



# ESTUDIO DEL MERCADO DE METANO EN LAS MINAS DE CARBÓN DE COLOMBIA



## TABLA DE CONTENIDOS

1.0 Resumen ejecutivo.....	4
1.1 Introducción.....	4
1.2 Uso de energía de Colombia.....	4
1.2.1 Carbón.....	4
1.2.2 Electricidad.....	4
1.2.3 Gas natural.....	5
1.3 Minas de carbón y recursos de metano de capas de carbón y emisiones de metano.....	6
2.0 Mercado del carbón.....	9
2.1 Descripción general .....	9
2.2 Producción de carbón .....	9
2.2.1 Distribución geográfica .....	9
2.2.2 Tipo y calidad del carbón .....	11
2.2.3 Propiedad de la compañía de carbón.....	11
2.2.4 Tendencias de la producción de carbón .....	12
2.3 Oferta y demanda .....	13
2.4 Importaciones y Exportaciones .....	13
2.5 Regulaciones del mercado del carbón .....	15
2.5.1 Agencias reguladoras .....	16
2.5.2 Reglamentos vigentes.....	16
2.6 Precios del mercado en Colombia.....	17
3.0 Mercado Eléctrico.....	17
3.1 Descripción general .....	17
3.2 Organización del sector eléctrico.....	18
3.3 Generación.....	19
3.3.1 Generación Mix .....	19
3.3.2 Demanda de generación y proyecciones .....	20
3.3.3 Precios del mercado eléctrico.....	21

3.4 Integración a la red .....	22
3.5 Potencial de energía renovable.....	23
4.0 Mercado del gas natural .....	23
4.1 Descripción general .....	23
4.2. Tendencias recientes en el mercado de gas natural de Colombia.....	24
4.3 Suministro de gas natural.....	25
4.3.1 Producción doméstica convencional de gas natural.....	25
4.3.2 Infraestructura Midstream .....	28
4.3.3 Gas Natural Licuado (GNL) .....	30
4.3.4 Gas de esquisto no convencional.....	30
4.4 Estructura de la industria del gas natural en Colombia .....	31
4.5 Políticas y precios del mercado del gas natural .....	31
4.5.1 Política y reformas .....	31
4.5.2 Inversión Extranjera Directa (IED) .....	32
4.5.3 Precios del mercado del gas natural .....	33
5.0 Mercado de metano de mina de carbón (CMM) .....	33
5.1 Descripción general.....	33
5.2 Proyectos actuales de CMM y CBM y emisiones de metano de minas de carbón .....	35
5.3 Ambiente regulatorio y legislativo .....	37
5.4 Desafíos para los proyectos de MMC.....	38
5.5 Beneficios de implementar proyectos CMM y CBM en Colombia 38.....	38
6.0 Referencias.....	38

## 1.0 Resumen Ejecutivo

### 1.1 Introducción.

Este documento sirve para proporcionar una visión general de los mercados energéticos de Colombia y, específicamente, para identificar oportunidades para la utilización de metano en las minas de carbón (CMM) y proyectos de reducción de emisiones en Colombia. Este informe está financiado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA) en apoyo de la Iniciativa Global de Metano (GMI). Se puede encontrar más información sobre el GMI en: [www.globalmethane.org](http://www.globalmethane.org). Este informe resume los mercados para el carbón, la electricidad, el gas natural y el metano de las minas de carbón, según los datos disponibles públicamente.

### 1.2 Uso de Energía en Colombia

#### 1.2.1 Carbón

En 2017, Colombia fue el duodécimo productor mundial de carbón, con las reservas probadas de carbón más grandes de Sudamérica (BP, 2017). Tres compañías representan el 82 por ciento de la producción total de carbón de Colombia (ANM, 2018). Los departamentos del norte de Guajira y Cesar son el hogar de los depósitos de carbón más grandes de Colombia, pero además de Guajira y Cesar, hay una cantidad de áreas de producción de carbón más pequeñas dispersas por todo el interior central de Colombia. De las 13 minas de carbón más grandes de Colombia, 11 son minas a cielo abierto (GMI, 2015).

Debido a la enorme capacidad de generación hidroeléctrica de Colombia, la producción de carbón de Colombia supera constantemente su consumo. En 2015, Colombia consumió solo 10 Mt de los 85 Mt de carbón que produjo (BP, 2016.1). Los 75 Mt restantes se exportaron, lo que convirtió a Colombia en el quinto mayor exportador de carbón del mundo (EIA, 2016).

El Ministerio de Minas y Energía (MinMinas), la autoridad nacional de minería original de Colombia, se amplió en 2010 para trabajar con la recién formada Agencia Nacional de Minería (ANM) (Latin Lawyer, 2016; Norton Rose Fullbright, 2011).

#### 1.2.2 Electricidad

A pesar de ser rico en recursos de hidrocarburos, Colombia suministra cerca del 70 por ciento de sus requerimientos de energía total a través de instalaciones hidroeléctricas (ProColombia, 2015). Del 30 por ciento restante, Colombia genera el 10 por ciento y el 7 por ciento de su demanda de electricidad a partir de gas natural y carbón térmico, respectivamente (ProColombia, 2015). La mayoría de la generación eléctrica de Colombia, tanto de las instalaciones hidroeléctricas como térmicas, proviene de los departamentos del norte y centro de la nación. Cinco empresas satisfacen el 86 por ciento de la demanda eléctrica de Colombia (XM, 2015). La planta de Emgesa en Guavio es la planta hidroeléctrica más grande de Colombia, con una capacidad efectiva de 1,250 MW (XN, 2018). La planta de carbón térmico más grande de Colombia, una instalación de GECELCA, cuenta con una capacidad de generación de 273 MW (XN, 2018).

La mayoría de la población de Colombia reside en menos de la mitad de la superficie terrestre del país. Las regiones más pobladas de Colombia están en su mayoría dentro de los departamentos del norte y central, y son atendidos por el Sistema Interconectado Nacional (NIS). Las partes restantes de Colombia se clasifican como zonas no interconectadas (ZNI). Las áreas en el NIS tienen acceso a la electricidad, mientras que las áreas ZNI usan combustible diésel como su fuente principal de energía. Sin embargo, se espera que las áreas de ZNI se reduzcan en los próximos años, ya que el gobierno colombiano ha establecido un fondo de inversión destinado a modernizar y mejorar la infraestructura energética de ZNI. Para seguir el ritmo de la creciente demanda nacional de energía, el gobierno colombiano planea expandir y mejorar su infraestructura de red eléctrica actual.

En 2017, la demanda total de energía de Colombia creció un 1,3 por ciento. El subsidiaria de MinMinas, la Unidad de Planificación de Minería y Energía (UPME) espera que esta tendencia continúe al alza, con proyecciones de demanda de energía en Colombia, que crecen en un promedio anual de 3.4 por ciento hasta 2027 (MaRS, 2015). El crecimiento económico colombiano y la expansión urbana continuarán apoyando el crecimiento de la demanda de energía de la nación hasta el primer cuarto del siglo XXI. Este aumento en la demanda debería ayudar a bajar los precios de la electricidad residencial que se encuentran entre los más altos de América Latina. Una explicación para los altos precios de la electricidad residencial en Colombia es que están inflados por las tarifas de electricidad (MaRS, 2015). Los altos precios de la nación, sin embargo, están mitigados por un sistema de rango de ingresos que subsidia los costos de electricidad; También se utiliza un sistema de subsidio similar en el sector del gas natural de Colombia.

El clima y la geografía de Colombia ofrecen un enorme potencial para proyectos de energía renovable, excluyendo la energía hidroeléctrica, pero Colombia solo genera el 3 por ciento de su combinación total de energía a través de tecnologías renovables (MaRS, 2015). Por lo tanto, una pregunta para el futuro de Colombia es si las nuevas inversiones fluirán hacia proyectos renovables o continuarán fluyendo hacia las tecnologías existentes.

### **1.2.3 Gas Natural**

Colombia cuenta con la sexta mayor reserva probada de gas natural en América del Sur (BP, 2016). La mayoría de estas reservas de gas natural están ubicadas en dos cuencas, Guajira y Llanos. La cuenca de Guajira, ubicada en el norte de la costa y justo frente a la costa de Colombia, posee 1,02 Tcf de reservas probadas, e históricamente ha representado la mayor parte de la producción de gas natural de Colombia (ARI COGSM). La Cuenca de los Llanos, que posee 3.9 Tcf de reservas probadas, produjo 199 Bcf en 2014 (ARI COGSM). Sin embargo, la producción de la Cuenca de Guajira comenzó a disminuir en 2017, mientras que se espera que la producción de la Cuenca de los Llanos aumente y compense estas disminuciones.

La infraestructura de distribución de electricidad es un problema mucho mayor para Colombia que la infraestructura de generación. La densa jungla y la topografía montañosa de Colombia dificultan el transporte. No obstante, Colombia cuenta con 4.991 km de tuberías de gas natural, y varias empresas se comprometen a invertir en proyectos futuros (CIA, 2013). Las mejoras en la infraestructura de gas natural de Colombia, son cruciales para satisfacer la creciente demanda de combustible.

Además de la producción de gas natural convencional, Colombia potencialmente posee rocas de origen de esquisto de clase mundial. ExxonMobil, ConocoPhillips y Royal Dutch Shell son todos bloques de arrendamiento en el Valle del Magdalena Medio de Colombia (MMV). Sin embargo, el gobierno colombiano ha establecido recientemente un marco regulatorio para la exploración de gas no convencional, por lo que no se han perforado pozos hasta la fecha. ConocoPhillips fue la primera compañía en recibir una licencia ambiental para perforar un pozo en 2019. Este primer pozo será utilizado por el gobierno colombiano para probar el marco regulatorio (incluido el marco ambiental) y afinar las regulaciones, antes de emitir más licencias. Para explorar el gas no convencional.

En la actualidad, casi la mitad de la producción de gas natural de Colombia se reinyecta en campos petroleros en proceso de maduración para mejorar la recuperación de petróleo (EOR) (EIA, 2016). El segundo mayor uso de gas natural en Colombia es el gasoducto. Colombia también utiliza gas natural para generar electricidad, como combustible industrial y como combustible automotriz. La flota de vehículos a gas natural de Colombia ya es la séptima más grande del mundo, y se espera que esta cifra crezca (AAPG, 2016). A medida que la economía de Colombia continúa expandiéndose, la producción de gas natural debe ser suficiente para satisfacer las necesidades de EOR, industriales y residenciales de la nación. La demanda colombiana de gas natural, por lo tanto, debería seguir aumentando, ya que la demanda nacional de gas ha aumentado en un 60 por ciento en la última década (EIA, 2016).

El gobierno colombiano ha apoyado a la industria de los combustibles fósiles desde el inicio de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en 2003. En 2011, el gobierno colombiano publicó un decreto que describe planes para aumentar la producción de gas natural, específicamente el gas natural no convencional procedente de formaciones de esquisto de gas y carbón. Minas (EIA, 2016).

### **1.3 Minas de Carbón y Recursos de Metano de Capas de Carbón (CMM Y CBM) y Emisiones de Metano.**

Se cree que los 6.746 Mt de reservas probadas de carbón de Colombia contienen volúmenes significativos de potencial de utilización de la mina de carbón y el metano de la capa de carbón (CBM y CMM). La ANH estima que sus reservas de CMM / CBM se encuentran entre 11 y 35 Tcf, en comparación con sus 4.8 Tcf de reservas probadas de gas natural (ANH, 2011; BP, 2016).

Con la mayor parte de la producción de carbón de Colombia proveniente de los departamentos del norte de Guajira y Cesar, la mayoría de los esfuerzos de CMM / CBM de la nación también se han enfocado en esta región. A pesar de las grandes reservas probadas de carbón de la nación, solo se ha realizado una cantidad limitada de trabajo para evaluar el potencial de desarrollo de CMM / CBM. En 2015, la Agencia de Comercio y Desarrollo de los Estados Unidos (USTDA) otorgó a la Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. (GECELCA) una donación para financiar un proyecto de factibilidad CMM / CBM en el área de Córdoba (USTDA, 2015). Además, en 2017, se realizó un estudio de pre factibilidad para evaluar las oportunidades económicas de la implementación de un proyecto CMM / CBM en la mina San Joaquín en el Departamento de Antioquia (EPA, 2017). Fuera de estos estudios publicados, Drummond ha perforado varios pozos de prueba, pero no ha publicado los datos.

Las leyes colombianas facultan a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), un organismo administrativo dependiente del Ministerio de Minas y Energía (MinMinas), para otorgar áreas de exploración y producción de hidrocarburos, incluida la CBM. La Agencia Nacional de Minería (ANM), otro organismo administrativo de MinMinas, se encarga de administrar los recursos minerales de Colombia. En 2010, Colombia publicó su Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2010-2014. En él, el gobierno identificó al sector minero como una industria crítica para el crecimiento económico, mencionando específicamente los proyectos CMM / CBM como una Área de expansión (MinMinas, 2010). Como resultado del PND 2010-2014, el gobierno colombiano publicó un decreto de 2011 que describe su plan para aumentar la producción de gas natural, particularmente de las minas de carbón gaseoso (EIA, 2016). Además, ese mismo decreto establece una reducción del 40 por ciento en las regalías gubernamentales aplicables a los hidrocarburos no convencionales, que incluye CBM (GMI, 2017). Sin embargo, a pesar de estos diversos decretos y planes, no se han implementado proyectos CMM y solo se han realizado pruebas en pozos para CBM.

La utilización de CMM en Colombia podría ofrecer una serie de beneficios, entre los que se incluyen la generación de energía en el sitio, mejores condiciones de seguridad en la mina y la captura de ingresos adicionales. La mayoría de los proyectos de CMM en todo el mundo actualmente utilizan el gas producido para generar energía en el sitio de la mina. Muchos de estos proyectos suministran electricidad a las operaciones de la mina para reducir los costos operativos al reducir las compras de energía de la red. Hay una serie de ventajas en el desarrollo de proyectos de energía CMM en el sitio, incluidos los costos de capital relativamente bajos para comprar los generadores de gas, la capacidad de utilizar CMM hasta concentraciones del 30 por ciento de metano (CH<sub>4</sub>), la flexibilidad para construir el proyecto en módulos y la opción de mover la planta de energía a otras partes de la mina u otros sitios de la mina si el suministro de gas disminuye hasta el punto de que no puede soportar las operaciones de la planta de energía. Una revisión del sector eléctrico de Colombia revela una serie de factores que sugieren que existe un mercado potencialmente sólido para los proyectos de energía CMM. Estos factores son:

- 1) **Altos precios de la electricidad:** Colombia tiene algunas de las tarifas de electricidad más altas para clientes residenciales e industriales en América del Sur, debido a su infraestructura de distribución poco confiable. La capacidad de las minas para generar energía en el sitio utilizando CMM proporcionará un menor costo y un suministro de electricidad más estable para las minas.
- 2) **Confiabilidad de la hidroelectricidad:** la energía hidroeléctrica representa actualmente alrededor del 70 por ciento de la capacidad de generación eléctrica del país. Sin embargo, la energía hidroeléctrica puede verse afectada adversamente por los eventos relacionados con El Niño / La Niña, como se ha experimentado en los últimos años. Los proyectos de energía CMM ayudarían a proporcionar una fuente de electricidad más segura para las minas.

