

# Mercados de Energía en Colombia, una Introducción



ISBN 978-958-53020-6-8

**Ph.D FAUSTINO MORENO GAMBOA**  
**Ph. D ELKIN GREGORIO FLÓREZ SERRANO**  
**Ms. C GUSTAVO GUERRERO GÓMEZ**

# MERCADOS DE ENERGÍA EN COLOMBIA, UNA INTRODUCCIÓN

**Ph. D. FAUSTINO MORENO GAMBOA**

Universidad Francisco de Paula Santander, Cúcuta.

**Ph. D. ELKIN G. FLOREZ SERRANO**

Universidad de Pamplona

**M. Sc. GUSTAVO GUERRERO GOMEZ**

Universidad Francisco de Paula Santander, Ocaña.



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA**

Rector

**Ivaldo Torres Chávez**

Vicerrector Académico

**Oscar Eduardo Guadrón Guerrero**

Vicerrector de Investigación

**Aldo Pardo García**

**Área:** Ingeniería y afines

**Subárea:** Ingeniería

©Faustino Moreno Gamboa

©Elkin Gregorio Flórez Serrano

©Gustavo Guerrero Gómez

► Editorial Universidad de Pamplona

Ciudad Universitaria

Pamplona, Colombia

Primera edición: Pamplona, mayo de 2021

ISBN:978-958-53020-6-8

Diseño y Diagramación:

LITOFLOREZ - PAMPLONA

Nelson J Flórez

[litoflorz@yahoo.com](mailto:litoflorz@yahoo.com)

Todos los derechos reservados.

Prohibida su reproducción total o parcial Por cualquier medio, sin permiso del editor.

## TABLA DE CONTENIDO.

	Pág.
LISTA DE FIGURAS.....	7
INTRODUCCIÓN.....	8
1. ENERGÍA ELÉCTRICA.....	15
1.1. EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SUS AGENTES.	17
1.2. GENERADORES.....	18
1.3. TRANSMISIÓN.....	23
1.4. DISTRIBUCIÓN.....	27
1.5. COMERCIALIZACIÓN.....	29
1.6. DEMANDA.....	31
1.7. USUARIO NO REGULADOS.....	33
1.8. USUARIO REGULADO.....	34
1.9. OPERACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	35
1.10. EL OPERADOR DE MERCADO.....	37
1.11. MERCADO SPOT O BOLSA DE ENERGIA.....	37
1.12. MERCADO DE CONTRATOS.....	42
1.12.1    Contratos Bilaterales.....	42
1.13. TARIFAS.....	44
1.14. PROYECCIÓN.....	45
2. PETROLEO.....	48
2.1. ASPECTOS FISCALES Y CONTRACTUALES.....	50

2.2.	LA CADENA DE PRODUCCIÓN DE PETROLEO.....	54
2.3.	EXPLORACIÓN.....	55
2.4.	PRODUCCIÓN.....	61
2.5.	TRANSPORTE.....	62
2.6.	COMERCIO EXTERIOR.....	64
2.7.	PRECIOS.....	65
2.8.	PROYECCIÓN.....	66
3.	COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.....	69
3.1.	EL MERCADO.....	70
3.2.	REFINACIÓN.....	70
3.3.	TRANSPORTE.....	72
3.4.	DISTRIBUCIÓN MAYORISTA.....	73
3.5.	DISTRIBUCIÓN MINORISTA.....	73
3.6.	CONSUMO.....	74
3.7.	PRECIOS.....	75
3.8.	PROYECCIÓN.....	80
4.	GAS NATURAL.....	82
4.1.	PRODUCCIÓN.....	83
4.2.	TRANSPORTE.....	86
4.3.	DISTRIBUCIÓN.....	88
4.4.	COMERCIALIZACIÓN.....	88
4.5.	RETRICCIONES A LA INTEGRACIÓN VERTICAL.....	88
4.6.	MECANISMOS DE NEGOCIACIÓN.....	89

4.7.	MODALIDADES CONTRACTUALES DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE..	89
4.8.	USUARIOS.....	91
4.9.	TARIFAS Y PRECIOS.....	93
4.10.	GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR.....	94
4.11.	PROYECCIÓN.....	96
5.	CARBÓN.....	100
5.1.	LA CADENA DEL MERCADO.....	101
5.2.	CONTRATACIÓN.....	102
5.3.	RESERVAS.....	103
5.4.	PRODUCCIÓN.....	105
5.5.	TRANSPORTE.....	107
5.6.	BENEFICIO.....	108
5.7.	CONSUMO INTERNO.....	108
5.8.	COMERCIO EXTERIOR.....	109
5.9.	PRECIOS.....	110
5.10.	PROYECCIÓN.....	111
	REFERENCIAS.....	113

## LISTA DE FIGURAS.

	Pág.
Figura 1 Participación de los diferentes sectores en el consumo de energía en Colombia .....	11
Figura 2. Canasta energética Colombia en el sector transporte (a), Industrial (b), Residencial (c) y Comercial (d). .....	13
Figura 3. Esquema institucional alrededor del sistema eléctrico nacional. ....	16
Figura 4. Esquema del mercado mayorista de energía en Colombia. Fuente, los autores.....	17
Figura 5. Generadores que participan en el mercado mayorista de energía. ....	18
Figura 6. Composición de la generación de energía en Colombia en 2019 .....	20
Figura 7 Evolución de la demanda de energía y le capacidad efectiva de generación en Colombia .....	20
Figura 8 Sistema de Transmisión Nacional 2017. Tomado del plan de expansión STN 2019-2031 UPME. ....	25
Figura 9. Sistema de transmisión nacional a largo plazo.....	26
Figura 10. Esquema del transporte de energía (transmisión, distribución).....	27
Figura 11. Porcentaje de consumo de energía por distribuidor en 2019 .....	30
Figura 12. Porcentaje de usuarios industriales y comerciales por comercializador de energía eléctrica en 2019 . ....	30
Figura 13. Porcentaje de usuarios residenciales por comercializador de energía eléctrica en 2019 .....	31
Figura 14. Evolución de la demanda de energía eléctrica en los años 2018 y 2019.....	32

Figura 15. Evolución de la demanda no atendida en los años 2018 y 2019 .....	33
Figura 16. Potencia demandada mínima para ser un usuario no regulado .....	34
Figura 17. Componentes de precio ofertado por el generador.....	38
Figura 18. Estructura del precio ofertado por generadores térmicos e hidráulicos. ....	38
Figura 19. Elementos de la oferta del generador. ....	39
Figura 20. Cruce de la oferta de los generadores contra la demanda para los 24 periodos del día. .....	39
Figura 21. Evolución de precio de bolsa medio diario. ....	40
Figura 22. Evolución del valor de la energía en bolsa y por contratos en 2018 y 2019. ....	43
Figura 23. Proyección de la demanda nacional de energía eléctrica . ....	46
Figura 24 Principales agentes del sector petrolero en el país. ....	49
Figura 25. Participación de la industria petrolera en el valor de las exportaciones de Colombia, Tomado de la asociación colombiana del petróleo. ....	54
Figura 26. Etapas del negocio del petróleo.....	55
Figura 27. Actividades Exploratorios, Mapa de Tierras .....	56
Figura 28. Número de contratos firmados anualmente .....	58
Figura 29. Cantidad de áreas de Exploración Sísmica .....	59
Figura 30 Numero de pozos exploratorios perforados por año.....	60
Figura 31. Reservas comprobadas de petróleo en Colombia .....	61
Figura 32. Evolución de producción anual de crudo en Colombia.....	62
Figura 33. Esquema de oleoductos en Colombia .....	63

Figura 34. Evolución de la balanza comercial de Colombia del crudo y sus derivados[15]. .....	64
Figura 35. Evolución anual de los precios de referencia internacional WTI y BRENT, con el precio de exportación para Colombia. ....	66
Figura 36. Proyección de las reservas de crudo, la producción y la relación R/P Colombia. ....	67
Figura 37. Proyección de los precios internacionales de crudo en 2021. ....	68
Figura 38. Esquema del mercado de combustibles líquidos. ....	70
Figura 39. Participación por refinería . ....	71
Figura 40 Diagrama de poliductos en el país . ....	72
Figura 41 Porcentaje de participación de los distribuidores minoristas . ....	74
Figura 42 Evolución de la demanda de gasolina corriente, extra y Diésel . ....	75
Figura 43 Esquema de la estructura de precios de los combustibles en Colombia.....	76
Figura 44 Evolución de los precios de la gasolina corriente y Diésel . ....	79
Figura 45 Proyección de la demanda de gasolina corriente, Diésel y JET . ....	80
Figura 46 Esquema del mercado de gas natural en Colombia. ....	82
Figura 47. Evolución de las reservas de gas natural en Colombia. ....	83
Figura 48. Yacimientos de gas natural en el país en 2020.....	84
Figura 49. Evolución de la producción de gas natural en Colombia. ....	85
Figura 50. Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural. ....	87
Figura 51. Evolución de la demanda de gas natural en Colombia.....	93
Figura 52. Consumo de usuarios Residenciales y Comerciales. ....	92

Figura 53. Evolución del número de estaciones de GNCV .	95
Figura 54. Evolución del número de vehículos con GNCV .	96
Figura 55 Proyección de demanda de gas natural	97
Figura 56 Proyección de demanda vs oferta de gas natural	98
Figura 57 Proyección del precio internacional de gas natural (Henry Hub)	99
Figura 58. Esquema de la cadena del carbón.	102
Figura 59 Cuencas Carboníferas de Colombia .	104
Figura 60 Reservas de Carbón en Colombia	105
Figura 61. Evolución en la producción de carbón .	106
Figura 62 Participación de los departamentos en la producción de carbón.	107
Figura 63 Evolución del consumo interno de carbón .	108
Figura 64. Porcentaje de participación de diferentes sectores en el consumo interno de carbón .	109
Figura 65 Evolución de las exportaciones de carbón y coque .	110
Figura 66 Evolución de los precios FOB del carbón Térmico y Metalúrgico .	111
Figura 67 Proyección de los Precios Internacionales del Carbón a Corto Plazo.	112

## LISTA DE TABLAS.

	Pág.
Tabla 1. Plantas de generación con capacidad igual o mayor a 100 MW. ....	21
Tabla 2. Proyección del incremento de capacidad de generación al año 2031 según cada tecnología. .....	23
Tabla 3. Demanda de usuarios regulados y no regulados .....	35
Tabla 4. Variación del precio de bolsa y el precio de contrato.....	44
Tabla 5 Componentes del precio de combustibles en Colombia. ....	77

## **RESUMEN.**

Conocer la estructura del mercado energético en Colombia es un factor trascendental para cualquier industria, sobre todo en aspectos como el costo agregado a su producto final por la utilización de este recurso. Este conocimiento permitirá, a todos los lectores en general, identificar las fuentes primarias, secundarias y terciarias de la energía, así como las respectivas transformaciones entre ellas, para llegar al usuario final.

