



# GNL en las Américas

**Como las tendencias económicas, tecnológicas y políticas influyen en el comercio regional**

**MAYO 2018**

**Alex Wood  
Lisa Viscidi  
Jason Fargo**

El Diálogo Inter-Americano

El mercado mundial del gas natural está cambiando drásticamente como consecuencia de la creciente producción de esquisto (*shale*) estadounidense proveniente de la cuenca *Permian*, en Texas, y de otras reservas no convencionales. En el 2005, la producción de gas estadounidense estaba en declive, y el país se volvía cada vez más dependiente de las exportaciones canadienses enviadas hacia el sur mediante gasoductos. En ese entonces, se preveía que la producción interna disminuiría significativamente y por ende se propuso la construcción de varios terminales para procesar gas natural licuado (GNL) proveniente de todo el mundo. El auge del gas de esquisto, sin embargo, cambió totalmente esas expectativas. En el 2009, según cifras de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, en inglés), Estados Unidos paso a ser el mayor productor de gas a nivel mundial, sobrepasando a Rusia<sup>1</sup>. Consecuentemente, el año pasado y por primera vez en décadas, el país se convirtió en un exportador de gas neto.

Hoy en día, la mayoría de las exportaciones de gas de los Estados Unidos se transportan al sur por oleoductos, ya que México – enfrentando una caída de largo plazo en su producción doméstica y ante una creciente demanda – está expandiendo considerablemente los oleoductos transfronterizos para aprovechar el nuevo excedente de gas al norte de la frontera. Como consecuencia, el precio Henry Hub (estándar para los precios del gas estadounidense) ha ido a la baja. Las exportaciones de gas natural de Estados Unidos a México se han casi duplicado de 2,5 miles de millones de pies cúbicos por día (BCF/d, en inglés) en 2013 a 4,7 BCF/d en enero de este año, y se espera que las nuevas tuberías en construcción aumenten la capacidad de envío transfronterizo a más de 13 BCF/d para finales de este año. Sin embargo, incluso con semejante control de mercado, el crecimiento estimado de la producción de la cuenca *Permian* y de otros lugares implica que Estados Unidos estará cada vez más abastecido de gas en el futuro previsible.

En respuesta al exceso de gas, los productores estadounidenses están recurriendo cada vez más a las exportaciones de GNL para encontrar nuevos mercados para su producción. La capacidad de aumentar las exportaciones de GNL será determinada principalmente por las condiciones del mercado. Pero el gobierno de Estados Unidos está buscando impulsar aún más la producción y exportación de gas en el marco de una estrategia de "dominación energética", con el objetivo de transformar al país en un exportador neto de energía, reduciendo así el déficit comercial y utilizando sólidas exportaciones de energía para apalancar prioridades en política exterior. Como parte de esa política, el Presidente de los Estados Unidos, Donald Trump, ha promovido las exportaciones de GNL en recientes viajes al extranjero. El año pasado, presentó el GNL estadounidense en Europa como una solución para reducir la actual dependencia del continente en el gas ruso. Además, en noviembre del 2017 – en una visita oficial a Beijing se hizo acompañar por el Director Ejecutivo de la empresa exportadora Cheniere Energy, con sede en Houston, para ayudar a la firma concretar acuerdos en China. El esfuerzo parece haber sido exitoso, ya que Cheniere anunció el mes pasado un acuerdo de 15 años para abastecer a la Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC), administrada por el Estado, con 1,2 millones toneladas de GNL por año.

La entrada en escena de las exportaciones de GNL de Estados Unidos significa que los productores de gas domésticos pueden vender su producto en cualquier parte del mundo, y de hecho muchas entregas han ido a grandes importadores asiáticos incluyendo Corea del sur, China y Japón, así como a Europa. Sin embargo, un buen número de cargamentos han ido más cerca, a los mercados de América Latina y el Caribe.

Incluso México recibió más de 40 entregas de GNL de los Estados Unidos el año pasado, convirtiéndose – por mucho – en el mayor consumidor del GNL de los Estados Unidos. Chile, Argentina y Brasil también han importado algunas cargas. Una de las razones es la proximidad, ya que los costos de transporte desde Estados Unidos a otros países del hemisferio occidental son inferiores que los de las entregas a Asia. La expansión del canal de Panamá, culminada en el 2016, trajo como consecuencia que los barcos cargueros de GNL – demasiado grandes para el antiguo canal – ahora pueden viajar a través de las esclusas, llevando las exportaciones estadounidenses a los terminales en las costas del Océano Pacífico en México y Sudamérica. Varios importadores de GNL en América Latina y el Caribe también se están beneficiando de condiciones de

contrato flexibles y la capacidad de importar cantidades menores de GNL gracias a los avances tecnológicos. El énfasis que ha puesto el gobierno de Trump en los intercambios bilaterales deficitarios podría alentar a algunos países a incrementar las importaciones de GNL de los Estados Unidos para evitar sanciones como las tarifas recientemente anunciadas sobre el acero y el aluminio. En el 2017, el 30% de los envíos de GNL provenientes de Estados Unidos fueron a América Latina y el Caribe. A medida que aumenta la capacidad de licuefacción de los Estados Unidos, la región tiene mayores probabilidades de convertirse en un mercado clave para el GNL estadounidense.

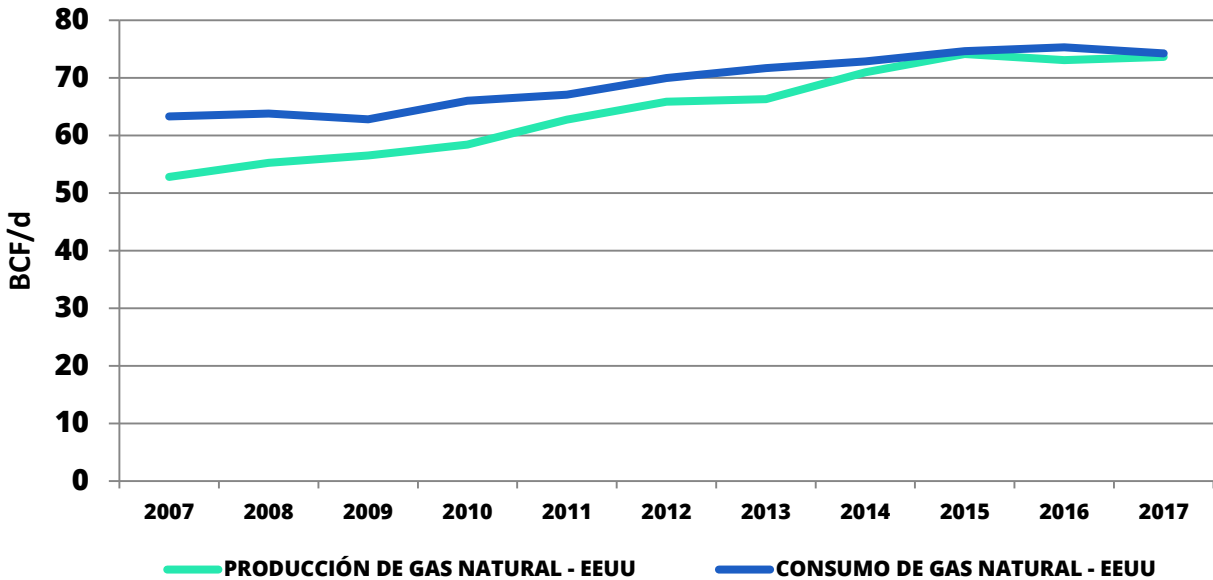
En el caso de América Latina, la repentina disponibilidad de grandes cantidades de GNL de Estados Unidos representa una oportunidad para diversificar su matriz energética, mejorar la seguridad energética y – en algunos países – reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energético. Muchos países en la región, particularmente los más pequeños con falta de energía en el Caribe y Centroamérica, han dependido durante mucho tiempo en entregas a precios reducidos de gasóleo y diésel desde Venezuela para dirigir plantas de energía térmica. Sin embargo, ante el colapso económico venezolano, su gobierno se ha visto en la necesidad de ser menos generoso. El GNL estadounidense puede proporcionar una fuente de energía alternativa. Además, el gas natural tiene aproximadamente un 30% menos de intensidad en carbono con respecto al diésel. En Sudamérica, muchos países confían cada vez más en el gas natural para la generación de energía ante el rechazo popular hacia la construcción de grandes represas hidroeléctricas. El GNL se importa al contado para proporcionar gas natural como alternativa a la energía hidroeléctrica cuando los niveles de agua son bajos o como una fuente energética confiable que complemente la generación eólica y solar. El gas natural también se utiliza cada vez más para las aplicaciones industriales y el transporte en muchos países latinoamericanos.

## Los Estados Unidos como exportador neto de gas natural

A medida que avances tecnológicos han permitido mayor viabilidad en la extracción de gas esquistoso, lo cual hace pocos años hubiese sido menos rentable, la producción estadounidense de gas ha incrementado significativamente.

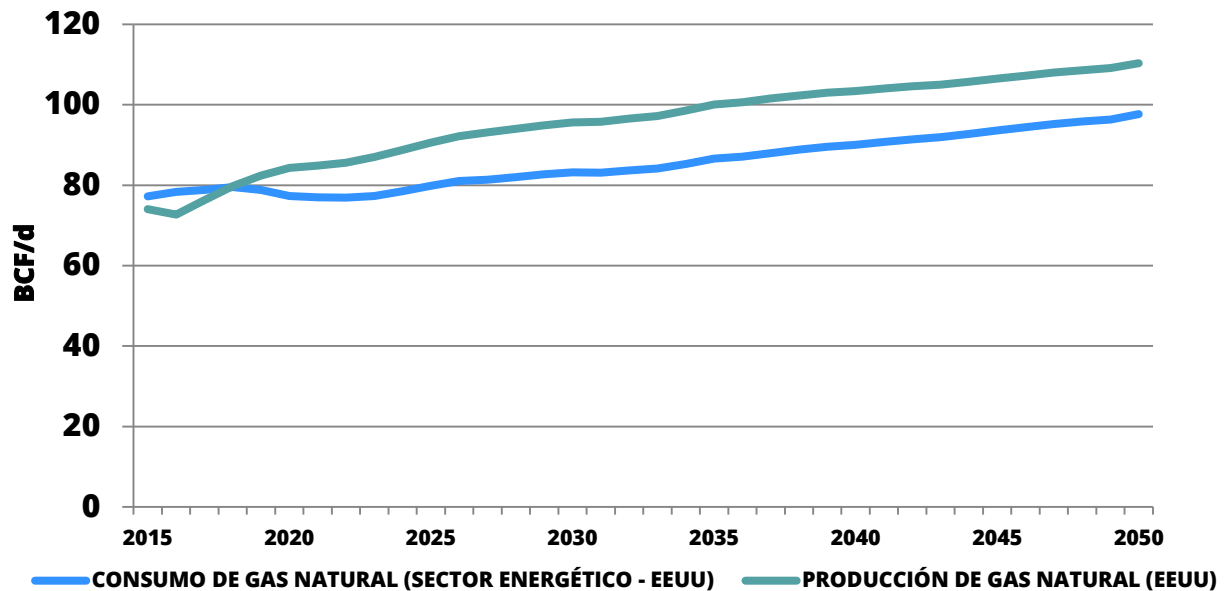
### Gráfico 1: Gas Natural en Estados Unidos – Producción vs Consumo (BCF/d)

Fuente: Agencia de Información Energética



## Gráfico 2: Consumo y Producción de Gas Natural: Proyecciones para el 2050 (TCF)

Fuente: Agencia de Información Energética



Dicho aumento alcanzó los 73,5 BCF/d en el 2017, desde unos 52,8 BCF/d hace apenas una década antes. En el 2018, la EIA estima que la producción de gas natural seco promediará los 80,4 BCF/d. Este sería el mayor incremento en la producción anual hasta la fecha<sup>2</sup>. El consumo también ha aumentado durante la última década, partiendo de 63,3 BCF/d en el 2007 hasta alcanzar los 74,2 BCF/d diez años después. Gracias a este aumento, Estados Unidos logró en el 2017 convertirse en un exportador neto y anual de gas natural por la primera vez en sesenta años, con exportaciones netas promediando los 0,4 BCF/d<sup>3</sup>. El incremento en la exportación de gas natural, especialmente hacia México, ofrece argumentos para pensar que la tendencia se mantendrá a futuro<sup>4</sup>.