- 3) **Aumento de la demanda natural junto con la disminución de la producción de gas:** En la última década, la demanda de gas natural en Colombia ha aumentado un 60%, convirtiendo a Colombia de un exportador neto de gas natural en un importador neto. Exacerbando el desequilibrio entre la oferta y la demanda es el hecho de que la producción de gas en el país ha caído alrededor del 10 por ciento en los últimos 5 años. Por lo tanto, es probable que cualquier CMM producido sea fácilmente absorbido por el mercado, siempre que haya medios adecuados para transportar el gas a los clientes.
- 4) **Aumento de la producción de carbón:** se espera que el carbón continúe impulsando el crecimiento económico colombiano, y se estima que la producción de carbón crecerá un 20% para 2020 (World Coal, 2016). En concierto con el aumento en la producción de carbón, también habrá un aumento en las emisiones CMM de Colombia, a medida que las minas existentes se profundicen y se abran otras nuevas. Este aumento de las emisiones de CMM debería presentar buenas oportunidades para los proyectos de utilización de CMM.
- 5) **La firma de Colombia del Acuerdo de París:** Colombia es signataria del Acuerdo de París y se ha comprometido a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 20 por ciento para 2030. La implementación de proyectos de MMC sería útil para que la nación pueda cumplir con este objetivo. Objetivo, especialmente si la producción de carbón aumenta según lo previsto.

Si bien hay una serie de factores que promueven y apoyan el desarrollo de proyectos de MMC en Colombia, también existen varios desafíos que enfrentan en su implementación, que incluyen:

- 1) **Trece de las quince minas de carbón más grandes de Colombia son minas de superficie:** como resultado, el potencial de utilización de CMM / CBM en estas minas se limita al drenaje previo a la mina.
- 2) **Caracterización inadecuada de las propiedades del yacimiento CMM:** Se ha realizado un trabajo limitado en el país para evaluar las propiedades clave del yacimiento que rigen el flujo de metano a través de las vetas de carbón (por ejemplo, contenido de gas, permeabilidad, saturación de gas, etc.), lo que dificulta su precisión. Determinar las reservas y la economía del proyecto.
- 3) **Recursos técnicos y financieros limitados:** la mayoría de las minas subterráneas en Colombia son pequeñas y operadas por compañías con capacidad técnica y financiera limitada para implementar un proyecto de MMC.
- 4) **Acceso limitado a los proveedores de servicios:** la mayoría de los proyectos de CMM requieren algún tipo de perforación, ya sea pozos perforados desde la superficie para pozos de pre-drenaje y / o pozos o de medición horizontal /

transversal en mina. Si bien las compañías que operan en Colombia tienen algunos equipos de perforación que podrían perforar pozos de superficie, actualmente no hay empresas de perforación que puedan proporcionar servicios de perforación en la mina.

De 2000 a 2015, las emisiones de metano CMM en Colombia aumentaron de 231 Mm<sup>3</sup> a 651 Mm<sup>3</sup> (GMI, 2015). Si Colombia es capaz de implementar económicamente proyectos de utilización de CMM, el impacto en las emisiones podría ser sustancial. El estudio de pre factibilidad de 2017 en la mina San Joaquín en Antioquia estima que el proyecto podría resultar en una reducción neta de emisiones de 610,000 Mt CO<sub>2</sub>e (EPA, 2017). El estudio de viabilidad de Córdoba estima el potencial de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>e de 35 MMT si se implementara el proyecto (GECELCA, 2017). Estos proyectos contribuirían a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de Colombia que llevan a su compromiso 2030. Además, la desgasificación de la mina de carbón relacionada con la utilización de CMM aumentaría las condiciones de seguridad para los mineros de carbón colombianos. Finalmente, se espera que la demanda de gas natural colombiano aumente de 450 Bcf / año en 2015, a 500 Bcf / año en 2020 (ARI COGSM). La utilización de CMM / CBM podría ayudar a satisfacer esta mayor demanda de gas.

## 2.0 Mercado del Carbón.

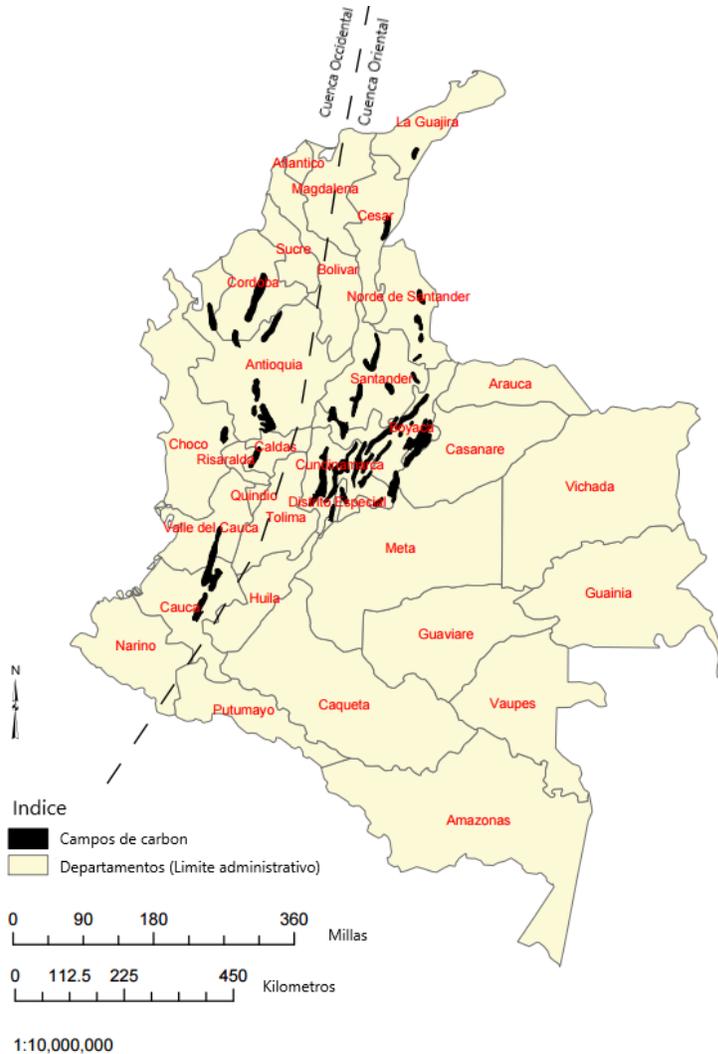
### 2.1 Resumen.

En 2015, las 6,746 Mt de reservas probadas de carbón de Colombia fueron las más grandes de Sudamérica (BP, 2016.1). En ese mismo año, Colombia produjo 85 Mt de carbón, lo que lo convirtió en el mayor productor de la región (BP, 2016.1). La mayor parte de la producción de carbón de Colombia proviene de los departamentos del norte de Guajira y Cesar. Estos dos departamentos representan más del 90 por ciento de la producción total de carbón de Colombia (GMI, 2015; Cerrejón, 2013; Mina Atlas, 2016). Guajira es el hogar de El Cerrejón, la mina de carbón más prolífica de Colombia. La mina Cerrejón Zona Norte es la mina de carbón a cielo abierto más grande del mundo, que produjo 33 Mt en 2014 (Bloomberg, 2015). Los mayores productores de carbón de Colombia son Cerrejón Coal Company, Drummond International y una sociedad entre Glencore y Prodeco.

### 2.2 Producción de Carbón

#### 2.2.1 Distribución Geográfica

La producción de carbón de Colombia proviene en gran parte de los departamentos del norte de Guajira y Cesar (Figura 1) (GMI, 2015). Sin embargo, también hay áreas de producción de carbón pequeñas y medianas en Norte de Santander, Santander, Antioquia, Cundinamarca, Boyacá, Valle de Cauca, Cauca, Borde Llanero y Llanura Amazónica (GMI, 2015). La mayor parte de la infraestructura de exportación de carbón de Colombia está ubicada en la costa del Caribe (EIA, 2016).



**Figura 1: Figura que muestra las ubicaciones de las cuencas de carbón, subcuencas y límites de los departamentos colombianos (Figura adaptada de USGS, 2006).**

El Cerrejón abarca aproximadamente 69,000 hectáreas y está ubicado en La Guajira. El Cerrejón se divide en zonas norte, centro y sur. La zona norte es la más grande de las tres y alberga la mina Cerrejón Zona Norte, la mina de carbón a cielo abierto más grande del mundo (USGS, 2006). En 2017, El Cerrejón produjo 32.1 Mt de carbón y posee 4.874 Mt de reservas (ANM, 2018). El Cerrejón representó el 43 por ciento de los ingresos por exportaciones de Colombia en 2013, así como el 3.8 por ciento de la producción mundial de carbón en 2013.

El Cesar es el segundo departamento importante de producción de carbón en Colombia. Dentro de El Cesar hay dos minas principales: La Loma y La Jagua. En 2017, La Loma produjo 13.61 Mt de carbón y sostuvo 484 Mt de reservas (ANM, 2018). En 2017, La Jagua produjo 4.7 Mt de carbón y mantuvo 260 Mt de reservas (ANM, 2018). Más información sobre estas minas se proporciona en el Apéndice A.

### 2.2.2 Tipo y Calidad del Carbón.

Las reservas probadas de carbón de Colombia consisten principalmente en carbón bituminoso de alta calidad y una pequeña cantidad de carbón metalúrgico (Tabla 1) (GMI, 2015). Además, las reservas de carbón bituminoso de alta calidad de Colombia son las más grandes de América Latina (GMI, 2015). El carbón de las minas El Cerrejón y La Loma tiene un contenido de azufre inferior al 1 por ciento y un contenido de ceniza entre el 7,5 y el 7,7 por ciento (Jähnig, 2007). Debido a su carácter de combustión relativamente limpia, el carbón de Colombia tiene una gran demanda y se utiliza casi en su totalidad para la exportación.

Region	Carbón extraíble (Gmt)	Antracita	Bitum de baja Volatilidad	Bitum medio volátil	Bitum altamente volátil A	Bitum altamente volátil B	Bitum altamente volátil C	Sub-Bitum A	Sub-Bitum B	Sub-Bitum C	Lignito
Cesar	6.6					✓	✓				
Guajira	4.5				✓	✓	✓				
Boyacá	1.7			✓	✓	✓					
Cundinamarca	1.5		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Valle del Santander	0.2				✓	✓					
Norte de Santander	0.8	✓	✓	✓	✓						
Cordoba	0.7				✓	✓	✓	✓	✓		
Antioquia	0.5						✓				✓
Santander	0.8	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Potencial total de recuperación	17.3										

Tabla 1: Reservas y Calidad Minera de Colombia por Región (adaptado de ANH, 2011).

### 2.2.3 Propiedad de la Compañía de Carbón.

Tres compañías representan el 82 por ciento de la producción de carbón de Colombia (Tabla 2) (World Coal, 2017). Cerrejón Coal Company, un consorcio compuesto por Anglo-American, BHP Billiton y Xstrata, es el mayor productor de carbón de Colombia y opera las minas, el ferrocarril y el terminal (puerto) asociada de exportación de la costa del Caribe de El Cerrejón (GMI, 2015; EIA, 2016). Drummond International, una asociación entre Drummond Company, con sede en los Estados Unidos, y Itochu Corporation, de Japón, es el segundo mayor productor de carbón de Colombia. Drummond International controla la mina La Loma y su infraestructura mina-ferrocarril-puerto. El tercer mayor productor de carbón de Colombia, es una asociación entre Glencore y Prodeco, mantiene la mina La Jagua. La producción de carbón restante se divide entre las empresas privadas más pequeñas.

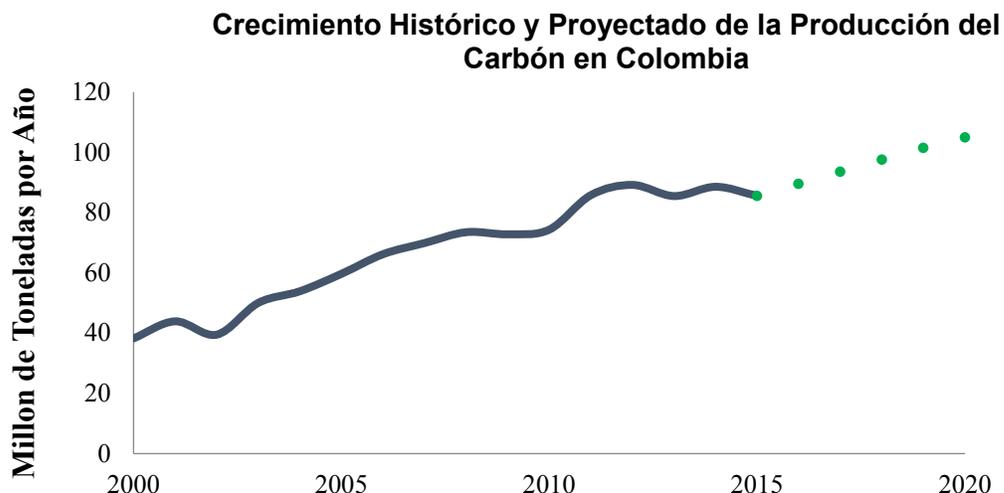
### 2.4 Tendencias de la Producción de Carbón.

Se espera que el carbón continúe impulsando el crecimiento en la industria minera de Colombia. La producción anual de carbón de 2010-2015 aumentó un 15 por ciento de 75 Mt a 85 Mt, y para 2020 se proyecta que la producción alcance 105 Mt (Figura 2) (BP, 2016; World Coal, 2016). Si bien la producción de carbón seguirá estando predominantemente dominada por Cerrejón Coal Company, Drummond International y Prodeco, la nueva adquisición de Murray Energy Corporation en La Francia, El Hatillo y las minas sin desarrollar también contribuirán al crecimiento de la producción (World Coal, 2016).

Además, el carbón colombiano es altamente competitivo con el carbón de los EE. UU. Con generadores eléctricos a lo largo del Golfo de México y la costa del Atlántico sur, y seguirá teniendo una gran demanda (EIA, 2016.1). Los precios del carbón se han recuperado ligeramente de sus mínimos a principios de 2016, y con cada incremento de precio, se produce una mayor producción en línea. La producción de carbón de Colombia probablemente continuará creciendo en un futuro cercano, ya que los bajos costos operativos y la demanda resistente respaldan la rentabilidad.

**Tabla 2: Tabla que muestra las minas de carbón de Colombia y sus respectivos propietarios, producción y reservas (ANM, 2018; GMI, 2015; Cerrejón, 2013; Mining Atlas, 2016).**

Mina	Tipo	Lugar	Propietario	Producción (Mt Por año)	Reservas (Mt)
Cerrejón Zona Norte	Superficie	La Guajira	Cerrejón Coal Company	17.0	4,874 (2013)
Cerrejón Zona Norte Patilla	Superficie	La Guajira	Cerrejón Coal Company	3.8	-
Cerrejón Oreganal	Superficie	La Guajira	Cerrejón Coal Company	6.1	-
Cerrejón Comunidad	Superficie	La Guajira	Cerrejón Coal Company	5.2	-
La Loma	Superficie	Cesar	Drummond	13.6	485
El Descanso	Superficie	Cesar	Drummond	18.8	960
El Hatillo	Superficie	Cesar	Murray Energy Corporación	0.63	500
Calenturitas	Superficie	Cesar	Glencore/Prodeco	9.8	-
La Jagua	Superficie	Cesar	Glencore/Prodeco	4.7	260
La Francia	Superficie	Cesar	Murray Energy Corporación	3.0	-
Others	N/A	N/A	N/A	7.9	-



**Figura 2:** Gráfico que muestra la producción de carbón histórica y proyectada de Colombia. Colombia produjo 86 Mt de carbón en 2015, y se proyecta que produzca 105 Mt en 2020 (BP, 2016; World Coal, 2016).

### 2.3 Oferta y Demanda.

Como se muestra en la Figura 3, Colombia siempre tiene un exceso de suministro de carbón; en 2014, solo 8 Mt de 88 Mt de carbón se consumieron en el país (EIA, 2016). Colombia puede experimentar un aumento en la demanda de carbón en un futuro cercano, ya que las condiciones de El Niño disminuyen la confiabilidad de las infraestructuras hidroeléctricas, pero el sustituto es el gas natural. Sin embargo, la demanda internacional de carbón colombiano es muy fuerte debido a su alta calidad y bajo contenido de azufre. Por lo tanto, la producción de carbón Colombiano continuará superando la demanda interna para satisfacer la demanda internacional de carbón colombiano que es rentable y de alta calidad.