En Colombia, Los mercados de energía cuenta con distintos actores, desde el generador primario, quien explota los recursos naturales, hasta el de transmisión o transporte de energía, la cual se realiza, para el tema de la energía eléctrica; por intermedio de redes o líneas eléctricas, con sus respectivos módulos de conexión, conocido como Sistema de Transmisión Nacional (STN) y para los combustibles, esta transmisión se realiza a partir de oleoductos, poliductos, gasoductos y vehículos de transporte. Además, se cuenta con actores que administran el sistema de distribución de energía final, los cuales son los encargados de transportarla y comercializarla a los usuarios finales; usuario industrial y/o residencial.

Además, el conocimiento de los mercados de la energía, permite a los usuarios de la misma, seleccionar y administrar la forma cómo se quiere apropiarse este recurso para el desarrollo de sus productos, en el caso del sector industrial, así como, identificar el porqué de los costos finales de la misma para todos los usuarios del país.

El presente texto es una introducción a la estructura y operación de los mercados de la energía en Colombia, incluyendo la evolución de los mismos y busca que el lector, además de conocer de las fuentes primarias y finales de la energía, pueda desarrollar un criterio propio del ¿por qué? de sus costos. El libro se desarrolla en 5 capítulos, empezando por una breve introducción que busca animar al lector a profundizar en el tema. En el capítulo 1, se describe el concepto de la energía, la forma como actúa el mercado de la energía eléctrica en Colombia y se conceptualizan los actores involucrados en dicho mercado, desde los generadores, pasando por los comercializadores, hasta llegar a los usuarios; regulados y no regulados. Además, se aborda el tema de la comercialización en bolsa, las tarifas del mercado y sus proyecciones. En el segundo capítulo, se hace una contextualización del recurso energético “petróleo”, se describen los aspectos fiscales y

contractuales y se aborda toda la cadena de producción, desde la exploración, el transporte y la comercialización, para finalmente, hacer un aporte al precio de éste y sus proyecciones. En el capítulo 3, se tratan los combustibles líquidos diferentes al petróleo, para los cuales se abordan los mismos temas que en el capítulo anterior, incluyendo lo relacionado con el refinamiento y la distribución mayorista y minorista de estos. En el capítulo 4, se aborda el combustible “gas natural”. De igual forma, se trata lo relacionado con su producción; explotación, transporte y comercialización, para terminar con los tipos de usuarios de este combustible, las tarifas y sus proyecciones. Finalmente, en el capítulo 5, se aborda el tema del carbón. Se trata todo lo relacionado con su cadena de producción y las reservas, así como información del consumo interno y externo, los precios y las proyecciones futuras.

## INTRODUCCIÓN.

En la actualidad las diferentes fuentes de energía se han convertido en soporte del desarrollo humano y su calidad de vida, lo que ha generado un incremento permanente en la demanda de energía. Existen indicadores que permiten comparar el incremento del consumo en un país y a su vez hacer comparación con otros países a nivel mundial. Uno de estos indicadores es la Intensidad energética, el cual es un indicador que muestra cuánta energía se utiliza para producir una unidad de producto. Una relación baja indica que se utiliza menos energía para producir una unidad de producción. Según el Plan Energético Nacional 2020-2050, Colombia presentó una intensidad energética de 2,26 MJ/USD, al compararlo con otros países de la región se evidencia que este indicador está a la par con el de Perú con 2,76 MJ/USD y con el de Panamá con 2,17 MJ/USD, pero muy por debajo de los países más industrializados de la región como Argentina con 4,34 MJ/USD, Chile con 3,78 MJ/USD y México con 3,74 MJ/USD. Otro indicador que permite comparaciones entre países, principalmente en desarrollo económico, es el consumo per cápita de energía eléctrica. Colombia presentó un valor de este indicador de 1.312 kW-h/año durante el 2019, valor muy similar al de algunos países latinoamericanos como es el de Ecuador con 1.312 kW-h/año, pero muy por debajo de países como Chile con 3.879,6 kW-h/año, Argentina con 3.074,7 kW-h/año, Brasil con 2.619,9 kW-h/año y del promedio de América Latina con 2.157,8 kW-h/año. Lo anterior demuestra que la economía colombiana aún se encuentra muy por debajo de países de la región con mayores avances industriales. Aunque, es claro que Colombia también se encuentra en permanente expansión de su demanda energética, por esto, en el país el consumo final de energía pasó de 728 PJ (petajoule =  $1 \times 10^{15}$  Joule) en el año 1975, a 1.346 PJ en el año 2019, lo cual refleja un incremento en la transformación productiva y económica del país de más del 54%. El incremento de esta demanda es función del aumento en la demanda de energía, principalmente por el sector transporte, con un 40%, seguido por el sector de la industria con un 22%, el sector residencial con un 20% y finalmente otros sectores y el sector comercial con un 18%, tal como se observa en la Figura 1.

Respecto a la oferta o canasta de energía en Colombia, ésta se encuentra marcada en una mínima proporción de fuentes no convencionales, ya que el mayor componente está representado por el petróleo y sus derivados, seguido del carbón, juntos representa aproximadamente el 77% de la

canasta energética nacional. Mientras la energía solar y eólica no alcanzan a representar un 1% de la oferta energética, la energía de fuentes hidráulicas, el gas natural y los biocombustibles representa casi el 23 % de la canasta energética colombiana.

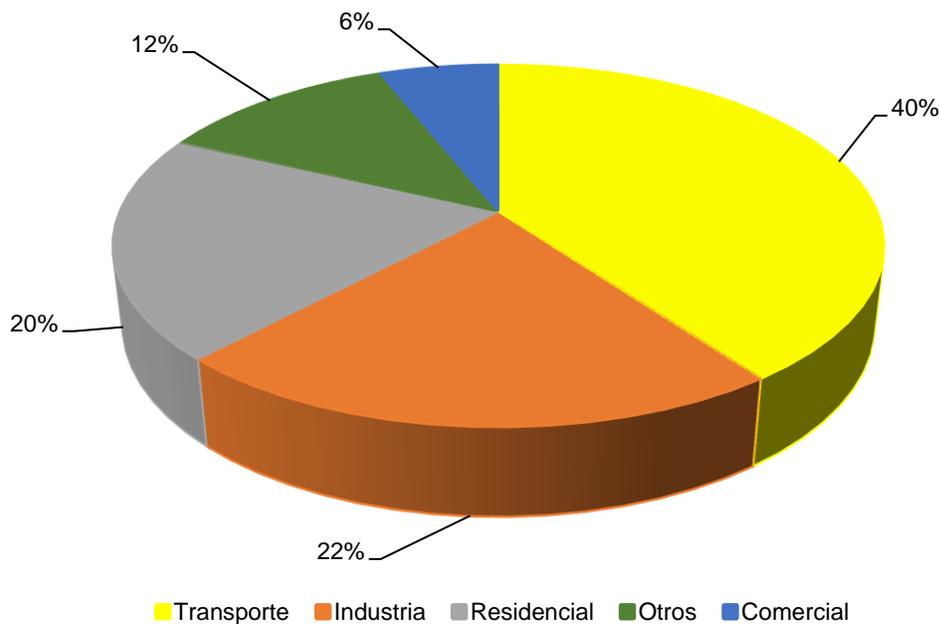
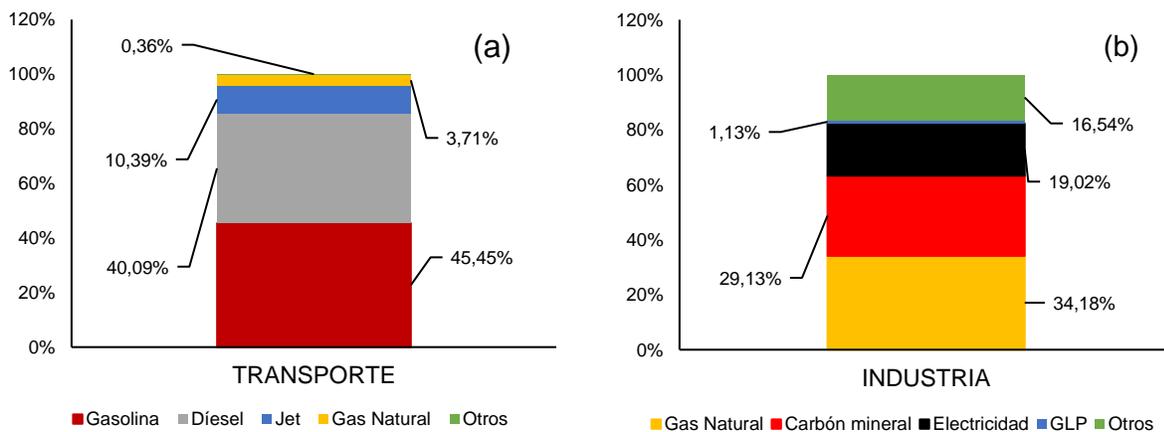


Figura 1 Participación de los diferentes sectores en el consumo de energía en Colombia [1]

En la Figura 2 se presenta la canasta energética de los diferentes sectores mencionados anteriormente, donde se observa que el sector transporte (ver Figura 2(a)), tiene una importante influencia en la demanda de energía a través de los combustibles como la gasolina y el diésel utilizados, especialmente por el transporte de carga (camiones y tractocamiones) y el transporte urbano de pasajeros (buses, busetas, microbuses y taxis), juntos representan un 85.54% del consumo de gasolina y diésel en el sector transporte, a este combustibles se suma el jet para el transporte aéreo que representa un 10.39% y el gas natural que, gracias a un programa del Ministerio de Minas y Energía y a la industria privada, ya representa un 3.71% del consumo. Se espera que en los próximos años fuentes energéticas como el GLP y la electricidad aumenten su participación en el sector transporte.