En el 2016, la instalación en Cheniere Sabine Pass – el primer terminal de exportación de GNL ubicado en la costa estadounidense del Golfo de México – se hizo operativa en el estado de Luisiana. El terminal, con cuatro unidades de gasificación, tiene hoy una capacidad de licuefacción de aproximadamente 2,8 BCF/d. Una quinta unidad está actualmente en construcción, y una sexta se encuentra en los planes. Una vez que Sabine Pass alcance su apogeo, su capacidad totalizará los 3,5 BCF/d<sup>5</sup>. Adicionalmente, la instalación de Cove Point – construida por Dominion Energy en Maryland – ya está funcionando y cuenta con una capacidad operativa estimada en 75 millones de pies cúbicos al día. Se estima que otros cuatro terminales para la exportación de GNL habrán sido construidos para finales del próximo año, lo cual colocaría la capacidad de exportación en unos 9,6 BCF/d, según los estimados de la EIA<sup>6</sup>. Las exportaciones de GNL alcanzaron los 186 BCF en 2016, y 707 BCF en 2017; un crecimiento del 380%. En la medida que esta capacidad pasa a ser operativa, se espera que las exportaciones de GNL de Estados Unidos sigan en aumento hasta lograr los 4,4 billones de pies cúbicos (TCF, en inglés) en 2035<sup>7</sup>. Posteriormente, los estimados reseñan el nivel las exportaciones estabilizándose en 4,4 TCF para el 2050<sup>8</sup>.

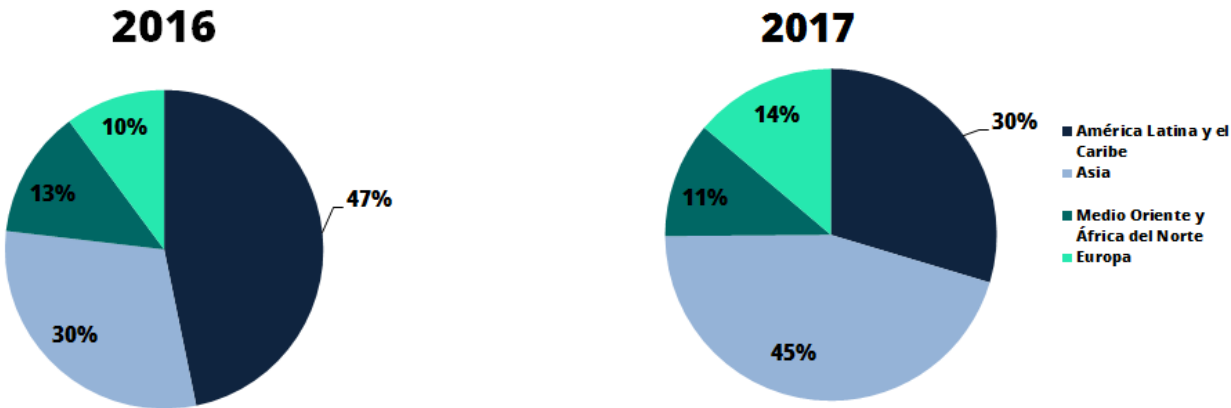
México, presentando una enorme diferencia entre su propia producción y demanda de gas natural a nivel local, ha sido el principal comprador de GNL proveniente de Estados Unidos desde que comenzaron las exportaciones. Ciertamente, a nivel regional Asia es el mayor mercado para el GNL estadounidense – representando 45% de las exportaciones en 2017 – pero América Latina y el Caribe no se queda atrás, totalizando un 30%. Sí bien las exportaciones crecen rápidamente, los proveedores en Estados Unidos enfrentan una serie de desafíos para

conseguir que sus instalaciones exportadoras consigan estar operativas. El incremento acelerado en la producción ha conducido a un exceso en la oferta global de gas natural, empujando los precios del GNL hacia la baja y creando un mercado sumamente competitivo en el acceso a financiamiento necesario para afrontar los altos costos iniciales que conllevan a desarrollar instalaciones para la exportación de GNL. Contratos de oferta en el largo plazo son especialmente importantes para garantizar el financiamiento a facilidades de licuefacción, la parte más costosa en la cadena de suministros del GNL<sup>9</sup>.

Para obtener el capital necesario, los inversionistas con frecuencia buscan una combinación de activos, inversiones de capital y financiamiento de deuda proveniente de los bancos comerciales, organismos de crédito a la exportación y el mercado de bonos<sup>10</sup>. Garantizar compromisos por parte de compradores que tengan buen crédito es clave para financiar proyectos de exportación. Inversionistas con reputación y experiencia pueden a su vez contribuir a que proyectos aún en construcción aseguren compromisos con los compradores. Para octubre del 2017, más de 20 BCF/d en capacidad de exportación ya habían recibido aprobación final del Departamento de Energía. Sin embargo, solo 3 BCF/d estaba operativo, con otros 10 BCF/d en construcción<sup>11</sup>.

**Gráfico 3: Exportaciones de GNL de EEUU**

Fuente: Agencia de Información Energética



En vista de las dificultades para obtener financiamiento, muchos proyectos que han asegurado licencias por partes de las entidades reguladoras aún no han iniciado la fase de construcción. En meses recientes, el gobierno de Trump y el Congreso de Estados Unidos han tomado medidas para acelerar la concesión de permisos. La legislación vigente exige que el Departamento de Energía otorgue permisos de exportación hacia países con los cuales Estados Unidos tiene tratados de libre comercio (TLC) “sin modificación o retraso”. Para poder exportar GNL hacia países con los cuáles no se ha suscrito un TLC, se requiere una determinación de interés público nacional por parte del Departamento de Energía, un período de comentarios públicos y una evaluación ambiental según lo establecido en la Ley Nacional de Ambiente (NEPA, en inglés). Adicionalmente, la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) debe aprobar la construcción o expansión para las terminales de GNL, que también precisa de un estudio bajo la NEPA.

Actualmente, los procedimientos para la aprobación de terminales de GNL tampoco se ven afectados por su capacidad de exportación. Sin embargo, una propuesta de reforma anunciada por el Departamento de Energía en septiembre del 2017 aceleraría el proceso para instalaciones de exportación de gas natural a menor escala, que exporten menos de 0,14 BCF/d y 51,10 BCF/d al año; pudiendo calificar para una exención bajo las regulaciones de la NEPA. En octubre del año pasado, los senadores Bill Cassidy y Marco Rubio presentaron el Acta para el Acceso a GNL de Baja Escala de 2017, que implicaría una enmienda a la Ley de Gas Natural

vigente con la finalidad de incluir un proceso más expedito en la aprobación de proyectos de gas GNL de baja escala. El Departamento de Energía ya ha aprobado siete permisos para exportaciones de este tipo, con muchas más aplicaciones pendientes por tramitar.

Una segunda legislación – la *LNG Now Act* del 2017, presentada por Cassidy y el diputado Clay Higgins en el verano del 2017 – busca reducir restricciones de las exportaciones a países con los cuales Estados Unidos no ha suscrito un TLC. Desde las primeras exportaciones de Sabine Pass, se ha vendido GNL estadounidense a 26 países, 21 de los cuales no han firmado un TLC con los Estados Unidos<sup>12</sup>. Sin embargo, con el actual exceso en la oferta de GNL, el financiamiento representa un obstáculo mucho mayor que las aprobaciones gubernamentales.

Tal es el caso que, si todos los proyectos aprobados estuviesen operativos, Estados Unidos ya sería el país con la mayor capacidad para la exportación de GNL a nivel mundial<sup>13</sup>. La empresa Magnolia LNG, por ejemplo, posee una autorización reglamentaria para un terminal de exportación en Luisiana desde Abril del 2016 aún requiere obtener el número de acuerdos necesarios para asegurar financiamiento. El contexto actual, de precios a la baja, también hace mella en el margen de ganancias en las ventas al contado de GNL estadounidense. Algunos compradores copropietarios en terminales de exportación – como la empresa india Gail – han intentado renegociar los precios<sup>14</sup>.

## Exportaciones de GNL en el mercado global

A pesar de los desafíos persistentes para obtener financiamiento, se espera que los seis terminales en construcción en Estados Unidos sean completados durante los próximos cinco años<sup>15</sup> y para el 2019 Estados Unidos podría convertirse en el tercer exportador de GNL a nivel mundial<sup>16</sup>. Los pronósticos igualmente apuntan hacia un crecimiento continuo hasta el año 2035 en el suministro global de GNL, impulsado por Estados Unidos y Australia, que podría alcanzar un 43% para el 2025<sup>17</sup>. El más reciente reporte de BP sobre perspectivas energéticas estima que el comercio de GNL continuará creciendo siete veces más rápido que el de gasoductos, representando aproximadamente la mitad de todo el gas comercializado a nivel global para el 2035, contabilizando en el 2015 un 32%<sup>18</sup>. La mayor parte de esta demanda global provendrá de Asia, seguida por Europa. América del Sur y América Central, así como el Medio Oriente, también serán puntos focales – si bien en menor medida – en este aumento en la demanda. En términos generales, la demanda global de gas natural alcanzará 500 BCF/d para el año 2035<sup>19</sup>.

La competitividad del GNL estadounidense depende tanto de los precios locales del gas natural, como de su posición respecto a los precios internacionales del petróleo. El precio Henry Hub ha caído considerablemente en los últimos años a medida que ha aumentado la oferta de gas esquisto desde Estados Unidos. Tras alcanzar los \$8,85 por millón de BTU en el año, el precio Henry Hub disminuyó hasta \$2,99 por millón de BTU en el 2017. La caída en los precios del crudo que comenzó a mediados del 2014 también redujo la rentabilidad potencial de los contratos de GNL basados en el Henry Hub con respecto a aquellos vinculados a los precios del crudo. Teniendo esto en cuenta, a medida que los precios del petróleo han estado al alza y continúen aumentando, exportadores de GNL basados en Estados Unidos y con contratos basados en Henry Hub están volviéndose más competitivos. El GNL también tiene un menor riesgo respecto a las materias primas, ya que los costos del combustible – basados en Henry Hub – son proporcionalmente menores al costo final cuando se comparan con la gasolina o el diésel para la generación de energía.