### 2.4 Importaciones y Exportaciones.

Las exportaciones netas de Colombia en 2015 totalizaron 80 Mt, lo que lo convierte en el quinto exportador de carbón en el mundo detrás de Indonesia, Australia, Rusia y los Estados Unidos (EIA, 2016). Quedan, sin embargo, importantes oportunidades para que Colombia aumente sus exportaciones de carbón. Europa ha sido históricamente el destino más grande para el carbón colombiano, pero las importaciones de carbón colombiano en los Estados Unidos crecieron un 8 por ciento entre 2014 y 2015 (Figura 4) (EIA, 2016.1).

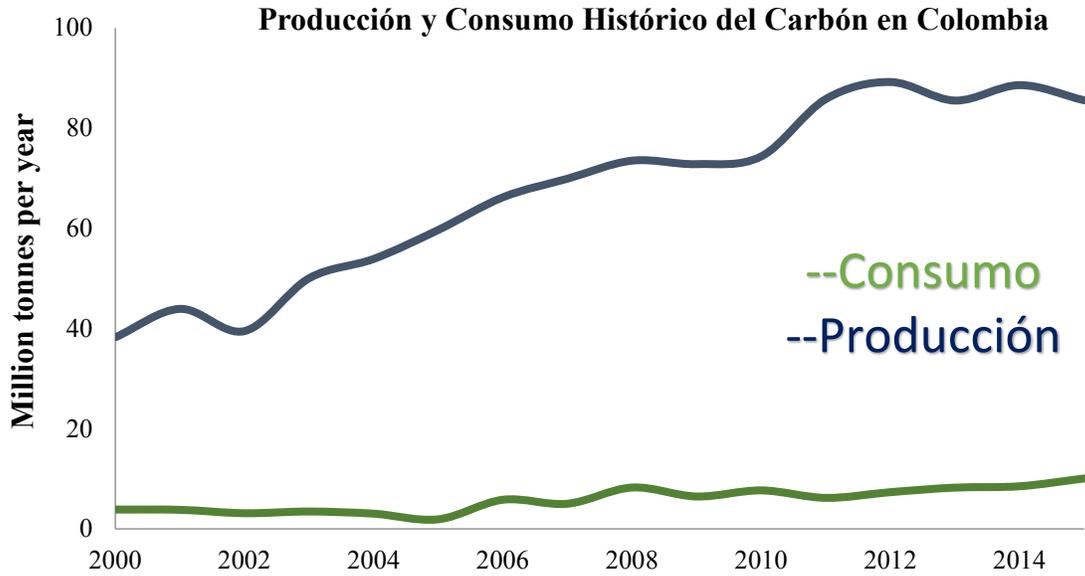


Figura 3: Figura que muestra la producción y el consumo histórico de carbón colombiano. Se supone que la diferencia entre producción y consumo representa las exportaciones netas de Colombia (EIA, 2016).

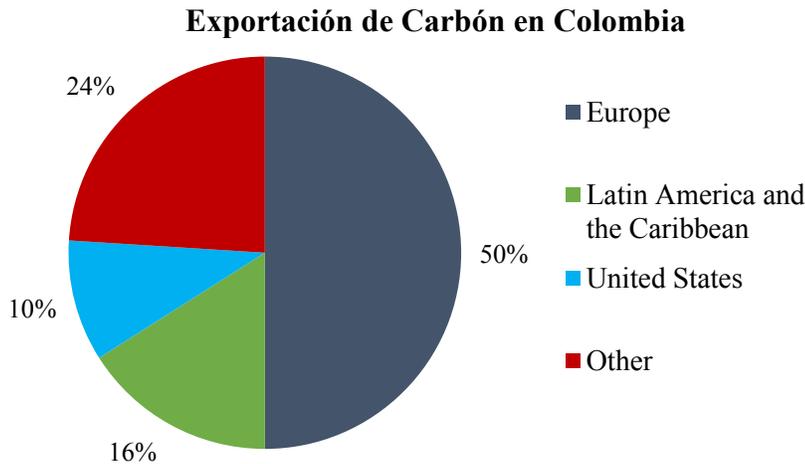


Figura 4: figura que muestra los destinos de exportación de carbón de Colombia. Europa es actualmente el mayor destino de exportación de carbón de Colombia (EIA, 2016).

Además, en 2015, las exportaciones de carbón de Colombia a Turquía y los Países Bajos aumentaron un 24 por ciento y un 11 por ciento, respectivamente (World Coal, 2016). Colombia también ha comenzado a aumentar los envíos de exportación al Pacífico. A principios de 2016, la empresa de servicios West Power Utility (EWP) ordenó cerca de 670,000 toneladas de carbón colombiano (Reuters, 2016). La expansión del Canal de Panamá, que está a punto de completarse, impulsará aún más el acceso del carbón colombiano a Asia (Reuters, 2016). Las grandes reservas, los costos de operación

competitivos y los bajos costos de transporte significan que, a pesar de un entorno de precios debilitado, la demanda de carbón colombiano puede mantenerse estable.

## 2.5 Regulaciones del Mercado del Carbón

### 2.5.1 Agencias Reguladoras.

Debido a la importancia económica de la industria minera, las políticas y regulaciones de Colombia tienden a ser favorables hacia la industria minera. Las empresas privadas poseen y operan todas las minas de carbón individuales de Colombia. El Ministerio de Minas y Energía (MinMinas) es la autoridad minera nacional original de Colombia con capacidad para regular las actividades mineras de acuerdo con las leyes del Congreso (Latin Lawyer, 2016). En 2010, se creó la Agencia Nacional de Minería (ANM), para trabajar en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía para administrar mejor los recursos minerales de Colombia, otorgar nuevos títulos mineros y ayudar al sector privado con las relaciones públicas (Latin Lawyer, 2016; Norton Rose Fulbright, 2011). La Figura 5 ilustra la relación entre los organismos reguladores relevantes de Colombia.



**Figura 5: Gráfico que muestra las relaciones entre las diversas agencias reguladoras relacionadas con la minería y los hidrocarburos de Colombia.**

## 2.5.2 Regulaciones existentes

Según la ley colombiana, los individuos extranjeros y las corporaciones mineras que participan en empresas mineras tienen los mismos derechos que los individuos y corporaciones colombianas (Latin Lawyer, 2016). Las entidades extranjeras pueden registrarse como una sucursal o subsidiaria colombiana para disfrutar de estos derechos (Latin Lawyer, 2016). Las regulaciones mineras en Colombia siguen el principio de que los minerales pertenecen al Estado y solo pueden explotarse con el permiso de la autoridad pertinente, actualmente la Agencia Nacional de Minería (Latin Lawyer, 2016). A partir de 2001, el Congreso emitió la Ley 685, más comúnmente conocida como el Código de Minería, que organiza un solo contrato de minería de 20 a 30 años en 3 fases: Exploración, Construcción y Explotación (Latin Lawyer, 2016). Los términos de la exploración de un acuerdo comienzan a los 3 años y pueden extenderse a un máximo de 14 años (Latin Lawyer, 2016). Los términos de construcción comienzan a los 3 años y pueden extenderse hasta un máximo de 4 años (Latin Lawyer, 2016). Los términos de explotación constituyen el resto de la duración total del contrato.

Las tres fases contractuales acumulan diferentes tarifas gubernamentales y pagos de regalías. Durante la Exploración y la Construcción, el titular paga una tarifa de superficie vinculada a la superficie total de la posible mina (Latin Lawyer, 2016). Durante la Explotación, el titular del título paga un canon anual del 10 por ciento en las minas de carbón que producen más de 3 Mt / año y el 5 por ciento en las minas de carbón que producen menos de 3 Mt / año (Latin Lawyer, 2016).

Colombia ha incrementado las regulaciones ambientales en los últimos años para supervisar mejor los proyectos de extracción de carbón de corporaciones extranjeras. En 2014, el gobierno colombiano ordenó a Drummond detener cerca de 80,000 toneladas métricas de exportaciones diarias de carbón debido a que la compañía no cumplió con los estándares ambientales (WSJ, 2014). Sin embargo, debido a que las operaciones de exportación de Drummond se cerraron, el gobierno colombiano perdió aproximadamente \$ 6 millones en impuestos y regalías (PRI, 2014).

Como se relaciona específicamente con el desarrollo de CMM / CBM, el entorno regulatorio de Colombia está enfrentando algunos cambios estructurales potenciales. En marzo de 2014, el Ministerio de Minas y Energía adoptó la Resolución 90325, que permite a las empresas mineras utilizar el gas metano liberado durante las operaciones mineras para proporcionar energía en el sitio a la mina. Sin embargo, en octubre de 2016, un tribunal colombiano dictaminó que los gobiernos locales y regionales pueden decidir si permitirán o no la minería u otras actividades, incluido el desarrollo de CMM / CBM, dentro de sus jurisdicciones (Stratfor, 2016). El fallo se basó en una decisión anterior que anuló una ley de 2001 que prohibía a las autoridades locales y regionales bloquear los desarrollos mineros; esta decisión se tomó sobre la base de que la ley de 2001 violó la Consulta Previa (Stratfor, 2016). La Consulta Previa estipula, que se debe consultar a los pueblos indígenas de Colombia, antes de cualquier desarrollo de proyecto en territorios ancestrales. Además,

para que un proyecto se desarrolle en esas tierras, se deben cumplir una serie de requisitos y acuerdos con los pueblos indígenas. Antes de la decisión de 2016, solo el Ministerio de Minería y Energía podía tomar estas decisiones. Esta decisión es "la primera de su tipo" para la industria minera colombiana, históricamente favorable para los desarrolladores.

### 2.6 Precios del Mercado del Carbón de Colombia

Los precios del carbón colombiano cotizó su precio más bajo en 10 años de \$ 43 por tonelada a principios de 2016 (Index Mundi, 2016). Este colapso de precios no fue exclusivo de Colombia, ya que los precios globales del carbón también se han recuperado en los últimos 5 años. Recientemente, los precios del carbón se han recuperado un poco, y el carbón colombiano alcanzó los \$ 78 por tonelada en septiembre de 2016 (Index Mundi, 2016). El precio aumento de precios en los países competidores quien exporta carbón en combinación con los nuevos productores.

La mejora de la infraestructura de transporte colombiana, ha asegurado que el carbón colombiano se negocie con un descuento a otros productores de carbón. A principios de 2016, el carbón colombiano era \$ 7-8 más barato por tonelada que el carbón australiano (Figura 6) (Reuters, 2016).

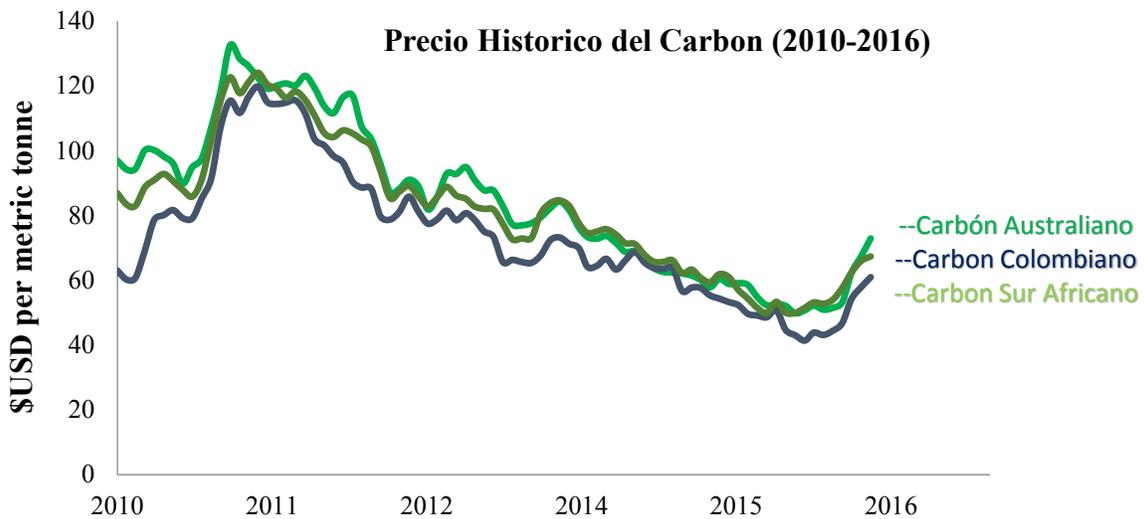
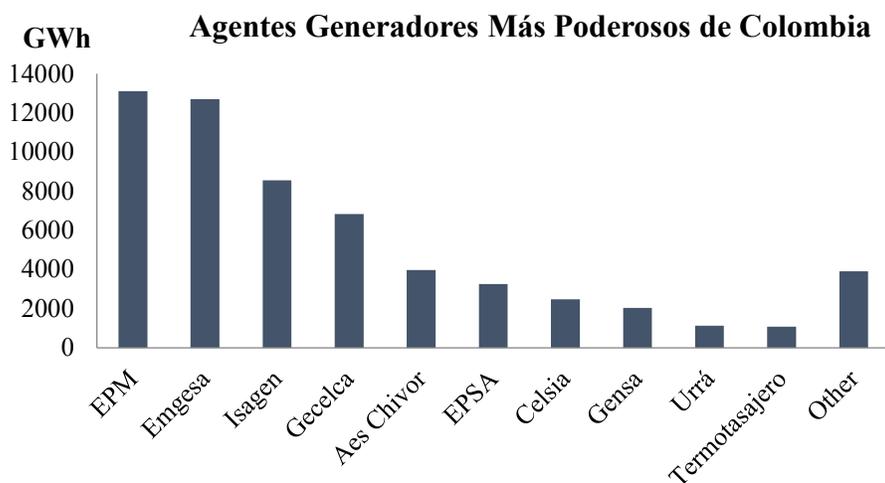


Figura 6: Figura que muestra los precios históricos del carbón australiano, colombiano y sudafricano. Los precios globales del carbón colapsaron a partir de 2011, pero se han recuperado hasta 2016. El carbón colombiano sigue siendo más barato de Australia y Sudáfrica (Banco Mundial, 2016).

### 3.0 Mercado de Energía Eléctrica

### 3.1 Resumen

En 2014, Colombia produjo más de 64,000 GWh de electricidad (ProColombia, 2015). Ese año, EPM, Emgesa, Isagen, GECELCA y AES Chivor fueron responsables de satisfacer el 86 por ciento de la demanda de generación del país (Figura 7). La mayoría de las instalaciones de generación de estas empresas se encuentran en los departamentos Central y Norte de Colombia, ya que es donde reside más del 95 por ciento de la población de Colombia. De la producción de energía total de Colombia, el 70 por ciento proviene de las instalaciones hidroeléctricas, mientras que el 10 por ciento proviene de plantas de gas natural térmico y el 7 por ciento de las centrales térmicas de carbón (ProColombia, 2015). Se espera que las cifras de gas natural y carbón aumenten a medida que la escasez de energía hidroeléctrica relacionada con El Niño refuerza la demanda de energía térmica.



**Figura 7: Figura que muestra los mayores agentes de generación de energía de Colombia, con el 86 por ciento de la generación de energía del país proveniente de cinco compañías (XM, 2015).**

Se espera que la producción eléctrica colombiana, tanto hidroeléctrica como térmica, aumente de manera constante desde 2016-2027. El crecimiento de la población urbana y la expansión económica contribuirán a la creciente demanda en Colombia. Probablemente concentrada en las ciudades de Colombia, la Unidad de Planificación Minera y Energética (UPME) espera que la demanda de energía crezca en más del 3 por ciento anual hasta 2027 (MaRS, 2015).