El sector industrial (ver Figura 2(b)), se observa que, en el sector industrial, la tres principales fuentes de energía son el gas natural (34.18%), el carbón mineral (29.13%) y la electricidad (19.02%). En el sector industrial hay un 16.54% de energéticos utilizados a baja escala, dentro de los que se destacan el diésel, coque, leña, fuel oíl, residuos, entre otros.

De otra parte, el sector residencial tiene como mayor fuente de energía la leña con un 39.55%, esto se debe a la dificultad para acceder a otro energético, como el gas natural o GLP, que tienen la población rural, la de pequeños pueblos, e incluso, los habitantes de zonas marginadas de las grandes ciudades. En el segundo lugar del sector residencial se encuentra la energía eléctrica con 33.79%, mientras el gas natural representa el 19.03% y el GLP el 6.54% de la energía que consumen los hogares en Colombia. Las actividades que más consumen en el sector residencial son la cocción con un 68%, la refrigeración con un 15% y, en mínimas proporciones, la televisión, los electrodomésticos y el calentamiento de agua. El alto valor que presenta el sector cocción se le atribuye a la baja eficiencia de las tecnologías utilizadas en este sector, principalmente en la zona rural y, en alguna medida, en el sector residencial. En tal sentido, la leña es el energético más usado con un 37%, la energía eléctrica con un 35%, el gas natural con un 20% y el GLP con un 7%. Por lo anterior, Colombia se distingue por un mayor uso de biomasa y gas natural en el sector residencial, en contraposición con otros países latinoamericanos que tienen una mayor participación del petróleo y sus derivados en este sector.



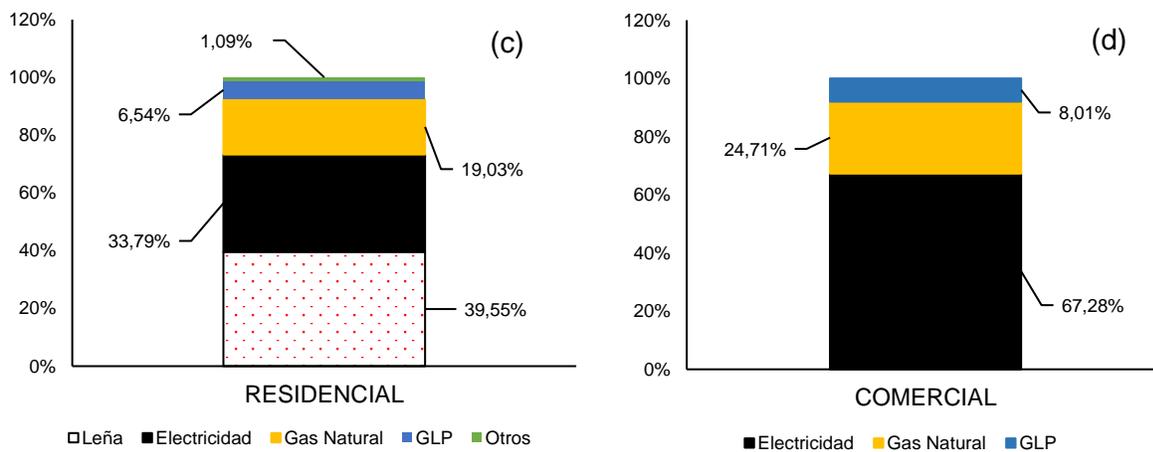


Figura 2. Canasta energética Colombia en el sector transporte (a), Industrial (b), Residencial (c) y Comercial (d).

Por último, la demanda de energía en el sector comercial está dominado por la electricidad con un 67.28%, seguido por el gas natural con un 24.71% y el GLP con 8.01%. Los principales usos finales de este sector son térmicos (calentamiento y refrigeración), la iluminación y el uso de aparatos electrónicos. Al comparar el consumo del sector comercial colombiano con el de otros países de Latinoamérica, se puede evidenciar un mayor uso de la energía eléctrica y un bajo consumo de petróleo y sus derivados, así como de biomasa.

Todo lo anterior, evidencia la necesidad de contar con tecnologías limpias para la obtención de energía eléctrica, ya que el consumo de este energético ha venido teniendo crecimientos exponenciales y el país busca mantener su crecimiento económico con altos niveles de sostenibilidad, los cuales pueden ser cubiertos por las nuevas tecnologías de generación a partir de fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER).

Finalmente, se puede concluir que el mercado de energía eléctrica es importante en el sector comercial, residencial e industrial. El petróleo además de suministrar gran parte de la materia prima para la producción de gasolina, diésel y GLP también genera importantes ingresos al país por las exportaciones al mercado internacional. El gas natural se ha convertido en un energético muy versátil y tienen una importante participación en el sector industrial, residencial, comercial e

incluso en el sector transporte y en el sector térmico de generación de energía eléctrica. Por último, el carbón mineral, además de ser un factor importante en el sector industrial, también genera importantes ingresos al país por la exportación a diferentes mercados. Dado lo anterior, el presente libro pretende hacer una introducción a los mercados de estos energéticos en Colombia, para dar a conocer los aspectos básicos del mercado y sus integrantes, la evolución de estos, especialmente en la última década. También, se busca dar a conocer los aspectos básicos de la normatividad, la producción, generación, la distribución y la comercialización. Además, se plantea una proyección de cada mercado y sus precios.

## **1. ENERGÍA ELÉCTRICA.**

En Colombia el sector eléctrico a tenido cambios muy importantes en los últimos 25 años, justo después del racionamiento de energía que se presentó entre los años 1992 y 1993, debido a la reducción del nivel de los embalses por el fenómeno del niño y a la mala gestión del sistema de generación. Por lo tanto, se generó un cambio importante en el sector, como el paso de un sistema estatal, con grandes problemas regionales, a un sistema de mercado privado que buscara competencia entre sus agentes para reducir los precios y garantizar la prestación del servicio a los usuarios.

Dado lo anterior, el gobierno nacional formulo cambios profundos en el sistema eléctrico nacional y se emitieron las leyes 142 de 1994, que permite el ingreso de capital y empresas privadas a la prestación de servicios públicos domiciliarios y la ley 143 de 1994, por la cual se establecen el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional. Adicionalmente, dicha ley fortaleció y reestructuró la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), igualmente se inició un proceso de privatización del sistema eléctrico que aun hoy no ha terminado, y se creó el monopolio de la transmisión de energía eléctrica.

En el mismo marco, se creó la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) que además de regular, como su nombre lo indica, los sectores eléctrico y gas, también debía asegurar el crecimiento de estos mercados y garantizar la implementación de un sistema de intercambio que permitiera hacer las transacciones de compra y venta, en un sistema de mercado mayorista. Y fue así como por medio de las resoluciones 55 de 1994, 024 y 025 de 1995 se crea el mercado mayorista, la bolsa de energía y los centros de despacho nacional y regionales.

Debido a las dificultades para garantizar la inversión, entre el año 1994 y 1996, la CREG creo los cargos por potencia y por capacidad, que buscaban garantizarle ingresos a los generadores por la energía en firme que aportaban al sistema. Es así como a partir del año 2006 se creó el cargo por confiabilidad, que además de remunerar energía en firme, permite garantizar los ingresos de los nuevos proyectos de generación

De esta forma, se ha estructurado el sistema energético colombiano, que tienen un control institucional, como se observa en la Figura 3, donde el Ministerio de Minas y Energía es la máxima autoridad dependiente de la Presidencia de la República. Dependiente del ministerio, la UPME, encargada de todos los aspectos de planeación y crecimiento del sistema, cuenta con la CREG encargada de reglamentar y regular los diferentes aspectos técnicos y económicos, con el apoyo de los concejos de operación y comercialización. Por último, las funciones de control y vigilancia están a cargo de la superintendencia de servicios públicos.