### Gráfico 4: Solicitudes a largo plazo para exportaciones de GNL (0.14 BCF/d o

menos)

Fuente: Departamento de Energía de Estados Unidos

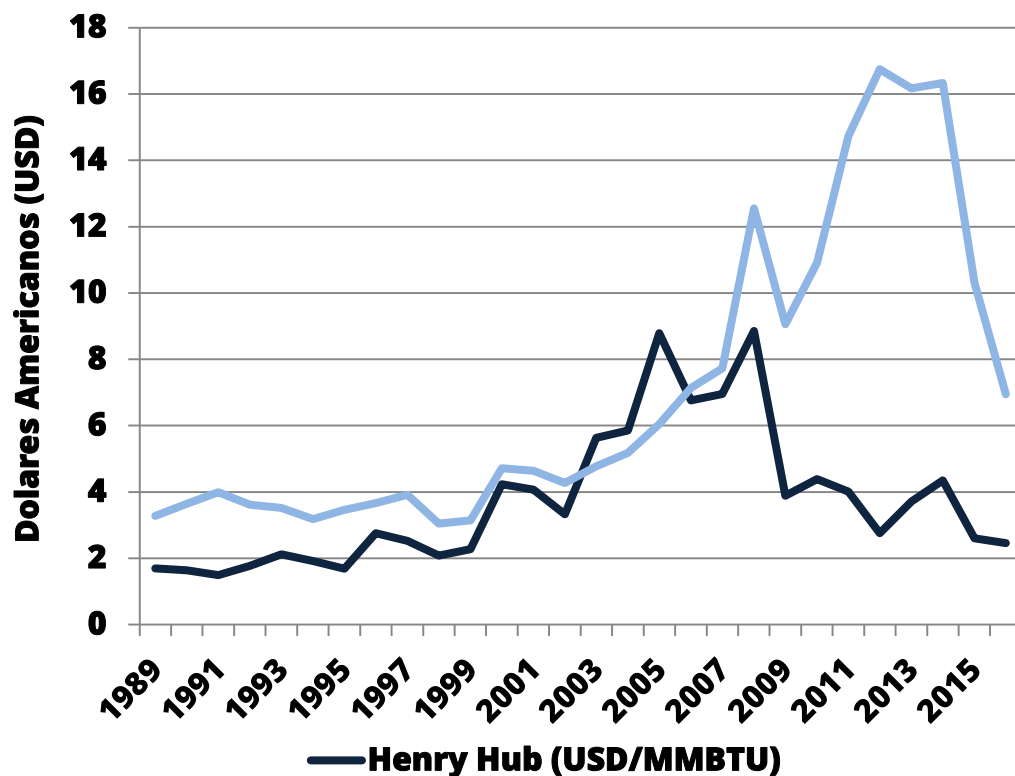
<b>Empresa</b>	<b>Cantidad (a)</b>	<b>Solicitudes vía TLC (b) (Número de Registro)</b>	<b>Solicitudes sin TLC (c) (Número de registro)</b>
Carib Energy (USA) LLC	0.03 Bcf/d: FTA 0.04 Bcf/d: non-FTA (e) (l)	Aprobado (11-71-LNG)	Aprobado (F) (11-141-LNG)
SB Power Solutions Inc.	0.07 Bcf/d	Aprobado (12-50-LNG)	n/a
Advanced Energy Solutions, L.L.C.	0.02 Bcf/d	Aprobado (13-104-LNG)	n/a
Argent Marine Management, Inc.	0.003 Bcf/d	Aprobado(13-105-LNG)	n/a
Strom Inc.	0.08 Bcf/d: FTA (m)	Aprobado (14-56-LNG)	Bajo revisión del DOE (15-78-LNG)
Air Flow North America Corp.	0.002 Bcf/d	n/a	Aprobado (F) (14-206-LNG)
American LNG Marketing LLC	0.008 Bcf/d(d)	Aprobado (14-209-LNG)	Aprobado (F) (14-209-LNG)
American LNG Marketing LLC	0.08 Bcf/d	Aprobado (15-19-LNG)	n/a
Floridian Natural Gas Storage Company	0.04 Bcf/d(d)	Aprobado (15-38-LNG)	Aprobado (F) (15-38-LNG)
Flint Hills Resources, LP	0.01 Bcf/d(d)	Aprobado (15-168-LNG)	Aprobado (F) (15-168-LNG)
Eagle LNG Partners Jacksonville LLC	0.14 Bcf/d(d)	Aprobado (16-15-LNG)	Bajo revisión del DOE (16-15-LNG)
Carib Energy (USA) LLC	0.004 Bcf/d	n/a	Aprobado (F) (16-98-LNG)
Eagle LNG Partners Jacksonville II LLC	0.01 Bcf/d(d)	Aprobado (17-79-LNG)	Aprobado (17-79-LNG)

El exceso en la oferta de GNL – que se espera persista hasta por lo menos el 2020, dependiendo del crecimiento

de la demanda en Asia – ha disminuido los precios de contado y creado un mercado sumamente competitivo para el sector. El *Reporte Estadístico de BP* estima que esta competencia conduzca a que los contratos a largo plazo de gas natural estén en mayor medida referenciados en base a precios de contado<sup>20</sup>. La superabundancia también está retrasando o haciendo inviables algunos proyectos de GNL aún en planificación, entre los cuales destacan desarrollos ubicados en Estado Unidos, Canadá y Australia que han sido cancelados en los últimos dos años. Por ejemplo, el terminal de GNL del Noroeste Pacífico, ubicado en Columbia Británica (Canadá) y propuesto por la empresa estatal malaya Petronas, fue descartado en julio del 2017 dada las condiciones del mercado<sup>21</sup>. Proyectos más pequeños y flexibles han podido cosechar resultados un poco más satisfactorios: De los más de 20 terminales de exportación propuestos en Columbia Británica, los dos únicos que han tenido algún avance significativo han sido proyectos considerados de menor escala<sup>22</sup>.

### Gráfico 5: Indicador de precios de GNL de Japón vs Precio Henry Hub, 1989-2016

Fuente: Reporte sobre estadísticas energéticas, 2017 (BP Statistical Energy Review)



Para obtener algún tipo de ventaja en un mercado bastante concurrido, los exportadores de GNL están explorando alternativas innovadoras para reducir costos y ajustar términos en los contratos para que sus ventas sean más atractivas.

Términos más flexibles tienen el potencial de redefinir el mercado global durante los próximos años. Tradicionalmente, el GNL ha sido comercializado mediante contratos a largo plazo de hasta 20 años – basados en los precios del crudo – con cláusulas rígidas determinando el punto de entrega. Pero entre el año 2018 y 2020, cerca del 20% de estos contratos llegarán a su fin, y muchos más expirarán hacia la década siguiente<sup>23</sup>. Los exportadores estadounidenses ofrecen actualmente términos más flexibles, como contratos de corta duración o precios fijados al índice que prefiera el comprador, e inclusive una combinación de varios índices. Además, todos los contratos de exportación estadounidenses son escritos sin incluir una cláusula de destino, lo



cual implica que los compradores pueden luego comerciar el GNL que compren. Tellurian, una nueva firma de GNL, está desarrollando un nuevo modelo según el cual los compradores tendrían una participación accionaria en sus proyectos a cambio de recibir GNL al contado. La ampliación del Canal de Panamá también ha hecho que las exportaciones de GNL estadounidense hacia el mercado asiático sean más competitivas, a pesar de que algunas compañías navieras han reclamado retrasos que han encontrado sus cargueros para pasar por las esclusas del canal. En respuesta a los cuellos de botella en el Canal, algunas compañías han enviado sus cargamentos hacia el sur del Cabo de Buena Esperanza o a través del Estrecho de Magallanes.

Avances tecnológicos, tales como los envíos de GNL a pequeña escala, también proveerán flexibilidad adicional a los suplidores en Estados Unidos para realizar envíos a mercados pequeños pero cercanos como el Caribe. Las plantas de licuefacción a pequeña escala con frecuencia utilizan tanques de almacenamiento con certificación de la ISO (*International Standards Organization*), lo cual permite que los envíos de GNL sean recibidos en cualquier instalación con una infraestructura portuaria convencional<sup>24</sup>.

Las tecnologías de almacenamiento y regasificación flotantes (FSRU, en inglés) también permitirán que los países con litoral marítimo puedan recibir y reabastecer GNL sin asumir el riesgo de invertir en una infraestructura gasífera costosa a largo plazo. Las FSRU cuestan entre 50 y 60% menos que los terminales terrestres y pueden estar operativas en la mitad del tiempo<sup>25</sup>. La primera FSRU fue construida en el año 2001, pero el mercado para estos navíos ha crecido considerablemente; para julio del 2017 había 26 FSRU operativos alrededor del mundo (23 como terminales y tres como tanqueros de GNL), y su número podría incrementar a 50 para el año 2025<sup>26</sup>.

Este incremento en el comercio de GNL – con relación al de gasoductos – aunado a la flexibilidad de contratos a futuro, también contribuirá a mercados de gas natural cada vez más interconectados; en la medida que los cargamentos puedan ser redirigidos de acuerdo a las fluctuaciones de oferta y demanda. Mientras que las exportaciones australianas de GNL suelen usualmente ir dirigidas a Asia, se espera que los destinos de las exportaciones estadounidenses sean más diversos, y que incluyan – junto a los mercados asiáticos y europeos – a países del hemisferio occidental.

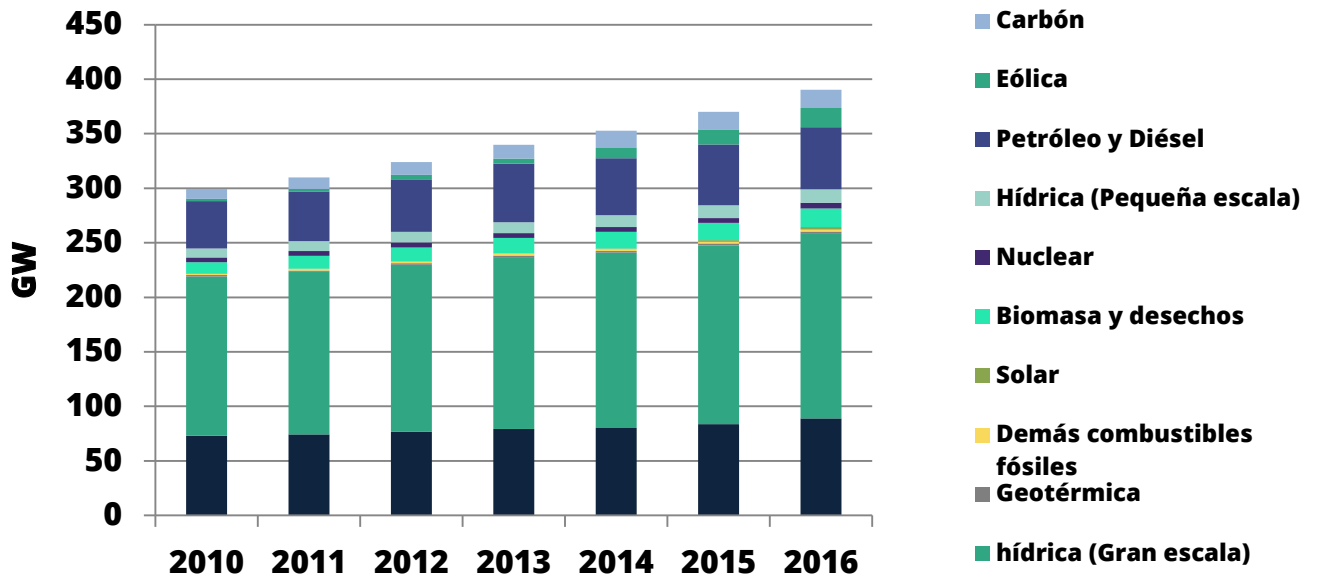
## Las exportaciones de GNL estadounidenses hacia América Latina y el Caribe

La presencia de América Latina en el mercado global del gas natural es relativamente pequeña, representando solo 7,5% del comercio por gasoducto y 6,2% del GNL. Sin embargo, varios países han incrementado sus importaciones de gas natural, sobre todo las provenientes de Estados Unidos y otros exportadores en el hemisferio occidental.

América Latina es un importador neto de gas natural, con 6,3% de la producción global y 7,3% del consumo<sup>27</sup>. La región suma en total 276,6 TCF de las reservas comprobadas de gas natural, con 4,2% de las reservas mundiales, sin embargo una gran parte de dichas reservas no han sido desarrolladas<sup>28</sup>. En la región también se encuentra un país exportador importante: Trinidad y Tobago, cuyo Complejo Atlántico de GLN (Atlantic LNG Facility) llegó a exportar aproximadamente 25,1 millones de metros cúbicos de GLN en el 2017<sup>29</sup>. Trinidad y Tobago ha visto su presencia en el mercado continental reducirse luego que la demanda estadounidense por su GNL cesara, y las nuevas exportaciones de Estados Unidos desplazasen a las trinitarias en otros países de América Latina. El consumo de gas en América Latina y el Caribe está aumentando principalmente como resultado de economías apalancadas en crecimiento de industrias con alto consumo de energía. También influye la presencia de una clase media mucho más numerosa y con mayor poder de consumo y acceso a electrodomésticos. Los pronósticos aseguran que el consumo de electricidad en América Latina y el Caribe aumentará por encima del 70% entre este año y el 2030<sup>30</sup>.