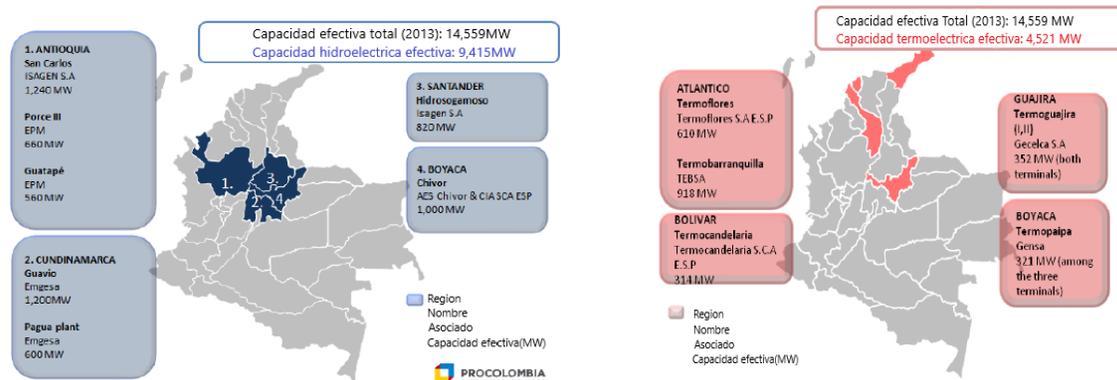
A pesar del acceso a recursos hidroeléctricos masivos, los precios de la electricidad residencial en Colombia son más altos que en casi todos los demás países de América Latina. Los precios de la electricidad industrial también son altos, debido a la infraestructura de distribución poco confiable de Colombia.

La creciente demanda de electricidad de Colombia seguirá siendo fuerte en los 2020. Sin embargo, queda por ver si el compromiso reciente de la nación, con una reducción del

20 por ciento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para 2030 cambiará la inversión de los combustibles fósiles hacia fuentes más renovables.

### 3.2 Organización del Sector eléctrico.

El sector eléctrico de Colombia utiliza una combinación de generación térmica e hidroeléctrica. La mayoría de la capacidad efectiva de Colombia, tanto de generadores hidroeléctricos como térmicos, proviene de los departamentos del centro y norte de Colombia (Figura 8). La planta hidroeléctrica más grande de Colombia, la planta de Emgesa en Guavio, produce anualmente 1,250 MW y está ubicada en Cundinamarca (XN, 2018). GECELCA, el propietario de la planta de carbón térmico más grande de Colombia, tiene una capacidad instalada de 273 MW (XN, 2018).



**Figura 8: Figura que muestra la distribución geográfica de las actuales instalaciones de generación de energía de Colombia. La capacidad hidroeléctrica, la fuente más grande de Colombia (izquierda) y la capacidad térmica, una fuente de energía en crecimiento en Colombia (derecha) (Figura adaptada de ProColombia, 2015).**

Los inmensos recursos hidroeléctricos y la conexión regional de Colombia permiten que Colombia sea un exportador neto de electricidad. En 2013, Colombia exportó 57.8 GWh de electricidad a Venezuela (85 por ciento) y Ecuador (15 por ciento) (MaRS, 2015). Se espera que las cifras de exportación aumenten, ya que un proyecto entre Colombia y Panamá se completará en 2018. Además, pronto comenzará la construcción de un Sistema Andino de Interconexión Eléctrica entre Ecuador, Perú y Chile.

### 3.3 Generación

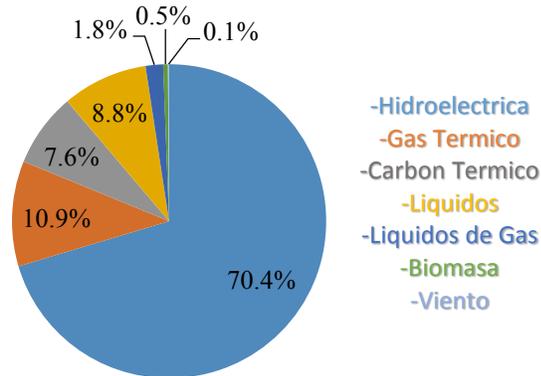
#### 3.3.1 Mezcla de Generación

Históricamente, la mayor fuente de energía de Colombia ha sido la generación hidroeléctrica. En 2014, los generadores hidroeléctricos produjeron 44,734 GWh, seguidos por la energía térmica con 19,044 GWh, y otras fuentes representaron 550 GWh (ProColombia, 2015).

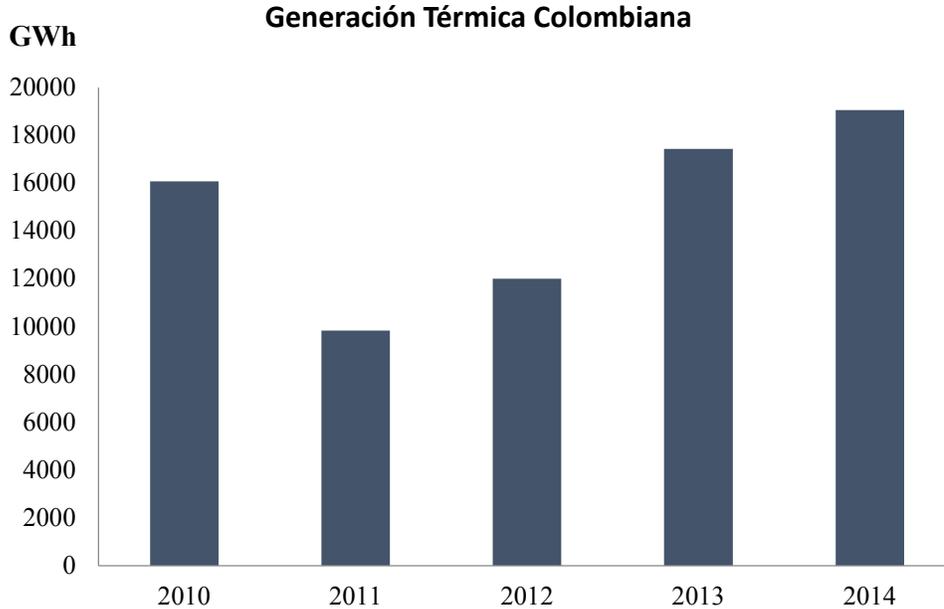
En 2014, el 29.6 por ciento de la generación eléctrica total de Colombia provino de energía térmica. De este 29.6 por ciento, el 21.5 por ciento se derivó del gas natural, mientras que el 6.5 por ciento se basó en el carbón y menos del 1 por ciento provino de

otros líquidos como el diesel (Figura 9) (ProColombia, 2015). Como las condiciones climáticas de El Niño amenazan las capacidades de producción de los generadores hidroeléctricos, se puede esperar que la producción térmica aumentará (Figura 10). Además, si la demanda de generación de energía térmica colombiana continúa aumentando, se espera que el gas natural, y no el carbón, sea el combustible adecuado.

**Conjunto de la Capacidad Electrica en Colombia**



**Figura 9:** Figura que muestra el desglose de la combinación de capacidad eléctrica de Colombia, con instalaciones hidroeléctricas que generan más del 70 por ciento (XM, 2015).

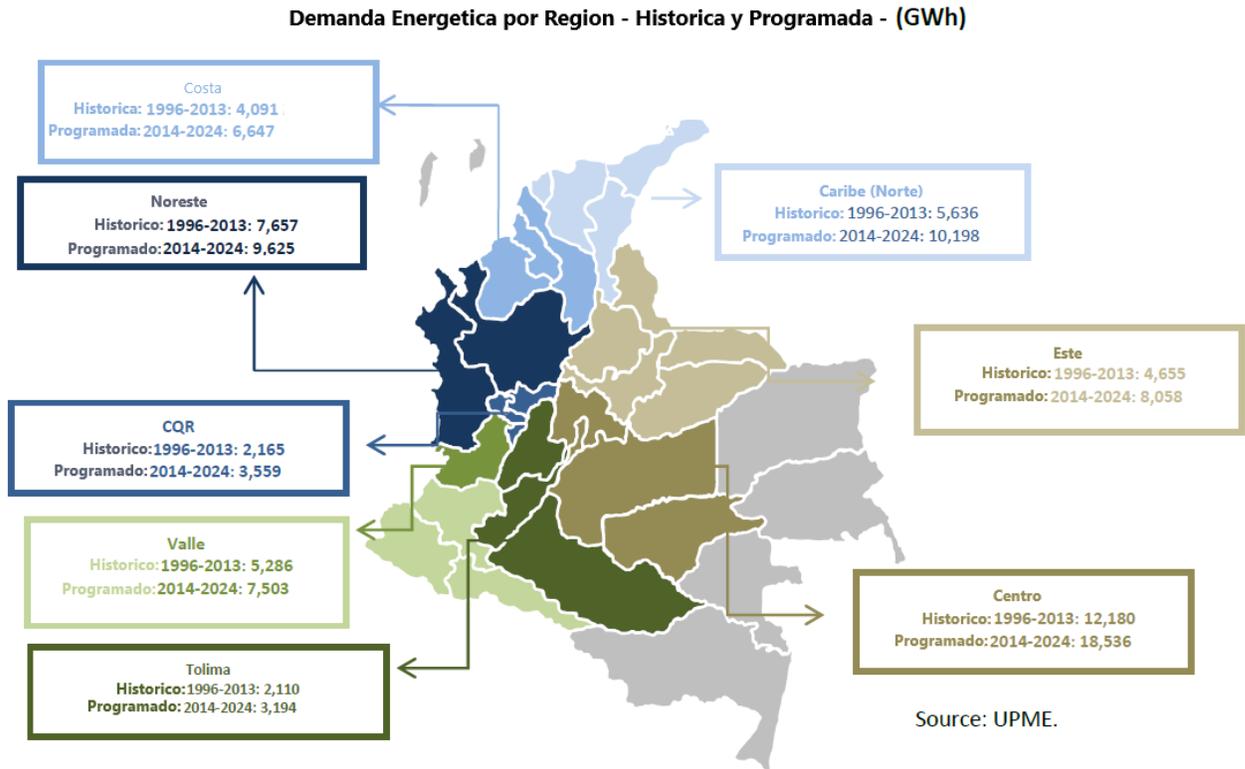


**Figura 10:** Figura que muestra la generación de energía térmica de Colombia (2010-2014). Dada la posibilidad de que las condiciones climáticas de El Niño disminuyan la eficiencia de los generadores hidroeléctricos, se espera que estas cifras aumenten (ProColombia, 2015).

### 3.3.2 Demanda de generación y proyecciones

La demanda de energía en Colombia está en constante crecimiento, particularmente en ciudades pobladas como Bogotá, Cali, Medellín y Barranquilla. La mayor demanda de se puede ver como resultado de la población urbana y el crecimiento económico. Aunque el acceso a la electricidad es cada vez más generalizado, las regiones de Centro, Norte y Noreste de Colombia aún representan la mayoría de la demanda (Figura 11).

En 2014, la demanda total de energía en Colombia creció 4.4 por ciento, su mayor incremento en los últimos 10 años (XM, 2015). UPME espera que la generación de energía aumente en un promedio anual de 3.4 por ciento a 76.0 TWh para 2027 (Figura 12) (MaRS, 2015).



**Figura 11: Figura que muestra la demanda energética regional histórica y proyectada de Colombia. El centro del país tiene las mayores demandas de energía, con la costa del Caribe esperando un crecimiento significativo (Figura adaptada de ProColombia, 2015).**

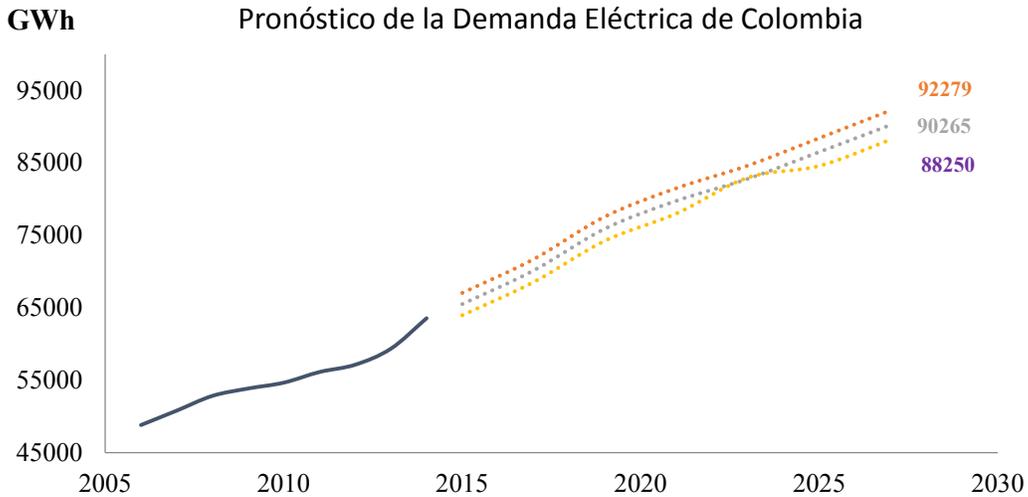


Figura 12: Crecimiento reciente de la demanda de electricidad en Colombia y un escenario alto, medio y bajo para el crecimiento proyectado (MaRS, 2015).

### 3.3.3 Precios del Mercado Energético.

Los precios promedio de la energía residencial en Colombia se encuentran entre los más altos de América Latina; los precios en Colombia son más altos que en Chile, Brasil y Perú (Figura 13) (MaRS, 2015). Una razón para esto es la tarifa de electricidad residencial de Colombia. A \$ 0.19 / kWh, es el más alto en América Latina (MaRS, 2015). Además, los precios de la energía industrial de Colombia también son altos, aunque ligeramente más bajos que los de Chile (MaRS, 2015). Un segundo factor que impulsa los precios de la electricidad en Colombia es la falta de un sistema de distribución confiable. Colombia está plagada de frecuentes y prolongados cortes de energía, con un costo de pérdidas de electricidad estimado en 0.22-0.32 por ciento del PIB anual (MaRS, 2015). Estos altos precios, sin embargo, están regulados para ser distribuidos equitativamente entre los colombianos.

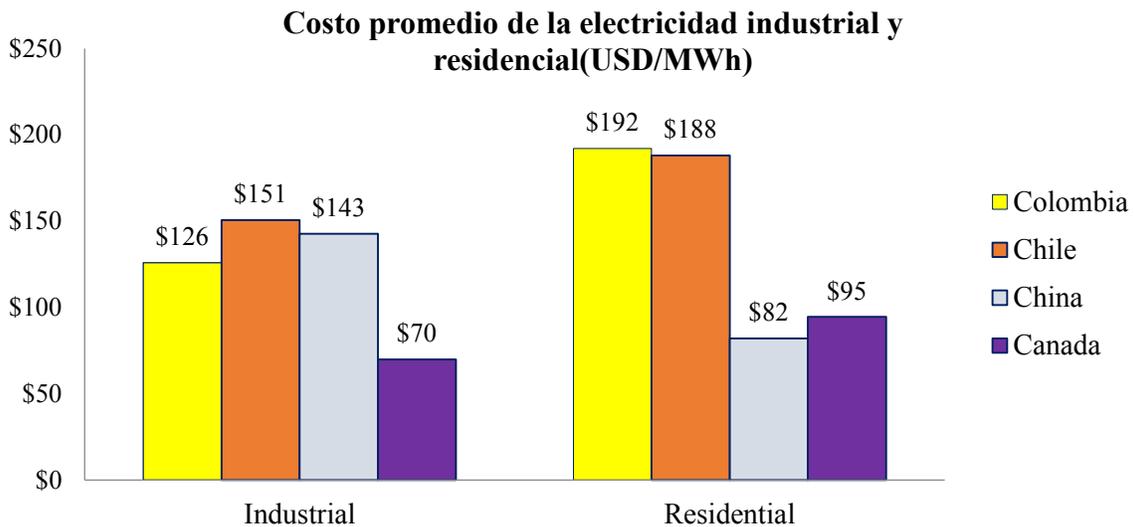


Figura 13: Figura que muestra cómo los precios promedio de la electricidad industrial y residencial de Colombia se comparan con los de Chile, China y Canadá (MaRS, 2015).