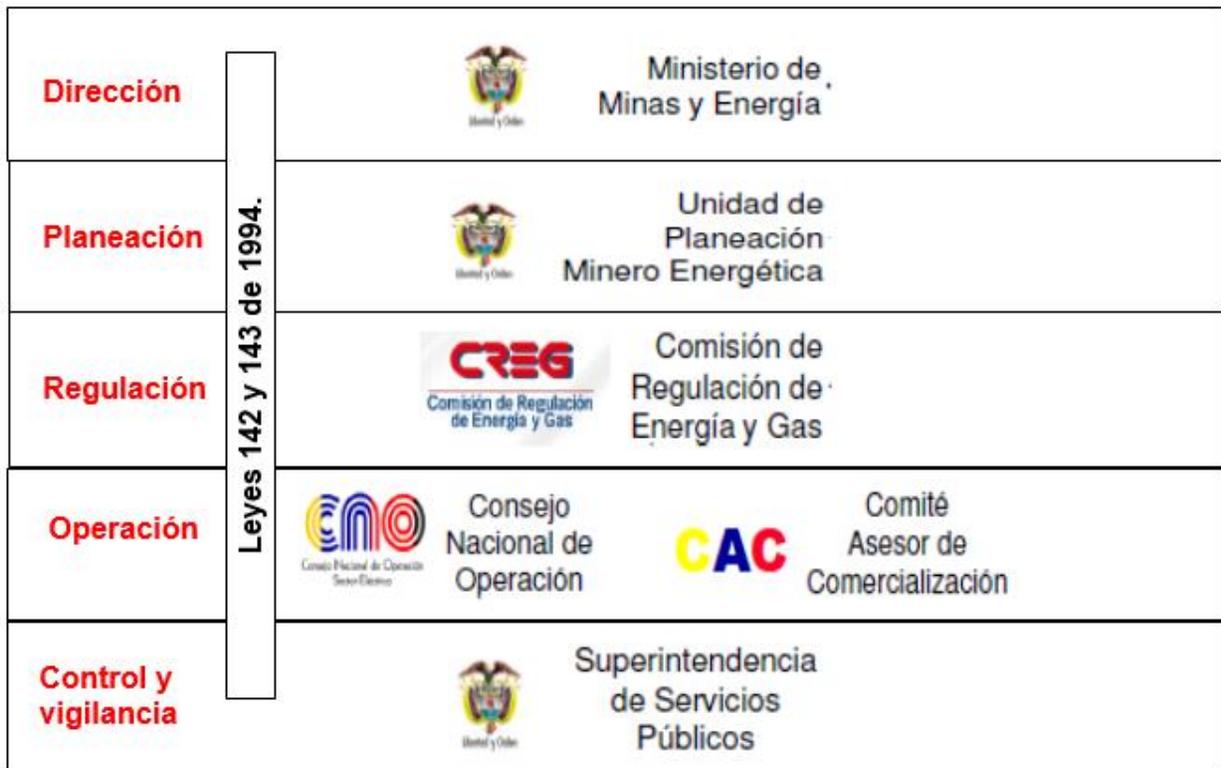


Figura 3. Esquema institucional alrededor del sistema eléctrico nacional.

## 1.1. EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SUS AGENTES.

Durante casi 20 años se desarrolló un mercado basado en la libre competencia, bajo la planeación de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y le regulación por parte de Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), hoy el mercado mayorista se fundamenta en las transacciones de grandes bloques de energía entre generadores y comercializadores o grandes consumidores, por medio de un sistema de oferta y demanda. Para fomentar la competencia entre generadores de energía, se permite la participación de agentes económicos; públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista.

Adicionalmente, los comercializadores y grandes consumidores pueden celebrar contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la energía eléctrica en este mercado lo determina el común acuerdo entre los contratantes, sin la intervención del Estado o agentes reguladores.

En la Figura 4 se observa un esquema del mercado mayorista de energía, allí se describen los diferentes agentes del mercado, tales como; los generadores o generación, la transmisión, la distribución y la comercialización, estos últimos son quienes llevan la energía a los usuarios finales, al igual que el operador del mercado quien es el control de despacho y liquidador del sistema. Los detalles de cada uno de los agentes se tocarán a continuación.

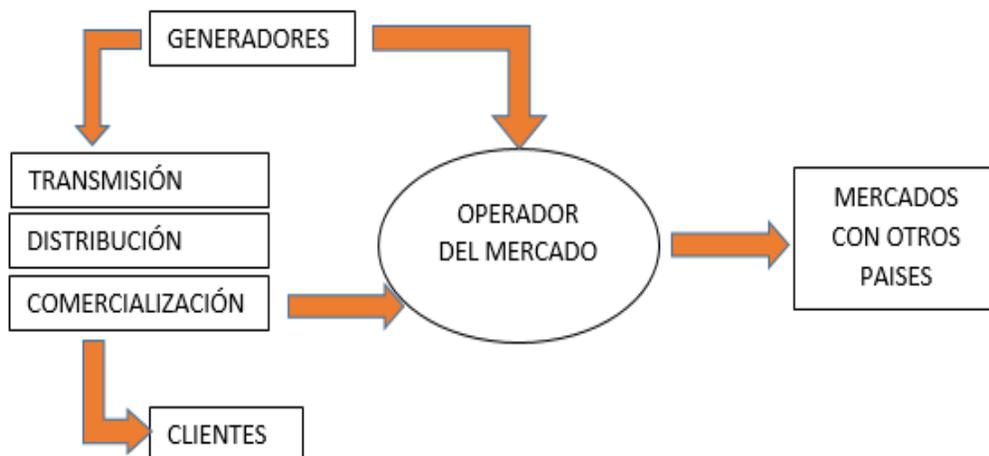


Figura 4. Esquema del mercado mayorista de energía en Colombia. Fuente, los autores.

## 1.2. GENERADORES.

En términos generales un generador es una persona natural o jurídica que tiene la capacidad técnica de generar energía eléctrica ya sea para consumo propio o para su venta, si este es el caso, el generador puede negociar la energía generada por medio del mercado mayorista de energía, también conocido como el mercado spot o la bolsa de energía. La otra forma de vender la energía generada es por medio de contratos bilaterales con los comercializadores de energía. En este capítulo se realiza una introducción a los dos mecanismos de venta de energía por parte de los generadores.

En la actualidad la reglamentación expedida por la CREG, relacionada con el mercado de energía, clasifica a los generadores según su capacidad de la siguiente forma:

Los generadores que tienen plantas o unidades de generación con capacidad de generación igual o mayor a 20 MW y que están conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), que se describe más adelante, están obligados a ofertas precios y declarar capacidad al operador del mercado, en otras palabras, están obligados a participar del mercado spot o bolsa de energía.

- Los generadores conectados al SIN con plantas de generación, con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor a 20 MW, pueden tomar la decisión de participar en la bolsa. Tanto este tipo de generadores, como el mencionado en el párrafo anterior son despachados centralmente por medio del operador del mercado. En la Figura 5 se presentan los operadores que son o no despachados centralmente.

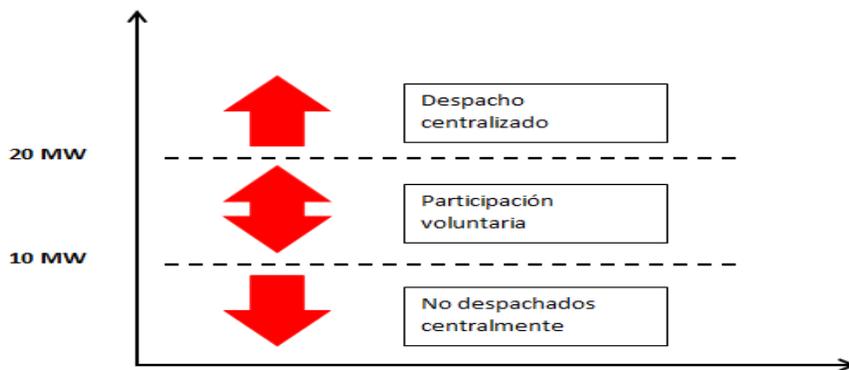


Figura 5. Generadores que participan en el mercado mayorista de energía.

- Las consideradas plantas menores de generación son aquellas con capacidad efectiva menor de 10 MW, dichas plantas no participan en el mercado spot y tampoco son despachadas centralmente. Sin embargo, la energía generada por dichas plantas puede ser comercializada así:
  - a) Vendita a precios acordados autónomamente a los siguientes agentes: usuarios no regulados, generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados
  - b) Vendita a un comercializador que atiende mercado regulado directamente sin convocatoria pública y cuando no exista vinculación económica entre el vendedor y el comprador.
  - c) Vendita a un comercializador que atiende mercado regulado participando en convocatorias públicas que abran estas empresas.
  
- Existe un grupo de generadores que producen energía para atender sus propias necesidades, conocidos como autogeneradores. Típicamente no están en el SIN y no pueden vender su energía, salvo cuando sea declarado un racionamiento de energía.
  
- Por último, están los cogeneradores, que son aquellos que producen energía utilizando energía térmica resultante de algún proceso de producción, que hace parte la actividad productiva de quien produce dichas energías, destinadas ambas al consumo propio o de terceros en procesos industriales o comerciales. Los cogeneradores pueden vender sus excedentes de energía, previo cumplimiento de los requisitos exigidos por la CREG.

En Colombia el mayor porcentaje de la generación de energía eléctrica está en manos de plantas hidráulicas y térmicas. En 1975 la generación en Colombia dependía del sector hidráulico, con un porcentaje de participación de un 82%.

La Figura 6 muestra la distribución actual, aunque mantiene el liderazgo de las grandes hidroeléctricas, donde se evidencia una reducción importante en el porcentaje en la generación con un 68.3%. Además, se observa la inclusión de tecnologías amigables con el medio ambiente como lo son la energía solar y la energía eólica.

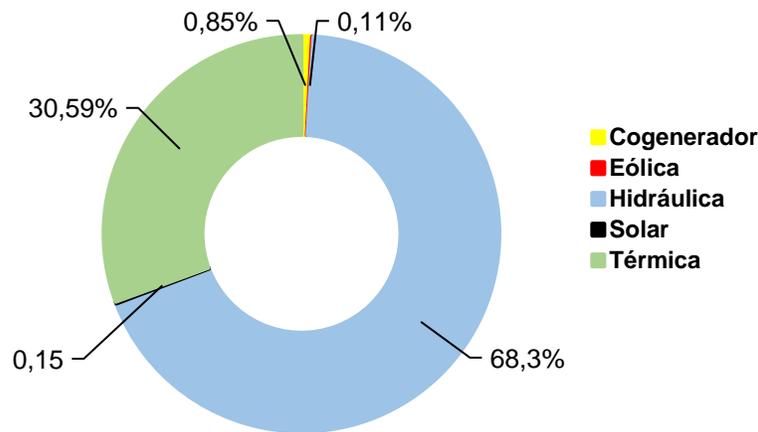


Figura 6. Composición de la generación de energía en Colombia en 2019 [2].