## Gráfico 6: Matriz de Energía Eléctrica en América Latina (Capacidad instalada), 2010-2016

Fuente: Reporte sobre estadísticas energéticas, 2017



## Gráfico 7: Infraestructura operacional de GNL en América Latina y el Caribe

Fuente: Instituto de Estudio Energéticos de Oxford, McKinsey Energy Insights, y actualizaciones de los autores



El porcentaje de gas natural en la matriz eléctrica regional está aumentado a medida que la cuota de otros combustibles va declinando. América Latina depende en buena medida de la energía hidráulica a gran escala alrededor de la mitad de la energía que produce. Sin embargo, las ambiciones para construir nuevas represas son bastante reducidas en vista de los costos sociales y ambientales, incluyendo deforestación y el tener que reubicar a comunidades enteras. Por ejemplo, en Chile, el gobierno nacional está cada vez más interesado en la generación eléctrica basada en el GNL luego que la ciudadanía protestara la construcción de la mega represa HidroAysén en Patagonia; el proyecto fue cancelado en 2014. En abril, el Supremo Tribunal Federal de Brasil – la corte de mayor rango en el país – dictaminó que ya no se podrá construir represas hidroeléctricas en áreas protegidas sin la autorización del congreso nacional. Adicionalmente, cambios en los patrones de lluvias debido al cambio climático vuelven la energía hidroeléctrica menos confiable en algunos países. En el año 2001, Brasil padeció de una fuerte sequía que redujo los niveles de agua en las represas, dejando a millones de personas y negocios sin electricidad. En el 2016, Colombia impuso medidas de emergencia para el ahorro de energía a fin de evitar apagones de luz luego de una sequía particularmente severa. Mientras tanto, varios países – en especial México y varias naciones insulares del Caribe – están modificando plantas energéticas alimentadas a petróleo para que funcionen con gas a fin de reducir tanto costos como la polución.

La generación de energía renovable no hidráulica está creciendo exponencialmente, pero a partir de una base muy pequeña. Las energías eólica, solar, geotérmica y de biomasa representan apenas el 10% de la matriz eléctrica de América Latina. Las fuentes de energía renovable intermitentes deben concatenarse con aquellas más establecidas, y el gas natural figura con mayor frecuencia como un combustible confiable para este fin.

El gas natural también aplica para otros usos como transporte y calefacción. Vehículos a base de este combustible son capaces de generar menores cantidades de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), aunque puedan resultar en un incremento neto sí se producen numerosas fugas en las emisiones. Para América Latina el gas natural representa apenas un 2% de los combustibles en el sector transporte, aunque Argentina y Brasil cuenten con un parque automotor importante y el número de vehículos en Bolivia también esté incrementando rápidamente<sup>31</sup>. Argentina, por ejemplo, tiene cerca de 1,7 millones de vehículos de gas natural en circulación con aproximadamente 2.500 estaciones de servicio, mientras que un promedio de 15.000 vehículos al año son readaptados para que puedan funcionar con gas natural comprimido en lugar de gasolina<sup>32</sup>.

## México

En el 2013, México emprendió un amplio conjunto de reformas enfocadas en liberalizar el sector energético, aprobando una enmienda constitucional que fundamentalmente logró eliminar los controles gubernamentales sobre el sector energético y de hidrocarburos. En gas y petróleo, la reforma energética deshizo el monopolio que tuvo por más de 75 años la petrolera estatal PEMEX. En años recientes, empresas internacionales de gas y petróleo han ganado docenas de contratos para la exploración y producción mediante rondas de licitación. Simultáneamente, compañías gasíferas, navieras y de ferrocarriles han invertido en proyectos de logística y transporte para facilitar la entrada de más compañías gasíferas y petroleras en el mercado mexicano. El año pasado, por ejemplo, Kansas City Southern y la estadounidense Bulkmatric Transport revelaron planes para invertir 50 millones de dólares en un nuevo terminal de combustibles líquidos en el estado de Nuevo León, el cual recibiría suministros por tren desde los Estados Unidos.

La reforma energética en México, aun en pleno desarrollo, está alterando de forma considerable la forma en la que el país produce y consume energía. La producción local de gas natural alcanzó un nivel máximo de 5 BCF/d en el año 2010 y desde entonces ha disminuido en 3,2 BCF/d para el 2017. Mientras, el consumo de gas se ha duplicado desde 4 BCF/d en el 2000, hasta 8 BCF/d en la actualidad a medida que nuevas instalaciones de generación energética a base de gas natural se vuelven operativas, contabilizando la mitad de este incremento. Se espera una mayor demanda anclada en la generación eléctrica para los próximos años, a medida que la

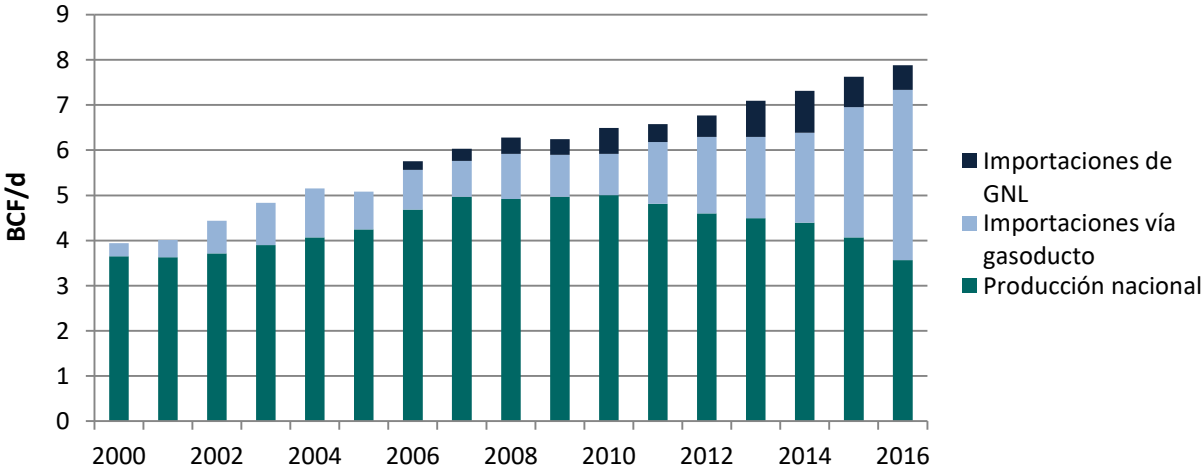
Comisión Federal de Electricidad (CFE) – controlada por el gobierno nacional – promueve una transición hacia el gas natural (más económico y ecológico) en sus instalaciones dependientes del petróleo. Simultáneamente, la demanda industrial continuaría en aumento a la vez que la CFE continúa con planes para la construcción de un complejo masivo de gasoductos. El consumo residencial y comercial también ha incrementado a un ritmo vertiginoso, pero sigue representando un porcentaje menor de la demanda total.

Ante un crecimiento acelerado en la demanda de gas natural y la producción interna en declive, México se vuelve cada día más dependiente de las importaciones. La reforma energética ha motivado inversiones en nuevos proyectos gasíferos, tanto en el interior de país como a través de la frontera con Estados Unidos. Este año se estima que estará finalizado un plan encabezado por la CFE para construir 22 nuevas tuberías abarcando un área de 10.000 kilómetros; triplicando así la capacidad de la red gasífera mexicana. En el transcurso del octubre de 2017, importaciones de gas provenientes de Estados Unidos promediaron los 4,6 BCF/d, un incremento importante desde los 0,9 BCF/d registrados en 2010, de los cuales el 91% fue a través de gasoductos.

Antes de que la terminal de Sabine Pass estuviese en funcionamiento, México dependía en su gran mayoría de Perú para abastecerse de GNL, ello complementado con envíos provenientes de Catar, Nigeria y otros proveedores. Sin embargo, desde que recibió su primer envío desde los Estados Unidos en el otoño del 2016, México ha dependido en vecino del Norte para satisfacer el 57% de su demanda de GNL, en tanto que el suministro de Perú y Nigeria es considerablemente inferior. Desde el inicio de las exportaciones, México ha sido el mayor comprador de GNL estadounidense, adquiriendo el 22% del total de sus exportaciones en 2017<sup>33</sup>.

### Gráfico 8: Suministro de gas natural en México

Fuente: Sistema de Información Energética, PEMEX, EIA



Actualmente México cuenta con tres instalaciones para regasificación de GNL. La mayoría de los envíos importados desde México llegan al terminal de Manzanillo, ubicado en la costa del pacifico mexicano. El terminal de Altamira, en el Golfo de México, también recibe cargamentos de GNL pero la instalación fue utilizada solo al 35% de su capacidad durante el 2017. El terminal de Costa Azul, en Baja California, recibe únicamente una porción limitada y esporádica de envíos ya que las plantas eléctricas son generalmente abastecidas mediante gasoductos desde Estados Unidos. La sub-utilización del terminal de Costa Azul ha llevado a su compañía propietaria, Sempra Energy, a evaluar la reestructuración de su terminal como una planta de licuefacción para exportar gas natural desde los Estados Unidos. Sin embargo, las probabilidades de que dicha reconfiguración tenga lugar en el corto plazo son bastante limitadas.

## Gráfico 9: Mercados potenciales para la generación de electricidad a base de GNL

Fuente: Instituto de Estudios Energéticos de Oxford

Región	Capacidad instalada (GW)	Capacidad potencial para la generación a base de gas (GW)	Potencial gas/Mercado de GNL (BCF)
Islas del Caribe	15.1	9.5	1.5
América Central	15.5	5.1	0.8
Total	30.6	14.6	2.4

La CFE y PEMEX tienen planes tentativos para desarrollar conjuntamente un nuevo proyecto para importar GNL mediante un complejo de FSRU localizada en el estado de Veracruz. De acuerdo a estos planes, dicha FSRU proveería de gas al centro de México y Yucatán. Envíos de GNL han contribuido a satisfacer la creciente demanda mientras que la red de gasoductos sigue en construcción. Mientras los gasoductos son completados y las plantas a base de gas alcanzan un nivel óptimo de operatividad, los flujos de GNL podrían declinar y gradualmente llevar a alternativas de gasoductos menos rentables. Sin embargo, los mercados en la costa del pacífico mexicano seguirán dependiendo del GNL. Estados Unidos continuará siendo el mayor proveedor de las importaciones mexicanas de GNL en el futuro cercano, aunque a una tasa decreciente dado que las importaciones por vía de gasoductos y la producción doméstica irán en aumento en el curso de la próxima década.

La incertidumbre en torno a la relación comercial entre México y los Estados Unidos también representa un desafío para los mercados de GNL. Las represalias que Estados Unidos podría tomar si México no accede a concesiones en temas fronterizos y comerciales han llevado a muchos mexicanos a plantear que el país reconsidere el aspecto comercial en las relaciones con Estados Unidos. Ha surgido inclusive una campaña para boicotear el maíz estadounidense bajo el lema “No Maíz Gringo” promovida a principios de este año, con el apoyo del senador federal Armando Ríos Piter. Estos pronunciamientos a favor de tomar mayor distancia de Estados Unidos tendrán mayor estridencia si el candidato nacionalista Andrés Manuel López Obrador, quien lleva actualmente la ventaja en los pronósticos, emerge victorioso en las elecciones presidenciales del Próximo 01 de Julio.

Desafíos al Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) podrían también causar complicaciones en las exportaciones de GNL de los Estados Unidos hacia México. La legislación vigente exige un “trato nacional” para exportar gas a países miembros del TLCAN, requiriendo de apenas unas semanas para que el Departamento de Energía (DOE, en inglés) otorgue autorizaciones para exportar gas a México<sup>34</sup>. Por el contrario, autorizar exportaciones hacia países con los cuales no se ha suscrito un acuerdo de libre comercio (e inclusive aquellos con los que no hay una cláusula de “trato nacional”) requiere de una determinación de interés público, evaluación ambiental y una prórroga para comentarios públicos. Si la revisión o la renegociación del TLCAN termina colocando a México en esta categoría, los exportadores se verán obligados – apenas expiren las autorizaciones vigentes – de cumplir con el mismo procedimiento para poder exportar gas natural hacia el mercado mexicano<sup>35</sup>.

