)	2010	5,5
Colombia	Barco regasificador Sociedad Portuaria El Cayao	Cartagena	2016	11

Fuente: elaboración propia en base a datos de GIIGNL (2017).

Con todo, las estadísticas relativizan el supuesto proceso de desintegración. Si bien es cierto que a partir de su irrupción en el subcontinente el comercio de GNL no ha dejado de expandirse, el comercio por ductos también ha crecido en buena parte del período estudiado. Entre los años 2000 y 2006 la comercialización vía gasoductos aumentó 223%, de 15 a 48,7 MMm<sup>3</sup>/d, a una tasa anual acumulativa de 21,6%. Las restricciones impuestas en Argentina y las dificultades políticas de Bolivia generaron un retroceso en la entrega de fluido en los siguientes tres años. Sin embargo, la recuperación de la producción de gas boliviano posibilitó incrementar el comercio regional en un 56,3% entre 2009 y 2013, de 34 MMm<sup>3</sup>/d a un máximo histórico de 53,8 MMm<sup>3</sup>/d, a una tasa anual acumulativa de 11,8%. Posteriormente, disminuyó 7,2% hasta 2015, apenas por debajo de 50 MMm<sup>3</sup>/d, debido a la finalización del suministro colombiano a Venezuela. El mercado de GNL aumentó 967% en el subperíodo 2009-2013, de 5 a 56

MMm<sup>3</sup>/d, a una tasa anual del 80,7%. Es decir que aumentó a una velocidad mayor que el mercado por ductos y, precisamente, en 2013 superó por primera vez su volumen total. En 2014 el GNL comercializado trepó a un pico de 58 MMm<sup>3</sup>/d y en 2015 se retrajo a casi 54 MMm<sup>3</sup>/d (gráfico 1).

*Gráfico 1*  
*Sudamérica. Comercio de gas natural, 2000-2015.*  
*En millones de m<sup>3</sup> por día.*



Fuente: Elaboración propia en base a datos de MINEM, ENARGAS, ANP, PROMIGAS y GIIGNL

El comercio por ductos siguió teniendo una importante incidencia en el total a pesar de que en 2013 fue superado por el volumen de GNL. En los últimos años del período de estudio representó poco menos que la mitad del volumen total de gas comercializado en la región: 49% en 2013, 47,5% en 2014 y 48% en 2015.

El mayor importador de GNL del período fue Argentina con el 37,6% del volumen total, ya que su producción interna continuó declinando hasta 2015, cuando exhibió una fuerte recuperación gracias a un mayor esfuerzo de inversión realizado por YPF desde que el estado reasumió el control de la empresa en 2012, sobre todo en yacimientos de gas no convencional. En segundo lugar se ubicó Brasil con el 34% del mercado, aunque logró el récord de importación anual en 2014, cuando alcanzó un promedio de 18,8

MMm<sup>3</sup>/día, ya que el gobierno decidió garantizar el normal suministro eléctrico en un año electoral, a través del correcto funcionamiento de las centrales térmicas que requieren grandes volúmenes de GNL para complementar la producción doméstica y el gas boliviano (Gomes, 2017). Por último, Chile representó el 28,3% del mercado de importación de GNL con un volumen promedio que se asentó en unos 9-10 MMm<sup>3</sup>/d. Por su parte, la exportación de GNL peruano se estabilizó en torno a los 12,4-14,8 MMm<sup>3</sup>/d a partir de 2011. Cabe destacar que el volumen total exportado por Perú fue igual a un tercio del volumen total importado por los tres países mencionados en el período.

### *Conclusiones*

El proceso de integración gasífera en Sudamérica tiene una rica y vasta trayectoria que no parece agotada. Si bien los vínculos bilaterales atravesaron importantes dificultades y las iniciativas multilaterales de la etapa post liberal han naufragado, aun no se ha arribado a un estado de desintegración regional en materia gasífera, como fue definido en el marco conceptual. El análisis de la base de datos construida permite relativizar la crisis del comercio intrarregional de gas natural por medio de gasoductos, a pesar del incremento exponencial del comercio extrarregional de GNL, ya que hasta 2015, inclusive, su volumen se mantuvo cercano a la mitad del volumen total.