En la

Figura 7, se observa la evolución de la demanda nacional y la capacidad neta de generación en GW entre el año 2015 y 2019, ahí se puede observar que la capacidad neta ha crecido más que la demanda nacional, el mayor incremento se ha presentado por parte de la generación hidráulica. Lo anterior puede generar dudas en el futuro dado los cambios que se prevén por el calentamiento global.

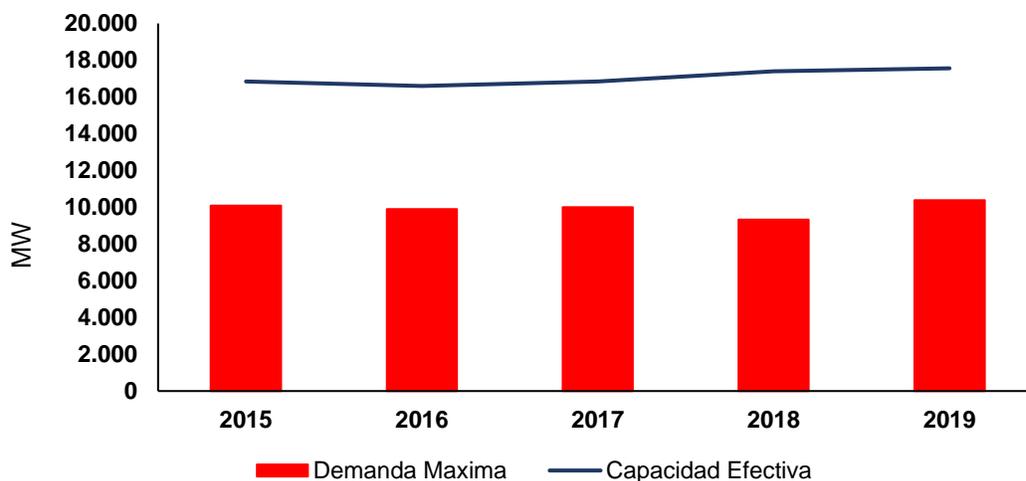


Figura 7 Evolución de la demanda de energía y le capacidad efectiva de generación en Colombia [3].

Tabla 1. Plantas de generación con capacidad igual o mayor a 100 MW[5].

<b>Planta</b>	<b>Capacidad/Efectiva (MW)</b>	<b>Tecnología</b>
SAN FRANCISCO	135	Hidráulica
ALBAN	429	Hidráulica
BETANIA	540	Hidráulica
CALIMA	132	Hidráulica
CHIVOR	1,000	Hidráulica
EL QUIMBO	400	Hidráulica
GUATAPE	560	Hidráulica
GUATRON	512	Hidráulica
GUAVIO	1,250	Hidráulica
JAGUAS	170	Hidráulica
LA TASAJERA	306	Hidráulica
MIEL I	396	Hidráulica
PAGUA	600	Hidráulica
PLAYAS	207	Hidráulica
PORCE II	405	Hidráulica
PORCE III	700	Hidráulica
SALVAJINA	315	Hidráulica
SAN CARLOS	1,240	Hidráulica
SOGAMOSO	819	Hidráulica
URRA	338	Hidráulica
FLORES 1	160	Térmica
FLORES 4B	450	Térmica
GECELCA 3	164	Térmica
GECELCA 32	273	Térmica
GUAJIRA 1	145	Térmica
GUAJIRA 2	145	Térmica
MERILECTRICA 1	167	Térmica
PAIPA 4	160	Térmica
TASAJERO 1	163	Térmica
TASAJERO 2	170	Térmica
TERMOCANDELARIA 1	157	Térmica
TERMOCANDELARIA 2	157	Térmica
TERMOCENTRO CC	279	Térmica
TERMOEMCALI 1	213	Térmica
TERMO SIERRAB	353	Térmica
TERMOVALLE 1	241	Térmica

Dentro de los agentes de sistema eléctrico nacional, los generadores son los encargados de producir la energía eléctrica y hasta el primer semestre de año 2020 se encontraban 240 agentes generadores registrados que operan en diferentes tecnologías [4]. El país cuenta con más de 180 plantas de generación de energía eléctrica con diferentes configuraciones y capacidades. En la Tabla 1 se presenta el listado de plantas que tienen capacidad de generar 150MW o más y la tecnología con la que opera cada una de estas plantas [5].

Respecto a las plantas de energía renovables, en el primer semestre de 2020, se encuentra en operación un parque eólico en la Guajira llamada Jepirachi con capacidad de generar 18.42 MW. En el país la generación solar se realiza con plantas fotovoltaicas, la primera de ellas es un proyecto de autogeneración llamado Autog Celsia Solar Yumbo con capacidad de generar 9.8MW, otros son los proyectos desarrollados posteriormente para despacho son Celsia Solar Bolivar con capacidad de 8.06 MW y Celsia Solar Espinal con capacidad de 9.9 MW [6].

La capacidad de generación de energía eléctrica en el país se ha enfocado en la construcción de plantas hidráulicas y térmicas, pero factores como las proyecciones en la disponibilidad de gas natural a la baja, los fuertes impactos climáticos del fenómeno del niño, podrían generar restricciones en el suministro de energía eléctrica. Lo anterior, ha llevado a la UPME a presentar el plan de expansión 2031, donde se involucra la participación de fuentes de energías no convencionales (FENC).

La UPME plantea, en su plan de expansión de referencia generación y transmisión 2017-2031 [7], el aumento de la generación a partir de diferentes tecnologías en dos escenarios (ver Tabla 2). El primero de los escenarios planteado, se refiere a la expansión de la generación por medio de proyectos cuya capacidad se agrupan y se modelan en función de las características de los proyectos que actualmente compiten en el mercado y están definidas por la UPME, según el potencial regional. El segundo escenario es planteado teniendo en cuenta los proyectos modelados con la restricción de la capacidad de la red de transmisión [8].

Además, la Tabla 2 muestra los resultados de las evaluaciones realizadas por la UPME y se observa que, si bien el total de proyección es muy similar para ambos casos, el escenario 1 no plantea el uso de carbón, pero este faltante se soporta en un incremento importante en el aporte de energía eólica. Sin embargo, el escenario 2, plantea el uso de carbón y un pequeño incremento en la energía

solar. EL crecimiento de las energías renovables se soporta en los beneficios de la ley 1715 de 2014.

Tabla 2. Proyección del incremento de capacidad de generación al año 2031 según cada tecnología[7].

Escenario	Tecnología	Capacidad (MW)
Escenario 1	Hidráulica	1,255
	Gas	57
	Eólico	2,858
	Solar	632.5
	Solar Distribuido	560.1
	Biomasa	153.8
	<b>TOTAL</b>	<b>5,516.4</b>
Escenario 2	Hidráulica	1,566
	Carbón	400
	Gas	261
	Eólico	1,231
	Solar	1,085
	Solar Distribuido	595.1
	Biomasa	145.78
	<b>TOTAL</b>	<b>5,284.6</b>

### 1.3. TRANSMISIÓN.

La transmisión dentro del sistema eléctrico colombiano radica en el transporte de energía eléctrica por un grupo de redes o líneas, con sus convenientes módulos de conexión, el cual es conocido como Sistema de Transmisión Nacional (STN) y opera a tensiones superiores a 220 kV. Debido a sus características de infraestructura y operación, la transmisión es una actividad que opera bajo un monopolio natural, lo anterior implica que está regulada en todos sus aspectos (ingreso, servicio, calidad, acceso). Los nuevos proyectos o la expansión del STN es desarrollado por empresas adjudicadas en subastas públicas realizadas por la UPME. Dichas subastas, además de la construcción, definen también la operación y mantenimiento de las redes construidas.

La transmisión es remunerada por la metodología de costos, índices o ingreso máximo, de esta forma, sin importar la ubicación, en Colombia todos los usuarios pagan una estampilla o cargo único (\$/kWh), que se calcula basado en la mensualidad que debe pagarse a los transmisores y la demanda que se presente en el respectivo mes, de esta manera los agentes generadores de energía no pagan transporte de dicha energía. Dado lo anterior, la resolución CREG 011 de 2009 estableció la metodología y fórmulas tarifarias para remunerar la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional (STN).

En la Figura 8 se presenta el STN en el año 2017. A diciembre 31 de 2011 habían construidos 2,646 km de líneas de transmisión de 500 kV y 11,655 km de líneas de transmisión de 220 kV-230 kV. El sistema de transmisión nacional que se observa en la Figura 8 presenta dificultades, que se pueden resumir de forma general en el agotamiento de la capacidad de transformación 230/110 kV y 230/66 kV, el agotamiento de la capacidad de la red de 110 kV y el alcance de los niveles de corto de circuitos, según los valores de diseño de las subestaciones.

A partir del análisis realizado por la UPME, de forma detallada a nivel nacional y regional de las necesidades del STN en el futuro, se presenta la proyección del sistema el cual se observa en la Figura 9, donde se puede apreciar que:

- En color azul oscuro se describen las líneas aprobadas, que en la actualidad ya están en construcción, incluso gran parte de ellas en operación. Donde se destacan conexiones en la costa atlántica, pacífica y llanos orientales.
- En color naranja y morado, se describen las líneas de 200 kV y 500 kV respectivamente, cuyas expansiones están pendientes de definir. También se destaca la conexión de la región andina y la costa atlántica, además de la conexión con el departamento de Nariño.
- En color negro, se observa la proyección de la conexión de los proyectos de energías renovables, específicamente de energía eólica.