### 3.4 Integración de Red

Más del 95 por ciento de la población de Colombia reside en aproximadamente el 45 por ciento de la superficie terrestre del país, particularmente en los departamentos del centro y norte. Esta área está incluida en el Sistema Interconectado Nacional (NIS), mientras que el 55 por ciento restante del país cae en las Zonas No Interconectadas (ZNI) (Figura 14). Las áreas NIS tienen acceso a la electricidad, mientras que las áreas ZNI producen energía principalmente con combustible diésel. El Fondo para la Electrificación de Zonas No Interconectadas (FAZNI), sin embargo, supervisa tres fondos estatales con el objetivo de financiar los planes, programas y proyectos de la infraestructura energética de ZNI. A medida que la economía colombiana continúa expandiéndose, el suministro de electricidad a las áreas ZNI se volverá crítico para el crecimiento de la nación.



**Figura 1: Figura que muestra la extensión del NIS frente a la ZNI. El NIS, aunque solo conecta el 48 por ciento del área de Colombia, proporciona energía al 96 por ciento de la población del país (ProColombia, 2015).**

Aunque el 96 por ciento de los colombianos tiene acceso a la electricidad, la infraestructura de distribución de la nación tiene un margen de mejora considerable. Los colombianos experimentan un promedio de 18.5 interrupciones de energía por año, con una duración promedio de 17.7 horas (Banco Mundial, 2014). El valor perdido en estos cortes de energía, que se estima en 1.8 por ciento de las ventas totales de electricidad, es relativamente alto en comparación con otros países en desarrollo, así como con China (1.3 por ciento), Chile (1.3 por ciento) y Canadá (0.13 por ciento) (MaRS, 2015).

### **3.5 Potencial de Energía Renovable**

Solo el 3 por ciento del suministro total de energía de Colombia proviene de energías renovables, sin incluir la energía hidroeléctrica (MaRS, 2015). El gobierno colombiano busca duplicar esa cifra para 2020, así como aumentar la cantidad de energía renovable en la combinación total de energía (MaRS, 2015). Debido a su clima y geografía, Colombia tiene un enorme potencial para el desarrollo de energías renovables.

La Ley 1715 de 2014 estableció incentivos fiscales, aduaneros y financieros favorables para la generación de energía renovable. La energía eólica generada creció un 21,9 por ciento desde 2013-2014, pero sigue siendo solo un 0,1 por ciento de la capacidad de generación neta total de Colombia (ProColombia, 2015). El departamento de Guajira presenta el mayor potencial para proyectos de energía eólica, ya que las velocidades del viento se mantienen en torno a los 5 m / s durante todo el año (ProColombia, 2015). La nación también tiene el potencial de un importante crecimiento de la energía solar, ya que Colombia disfruta de una radiación solar constante durante todo el año. Estas dos fuentes de energía renovable pronto pueden contribuir en gran medida a la combinación total de energía de Colombia, a medida que los compromisos climáticos actuales comiencen a tener efecto.

Colombia es parte en el Protocolo de Kyoto, participa en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y fue el primer país sudamericano en lanzar un plan de acción detallado sobre cómo reducirían las emisiones de GEI antes de Estados Unidos. Negociaciones sobre el clima 2015 de la Nación COP21 en París. Antes de 2015, Colombia estaba clasificada como país del Anexo II, lo que significa que no tenía compromisos de reducción de CO<sub>2</sub>. Tras el Acuerdo de París, Colombia se comprometió a reducir las emisiones de su país en un 20 por ciento antes de 2030 (WRI, 2015). Además, el NDP 2010-2014 de Colombia identificó CMM / CBM como un medio para utilizar los recursos naturales desperdiciados, mientras que también trabaja para reducir las emisiones de GEI.

## **4.0 Mercado del Gas Natural**

### **4.1 Descripción General**

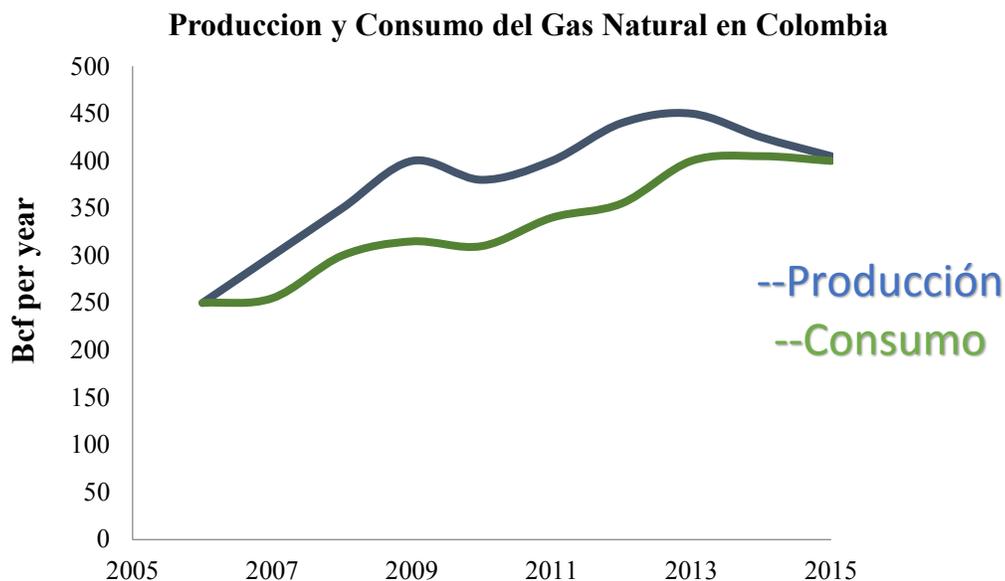
Las 4,8 Tcf de reservas probadas de gas natural de Colombia ocupan el sexto lugar en América del Sur (BP, 2016). Durante la última década, la demanda de gas natural en el país aumentó un 60 por ciento, lo que obligó a Colombia a pasar de un exportador neto de gas natural a un importador neto (EIA, 2016). Se espera que el gas natural licuado

importado (GNL) juegue un papel importante, para satisfacer la creciente demanda futura de gas natural de la nación. Tres empresas de exploración y producción dominan la industria del gas natural de Colombia, y la mayor parte de la producción de gas proviene de las cuencas de Guajira y Llanos. Se cree que Colombia tiene importantes recursos de gas de esquisto, pero aún no ha establecido ninguna producción comercial. Actualmente, el 44 por ciento de la producción de gas natural se reinyecta en los pozos de petróleo, para mejorar la recuperación de petróleo (EOR) y compensar la disminución de la producción. La creciente demanda de energía de Colombia también impulsará la demanda de gas natural, aunque tendrá que competir con las grandes reservas de carbón del país. El combustible industrial y para vehículos, ya se ha puesto en línea como uno de los principales impulsores de la demanda de gas natural colombiano, ya que el 14 por ciento de los vehículos colombianos funcionan con gas natural.

#### 4.2. Tendencias Recientes en el Mercado de Gas Natural de Colombia

Históricamente, Colombia consumió todo el gas natural que producía. Sin embargo, en 2007, la producción comenzó a superar el consumo, y durante un tiempo Colombia se convirtió en un importante exportador sudamericano (Figura 15). Las exportaciones colombianas de gas natural registraron máximos en 2011, alcanzando hasta 250 MMpc / d, aunque en 2014 las exportaciones promedio se redujeron a 91 MMpc / d (EIA, 2016).

Recientemente, el deterioro de los precios de la energía y la disminución de las reservas han obligado a Colombia a comenzar a importar gas natural desde Venezuela. En 2016, las importaciones planificadas representaron el 3,5 por ciento del consumo diario promedio de Colombia (Platts, 2015). La transición de Colombia del exportador neto al importador neto, marca un cambio en la dinámica del mercado del gas natural en América del Sur (OilPrice, 2015).



**Figura 15:** Figura que muestra la producción de gas natural colombiano superando el consumo de gas natural desde 2007-2015. Figura adaptada de (EIA, 2016).

Las estimaciones conservadoras esperan que la demanda de gas natural de Colombia crezca de 450 Bcf / año en 2015 a casi 500 Bcf / año para 2020 (ARI COGSM). Sin embargo, la demanda de gas natural de Colombia puede exceder las estimaciones de crecimiento conservadoras y podría alcanzar hasta un 3 por ciento anual hasta 2020 (ARI COGSM). Se espera que el crecimiento de la demanda de gas natural provenga de múltiples industrias, siendo la más grande los sectores de energía y transporte. A partir de 2016, el 32 por ciento de los taxis en Bogotá funcionaban con gas natural comprimido (GNC) (AAPG, 2016). Las estaciones de GNC están surgiendo en toda Colombia, ya que las conversiones de vehículos a GNC aumentaron a una tasa promedio anual del 12 por ciento de 2010 a 2014 (AAPG, 2016).

#### **4.3 Suministro de Gas Natural**

##### **4.3.1 Producción de Gas Natural Doméstico Convencional**

Colombia posee la mayoría de sus reservas de gas natural en dos cuencas, las cuencas de Guajira y Llanos (Figura 16). La cuenca de Guajira se encuentra en la costa norte de Colombia que históricamente ha representado el mayor porcentaje de la

producción nacional de gas natural.

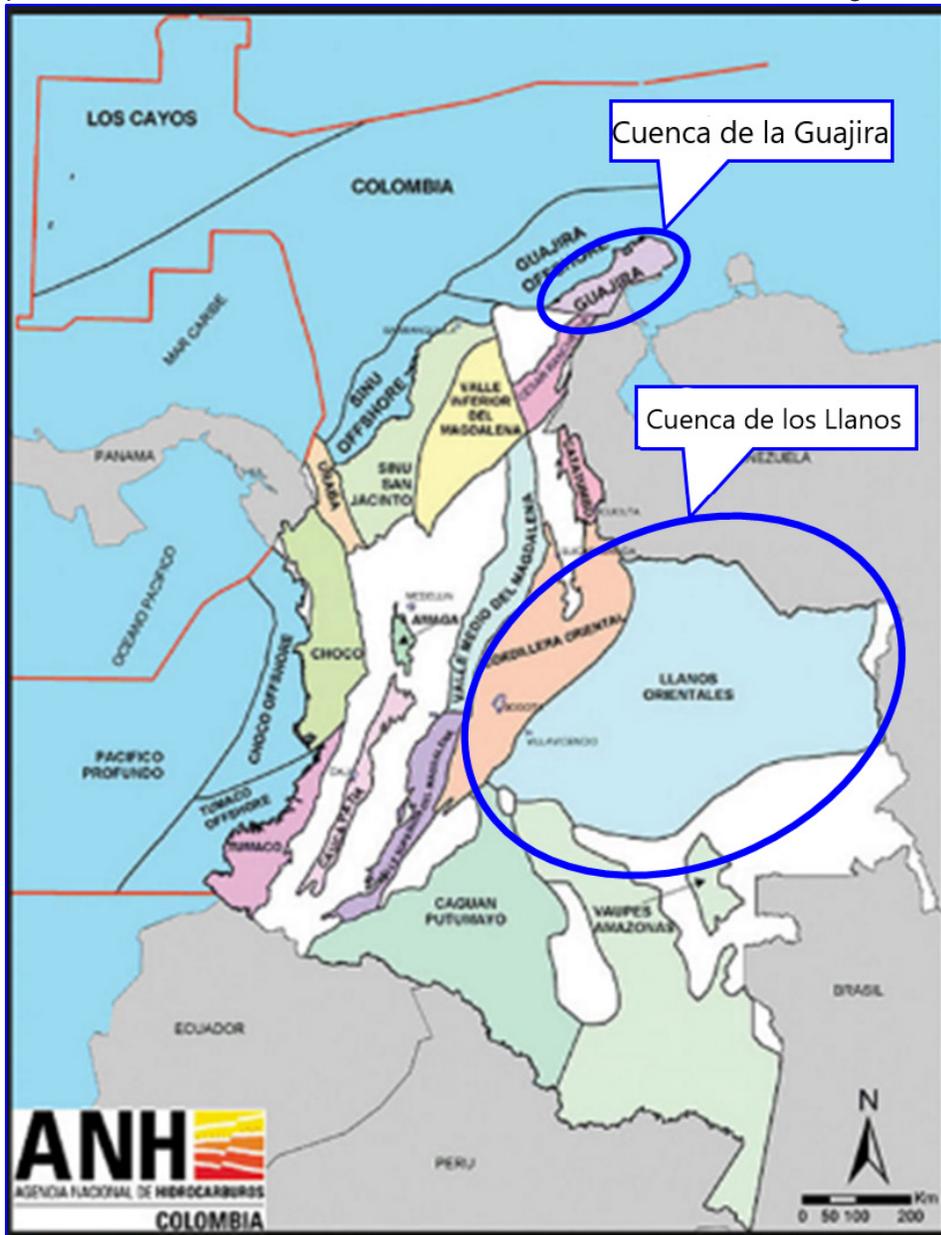
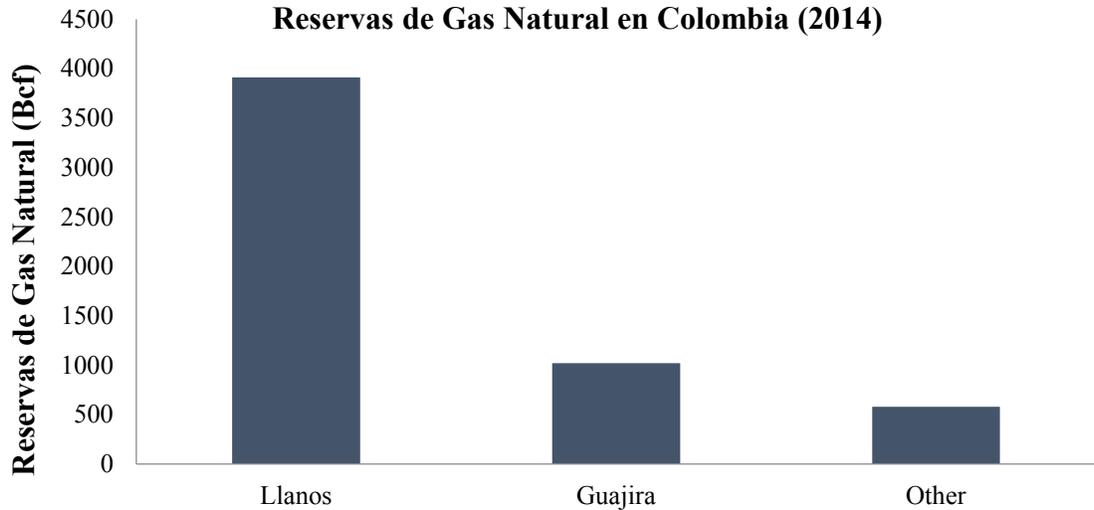


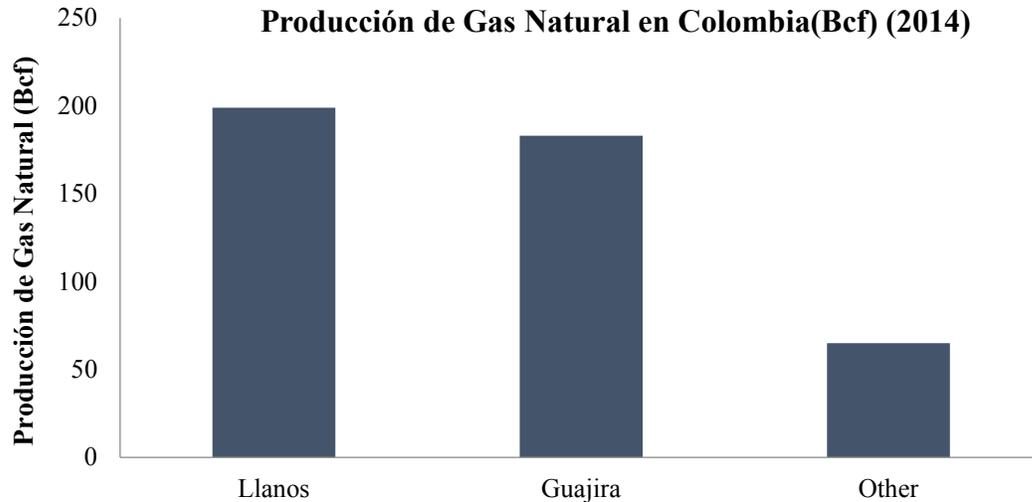
Figura 16: Figura que muestra las principales cuencas petrolíferas de Colombia. La Cuenca de los Llanos se encuentra en el este de Colombia y la Cuenca de la Guajira se encuentra en el norte de la costa y la costa de Colombia (Seeking Alpha, 2015).