Ciertamente, los países importadores de gas optaron por reemplazar o complementar su suministro a través de terminales de regasificación de GNL, y de esa manera reforzar las estrategias internas de seguridad energética. La decisión de Perú de exportar sus excedentes en forma de GNL a países extrarregionales y la cancelación del proyecto de la terminal de licuefacción de Venezuela obligaron a los países importadores a abastecerse de GNL proveniente de afuera de la región sudamericana.

Chile debió acudir al GNL ante la crisis del rol exportador de Argentina y ante la imposibilidad de contar con gas proveniente de Perú y Bolivia, dados los históricos problemas limítrofes que sostiene con ambos países. En el caso de Brasil y Argentina, el abastecimiento de GNL resultó complementario del suministro de gas boliviano y a pesar del incumplimiento de los volúmenes comprometidos, ninguno de los dos países dio por terminado el vínculo bilateral. La situación de la integración bilateral entre Colombia y Venezuela sí parece haberse estancado, ya que a los

problemas del sector gasífero venezolano se sumó el deterioro de las relaciones diplomáticas entre ambos países.

En cuanto a las proyecciones, la actual crisis de la UNASUR arroja un panorama pesimista para el relanzamiento de nuevas iniciativas multilaterales en el seno del Consejo Energético Sudamericano. También la crisis económica y política por la que atraviesa Venezuela y el abandono de toda pretensión de liderazgo regional por parte de Brasil desde la destitución de la presidenta Dilma Rousseff en 2016.

A su vez, Bolivia como proveedor regional enfrenta dos retos: los sendos desarrollos del Presal en territorio marítimo brasileño y de la formación Vaca Muerta en territorio argentino avizoran una menor necesidad de gas boliviano para los principales mercados de la región. A su vez, el distanciamiento ideológico de los nuevos gobiernos de Brasil y de Argentina agregan mayor presión en las próximas renegociaciones de los contratos de compraventa en 2019 y 2026, respectivamente.

Por último, cabe mencionar la particular situación de Argentina en relación a Chile. En 2016 el gobierno argentino decidió importar GNL regasificado en las terminales chilenas a través de los gasoductos que habían quedado en desuso, con el fin de suplir la utilización de combustibles alternativos más onerosos para la generación de energía eléctrica en el pico de demanda invernal. Por otra parte, el impactante despegue de la producción de gas no convencional de Vaca Muerta ha reactivado proyectos de exportación de los excedentes del período estival con destino al mercado chileno. Es decir, el proceso de integración gasífero regional quizás no esté camino al agotamiento definitivo, sino a un nuevo cambio, cuya comprensión requiere una perspectiva histórica como la adoptada en este trabajo.

### *Lista de referencias*

Agencia Internacional de Energía: <http://www.iea.org/topics/energysecurity/>

Altomonte, H. et al. (2013). *Recursos naturales en UNASUR. Situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional*. Santiago de Chile: CEPAL-Naciones Unidas.

Asociación Latinoamericana de Integración (enero-febrero 2013). La integración energética en el ámbito de la ALADI. *Boletín*, 7. Recuperado de: [http://www.aladi.org/boletin/espanol/2013/eneroFebrero/Proceso1\\_10.htm](http://www.aladi.org/boletin/espanol/2013/eneroFebrero/Proceso1_10.htm)

Banco Interamericano de Desarrollo (2002). *Mas allá de las fronteras: el nuevo regionalismo en América Latina*. Buenos Aires.

Bertero, R. (2007). Integración regional gasífera. Ciento ochenta años de proyecto de integración. *Petrotecnia*, 3, 54-60.

Ceppi, N. (2012). El Gas Natural en los Vínculos entre Argentina y Bolivia (2003-2011): Acuerdos e Impactos Colaterales. *Latin American Journal of International Affairs*, 4(1), 56-73. Recuperado de: <http://www.jsg.utexas.edu/lacp/files/El-Gas-Natural-en-los-Vinculos-entre-Argentina-y-Bolivia-2003-2011-Acuerdos-e-Impactos-Colaterales.pdf>

Chagas Bastos, F. (2015). Notas conceituais sobre o regionalismo latino-americano rumo à segunda década do século XXI. *Conjuntura Internacional*, 12(2), 134-140.

Cisneros, A. y Escudé, C. (Dir.) (1998). *Historia General de las Relaciones Exteriores de la República Argentina*. Buenos Aires: Centro de Estudios de Política Exterior Consejo Argentino para las Relaciones Internacionales (CARI), Grupo Editor Latinoamericano.