## América Central y el Caribe

Los países del Caribe podrían considerarse mercados ideales para los vendedores de GNL de Estados Unidos, ya que su proximidad a la costa del Golfo de Estados Unidos permite costos de envío bajos y precios competitivos de GNL. La mayoría de los países de la región dependen actualmente de los costosos combustibles derivados del petróleo, como el gasóleo y el combustible para la generación de energía, generando precios de electricidad considerablemente más altos, incluso a escala global. Por estas razones, numerosos países caribeños están explorando proyectos de GNL, pero los desafíos significativos, incluyendo los costos de infraestructura y las cuestiones de financiamiento, han ralentizado la toma de GNL en esta región. Hasta hace poco, sólo había dos instalaciones operativas de importación de GNL en el Caribe, una en la República Dominicana y la otra en Puerto Rico, pero eso ha empezado a cambiar en los últimos años. En el 2016, Jamaica comenzó a recibir envíos de GNL desde Estados Unidos hacia un almacenamiento de GNL offshore, mientras que Barbados comenzó a recibir importaciones de GNL de origen estadounidense en contenedores ISO.

Centroamérica es otro mercado potencial importante para el GNL estadounidense. La región se enfrenta altos precios en electricidad que frenan el crecimiento económico, a un crecimiento en la demanda de energía en el sector eléctrico, industrial y transporte, y a recursos extremadamente limitados de gas natural doméstico. Sin embargo, hasta la fecha sólo Panamá ha logrado construir infraestructura de importación de GNL. Los países centroamericanos enfrentan una serie de barreras a la importación de GNL. Persisten desafíos económicos, incluyendo dificultades para acceder a financiamiento y preguntas sobre la capacidad de pago de compradores. Los mercados individuales en los países centroamericanos son generalmente demasiado pequeños para hacer económicamente viables proyectos de GNL de mayor envergadura, mientras que la red regional, SIEPAC, tiene una capacidad de sólo 300 MW y está subutilizada. Muchos países carecen de regulaciones específicas para el gas natural, incluyendo almacenamiento y distribución, y conocimiento técnico. En términos más generales, la falta de estabilidad regulatoria ha desestimulado la inversión privada. Donantes internacionales, como numerosos organismos gubernamentales estadounidenses y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), están asistiendo a los gobiernos centroamericanos para ampliar las opciones de importación de gas natural a través de talleres multilaterales, asistencia técnica, fomento de capacidad y estudios de factibilidad.

Con todo eso dicho, en el 2016 el Caribe y Centroamérica consumieron sólo 0,27 BCF/d (2.080.000 toneladas por (MTPA) año) de GNL, lo que equivale solo a 0,8% de la oferta global<sup>36</sup>. Según un informe del Instituto de Estudios Energéticos de Oxford, el mercado potencial total para el GNL en la región es de aproximadamente 2,4 BCF/d, casi nueve veces el volumen consumido en 2016<sup>37</sup>. Esta previsión asume que toda la generación de carbón y petróleo sería sustituida por el GNL; un escenario improbable. McKinsey Energy Insights proyecta que la demanda regional alcanzará los 0,6 BCF/d para el 2025, principalmente impulsados por los proyectos actuales en Panamá y la nueva generación de energía impulsada por el gas en Puerto Rico<sup>38</sup>.

Se han propuesto o están en construcción otros proyectos de GNL. Al mismo tiempo, se están desarrollando nuevas estrategias que involucran la navegación a pequeña escala a través de unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (UFAR) para superar los desafíos financieros y de infraestructura que enfrentan estos países pequeños al hacer del gas natural una opción factible. El envío de cargas de GNL en un buque de pequeña escala, como un contenedor ISO, permite que el buque realice múltiples paradas para descargar partes de su carga a mercados de pequeña demanda, reduciendo los costos de envío, dividiéndolos entre los clientes y proporcionando una opción de suministro más pequeña. Según McKinsey Energy Insights, tales llamadas "carreras de leche" podrían reducir los costos de la unidad de envío en cerca de 50%<sup>39</sup>.

AES está desarrollando dos proyectos en el Caribe basados en el modelo de distribución a pequeña escala. Además, las UFAR se están desarrollando con capacidades más pequeñas para abastecer a tales mercados. Las UFAR también ofrecen la ventaja de la flexibilidad de la demanda y el arrendamiento, lo que permite a los

pequeños países evitar la carga financiera de desarrollar una instalación permanente de regasificación en tierra, que es más costosa y puede ser subutilizada. Algunos países caribeños y centroamericanos, como Puerto Rico y el Salvador, están estudiando la utilización de UFARs para las importaciones de gas.

Hoy en día, los mercados regionales clave para el GNL estadounidense son el dominicano, el puertorriqueño, el jamaicano y el panameño.

## República Dominicana

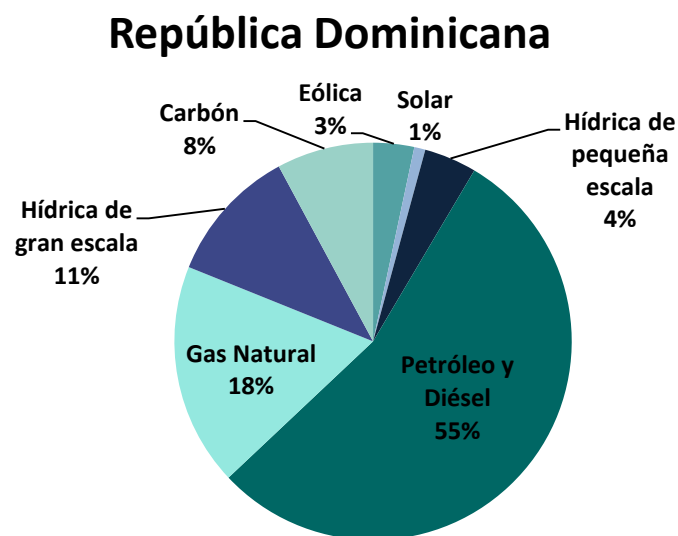
En la República Dominicana, más de la mitad de la generación de energía es alimentada por productos derivados del petróleo, mientras que el gas natural representó el 18% de la mezcla de generación de combustible en el 2016, según la Agencia Internacional de Energía (IEA, en inglés). El país recibió el primer embarque de GNL en su terminal Andrés, propiedad de AES, que abastecía de gas natural a dos centrales eléctricas, en el 2003. El crecimiento de la demanda de GNL fue lento ya que los productos petroleros ofrecían una opción más barata para la generación eléctrica. En el 2015, AES reconfiguró el terminal Andrés para recargar el GNL para envíos de pequeña escala a las islas caribeñas cercanas, como parte de una estrategia para desarrollar un mercado "Hub-and-spoke" para abastecer al Caribe y Centroamérica. El primer envío de recarga en Andrés se llevó a cabo en febrero del 2017. La compañía tiene la intención de crear una nueva demanda regional de gas natural al hacer pequeños volúmenes disponibles para los mercados que no sean lo suficientemente grandes como para construir una terminal de GNL a gran escala. Si esta estrategia funciona para AES, el GNL estadounidense podría empezar a reemplazar el petróleo como la fuente de generación para muchos pequeños mercados insulares en el Caribe Oriental.

Desde el 2016, la República Dominicana ha recibido tres embarques de GNL de la terminal Sabine Pass de Cheniere<sup>40</sup>.

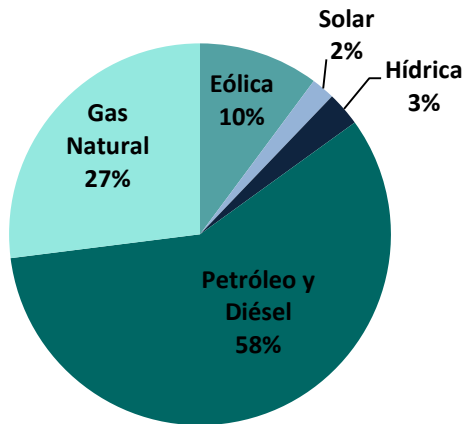
Una segunda instalación de importación, la terminal de gas antillana, está actualmente en construcción. Se alcanzó un acuerdo en el 2015 para también abastecer este terminal con gas estadounidense de Sabine Pass<sup>41</sup>.

### Gráfico 10: Generación de electricidad por combustible

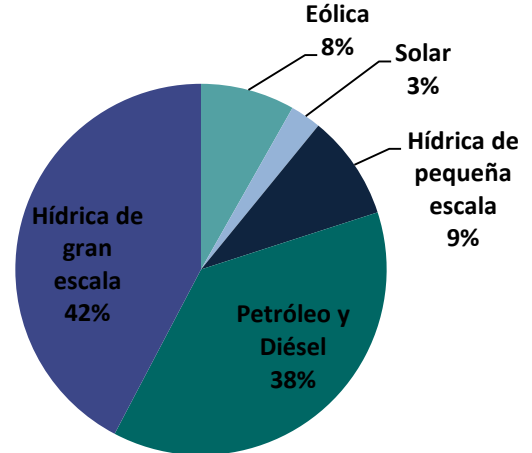
Fuente: Agencia Internacional de Energía (IEA), Energy Transition Initiative



## Jamaica



## Panamá



## Puerto Rico

El consumo de energía en Puerto Rico ha cambiado rápidamente en los últimos años a medida que la isla disminuye su dependencia de la generación basada en el petróleo. Puerto Rico está examinando nuevos cambios potenciales en su mezcla de generación de electricidad a medida que se reconstruye después del devastador huracán María del año pasado. Tan recientemente como en el 2011, el petróleo representaba alrededor del 80% de la electricidad generada, aunque en el 2016 esta cifra disminuyó al 47%, mientras que el gas natural representó el 34% de la generación<sup>42</sup>.

La única terminal de importación de GNL en Puerto Rico abrió en el 2000 en Peñuelas, al sur de la isla. Un segundo terminal de importación, el Aguirre offshore GasPort Project, está propuesto por Excelerate Energy como un UFAR de la costa sur. El proyecto, planeado desde el 2008, se ha retrasado por cuestiones medioambientales y legales. En agosto del 2017, como resultado de la presentación de la bancarrota de la utilidad pública, PREPA, Excelerate canceló el contrato. Sin embargo, la empresa señala que el proyecto sigue en proceso y afirma que entrará en servicio en el 2019<sup>43</sup>.

El huracán María golpeó a Puerto Rico el 20 de septiembre del 2017, dejando sin energía a más de 1,5 millones de personas y destruyendo gran parte de la infraestructura de transmisión de electricidad en la isla. El país se encuentra ahora en una recuperación lenta, y se están tomando medidas para reevaluar la red eléctrica y mejorar su resiliencia en caso de futuros huracanes o desastres naturales<sup>44</sup>. Este esfuerzo podría impactar la mezcla de generación eléctrica y aumentar significativamente el consumo de gas natural en lugar del petróleo.

El estatus de Puerto Rico como territorio estadounidense complica un poco las cosas. Bajo la ley Marina Mercante de 1920, conocida como la Ley Jones, el envío de mercancías entre dos puertos estadounidenses debe llevarse a cabo en buques con pabellón estadounidense. En la actualidad, no existen buques de GNL con pabellón estadounidense, lo que prohíbe los envíos de GNL desde el continente directamente a Puerto Rico. En cambio, Puerto Rico se suministra con GNL de Trinidad y Tobago. Después del huracán María, se emitió una exención de la ley Jones para Puerto Rico, permitiendo que las mercancías fluyan en buques extranjeros. La decisión de prorrogar temporalmente o permanentemente la exención se sigue debatiendo. Una exención permanente de la ley Jones abriría la puerta para que el GNL de Estados Unidos reemplace el gas suministrado del extranjero.



## Jamaica

Históricamente, Jamaica ha dependido en gran medida del petróleo para la generación de electricidad. En el 2015, el petróleo representó 90% del consumo de combustible, con las energías renovables representando el 10% restante, pero en el 2016, el gas natural fue más de un cuarto de la generación. Jamaica intentó importar GNL desde el 2004, pero esos esfuerzos se encontraron repetidamente con resguardos de los países de abastecimiento y el financiamiento de los proyectos. En noviembre del 2015, la compañía jamaíquina de energía eléctrica (JPS) firmó un acuerdo de suministro con la New Fortress Energy (NFE) con sede en Estados Unidos, para abastecer la planta de energía Bogue, de 120 MW, con gas natural. NFE inicialmente planeó abastecer la isla con las cargas ISO en pequeñas escala, desde sus instalaciones en el estado de Florida, pero la firma finalmente se decidió con las cargas convencionales en lugar de otras, y el primer envío de GNL fue suministrado a la planta en el 2016. En enero del 2018, NFE firmó un contrato de 15 años con Golar LNG Partners para alquilar un UFAR en Jamaica. El GNL importado abastecerá a la planta de Bogue mejorada y a la nueva planta de energía de Harbour Bay de 190 MW, que está programado para entrar en línea en 2019. NFE también ha firmado un acuerdo para la construcción de una tercera planta de energía de gas natural en Clarendon, con la construcción prevista para comenzar este año<sup>45</sup>. Cuando se complete la planta, Jamaica tendrá 404 MW de generación suministrada por gas natural, que alcanza aproximadamente 44% de la capacidad total de generación eléctrica del país.