La cuenca de Guajira posee el 1,02% de las reservas probadas de gas natural, en comparación con el 3.9% Tcf de reservas probadas de la Cuenca de los Llanos de Colombia (Figura 17) (ARI COGSM). En 2014, la Cuenca de Guajira representó 183 Bcf de la producción de gas natural de Colombia y la Cuenca de Llanos produjo 199 bcf de gas natural (Figura 18) (ARI COGSM).



**Figura 17:** Figura que muestra las reservas de gas natural colombiano (Bcf) con la mayoría de las reservas probadas encontradas en las cuencas Llanos y Guajira. Las reservas probadas totales se estiman en 5.510 Bcf (ARI COGSM).

Combinados, Ecopetrol, Equion Energía (una sociedad entre Ecopetrol y Talisman Energy) y Chevron representan la mayor parte de la producción de gas natural colombiano (EIA, 2016). Ecopetrol, la mayor compañía de petróleo y gas de Colombia por ingresos, ganancias, activos y capital, es la cuarta compañía de petróleo y gas más grande de América Latina (pwc, 2014). Ecopetrol opera los campos Cupiagua y Cupiagua Sur en la Cuenca de los Llanos. En 2015, Ecopetrol produjo más de 280 Bcf (Platts, 2015). Equion Energía, formada en 2010 después de que Ecopetrol y Talisman Energy adquirieran los activos de la Cuenca Llanos de BP Colombia, opera los campos Cusiana, Cusiana Norte y Cupiagua Liria. Equion Energía produce poco más de 36 Bcf por año de gas natural (Equion, 2016). Chevron, en asociación con Ecopetrol, opera el campo costero Chuchupa del Caribe en la Cuenca de Guajira, así como los campos cercanos de Ballena y Rihacha en tierra. El Chuchupa del Caribe es el campo de gas natural no asociado más grande de Colombia (EIA, 2016). En 2015, Chevron produjo un estimado de 60 Bcf de gas natural (Chevron).



**Figura 18:** Figura que muestra la producción de gas natural colombiano (Bcf) por cuenca geológica. La producción total de gas natural en 2014 fue de 448 Bcf (ARI COGSM).

De las dos principales cuencas productoras de gas natural de Colombia, la Cuenca de Guajira es mucho más madura. La producción de gas natural de la Cuenca de Guajira convencional ya está comenzando a disminuir, ya que las estimaciones de producción bajarán de 0.37 Bcfd en 2016 a 0.19 Bcfd para 2020. Por otro lado, se espera que la producción de la Cuenca de Llanos aumente hasta 2022. Las estimaciones de producción de los Llanos en 2016 son 0.63 Bcfd, mientras que las estimaciones de producción para 2022 son 1.01 Bcfd. Se espera que el aumento de la producción de la Cuenca de Llanos compense las disminuciones de la Cuenca de Guajira, con un aumento de la producción total de gas natural colombiano hasta 2022. Sin embargo, a menos que el gas no convencional (CBM / CMM, gas de esquisto, etc.) comience a funcionar en 2022, la producción de gas comenzará a disminuir y Colombia eventualmente será un importador neto de gas.

#### **4.3.2 Infraestructura “Midstream” ((Upstream Exploración y Producción, Midstream, Transporte, procesos y almacenamiento, Downstream Refino, venta y distribución. Nota del traductor)**

Debido a la geografía de Colombia con picos altos y selvas densas, la infraestructura de gas natural y el transporte siempre han resultado ser un desafío. Además, los ataques a la infraestructura de petróleo y gas a menudo interrumpen el transporte de gas natural. Colombia cuenta con 4.991 km de gasoducto de gas natural y varias empresas se han comprometido a invertir en proyectos intermedios (CIA, 2013). Los tres principales sistemas de gasoducto de gas natural son Ballena-Barrancabermeja, que une el campo Ballena noreste de Chevron con el centro de Colombia; la línea Barrancabermeja-Nevia-Bogotá, que integra la capital de Colombia; y la línea Mariquita-Cali, que conecta las estribaciones andinas occidentales (Figura 19) (Oxford, 2014). Transportadora de Gas Internacional (TGI), una subsidiaria de Grupo Energía de Bogotá, es el mayor operador de ductos en Colombia y supervisa aproximadamente 3,700km de tuberías (EIA, 2016).



**Figura 19: Figura que muestra la infraestructura del Midstream de petróleo y gas en toda Colombia (Platts, 2014). (Upstream Exploración y Producción Midstream, Transporte, procesos y almacenamiento) (Downstream Refino, venta y distribución. Nota del traductor)**

En 2007, se inauguró el Gasoducto Transcaribeño, también conocido como el Gasoducto Antonio Ricaurte, que une el campo Ballena de Chevron en la parte noreste de la Cuenca de Guajira con el oeste de Venezuela (EIA, 2016). Petróleos de Venezuela (PdVSA) de Venezuela financió el gasoducto de \$ 335 millones y, en 2011, el gasoducto se extendió a través de Colombia y Panamá (EIA, 2016). El rendimiento de la tubería alcanzó un máximo de 250 MMcf / d en 2014, pero ha promediado 91 MMcf / día desde 2014 (EIA, 2016).

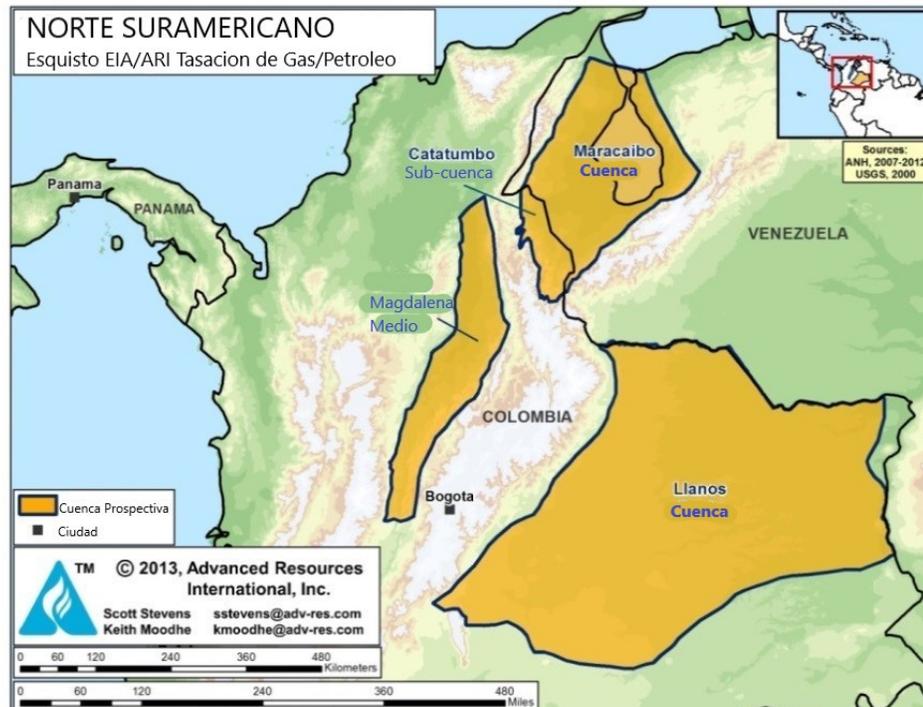
La expansión del gasoducto ha sido un catalizador para la creciente demanda de gas natural en Colombia. A partir de 2016, 670 de los 1,123 municipios colombianos tienen acceso a gas natural a través de un gasoducto (AAPG, 2016). Las ciudades más grandes de Colombia, Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla están todas incluidas en estas áreas conectadas a gas natural. Ocho millones de hogares, aproximadamente el 81 por ciento del total de Colombia, actualmente tienen acceso a gas natural, y un millón adicional se pondrá en funcionamiento en 2018 (AAPG, 2016).

#### 4.3.3 Gas Natural Licuado (GNL)

Colombia está bien posicionada para aprovechar la industria emergente de GNL. En noviembre de 2016, Colombia comenzará a importar GNL de Mitsui & Co. en una terminal en el noreste de Cartagena. Se estima que la terminal de importación Höegh Grace en Cartagena tiene capacidad para 400 MMSCFD. La terminal de importación espera descargar entre seis y doce camiones cisterna al año, dependiendo de la demanda de la planta de energía (Bloomberg, 2016).

#### 4.3.4 Gas de Esquisto no Convencional

Se piensa que Colombia tiene rocas de origen de esquisto de clase mundial, que ofrecen oportunidades significativas para desarrollos de petróleo y gas de esquisto no convencionales. Las cuencas del Valle del Magdalena Medio (MMV), Cordillera Oriental, Llanos y Catatumbo parecen mostrar la geología más prometedora para el desarrollo del gas de esquisto (Figura 20). ExxonMobil, ConocoPhillips, Ecopetrol y Royal Dutch Shell poseen bloques de concesiones de gas y petróleo de esquisto en la cuenca de MMV. Si bien muchos de estos bloques de concesiones están enfocados en el petróleo, se espera que se produzcan grandes cantidades de gas asociado (ARI, 2014.1). Se programó la perforación de varios pozos de exploración en 2015, pero ExxonMobil, ConocoPhillips y Royal Dutch Shell se vieron obligados a recortar el gasto colombiano en medio de la caída de los precios del petróleo. Aún no se ha realizado la producción comercial de esquisto.

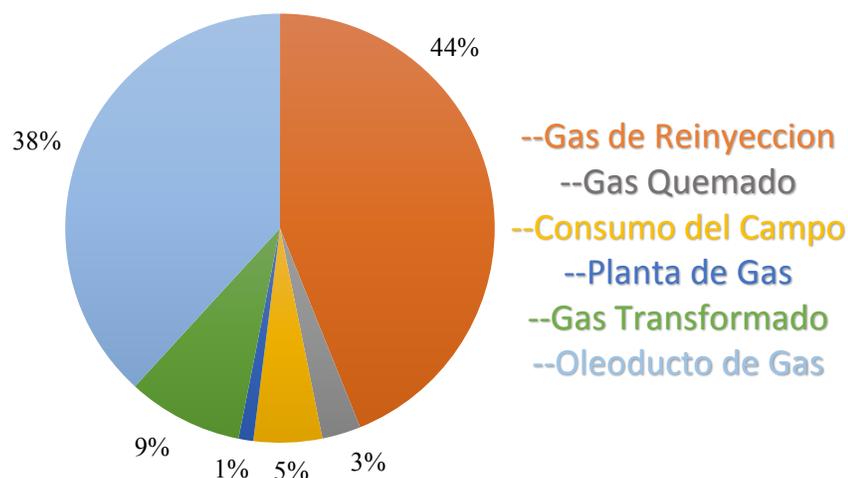


**Figura 20: Cuencas de gas y petróleo de esquisto bituminoso en el norte de Sudamérica (figura adaptada de ARI, 2014).**

#### 4.4 Estructura de la Industria del Gas Natural de Colombia.

La demanda de gas natural de Colombia está dominada por dos grandes atractivos: el gas de reinyección y el gasoducto (Figura 21). Aproximadamente la mitad del gas natural de Colombia se reinyecta en los campos de producción de petróleo para aumentar la presión del yacimiento, compensar la disminución de la producción de pozos de petróleo y mitigar los bajos precios de energía (EIA, 2016). El gas del gasoducto se entrega a varias partes de Colombia, para ser utilizado por el sector eléctrico, como combustible industrial y en el sector del transporte. Se espera que crezca la proporción del gas natural de Colombia comprometido con proyectos de inyección y ductos. A medida que los campos petroleros que envejecen en Colombia producen menos hidrocarburos, se necesitarán mayores cantidades de gas natural para la reinyección para mantener la presión del yacimiento y frenar la disminución de la producción de petróleo. Del mismo modo, a medida que aumente la demanda de combustible industrial y de vehículos en Colombia, se requerirá más gas natural para satisfacer esta demanda. La flota colombiana de 530,000 vehículos a gas natural ya es la séptima más grande del mundo (AAPG, 2016). Sin embargo, se espera que esta cifra, que representa aproximadamente el 14 por ciento del total de vehículos de Colombia, crezca a medida que los vehículos industriales como los camiones de basura y los sistemas de tránsito rápido de autobuses (BRT) se conviertan en gas natural (AAPG, 2016).

#### Balance del Gas Natural en Colombia (2015)



**Figura 21: Figura que muestra el balance de gas natural de Colombia en 2015, con la mayoría de gas natural utilizado como gas de reinyección (44 por ciento). Figura adaptada de (ANH, 2015) datos.**

#### 4.5 Políticas y Precios del Mercado del Gas Natural.

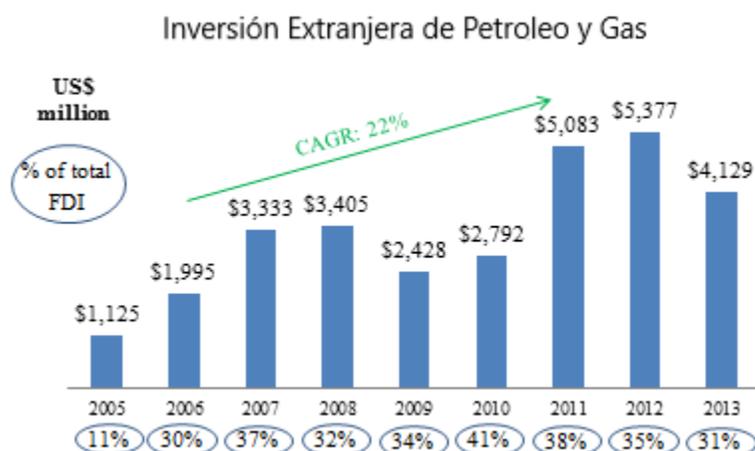
##### 4.5.1 Política y reformas

Colombia ofreció históricamente regulaciones atractivas para alentar tanto la exploración nacional como para atraer inversión extranjera. Cuando se formó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, por sus siglas en inglés) en 2003, asumió la función reguladora que anteriormente tenía el estado de Ecopetrol. Además, tras la creación de la ANH, fue posible para las empresas privadas poseer participaciones del 100 por ciento en campos de petróleo y gas con menos de 60 millones de barriles de reservas (Open Oil, 2012).

En marzo de 2011, el gobierno colombiano publicó un decreto que describía los planes para aumentar la producción nacional de gas natural, específicamente la producción de los campos de esquisto y CMM / CBM (EIA, 2016). Estas políticas, combinadas con la creciente demanda de gas natural en varios sectores, han hecho del gas natural una prioridad para el gobierno colombiano.

#### 4.5.2 Inversión Extranjera Directa (IED)

Según un informe de 2010 del Consejo de las Américas con sede en Estados Unidos, Colombia ha desarrollado su sector energético en la última década en uno de los destinos más importantes de América Latina para la inversión extranjera en el sector de petróleo y gas (Open Oil, 2012). Entre 2005 y 2013, la IED de Colombia creció a una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) del 22 por ciento (Figura 22) (Ecopetrol, 2013). Si bien el año 2003 marcó la modernización de la política colombiana de petróleo y gas, las subastas para los bloques colombianos en tierra y costa afuera en 2008, 2010, 2012 y 2014 fueron puntos de inflexión para la inversión extranjera directa (IED). Las cuatro subastas resultaron en más de 200 contratos de bloques en tierra y en alta mar firmados, así como cerca de \$ 8 mil millones en IED (pwc, 2014).