Los detalles de los análisis regionales de deficiencias y proyectos de ampliación se pueden consultar en la UPME [9]. Respecto a la visión de expansión de STN a largo plazo, en la figura 9 también se observa lo siguiente:

- En color blanco, la proyección de la línea de expansión entre los años 2024-2027.
- En color amarillo, la proyección de la línea de expansión entre los años 2028-2031.
- En color azul claro, la proyección de la línea de expansión entre los años 2038-2042.
- En color rojo, la proyección de la línea de expansión entre los años 2047-2052.

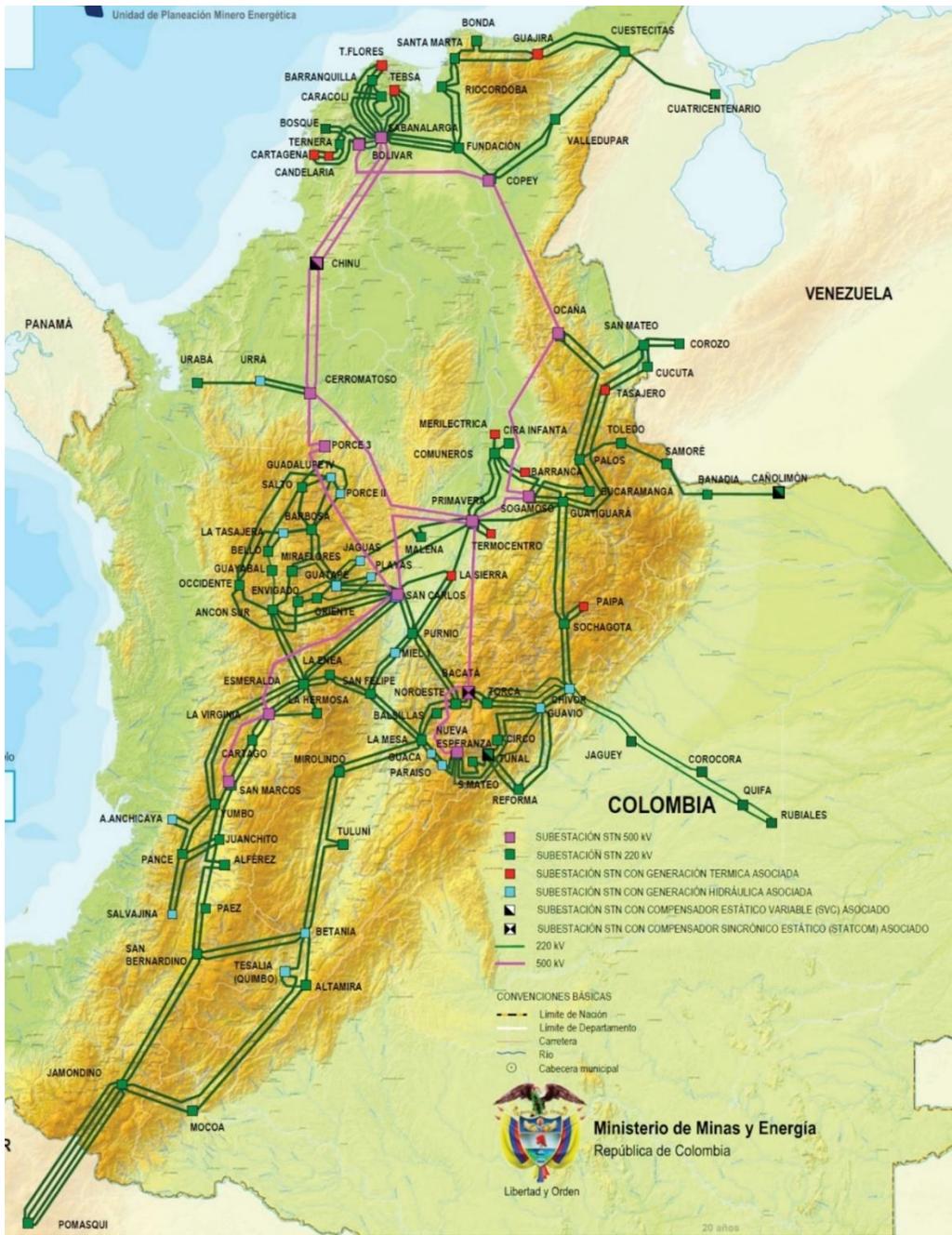


Figura 8 Sistema de Transmisión Nacional 2017. Tomado del plan de expansión STN 2019-2031 UPME.

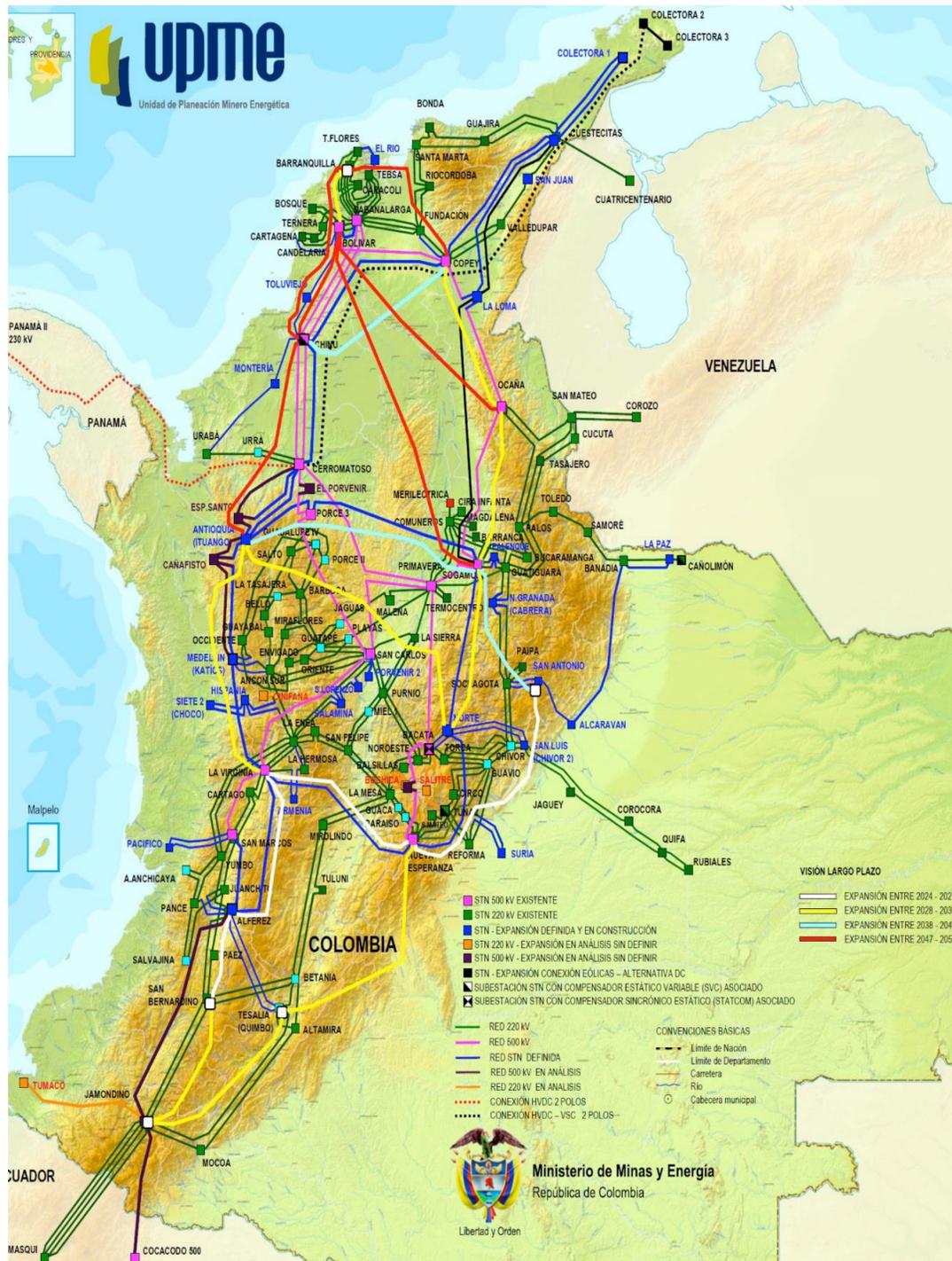


Figura 9. Sistema de transmisión nacional a largo plazo[9]

## 1.4. DISTRIBUCIÓN.

La actividad de distribución se define como; el transporte de la energía eléctrica hasta el usuario final por medio de redes y equipos que operan a tensiones menores de 220kV. Dado lo anterior y las condiciones existentes, esta actividad es regulada al igual que la transmisión de energía eléctrica. Los activos que cumplen con esta actividad se agrupan en sistemas de transmisión regional (STR) y en sistemas de distribución local (SDL). Todos los anteriores a cargo de unas empresas denominadas operadores de red.

La Distribución de Electricidad en Colombia utiliza. Entre otros. niveles de tensión así: 208 V, 13,200 V, 34,500 V y 115,000 V. los cuales se clasifican en cuatro grupos:

- i) Nivel de tensión 1, menor a 1 kV.
- ii) Nivel de tensión 2, mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV.
- iii) Nivel de tensión 3, mayor o igual a 30 kV y menor a 57.5 kV; y
- iv) Nivel de tensión 4, mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV.

Los tres primeros grupos corresponden a los SDL y el nivel de tensión 4 a los STR.

La Figura 10 presenta un esquema del proceso de manejo de la energía eléctrica desde el generador hasta el consumidor final pasando por la etapa de transmisión y la distribución (STR y SDL).