Además de la nueva generación de gas, Jamaica está instando al sector industrial a la transición de su consumo de combustible a gas natural. Jamalco, una empresa de bauxita, y la cervecera de la cual Heineken es dueña, Red Stripe, han firmado acuerdos de suministro de gas natural con NFE, mientras hacen la transición hacia combustibles a base de petróleo<sup>46</sup>.

NFE también ha expresado interés en crear un centro de GNL en Jamaica para abastecer otras islas. La compañía tiene el suministro y la infraestructura alineada pero se enfrentarían competencia de estrategias similares implementadas por AES en la República Dominicana y Panamá. NFE ha firmado acuerdos a largo plazo para suministrar a Jamaica con GNL para tres centrales eléctricas, estableciendo una fuerte presencia estadounidense en la transición energética jamaíquina.

## Panamá

Las necesidades de energía doméstica de Panamá, combinadas con su ubicación estratégica, crean una oportunidad única para el crecimiento del sector de GNL del país. Panamá actualmente no consume gas natural para la generación de electricidad, confiando principalmente en generación hidroeléctrica con algo de capacidad de petróleo y carbón. Se espera que la demanda de electricidad aumente a una tasa de 6% por año hasta el 2030, principalmente debido a la expansión del Canal de Panamá. El Plan Energético Nacional 2015-2050 del gobierno panameño exige la introducción de gas natural a la mezcla de electricidad, trayendo gas desde 0 a 49% del total para el 2050<sup>47</sup>.

En el 2015, AES ganó un contrato en un proceso competitivo de licitación para construir una planta energética de ciclo combinado de 380 MW, junto con un terminal de GNL y un tanque de almacenamiento, cerca de la entrada caribeña del Canal de Panamá, en Colón. La instalación comenzó a probarse en enero del 2018 y debería estar en línea más adelante este año. AES firmó un contrato de asociación con la empresa francesa Engie para comercializar y vender GNL a los países de América Central desde la terminal de GNL, apodada Costa Norte<sup>48</sup>. La mayor parte del gas vendido desde Costa Norte será originaria de los Estados Unidos a través del proyecto Cameron LNG, que está programado para entrar en línea este año. Similarmente a la operación que AES estableció en la República Dominicana, está adoptando la estrategia de mercado "hub-and-spoke" en su instalación en Panamá, con el objetivo de crear una nueva demanda regional de gas natural mediante la

importación de grandes cargamentos de GNL y envíos más pequeños a mercados centroamericanos y caribeños más cercanos, junto con la instalación de GNL de AES en República Dominicana, Costa Norte ofrecerá a AES una capacidad combinada de 0,4 Bcf/d (3 MTPA) para abastecer mercados más pequeños en el Caribe y América Central con GNL estadounidense<sup>49</sup>. Panamá también podría exportar electricidad desde centrales eléctricas de gas a otros países de América Central a través de SIEPAC.

En el 2015, Martano Inc., una empresa china, consiguió otro acuerdo para construir una central de gas de ciclo combinado de 400 MW en Panamá. Se espera que el proyecto se ponga en marcha en el 2020 y sea mantenido con GNL de Australia.

Otros países centroamericanos como El Salvador y Honduras también están explorando opciones de GNL. En el 2013, El Salvador adjudicó un contrato para la construcción de una central de gas natural de 355 MW, con Royal Dutch Shell como el proveedor a través de una FSRU. Sin embargo, los planes para este proyecto se retrasaron, y el país está ahora considerando una FSRU para evitar la construcción costosa de infraestructura de regasificación. El Salvador está buscando aumentar el uso de gas natural comprimido para vehículos, lo que ampliaría el mercado de gas natural en el país. Honduras solicitó al BID llevar a cabo un estudio de factibilidad para el GNL.

## América del Sur

América del Sur actualmente representa solo el 5% de la demanda de GNL, pero sigue siendo un mercado atractivo para los vendedores estadounidenses. Muchos países en el continente son importantes productores de gas natural, pero las políticas de energía estatal han disuadido la inversión, ocasionando una baja en la producción de gas. Al mismo tiempo, las tensiones políticas entre los países han desestimulado el comercio de energía. Como resultado, la capacidad de los productores regionales para abastecer a sus vecinos menos dotados ha sido limitada. El desajuste entre la demanda y producción nacional en Brasil, Argentina, Chile y Colombia ha llevado a los cuatro países a depender en distintos niveles del GNL, y los vendedores de Estados Unidos están bien posicionados para competir en esos mercados.

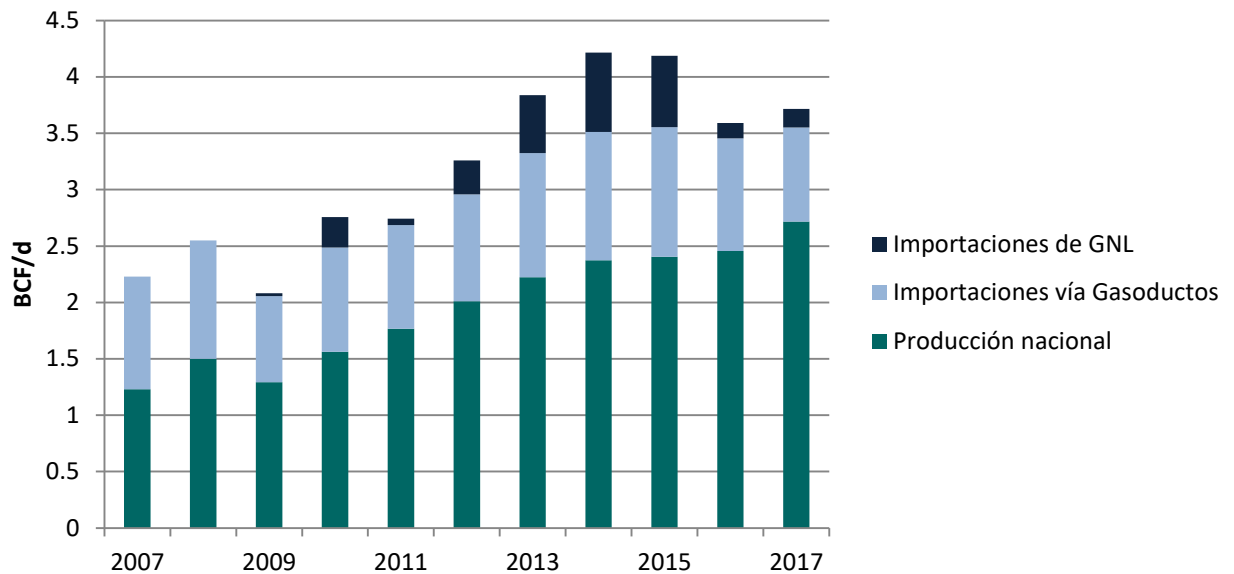
### Brasil

Brasil, el gigante sudamericano, representó la mitad de toda la demanda en el continente. El país históricamente dependía de la energía hidroeléctrica, que representaba el 65% de la generación eléctrica en el 2016<sup>50</sup>. En el 2015, el sector eléctrico significó el 39% de la demanda total de gas – casi lo mismo que el total de la industria<sup>51</sup>. La producción de gas natural nacional promedió alrededor de 3,9 BCF/d en el 2017 y la producción ha estado aumentando a medida que Brasil continúa desarrollando sus recursos de gas natural, particularmente en los gigantescos campos costa afuera de la capa pre-sal<sup>52</sup>. La industria petrolera reinyecta una gran cantidad de gas producido para impulsar producción de crudo dado que los productores priorizan el petróleo, y también por la falta de infraestructura de oleoductos para llevar el gas a la orilla. En el 2017, la reinyección de gas representó aproximadamente 25% de la producción en bruto, una cantidad que excede las importaciones a través de oleoductos desde Bolivia, el principal proveedor de gas de Brasil. La utilización de dos ductos costa afuera existentes y una tercera tubería en construcción traerá más gas al mercado<sup>53</sup>.

Brasil tiene un contrato de importación con Bolivia para el suministro de hasta 1,0 BCF/d, aunque Brasil optó por disminuir esta cantidad a 0,5 BCF/d en febrero del 2017<sup>54</sup>. El contrato de suministro con Bolivia vence en el 2019, y los dos países ya informaron que están en conversaciones sobre la renegociación del acuerdo. Se espera ampliamente que Brasil busque volúmenes de tubería más bajos de Bolivia debido al aumento de la producción nacional de producción pre-sal. Ese cambio abriría el suministro de gas desde Bolivia a Argentina, y potencialmente reduciría la necesidad de importar GNL.

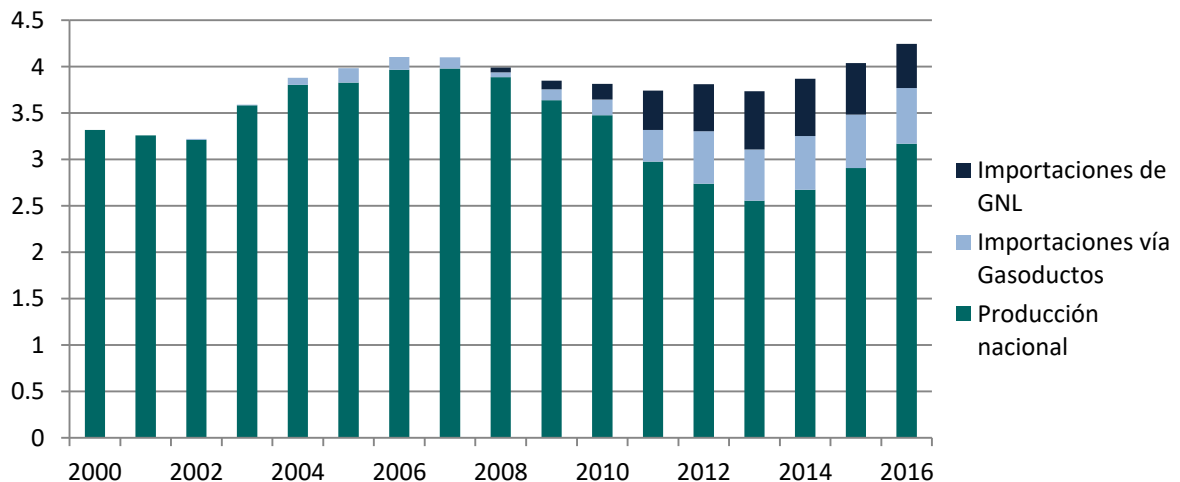
## Gráfico 11: Suministro de gas natural en Brasil

Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Brasil, IHS Markit



## Gráfico 12: Suministro de gas natural en Argentina

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, IHS Markit



La poca lluvia entre el 2012 y el 2015 provocó un aumento del consumo de gas natural para la generación de energía ya que la capacidad hidroeléctrica se vio afectada, lo que requirió un aumento de las importaciones de GNL. El aumento de las lluvias en 2016, junto con un segundo año de fuerte recesión económica, condujo a una menor demanda de gas para electricidad. En el 2017, las importaciones globales de GNL se mantuvieron bajas en comparación con el 2012-2015; sin embargo, Brasil importó cinco cargas de GNL de los Estados Unidos, en la medida que aumentó el suministro de GNL desde Sabine Pass<sup>55</sup>. Se espera que fluya más GNL desde la Costa del Golfo cuando la nueva oferta esté operativa y crezca la demanda para el gas natural de Brasil.