**Figura 22:** Figura que muestra el aumento de la IED en los proyectos de petróleo y gas colombianos de 2005-2013, con un CAGR del 22 por ciento. Figura adaptada de (Ecopetrol, 2013).

Además, en 2012, Colombia comenzó un fondo de riqueza soberana, centrado en la estabilidad y el ahorro, utilizando regalías de las industrias extractivas (USDOS, 2015). El fondo es administrado por el Banco Central, puede administrar hasta el 30 por ciento de las regalías anuales y, a diciembre de 2014, el fondo había ahorrado aproximadamente \$ 2.5 mil millones (USDOS, 2015).

### 4.5.3 Precios del mercado del Gas Natural

La Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) de Colombia fue creada por el artículo 74 de la Ley 142 de 1994 para regular los servicios públicos, incluidos los precios de la electricidad y el gas natural (CREG, 2016). Las áreas urbanas en Colombia están clasificadas en seis estratos socioeconómicos. Los dos precios más bajos de gas natural están disponibles para los ciudadanos que no usan mucha electricidad. Estos ciudadanos reciben gas natural a un precio subsidiado, con los subsidios financiados por los ciudadanos en los dos estratos socioeconómicos más altos (CREG, 2016). Los ciudadanos que se encuentran en el medio dos niveles socioeconómicos reciben gas natural a precios de mercado (Figura 23).

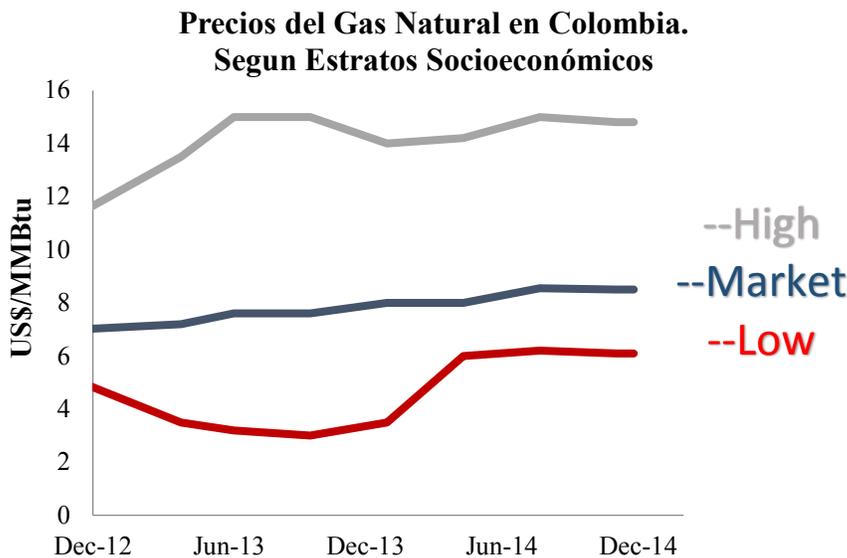


Figura 23: Precios aproximados del gas natural (US \$ / MMBtu) en los diferentes estratos socioeconómicos de Colombia. Figura adaptada de datos vía (NATURGAS, 2014).

Debido a la naturaleza remota de ciertas regiones de Colombia, el acceso al gas natural, ya sea subsidiado o no, puede ser costoso. Los precios promedio del mercado, por lo tanto, siguen siendo significativamente más altos que los de los Estados Unidos. Los precios promedio del mercado para los ciudadanos colombianos que compran gas natural a fines de 2014 fueron de \$ 8.2 / MMBtu (NATURGAS, 2014). Sin embargo, los dos niveles socioeconómicos más altos pagan grandes contribuciones para garantizar que el gas natural asequible alcance los estratos socioeconómicos más bajos.

## 5.0 Mercado de Metano de la Mina de Carbón (CMM)

### 5.1 Resumen

Colombia tiene amplias reservas de carbón y, por extensión, se cree que también posee una importante mina de carbón y metano de yacimiento de carbón (CMM y CBM). Actualmente, los estudios nacionales estiman que sus reservas de metano están entre 11 y 35 Tcf, aunque no todo el gas se considera económicamente recuperable (ANH, 2011). Drummond Company, con sede en los Estados Unidos, opera dos bloques de concesiones, uno en Guajira y otro en Cesar, donde están llevando a cabo programas de exploración

CMM / CBM. Además, en 2017, la USTDA publicó los resultados de un proyecto de factibilidad CMM / CBM en Córdoba (USTDA, 2015). El objetivo del estudio fue informar a GECELCA del potencial del proyecto antes de que la empresa tome una decisión sobre la perforación. GECELCA espera que el proyecto aumente la utilización regional de metano, ayude a abastecer el mercado colombiano de gas natural y reduzca las emisiones de gases de efecto invernadero del área (USTDA, 2015). Los resultados del estudio estiman que el proyecto podría desarrollarse de tal manera que entre 30.9 MMtCO<sub>2</sub>e y 34.7 MMtCO<sub>2</sub>e no se emitirán a la atmósfera, si se utilizan las mejores prácticas para reducir las emisiones de GEI durante todo el ciclo de vida del proyecto (GECELCA, 2017).

Las características que generalmente indican una promesa para desarrollar un proyecto CMM se identifican en la Tabla 3.

**Tabla 3: Tabla que muestra los parámetros más importantes para determinar el gas en situ de un prospecto de CMM y la capacidad de entrega económica del gas (ANH 2011).**

<b>Características que Determinan el Gas Encontrado</b>	<b>Características para Determinan la Entregabilidad Económica del Gas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contenido de Gas               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Rango del Carbón</li> <li>– Composición del Carbón</li> <li>– Proceso de Maduración</li> </ul> </li> <li>• Carbón Encontrado               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Extensión de Carbón Areal</li> <li>– Espesor Neto de la Costura del Carbón</li> </ul> </li> <li>• Capacidad de Almacenamiento               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Evaluación Isoterma</li> <li>– Saturación</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Espesor de la Costura del Carbón</li> <li>• Permeabilidad</li> <li>• Espaciamiento de la Costura del Carbón</li> <li>• Profundidad de la Costura de Carbón</li> <li>• Hidrología</li> <li>• Ambiente Depositario</li> <li>• Saturación</li> <li>• Estructura Geológica</li> <li>• Presión de Reservorio</li> </ul>

Hay una serie de desafíos que actualmente enfrenta el desarrollo del proyecto CMM colombiano, incluidos datos limitados sobre las propiedades del yacimiento (por ejemplo, contenido de gas, permeabilidad) y falta de infraestructura para utilizar el gas, especialmente para minas ubicadas en áreas remotas. Sin embargo, la producción y utilización de CMM le brinda a Colombia la oportunidad de aumentar la seguridad de la mina, reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero y ayudar a satisfacer la creciente demanda de gas natural del país.

## 5.2 Proyectos Actuales de CMM y CBM y Emisiones de Metano en Minas de Carbón

La industria de CMM / CBM de Colombia está en su infancia. A pesar de las grandes reservas de CMM / MFC del país, aún no se ha logrado un uso comercial significativo (Tabla 4). En 2004, Drummond Company, Inc., con sede en los Estados Unidos, compró un bloque de concesión para la exploración de CBM en Cesar (Figura 24). El bloque de arrendamiento, cerca de las minas La Loma y El Descanso de Drummond, abarca 392,515 acres y se encuentra muy cerca de la infraestructura y la producción de carbón actual de Drummond (Drummond, 2016; GMI, 2015). Además, en 2006, Drummond adquirió un segundo bloque de exploración CBM en Guajira. El segundo bloque totaliza 77,833 acres y posee un estimado de 2.2 Tcf de reservas de CBM (Drummond, 2016; GMI, 2015). El desarrollo del segundo bloque se encuentra actualmente en espera debido a una disputa entre ANM y ANH con respecto a las concesiones superpuestas.

**Tabla 4: Comparación de cantidades estimadas de carbón extraíble en el lugar (Gmt) y potencial de gas total en el lugar (Tcf) en toda Colombia (ANH 2011).**

Región	Extraíble Carbon Encontrado (Gmt)	Potencial Total Gas Encontrado (Tcf)
Cesar	6.6	2.3-6.3
Guajira	4.5	2.5-10
Boyacá	1.7	2.1-5
Cundinamarca	1.5	2-5
Valle del Santander	0.2	0.1-6.2
Norte de Santander	0.8	0.9-1.2
Córdoba	0.7	0.4-0.5
Antioquia	0.5	0.3-0.4
Santander	0.8	0.5-0.7
Potencial de Recuperación Total	17.3	11.1-35.3

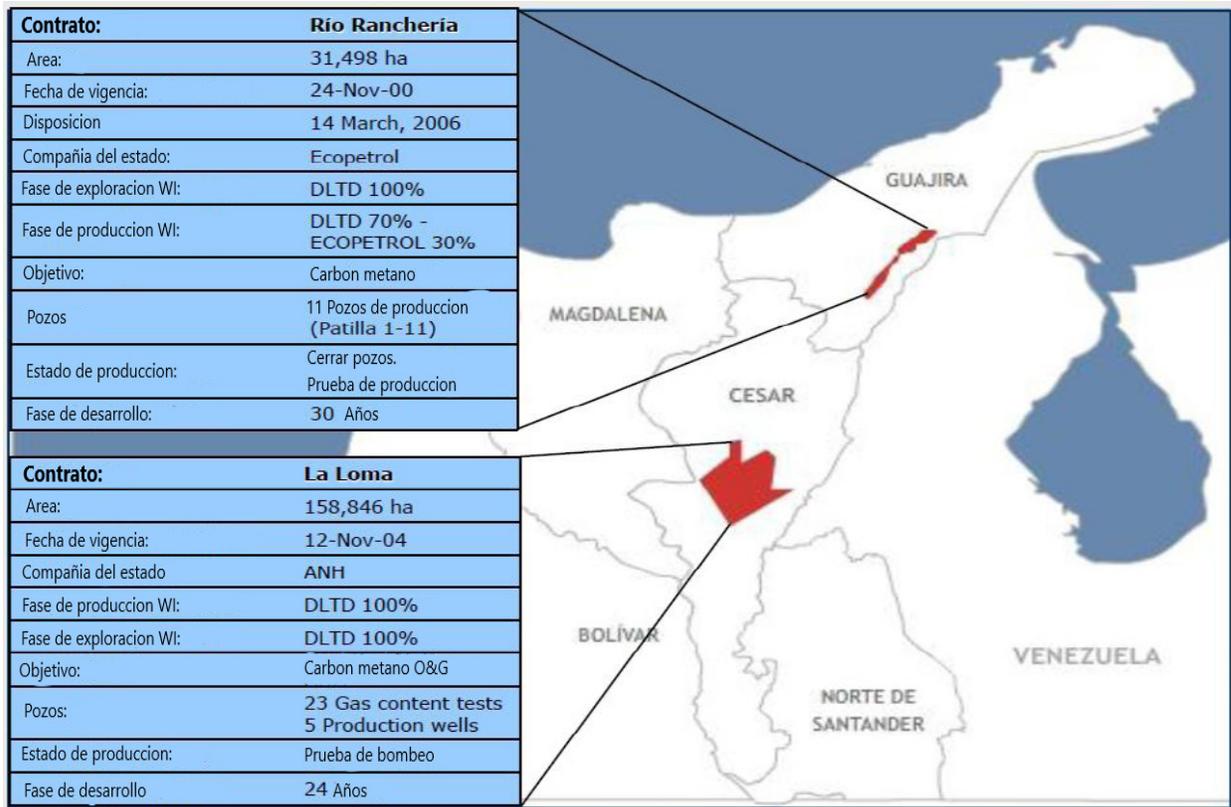


Figura 24: dos bloques de arrendamiento de exploración de CBM de Drummond Company, Inc. Estos dos bloques son las principales jugadas actuales de CMM / CBM en Colombia. Figura adaptada de ANH, 2011.1.

La única empresa que está realizando un proyecto de CBM en Colombia es Drummond Coal en el bloque La Loma, donde operan su proyecto piloto (ANH, 2011; GMI, 2015). El proyecto piloto está destinado a medir las emisiones de metano en la mina La Loma / Pribbenow de Drummond, y Drummond ha firmado un contrato con Ecopetrol para extraer CBM del área (GMI, 2015). Los detalles sobre cuándo comenzará a extraerse el CBM no están disponibles. Debido a que no existen proyectos comerciales de utilización de CMM / CBM en Colombia, las minas de carbón continúan produciendo emisiones anuales significativas, que han aumentado a una tasa de 40-50 por ciento por año durante las últimas dos décadas, como se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5: Tabla que muestra las emisiones de metano en la mina de carbón (CMM) de Colombia (GMI, 2015).

	2000	2005	2010	2015 <sup>a</sup>
<b>Mm<sup>3</sup></b>	231	357	511	651
<b>MtCo<sub>2</sub>e*</b>	3.9	6.1	8.7	11.1

\* El potencial de calentamiento global (100 años) utilizado es 25, <sup>a</sup> Proyectado.

### 5.3 Ambiente regulatorio y legislativo.

Actualmente, no existe una ley o reglamento que impida a un desarrollador de proyectos solicitar una licencia para explorar o producir CMM / CBM; Una licencia no convencional emitida por ANH proporciona los derechos para explorar en busca de hidrocarburos no convencionales. Además, si la exploración de CMM / CBM no era el objetivo de la solicitud original de la licencia de hidrocarburos, se puede presentar una solicitud a la ANH para solicitar el permiso para incluir el gas asociado al carbón contenido en los lechos de carbón durante la fase de exploración (GMI, 2017). Por lo tanto, si los propietarios de licencias de carbón existentes desean vender gas o electricidad CMM / CBM, deben adquirir una licencia de hidrocarburos no convencionales que cubra el arrendamiento de carbón.

Una vez que se obtiene una licencia de hidrocarburos, el Código nacional de recursos naturales renovables, o el Decreto 2811 de 1974, exige que el desarrollador obtenga primero un permiso ambiental. El Decreto 1220 de 2005 emitido por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) establece los procedimientos y requisitos básicos para obtener una licencia ambiental para la exploración y producción de hidrocarburos (GMI, 2017).

El Plan Nacional de Desarrollo de Colombia (PND) 2010-2014 identificó al sector minero como una locomotora nacional para el crecimiento económico, mencionando específicamente los proyectos CMM / CBM como una vía de expansión (MinMinas, 2010). Uno de los principales objetivos de NDP 2010-2014 fue desarrollar prácticas mineras más sostenibles y utilizar mejor los recursos naturales desperdiciados anteriormente (MinMinas, 2010). Con respecto a CMM / CBM, el NDP 2010-2014 tuvo como objetivo permitir el drenaje y la utilización de:

- 1) Metano de minas a cielo abierto y subterráneas de carbón;
- 2) Metano mediante sistemas de ventilación (VAM) en minas subterráneas de carbón;
- 3) Metano en minas de carbón subterráneas abandonadas (AMM);
- 4) Quema de metano a través de sistemas de ventilación (VAM) en minas subterráneas de carbón.

Como resultado del PND 2010-2014 y el aumento de la demanda de gas natural, el gobierno colombiano publicó un decreto en 2011 que describe su plan para aumentar la producción nacional de gas natural, particularmente de las minas de carbón gaseoso (EIA, 2016). El Decreto 4923 establece una reducción del 40 por ciento en las regalías gubernamentales aplicables a los hidrocarburos no convencionales, que incluye CBM (GMI, 2017). Además, 2015 y 2016 fueron testigos de desarrollos normativos favorables con respecto al futuro de la industria CMM / CBM de Colombia. El artículo 59 del Decreto 1886 (2015) otorga que el propietario de la mina puede extraer gas para mejorar la seguridad de la mina y utilizar el gas en el sitio. Sin embargo, para proyectos de CMM comerciales a gran escala, los desarrolladores aún deben obtener las licencias necesarias.