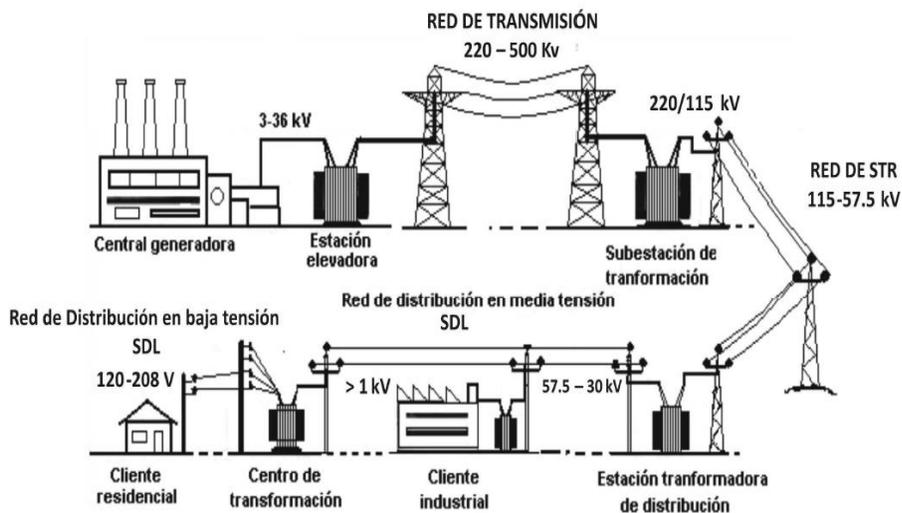


Figura 10. Esquema del transporte de energía (transmisión, distribución) [8].

### **1.4.1 Sistema de Transmisión Regional (STR)**

El STR es un sistema de transporte de energía eléctrica con una combinación de activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión cuatro (4), con tensiones superiores o iguales a 57.5 kV e inferiores a 220 kV. Estos están conectados eléctricamente entre sí a este nivel de tensión, o que han sido definidos así por la CREG. A un STR puede pertenecer uno o más operadores de red (OR).

En la actualidad en Colombia hay dos STR que son norte y centro-sur, las cuales se pueden observar en la figura 8. Nuevamente se debe recordar que los usuarios conectados a un mismo STR pagan una estampilla única por kilovatio hora.

Para evaluar la calidad del servicio en STR, se debe tener en cuenta los siguientes tres ítems:

- a) disponibilidad de activos
- b) indisponibilidad ante eventos de orden público
- c) interrupciones del servicio que ocasionen energía no suministrada en un porcentaje igual o mayor al dos por ciento de la demanda del mercado en el cual ocurrió la contingencia.

Para la remuneración del STR, la CREG adoptó una metodología de ingreso regulado, equivalente a la metodología empleada para el sistema de transmisión nacional, la base de inversión empleada se ajusta cuando las empresas entran nuevos activos y la UPME los ha aprobado. Los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) remunerado corresponde a un mismo porcentaje para todos los niveles de tensión, el cual depende de valores históricos remunerados y gastados y aprobados por la empresa.

### **1.4.2 Sistema de Distribución Local (SDL).**

El SDL es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, dedicados a la distribución en uno o varios mercados de comercialización y que operan en los siguientes niveles de tensión:

- Nivel de tensión tres (3): ( $57.5 < \text{Tensión (kV)} \leq 30$ ).
- Nivel de tensión dos (2): ( $30 < \text{tensión (kV)} \leq 1$ ).
- Nivel de tensión uno (1): ( $\leq 1\text{kV}$ ).

La actividad de distribución en los SDL es remunerada por medio de una metodología de precio máximo, donde los usuarios perciben una tarifa fija (indexada con el índice de precios del producto). La CREG establece los cargos para cada nivel de tensión, los cuales se denominan CDn, con base en los cuales se determinan los cargos acumulados que debe pagar un usuario que está conectado en un determinado nivel de tensión.

Los CDn se calculan con base en las inversiones reconocidas en el nivel de tensión, en los activos no eléctricos (4.1 % de la anualidad del activo eléctrico), el costo de los terrenos y la administración, operación y mantenimiento, que corresponde a un porcentaje sobre el valor de reposición de los activos.

## **1.5. COMERCIALIZACIÓN.**

La actividad de comercialización de energía eléctrica consiste básicamente en compra de energía en el mercado mayorista o spot y la venta de esta en el mismo mercado o a los usuarios finales (Resolución CREG 024/94 Art.1), dicha actividad puede realizarse junto a la de generación, recordemos que la transmisión no es una actividad competida y opera como un monopolio.

La distribución la realiza el operador de red quien es el agente encargado de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR (Sistema de Transmisión Regional) o de un SDL (Sistema de Distribución Local), incluidas sus conexiones al STN (Sistema de Transmisión Nacional). Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o los SDL aprobados por la CREG.

El sistema único de información de servicios públicos domiciliarios [10], reporta la información de las empresas que prestan servicios público y sus usuarios. En este sentido la Figura 11 presenta el porcentaje de energía consumido del total por los usuarios de cada comercializador de energía

en Colombia. Allí se puede observar que el mayor consumo de energía se presenta en los usuarios de Codensa en Bogota y sus alrededores, seguido de EPM y Electricaribe, encargada de la comercialización en la costa caribe

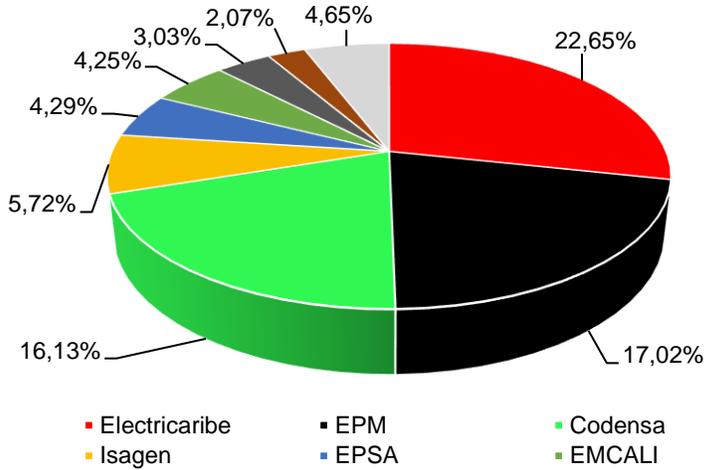


Figura 11. Porcentaje de consumo de energía por distribuidor en 2019 [10].

En la Figura 12, muestra el porcentaje de usuarios industriales y comerciales por distribuidor, donde se observa mayor participación de Codensa y EPM debido especialmente al mayor desarrollo industrial de las regiones donde operan estos comercializadores.

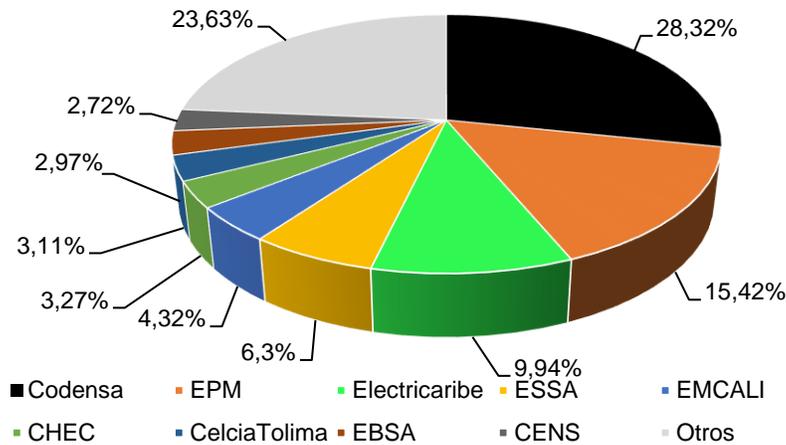


Figura 12. Porcentaje de usuarios industriales y comerciales por comercializador de energía eléctrica en 2019 [10].

En la Figura 13, se observa los porcentajes de usuarios residenciales que son los de mayor consumo a nivel nacional. Por último, Colombia se creó el “Modelo de Competencia Minorista” por medio de la ley 143 de 1994, esto permite que los usuarios finales puedan seleccionar el comercializador de energía y actúen en el mercado por medio de este comercializador, especialmente en su relación con los generadores.

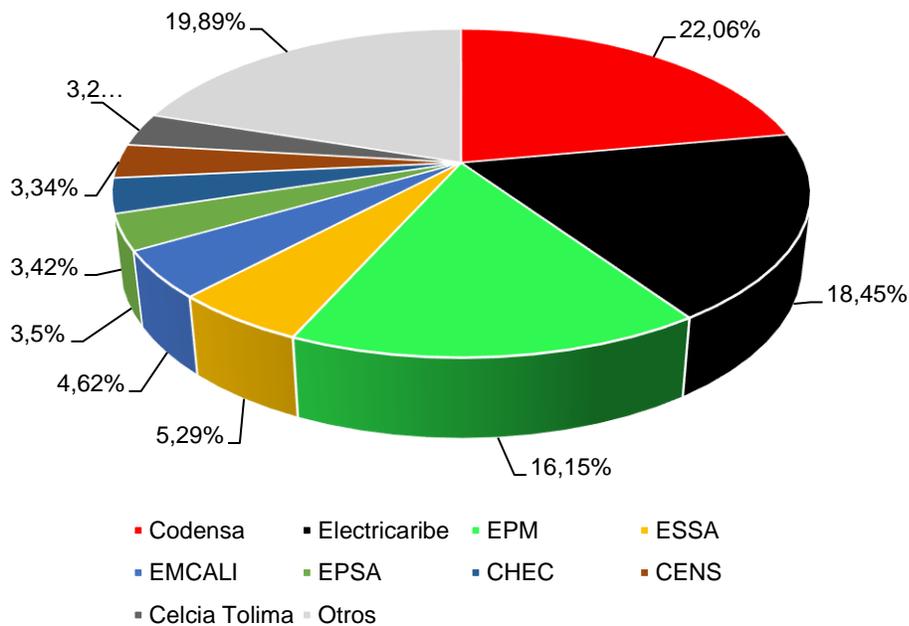


Figura 13. Porcentaje de usuarios residenciales por comercializador de energía eléctrica en 2019 [10]

## 1.6. DEMANDA

El consumo promedio de energía eléctrica en Colombia está compuesto por el sector residencial (42%), seguido del sector industrial (33%) y por último del sector terciario (25%). En los días laborables el comportamiento de consumo eléctrico ha venido presentando una contribución positiva hacia la reducción en las horas pico y el aumento en las horas valle. Lo anterior, como consecuencia de medidas de eficiencia energética y hábitos de consumo. Sin embargo, en los

últimos 2 a 3 años se ha presentado la implementación de mecanismos de gestión de la demanda como son: respuesta a la demanda y generación distribuida.