En Brasil, el GNL es utilizado principalmente como fuente de energía de respaldo para cuando la demanda de electricidad excede la capacidad de generación de energía hidroeléctrica y otras fuentes renovables. Por esta razón, Brasil solo compra GNL en el mercado spot cuando es necesario. El productor estatal de petróleo y gas Petrobras es actualmente el único importador de GNL de Brasil, con dos FSRU en Pecém y Bahia, en el noreste del país. Una tercera terminal en la Bahía de Guanabara cerca de Río de Janeiro está actualmente inactiva y carece de una FSRU.

Sin embargo, el papel a largo plazo de Petrobras como importador de GNL es cuestionable. Un escándalo masivo de sobornos en la empresa salió a la luz en el 2014, lo cual llevó a amortizaciones de activos y pérdidas financieras. Después de eso, Petrobras ha tratado de desinvertir activos no esenciales. El presidente ejecutivo Pedro Parente, quien tomó la empresa en el 2016, ha expresado públicamente su deseo de salir del negocio de GNL. Pero no ha habido movimiento claro en esa dirección.

Otras empresas no estatales están considerando nuevas terminales de regasificación que implicarían proyectos de GNL a cable para la generación de electricidad y uso industrial. El proyecto con mayores probabilidades de comenzar operaciones es el de Sergipe, que tiene un contrato para la construcción de una planta de energía de gas natural de 1,5 gigavatios. La planta sería abastecida por Ocean LNG, una empresa conjunta de Qatar Petroleum y ExxonMobil. QP ha dicho que las entregas de GNL podrían comenzar en el 2020.

Muchas más propuestas están sobre la mesa, incluida la toma de acuerdos con exportadores estadounidenses. El gobierno brasileño muestra apoyo para estos proyectos de importación a través de su campaña de "Gas para crecer", que exige la construcción de hasta siete Terminales de GNL para el 2020.<sup>56</sup> La capacidad hidráulica en Brasil está completamente desarrollada, por lo que cualquier crecimiento en la demanda de potencia base sería probablemente satisfecha con gas natural, especialmente GNL, como se espera que la producción doméstica crezca a un ritmo más lento que demanda. Según IHS Markit, la demanda de GNL podría aumentar casi seis veces entre el 2017 y el 2027.<sup>57</sup> Ya que Brasil no tiene contratos de suministro de GNL a largo plazo, el GNL estadounidense tendría que competir en el mercado spot con muchos otros proveedores globales, incluidos Trinidad y Tobago, Nigeria y Catar.

## **Argentina**

Argentina es un importante productor de gas natural con enormes recursos de gas de esquisto en la formación de Vaca Muerta, en la Cuenca del Neuquén, y en otros lugares. Sin embargo, el desarrollo de estos recursos está apenas comenzando a tener éxito luego que el presidente Mauricio Macri – quien tomó posesión a finales del 2015 – empezara a dismantelar los controles sobre el precio de la energía, así como restricciones al intercambio de divisas, vigente desde el *default* del 2001 y la sucesiva crisis económica.

Luego de la recesión en Argentina, el consumo de gas aumentó en un 60% entre el 2002 y el 2016, en gran parte debido a la expansión económica y subsidios gubernamentales al precio del gas. Hoy, la generación de energía eléctrica representa aproximadamente 35% del consumo de gas, mientras que la demanda industrial y residencial representa 26% y 23% respectivamente.

Argentina actualmente tiene dos terminales FSRU activas. Las primeras importaciones de GNL al país llegaron en el 2008 a terminal Bahía Blanca, mientras que la segunda terminal de GNL, en Escobar, fue encargada en el 2011. Ambas instalaciones se encuentran en la provincia de Buenos Aires. El GNL se compra en el mercado *spot*. Al principio, las importaciones de GNL se concentraron durante los meses de invierno del hemisferio sur, pero con el tiempo entregas se hicieron necesarias a lo largo del año, ya que el subsidio del gas inflaba la demanda incluso cuando la producción nacional cayó. Argentina depende de las importaciones de gas por tubería desde Bolivia a través de un contrato que expira en el 2026. Se llegó a un acuerdo en el 2010 para aumentar gradualmente las importaciones bolivianas a alrededor de 70% para el 2021. Sin embargo, el futuro de

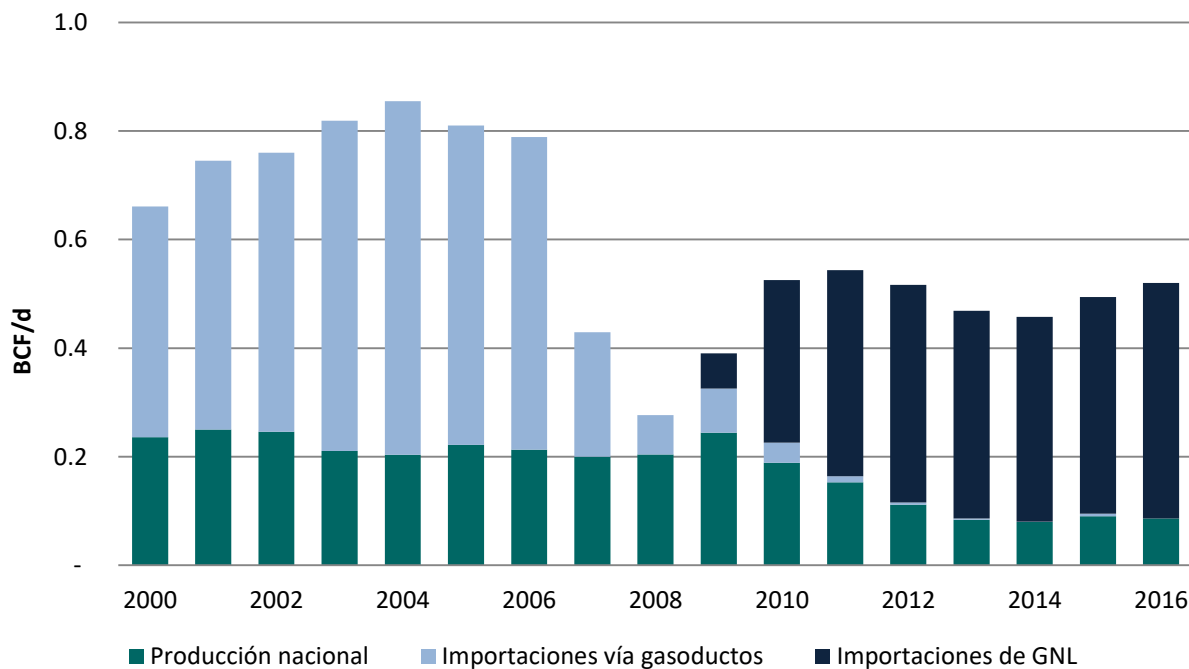
la oferta boliviana es incierto. La demanda propia de Bolivia ha crecido fuertemente en los últimos años, mientras que la nueva producción ha entrado en línea lentamente, y el contrato de exportación entre Bolivia y Brasil precede sobre otros compromisos. Como resultado, Bolivia a menudo no ha podido cumplir con los volúmenes contractuales que se supone debe enviar a Argentina. El déficit de gas boliviano ha llevado a Argentina a importar gas por oleoducto desde Chile durante los últimos años durante meses de demanda máxima de invierno.

Se han propuesto dos proyectos para FSRU adicionales, pero el progreso ha sido lento. Una terminal planificada por el importador estatal de GNL, Enarsa, sería una FSRU ubicada cerca de Bahía Blanca y que posiblemente comenzaría a estar operativa en agosto del 2018. Una segunda terminal, propuesta por la petrolera estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) estaría ubicado cerca del terminal existente: Escobar, y está programada para entrar en línea entre el 2018 y 2020. Es poco probable que ambos proyectos se construyan, debido a las preocupaciones sobre el exceso de capacidad.

El suministro de GNL a Argentina proviene de una variedad de países a través del mercado al contado. En el 2017, Catar, Guinea Ecuatorial y Trinidad y Tobago proporcionaron la mayoría de las importaciones de GNL en Argentina, mientras que Estados Unidos suministró cinco cargas desde Sabine Pass. Se espera que la demanda de GNL en Argentina disminuya con el tiempo mientras la producción nacional de Vaca Muerta y otras áreas adquieran mayor velocidad. La producción se ha ido incrementando desde el 2014, y el aumento de actividad industrial indica seguirá aumentando próximamente. Wood Mackenzie proyecta que la producción de gas de Vaca Muerta podría superar los 0,67 BCF/d para el próximo año – aproximadamente el triple de la producción del 2017 – y superar los 3,5 BCF/d para el 2026. Incluso con tal crecimiento en la producción nacional de gas, el GNL probablemente continuaría jugando un papel en el cumplimiento de los picos de demanda de los próximos inviernos, y el creciente suministro de GNL en los Estados Unidos puede empujar envíos de otros países.

### Gráfico 13: Suministro de gas natural en Chile

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, IHS Markit



## Chile

A diferencia de muchos países de América del Sur, Chile no tiene una reserva abundante de hidrocarburos, haciéndolo dependiente de las importaciones de combustible para satisfacer sus necesidades energéticas. La decisión Argentina del 2004, de cortar en gran medida las exportaciones de gas a Chile tuvo un efecto devastador, obligando al país a restringir drásticamente el consumo de energía hasta que los terminales de GNL, recién construidos, puedan balancear el desequilibrio. A pesar de que Chile limita con Bolivia y sus abundantes recursos gasíferos, el descontento persistente a causa de la Guerra del Pacífico (1879 – 1884) en la cual Chile se apoderó de toda la costa boliviana, ha impedido el desarrollo de comercio de gas bilateral.

El carbón y la energía hidroeléctrica alimentan conjuntamente la mayor parte de generación eléctrica chilena, pero el 61% del gas natural importado a Chile va hacia el sector energético<sup>58</sup>. Es probable que Chile continúe incrementando sus importaciones de GNL, junto con la transición de la generación de petróleo a gas. La oposición pública a proyectos hidroeléctricos a gran escala también empuja a Chile hacia una mayor dependencia en plantas de energía a base de gas, mientras que se espera aumente también la demanda residencial e industrial de gas. Otras fuentes de energía renovable, particularmente solar, también están creciendo rápidamente.

Chile tiene dos terminales de importación de GNL activas, en Quintero y Mejillones, que han operado desde el 2009 y 2010 respectivamente. La instalación de Quintero se ha expandido una vez, con otra expansión de la capacidad propuesta para comienzos de la próxima década. Mejillones también está siendo considerado para expansión. Se han propuesto múltiples nuevos terminales de GNL para otras partes del país, pero al igual que con otros proyectos de GNL, no es probable que todas las propuestas se completen.

Trinidad y Tobago ha sido el principal proveedor de GNL para Chile, proporcionando el 90% de las importaciones del país en el 2015. Sin embargo, con el inicio del suministro de GNL desde Estados Unidos, los volúmenes de Trinidad y Tobago han disminuido; en el 2016, Estados Unidos representó el 18% de las importaciones chilenas de GNL<sup>59</sup>. Las entregas de Estados Unidos a Chile probablemente crecerán significativamente en el futuro, ya que los compradores chilenos han firmado acuerdos de compra con las instalaciones de GNL en Corpus Christi y Cameron, en la costa del Golfo de los Estados Unidos, que comenzarán a operar a fines del próximo año.

## Colombia

Colombia depende de la hidroelectricidad para generar alrededor del 85% de la electricidad del país. La producción de gas natural alcanzó su punto máximo en el 2013 pero ha caído desde entonces, con el estancamiento de inversión *upstream*, ya que las empresas retrocedieron tras la caída del precio del petróleo en el 2014. Como resultado, Colombia ha hecho la transición de un exportador a importador neto de gas natural.

Los planes para importar gas por oleoducto desde Venezuela han estado en discusión desde el 2012, pero dada la agitación política en Venezuela y el colapso de su sector energético, es poco probable que el gas fluya en el corto plazo. En 2016, Colombia encargó su única terminal de GNL existente en el puerto caribeño de Cartagena. El GNL se compra en el mercado *spot* y se almacena en dos tanques de almacenamiento en tierra, que se utilizan para proporcionar un suministro intermitente de para la generación de energía, basada en la disponibilidad de energía hidroeléctrica. Desde que se abrió, la instalación solo ha tomado dos cargamentos de GNL, ambos provenientes de Trinidad y Tobago.