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) (1994). *El regionalismo abierto en América Latina y el Caribe. La integración económica al servicio de la transformación productiva con equidad*. Santiago de Chile: CEPAL-Naciones Unidas.

Cóndor, J. (2014). *¿El desarrollo de los recursos de gas natural en América Latina y el Caribe podría convertirse en una fuente de energía competitiva?*. Quito: OLADE.

Consejo Mundial de la Energía (2017). *World Energy Trilemma Index 2017*. Londres: World Energy Council.

Corporación Andina de Fomento (CAF) (2013). *Energía: una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe*. Bogotá.

Díaz Casado, R. (septiembre-octubre 2008). GNL: un mercado global. *Anales de Mecánica y Electricidad*. Asociación de Ingenieros del ICAI: Madrid, 22-27.

Fernández Terán, R. (2009). *Gas, petróleo e imperialismo en Bolivia*. La Paz: Plural Editores.

Gomes, I. (2017). *The vanishing LNG market in Brazil*. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.

Grupo Internacional de Importadores de GNL (GIIGNL) (2018). *The LNG industry Annual Report*. Paris.

Kozulj, R. (2008). *Situación y perspectivas del gas natural licuado en América del Sur*. Santiago de Chile: CEPAL-Naciones Unidas. Recuperado de: [https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6330/1/S0800091\\_es.pdf](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6330/1/S0800091_es.pdf)

Lambertini, G. (2016). *Estudio sobre convenios bilaterales que soportan las interconexiones energéticas en América del Sur*. Documento de análisis. Quito: Organización Latinoamericana de Energía.

López Anadón, E. (2012). El gas natural licuado (GNL). *Petrotecnia*, año 53, 3.

Markus, U. (2016). The international oil and gas pricing regimes. En T. Van de Graaf et al. (eds.), *The Palgrave Handbook of the International Political Economy of Energy*. Basingstoke: Palgrave Macmillian.

Mesquita Ceia, E. y Gonçalves Ribeiro, W. (2016). Modelos jurídicos e institucionales de integración energética: Unión Europea y Mercosur en perspectiva comparada. En N. J. de Castro y R. Rosental (Orgs). *Integración y seguridad eléctrica en América Latina*. Rio de Janeiro: Oficina de Libros, 39-65.

Palestini, S. (2016). Energía de baja intensidad: gobiernos, mercados e instituciones en el regionalismo energético de América del Sur. *Caderno CRH*, 29 (n. SPE 03), 107-123.

PROMIGAS. *Informe del sector del gas natural 2017*. Bogotá.

Riggirozzi, P. y Tussie, D. (2012). *The Rise of Post-Hegemonic Regionalism: The Case of Latin America*. Vol. 4. Dordrecht: Springer.

Ruiz-Caro, A. (2010). *Puntos de conflicto de la cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe*. Santiago de Chile: CEPAL-Naciones Unidas.

Sabbatella, I. (2015). Integración petrolera y gasífera en Sudamérica: buenas intenciones, pocos avances. En J. M. Karg y A. Lewit (coord.), *Del No al ALCA a UNASUR: Diez años después de Mar del Plata*. Buenos Aires: Centro Cultural de la Cooperación.

Sabbatella, I. (2018). Neoliberalismo e integración "de hecho" en el Cono Sur: Argentina como exportadora de hidrocarburos. *Desafíos*, 30(1), 173-212.

Sanahuja, J. (2008). Del regionalismo abierto al regionalismo post liberal. Crisis y cambio en la integración en América Latina y el Caribe. En L. Martínez, L. Peña y M. Vazquez (eds.), *Anuario de la integración regional de América Latina y el Gran Caribe 2008-2009*. Buenos Aires: Coordinadora Regional de Investigaciones Económicas y Sociales-CRIES.

Santos, T. (2018). *Regional Energy Security: Re-evaluating concepts and policies to promote energy integration in Mercosur*. Universidade Federal de Rio de Janeiro.

Solberg, C. (1986). *Petróleo y nacionalismo en la Argentina*. Buenos Aires: Hyspamérica.

Sovacool, B. y Mukherjee, I. (2011). Conceptualizing and measuring energy security: A synthesized approach. *Energy*, 36.