En 2015, como parte del Protocolo de Kyoto, Colombia se comprometió a trabajar para reducir sus emisiones de carbono en un 20 por ciento para 2030, aunque CMM se quedó fuera del compromiso de Kioto de Colombia y no es parte de su NDC. Un problema que podría afectar el desarrollo de CMM, es un fallo de un tribunal colombiano de 2016 que permite a los gobiernos

locales y regionales bloquear actividades mineras dentro de sus jurisdicciones (Stratfor, 2016). Dada esta legislación reciente, queda por ver cuál será el impacto neto en la inversión de CMM / CBM.

#### **5.4 Desafíos a los Proyectos de MMC**

Uno de los mayores problemas que enfrenta el desarrollo de CMM en Colombia es que las minas de carbón más grandes de Colombia son minas de superficie. El potencial de CMM en las minas de superficie se limita al drenaje previo a la mina. Sin embargo, hay un estimado de 3,000 minas subterráneas de carbón que anualmente producen 6 Mt, según la Universidad Nacional de Colombia (GMI, 2011). Muchas de estas minas alcanzan profundidades no mayores a 600 m y son peligrosamente gaseosas (GMI, 2011). Estas minas pueden brindar oportunidades para la utilización de metano, ya que muchas de ellas solo cuentan con sistemas de ventilación básicos. Desafortunadamente, estas pequeñas minas tienen una capacidad técnica y financiera limitada para llevar a cabo un proyecto CMM.

Por último, los proyectos de carbón colombianos han sido examinados y protestados en los últimos años, y los ciudadanos colombianos se resisten a la reubicación y el desarrollo. Drummond y Cerrejón Coal Company fueron criticados en 2016 por cargos de contaminación y desplazamiento (London Mining Network, 2016). Con la legislación reciente que empodera a los gobiernos locales y regionales, los desarrolladores de proyectos CMM pueden enfrentar el desafío de satisfacer las demandas de los pueblos locales.

#### **5.5 Beneficios de implementar proyectos CMM y CBM en Colombia**

Si Colombia es capaz de implementar económicamente la utilización generalizada de CMM / CBM, se acumularían beneficios significativos. La utilización de CMM / CBM aumenta la seguridad de la mina. Colombia ha experimentado una serie de trágicas explosiones de minas de carbón desde 2010, y el aumento de la utilización de CMM / CBM ayudará a mitigar este riesgo. En segundo lugar, reducir la cantidad de metano que se escapa a la atmósfera ayudará a Colombia a alcanzar su objetivo de reducción de emisiones de carbono del 20 por ciento para 2030. En ausencia de proyectos de utilización de CMM / CBM, se puede esperar que las emisiones de GEI de las minas de carbón continúen aumentando anualmente. En tercer lugar, la utilización de CMM / CBM puede complementar la creciente demanda de gas natural de Colombia. Se proyecta que la demanda de gas natural de Colombia aumentará de 450 Bcf / año. en 2015 a casi 500 Bcf / año. Para 2020 (ARI COGSM). Finalmente, la implementación del proyecto CMM / CBM aumentará los ingresos de los productores colombianos de carbón y garantizará que el sector minero de la nación siga siendo un motor para el crecimiento económico nacional.

## **6.0 References**

1. AAPG (2016): Ramirez, Miguel. "A Natural Gas Revolution in Colombia." *www.aapg.org*. December, 2016.
2. ARI COGSM: Advanced Resources International, Inc.'s Colombia Oil and Gas Model (COGSM). Taylor Malone. 2016.

3. ARI (2014): “Outlook for Shale Oil and Gas Development Middle Magdalena Valley Basin, Colombia.” Vello A. Kuuskraa. Taylor Malone. Prepared for Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Bogotá, Colombia. July 08, 2014.
4. ARI (2014.1): “Strengthening UPME’s Energy Analysis and Planning Capability.” Vello A. Kuuskraa. Taylor Malone. Prepared for Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Bogotá, Colombia. July 16, 2014.
5. ANH (2011): “Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia.” Rodolfo Guzmán. ANH Unconventional Hydrocarbons Workshop. Bogotá, Colombia. June 8, 2011.
6. ANH (2011.1): “Technology analysis and Promotion Strategy for Coalbed Methane Developments in Colombia.” Arthur D. Little, Inc. Bogotá, Colombia. June 9, 2011.
7. ANH (2015): Statistics Sector: Production Statistics. Gas Balance Production 2015. Spanish.
8. Bloomberg (2015): “BHP Colombia Mine CEO Seeks Cost Savings Amid Coal Price Slump.” BP (2016.1): “Statistical Review of World Energy.” June, 2016.  
[www.bloomberg.com/news/articles/2015-03-19/bhp-colombia-mine-ceo-seeks-cost-savings-amid-coal-price-slump](http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-03-19/bhp-colombia-mine-ceo-seeks-cost-savings-amid-coal-price-slump).
9. BP (2016): “Energy Outlook.” June, 2016.
10. BP (2016.1): “Statistical Review of World Energy.” June, 2016.
11. BP (2018): “Statistical Review of World Energy.” June, 2018.
12. Bloomberg (2016): “Mitsui to Supply Colombia Its First Liquefied Natural Gas Cargo.” May 27, 2016. [www.bloomberg.com/news/articles/2016-0527/mitsui-to-supply-colombia-its-first-liquefied-natural-gas-cargo](http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-0527/mitsui-to-supply-colombia-its-first-liquefied-natural-gas-cargo).
13. Cerrejón (2013): Indicators. 2013. [www.cerrejon.com/site/english/press-room/cerrejons-numbers.aspx](http://www.cerrejon.com/site/english/press-room/cerrejons-numbers.aspx).
14. Chevron (2015): Colombia. 2015. [www.chevron.com/worldwide/colombia](http://www.chevron.com/worldwide/colombia).
15. CIA (2013): The World Factbook 2013-14. Washington, DC: Central Intelligence Agency, 2013.
16. CREG (2016): Sectors we regulate: Natural Gas. 2016.  
[www.creg.gov.co/index.php/en/sectors-we-regulate/natural-gas/how-does-it-work-gn](http://www.creg.gov.co/index.php/en/sectors-we-regulate/natural-gas/how-does-it-work-gn). Spanish.
17. Drummond (2016): Our Operations: Oil & Gas. 2016. [www.drummondltd.com/our-operations/oil-gas/?lang=en](http://www.drummondltd.com/our-operations/oil-gas/?lang=en).
18. Ecopetrol (2013): “Ecopetrol’s onward strategy to tackle Colombia’s energy challenges.” Nelson Castañeda. NOC Congress. London, England. June 2013.

19. EIA (2016): Colombia Country Analysis Brief. Energy Information Administration. [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov). Retrieved October, 2016.
20. EIA (2016.1): "U.C. coal exports declined 23% in 2015, as coal imports remained steady." March 7, 2016. [www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25252](http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25252).
21. EPA (2017): Pre-Feasibility Study for Methane Drainage and Utilization at the San Juan Mine, Antioquia Department, Colombia. GMI.
22. Equion (2016): Our operations. 2016. [www.equionenergia.com/nuestras\\_operacion/Paginas/default.aspx](http://www.equionenergia.com/nuestras_operacion/Paginas/default.aspx). Spanish.
23. GECELCA (2017): Coal Mine Methane Recovery in Córdoba, Colombia – prepared by Raven Ridge Resources, Incorporated – for Gecelca S.A. E.S.P.
24. GMI (2011): PowerPoint Slides. Global Methane Initiative. U.S. EPA Coalbed Methane Outreach Program.
25. GMI (2015): Coal Mine Methane Country Profiles. US Environmental Protection Agency Coalbed Methane Outreach Program In support of the Global Methane Initiative (GMI). June, 2015. [www.globalmethane.org](http://www.globalmethane.org).
26. GMI (2017): Legal and Regulatory Status of CMM Ownership in Key Countries: Considerations for Decision Makers. GMI.
27. Index Mundi (2016): "Colombia." *Colombia - Country Profile - 2016*. CIA World FactBook, 9 Oct. 2016. Web.
28. Jähnig (2007). *Coal Deposits of Colombia*. Andrea Jähnig. Master Thesis. Freiberg, Technische Universität Bergakademie Freiberg.
29. Latin Lawyer (2016): Colombia. *Dentons Cardenas & Cardenas*. April 4, 2016.
30. London Mining Network (2016): "Why does the Colombian coal industry need help from a London lobby group?" June 30, 2016. [www.londonminingnetwork.org/2016/06/why-does-the-colombian-coal-industry-need-help-from-a-london-lobby-group/](http://www.londonminingnetwork.org/2016/06/why-does-the-colombian-coal-industry-need-help-from-a-london-lobby-group/).
31. MaRS (2015): "Market Information Report: Colombia." Simeran Bachra, Mieka Buckley-Pearson, Nina Da Nobrega Garcia, and Meg McQuillan. Advanced Energy Centre. MaRS Cleantech. Ontario, Canada.
32. Mining Atlas (2016): [www.mining-atlas.com](http://www.mining-atlas.com).
33. MinMinas (2010): "Development Action for the Mitigation Plan for the Energy Sector." Ministry of Mines and Energy. 2010. Spanish.
34. NATURGAS (2014): Prices of natural gas city gate. 2014. [www.naturgas.com.co/tecnico/Precios%20de%20gas%20natural%20en%20puerta\\_2014](http://www.naturgas.com.co/tecnico/Precios%20de%20gas%20natural%20en%20puerta_2014). Spanish.

35. Norton Rose Fulbright (2011): "The Creation of a National Mining Agency." September, 2011. [www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/59316/the-creation-of-a-national-mining-agency](http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/59316/the-creation-of-a-national-mining-agency).
36. OilPrice (2015): "As Prices Tank, This Natural Gas Exporter Became A Net Importer." November 25, 2015. [www.oilprice.com/Finance/investing-and-trading-reports/As-Prices-Tank-This-Natural-Gas-Exporter-Became-A-NetImporter.html](http://www.oilprice.com/Finance/investing-and-trading-reports/As-Prices-Tank-This-Natural-Gas-Exporter-Became-A-NetImporter.html).
37. Open Oil (2012): "Colombia Oil Almanac." 2012.
38. Oxford (2014): Oxford Business Group. *The Report: Colombia 2014: 2*. London: Oxford Business Group, 2014. Print.
39. Peace (2016): "Communities in Cesar struggle to be heard in public hearing on coal mining." <https://peacepresence.org/2016/10/13/communities-in-cesar-struggle-to-be-heard-in-public-hearing-on-coal-mining/>.
40. Platts (2014): "Colombia's oil output reaches coveted 1 million b/d in 2013; well, rigs counts fall against 2012." January 8, 2014. [www.platts.com/news-feature/2014/oil/latin-america-oil-gas/Colombia](http://www.platts.com/news-feature/2014/oil/latin-america-oil-gas/Colombia).
41. Platts (2015): "Colombia to begin natural gas imports in early 2016: Ecopetrol." November 23, 2015. [www.platts.com/latest-news/natural-gas/Bogotá/colombia-to-begin-natural-gas-imports-in-early-26286963](http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/Bogotá/colombia-to-begin-natural-gas-imports-in-early-26286963).
42. PRI (2014): "Why Colombia halted a US company's coal exports." <https://www.pri.org/stories/2014-01-20/why-colombia-halted-us-companys-coal-exports>.
43. ProColombia (2015): "Electric Power in Colombia: Power Generation." Bogotá, Colombia.
44. pwc (2014): "Colombia Oil & Gas Industry 2014: An Overview." 2014.
45. Raven Ridge Resources (2015): "Coal Mine Methane Developments in the United States and Globally." Felicia Ruiz. Jayne Somers. Candice L. M. Tellio. 2015.
46. Reuters (2016): "Australian coal prices plummet as Colombian cargoes head to Asia." [www.reuters.com/article/asia-coal-colombia-idUSL3N17W2A9](http://www.reuters.com/article/asia-coal-colombia-idUSL3N17W2A9).
47. Seeking Alpha (2015): "Colombia's Emerging Oil Crisis - Is Its Economic Miracle In Decline?" March 7, 2016. [www.seekingalpha.com/article/3956434-colombias-emergingoil-crisis-economic-miracle-decline](http://www.seekingalpha.com/article/3956434-colombias-emergingoil-crisis-economic-miracle-decline).
48. Stratfor (2016): "Colombia: Court Expands Authority to Block Mining Projects." October 12, 2016.
49. USDOS (2015): "Colombia Investment Climate Statement." 2015. [www.state.gov/documents/organization/241730.pdf](http://www.state.gov/documents/organization/241730.pdf).
50. USGS (2006): Tewalt, Susan J., Robert B. Finkelman, Ivette E. Torres, and Fiorella Simoni. "Colombia." *World Coal Quality Inventory: South America*. By Alex W. Karlsen. Reston, VA: U.S. Geological Survey, 2006. 132-57. Print.

51. USTDA (2015): "USTDA Advances Coal Mine Methane Recovery in Colombia." June 25, 2015. [www.ustda.gov/news/press-releases/2015/ustda-advances-coal-mine-methane-recovery-colombia](http://www.ustda.gov/news/press-releases/2015/ustda-advances-coal-mine-methane-recovery-colombia).
52. World Bank (2014): World Bank Group Benchmarking Analysis of Electricity Distribution in Latin America and the Caribbean, and the University of Waterloo. 2014.
53. World Bank (2016): "World Bank Commodity Price Data (The Pink Sheet)." November 2016.
54. World Coal (2016): "Colombian coal production to grow to 2020." June 20, 2016. [www.worldcoal.com/coal/20062016/colombian-coal-production-to-grow-to-2020-2016-991/](http://www.worldcoal.com/coal/20062016/colombian-coal-production-to-grow-to-2020-2016-991/).
55. WRI (2015): "Colombia First South American Country to Release New Climate Plan Ahead of Paris." [www.wri.org/blog/2015/09/colombia-first-south-american-country-release-new-climate-plan-ahead-paris](http://www.wri.org/blog/2015/09/colombia-first-south-american-country-release-new-climate-plan-ahead-paris).
56. WSJ (2014): "Colombia Orders Drummond Coal to Halt Port Operations." <https://www.wsj.com/articles/colombia-orders-drummond-coal-to-halt-port-operations-1389220884>
57. XM (2015): Informe de operación del SIN y administración del mercado. INS operación información. Spanish.

*"Upstream"*: Exploración y Producción.

*"Midstream"*: Transporte, Procesos y Almacenamiento.

*"Downstream"*: Refino, Venta y Distribución.

## 7.0 Appendix A



**Figura 25:** Figura que muestra un mapa detallado de las minas de carbón de Colombia y los operadores de minas de carbón de Colombia. Más del 90% de la producción de carbón de Colombia proviene de los departamentos del norte de Guajira y Cesar (GMI, 2015; Cerejón, 2013; Mining Atlas, 2016). El Cerrejón, La Jagua y La Loma (Mina Pribbenow) son las tres minas más grandes de Colombia. Figura adaptada de la paz (2016).

**Tabla 6:** Estas tres minas representan más del 90% de la producción de carbón colombiano (GMI, 2015; Cerejón, 2013; Mining Atlas, 2016).

Mina	Tipo	Lugar	Propietario	Produccion (Mt per year)	Reservas (Mt)
Cerrejón Zona Norte	Surface	Guajira	Cerrejón Coal Company	33.2	4,874 (2013)
Carbones del Cerrejón	Surface	Guajira	Cerrejón Coal Company	3.7 (2010)	-
El Cerrejón Corte	Surface	Guajira	Cerrejón Coal Company	5.6 (2010)	-
Mina Pribbenow/La Loma	Surface	Cesar	Drummond	21	485
La Jagua	Surface	Cesar	Glencore/ Prodeco	7	260
La Jagua	Underground	Cesar	Glencore/ Prodeco	0.9 (1994)	