Se espera que las importaciones de GNL aumenten lentamente a medida que la demanda crezca y la producción continúe disminuyendo. IHS Markit proyecta importaciones a la meseta de alrededor de 0,3 BCF/d para aproximadamente el 2028<sup>60</sup>. La proximidad de la terminal de Cartagena a la Costa del Golfo de los Estados Unidos crea un mercado potencial para las exportaciones estadounidenses mientras se expande el apetito colombiano por el GNL. A corto plazo, Colombia puede depender de envíos convencionales intermitentes o mirar

hacia Panamá para encontrar suministros a pequeña escala para la demanda estacional.

## Conclusión

Los próximos años verán un cambio importante en el comercio hemisférico del gas natural, ya que el aumento de las exportaciones de GNL de los Estados Unidos desplazará cada vez más los volúmenes de otros exportadores. Los desarrollos tecnológicos en GNL en pequeña escala y flotante, así como un movimiento hacia términos de contrato más flexibles, están haciendo que el mercado de gas regional sea más líquido y permita que se abran nuevos mercados. Los precios y la distancia de la oferta determinarán principalmente dónde terminan los cargamentos de GNL de Estados Unidos.

Sin embargo, la política también puede afectar al mercado de GNL. La administración de Trump ha adoptado un enfoque agresivo hacia las exportaciones de energía y ayudó a las empresas estadounidenses a firmar ofertas de suministro en todo el mundo, mientras continuaba la asistencia técnica en la política de gas natural a los países vecinos. Al mismo tiempo, la incertidumbre sobre los acuerdos de libre comercio es desfavorable para las exportaciones de gas estadounidense. Estas dinámicas de política podrían tener implicaciones significativas para las exportaciones de GNL a América Latina y el Caribe en el corto plazo.

Las condiciones en los países de América Latina y el Caribe son una variable importante. ¿Los países con grandes reservas de gas tendrán éxito en sus esfuerzos para impulsar la producción? ¿Preocupaciones sobre el cambio climático en el largo plazo conducirán a un auge en generación de energía renovable no-hidroeléctrica, en última instancia desplazando el gas? ¿La integración regional del comercio de gas y electricidad expandirán, creando oportunidades comerciales para importar GNL estadounidense en algunos países a la vez que reduciendo la necesidad de gas estadounidense en otros? Estos problemas determinarán hasta qué punto América Latina se convertirá en el próximo gran mercado para las exportaciones de GNL estadounidense.

## Referencias

1. Energy Information Administration, "United States expected to become a net exporter of natural gas this year," (August 9, 2017), <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=32412>.
2. Energy Information Administration, "Short-term energy outlook" (January 9, 2018), <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>
3. Naureen S. Malik, "U.S. Becomes a Net Gas Exporter for the First Time in 60 Years," Bloomberg (January 11, 2018) <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-01-10/u-s-became-a-net-gas-exporter-for-the-first-time-in-60-years>
4. Ibid
5. Energy Information Administration, "U.S. liquefied natural gas exports have increased as new facilities come online," (Diciembre 7, 2017), <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=34032>
6. Ibid
7. Energy Information Administration, "Annual Energy Outlook 2017: Table: Natural Gas Imports and Exports," (January 5, 2017), <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=76-AEO2017&region=0-0&cases=ref2017&start=2015&end=2050&f=A&linechart=ref2017-d120816a.3-76-AEO2017~ref2017-d120816a.10-76-AEO2017&ctype=linechart&sourcekey=0>
8. Ibid

9. Michael Ratner et al., "U.S. Liquefied Natural Gas (LNG) Exports: Prospects for the Caribbean," Congressional Research Service (Noviembre 1, 2017)
10. David P. Armstrong and Aryan Moniri, "LNG Development and Financing in the US – Market Update," Skadden (September 19, 2017) [https://www.skadden.com/insights/publications/2017/09/insights-quarterly-september/lng\\_development\\_and\\_financing\\_in\\_the\\_us](https://www.skadden.com/insights/publications/2017/09/insights-quarterly-september/lng_development_and_financing_in_the_us)
11. Sarah Ladislaw, Jane Nakano, Adam Sieminski, and Andrew Stanley, "U.S. Natural gas in the Global Economy", CSIS, (October 2017), <https://www.csis.org/features/us-naturalgas-global-economy>
12. Michael Ratner et al., "U.S. Liquefied Natural Gas (LNG) Exports: Prospects for the Caribbean," Congressional Research Service (November 1, 2017)
13. Ibid.
14. Maya Weber, Ross Wyeno, Rachel Adams-Heard, "To deal with global supply glut, US LNG export developers thinking outside the box", The Barrel/ Platts, (September 14, 2017)
15. Ibid.
16. Ibid.
17. Michael Ratner et al., "U.S. Liquefied Natural Gas (LNG) Exports: Prospects for the Caribbean," Congressional Research Service (November 1, 2017)
18. BP Global, "BP Energy Outlook 2017" (2017) <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energyoutlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf>
19. BP Global, "BP Statistical Review of World Energy June 2017," (June 2017) <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bpstatistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>
20. BP Global, "BP Energy Outlook 2017" (2017) <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energyeconomics/energyoutlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf>
21. Natalie Obiko Pearson, Ryan Collins and Tim Loh, "A Worldwide Gas Glut Claims \$27 Billion Victim in Canada," Bloomberg (July 26, 2017) <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-07-25/petronas-drops-plan-to-build-27billion-canada-lng-terminal>
22. Ibid.
23. Naureen S Malik and Anna Shiryayevskaya, "Can the U.S. Crack the \$90 Billion LNG Market?," Bloomberg (November 02, 2017) <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-11-02/canthe-u-s-crack-the-90-billion-lng-market>
24. Michael Ratner et al., "U.S. Liquefied Natural Gas (LNG) Exports: Prospects for the Caribbean," Congressional Research Service (November 1, 2017)
25. Brian Songhurst, "The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)," the Oxford Institute for Energy Studies (July, 2017), <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/07/The-Outlook-for-Floating-Storage-and-Regasification-Units-FSRUs-NG-123.pdf>



26. Ibid.
27. BP, "BP Statistical Review of World Energy June 2017," (June 2017)  
<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statisticalreview-of-world-energy-2017-full-report.pdf>
28. Ibid.
29. Government of the Republic of Trinidad and Tobago, Ministry of Energy and Energy Industries, "Consolidated Monthly Bulletins January-December 2017," (Feb. 5, 2018) <http://www.energy.gov.tt/wp-content/uploads/2018/02/MEEIConsolidated-Monthly-Bulletins-January-December-2017-1.Pdf>
30. Banco Inter-Americano de Desarrollo (BID), "La Red del Futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina," (December 2017), <https://publications.iadb.org/handle/11319/8682#sthash.q70oz1Pn.dpuf>
31. Enerdata, "Zero Carbon Latin America," (2015)
32. Carlos Arbia, "Posible quita de subsidios pone en riesgo la continuidad del GNC para autos particulares," Infobae (May 10, 2017) <http://www.infobae.com/economia/2017/05/10/el-gobierno-eliminaria-la-utilizacion-de-gnc-en-los-autos-particulares/>
33. DOE, "Monthly and Annual LNG Reports" (2017) <https://energy.gov/fe/listings/lng-reports>
34. Jason Bordoff and Sam Walsh, "How Might a US-Mexico Trade Conflict Affect Trade in Natural Gas?" Columbia University School of International and Public Affairs, Center on Global Energy Policy, (22 February 2017)
35. Ibid.
36. OIES, The potential market for LNG in the Caribbean and Central America, (November 2017), <https://www.oxfordenergy.org/publications/potential-market-lngcaribbean-central-america/>
37. Naureen S Malik and Anna Shiryaevskaya, "Can the U.S. Crack the \$90 Billion LNG Market?," Bloomberg (November 02, 2017) <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-11-02/canthe-u-s-crack-the-90-billion-lng-market>
38. Yasmine Zhu, Will a gas market develop in the Caribbean? McKinsey Energy Insights (November 2017) <https://www.mckinseyenergyinsights.com/insights/will-a-gas-marketdevelop-in-the-caribbean/>
39. Ibid.
40. DOE, "Monthly and Annual LNG Reports" (2017) <https://energy.gov/fe/listings/lng-reports>
41. Dominican Today, "Dominican Republic Natural Gas Facility to Save US\$300M yearly: Mogul" (March 13, 2015), <https://dominantoday.com/dr/economy/2015/03/13/dominicanrepublic-natural-gas-facility-to-save-us300m-yearly-mogul/>
42. Energy Information Administration, "Puerto Rico's Electricity Service is Slow to Return after Hurricane Maria", (October 24, 2017), <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=33452>
43. Wall Street Journal, "Puerto Rico Gasport Project Stalls Over Utility Bankruptcy", (Aug. 3, 2017) <https://www.wsj.com/articles/puerto-rico-gasport-project-stalls-over-utility-bankruptcy-1501802844>; Exceleerate Energy, <http://exceleerateenergy.com/project/aguirre-offshore-gasport-2/>

44. David Ferris, "Heavyweights Offer Sweeping Changes to Puerto Rico's Grid," E&E News (December 12, 2017) <https://www.eenews.net/stories/1060068733/>
45. JPS, "JPS Signs Power Purchase Agreement with New Fortress-Third LNG Power Plant to be Constructed in Jamaica", (August 24, 2017) <https://www.jpSCO.com/jpssigns-power-purchase-agreement-with-new-fortress-third-lngpower-plant-to-be-constructed-in-jamaica/>
46. Ieda Gomes and Martin Lambert, OIES, "The potential market for LNG in the Caribbean and Central America", (November 2017), <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/12/The-potential-market-for-LNG-in-theCaribbean-and-Central-America-NG-124.pdf>
47. Secretaria Nacional de Energía, Plan Energético Nacional 2015 - 2050, (April 21, 2017), <http://www.energia.gob.pa/energia/wp-content/uploads/sites/2/2017/06/PlanEnergetico-Nacional-2015-2050-1.pdf>
48. AES, "ENGIE and AES Agree to Expand Their LNG Marketing Partnership to Central America" (May 05, 2017) <http://www.aes.com/investors/press-releases/press-releasedetails/2017/ENGIE-and-AESAgree-to-Expand-theirLNGMarketing-Partnership-to-Central-America/default>.
49. Ieda Gomes and Martin Lambert, Op. Cit. p 17, (November 2017), <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/12/The-potential-market-for-LNG-in-theCaribbean-and-Central-America-NG-124.pdf>
50. IEA, Brazil "Electricity and Heat for 2015," (2015), <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BRAZIL&product=electricityandheat&year=2015>
51. Ministry of Energy and Mines, "Boletim Mensal de Acompanhamento Da Indústria de Gás Natural", (September 2017), [http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/Boletim\\_Gas\\_Natural\\_nr\\_127\\_SET\\_17.pdf/fcba89e4-2743-409e-8e74-5544ac3118b7](http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/Boletim_Gas_Natural_nr_127_SET_17.pdf/fcba89e4-2743-409e-8e74-5544ac3118b7)
52. ANP, "Dados estatísticos: Produção nacional de gás natural (metros cúbicos)," (January 17, 2018) <http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>.
53. Ieda Gomes, OIES, "The Vanishing LNG Market in Brazil", (April 2017) <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/04/The-vanishing-LNG-market-in-Brazil.pdf>
54. Ibid.
55. DOE, Monthly and Annual LNG Reports, <https://energy.gov/fe/listings/lng-reports>
56. Jeff Fick, "Brazil to Send New Natural Gas Regulations to Congress by End-2017: Official" Platts (September 25, 2017) <https://www.platts.com/latest-news/natural-gas/riodejaneiro/brazil-to-send-new-natural-gas-regulations-to-21054876>
57. IHS Markit, "LNG Market Profile Brazil", (Sept. 11, 2017)
58. Anouk Honoré, "South American Gas Markets and the Role of LNG" (October 2016) <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/10/South-American-Gas-Marketsand-the-Role-of-LNG-NG-114.pdf>
59. IHS, LNG Market Profile Chile, (October 19, 2017)
60. IHS Markit, "LNG Market Outlook: Colombia", (October 10, 2017)