La Figura 14 muestra el consumo de energía a lo largo de los años 2018 y 2019, donde se observa que el alto consumo se presenta en ciclos semanales dado que este disminuye el fin de semana y aumenta en los días intermedios laborables. Adicionalmente, se observa que los últimos días de diciembre, primeros días de enero y semana santa la demanda disminuye, al igual que los días de semana santa. Adicionalmente, se observa un incremento en la demanda de energía entre los años 2018 y 2019, el promedio de aumento de la demanda interanual es de 4%.

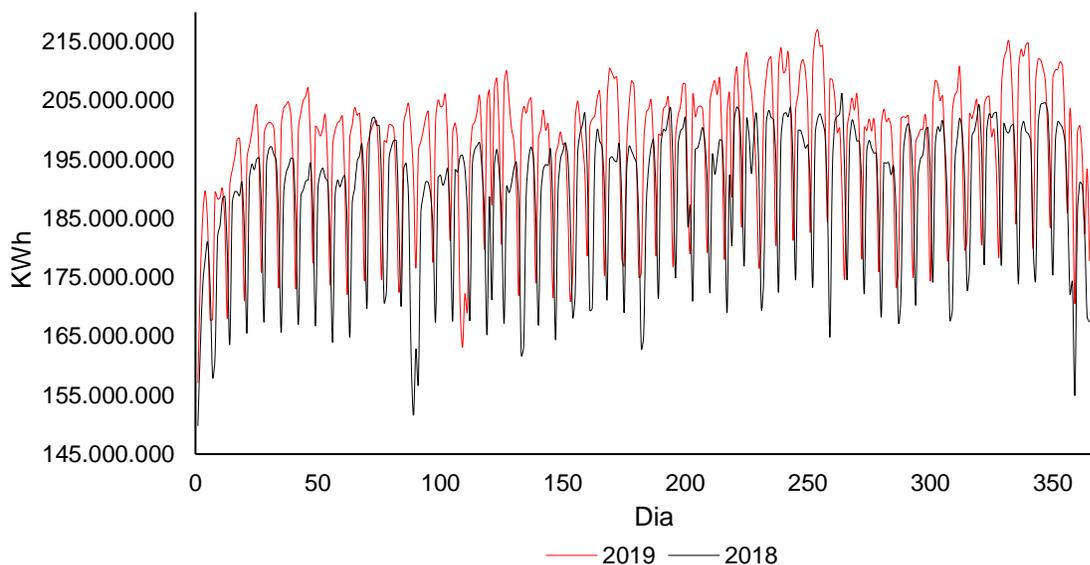


Figura 14. Evolución de la demanda de energía eléctrica en los años 2018 y 2019. [11]

La capacidad de generación en condiciones normales de operación debe cubrir la demanda generada. Sin embargo, el crecimiento de la demanda de energía que afecta la capacidad de transformación y genera agotamiento de redes, especialmente del sistema STR, sumado a las fallas por daños en la infraestructura o ataques a la misma, generan que en algunos momentos, diferentes sectores del país no encuentren atención a su demanda de energía. La demanda no atendida en los años 2018 y 2019 se presenta en la Figura 15, donde se observa que, si bien hay días sin demanda

atendida, prácticamente todo el años se presenta alguna eventualidad que afecta la prestación del servicio, que en al año 2019 fue apenas 0.08 % de la demanda.

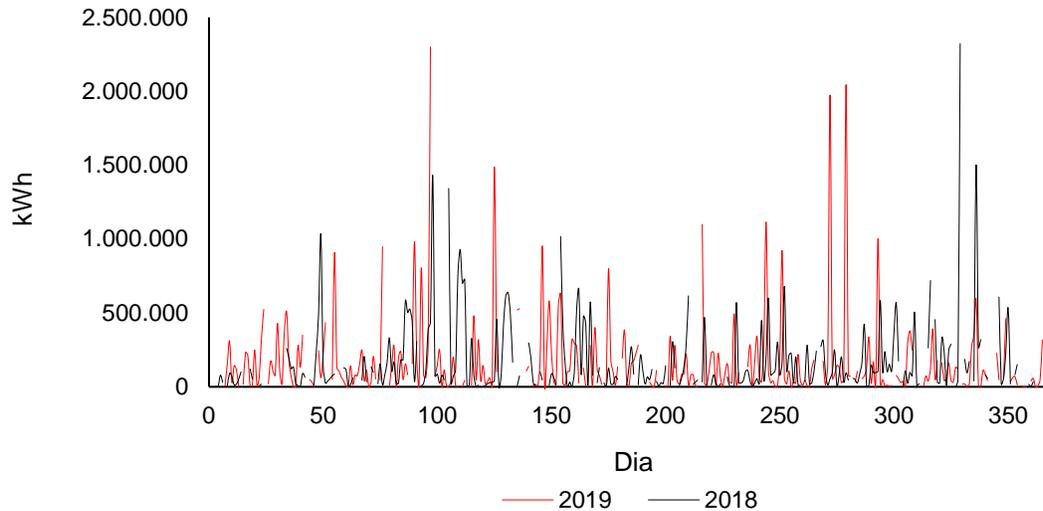


Figura 15. Evolución de la demanda no atendida en los años 2018 y 2019. [11]

### 1.7. USUARIO NO REGULADOS.

Se puede definir como usuarios a los consumidores finales del servicio de energía eléctrica en Colombia, para ello la CREG, por medio de la resolución 131 del año 1998, los separo en dos grupos que son los usuarios regulados y no regulados.

Según la resolución 054 de 1994 un usuario es considerado como no regulado cuando presenta una demanda de potencia mensual promedio mayor a 0.1 MW o de energía de 55 MWh-mes en promedio del último semestre. La principal ventaja que tienen los usuarios no regulados es que ellos pueden negociar el precio de la energía que consumen con cualquier comercializador del país, para ellos deben ser representados por un comercializador quien los inscribirá en el mercado mayorista de energía y adicionalmente debe tener la capacidad de medición de la energía consumida según el código de medida.

En la Figura 16 se observa cómo se ha reducido el valor mínimo de consumo de potencia de un usuario para ser considerado como no regulado, dicho valor ha bajado en varias etapas desde 2 MW hasta 0.1 MW, siendo este el valor actual determinado por la CREG [12].

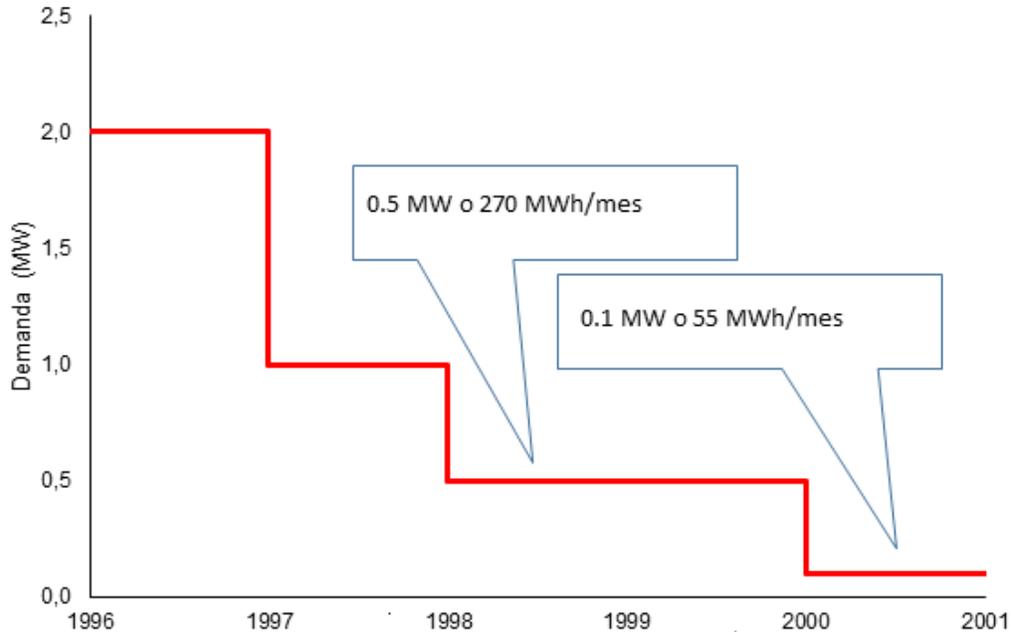


Figura 16. Potencia demandada mínima para ser un usuario no regulado [12].

### 1.8. USUARIO REGULADO.

Los usuarios regulados son en forma general personas natural o jurídica que no superan los límites para compra de energía en el mercado mayorista y cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG. El costo de este servicio está establecido mediante la Resolución CREG 119 de 2007, es definido como un costo económico eficiente que resulta de agregar los costos de cada una de las etapas: producción, transmisión, distribución, comercialización y otros costos relacionados con la operación y administración del SIN.

En la Tabla 3, se describe la demanda de los usuarios regulados y no regulados durante los años 2018 y 2019, allí se puede ver que la participación de los usuarios regulados duplica la demanda de los usuarios no regulados, además de presentar un aumento anual mayor.

Tabla 3. Demanda de usuarios regulados y no regulados [13].

<b>USUARIO</b>	<b>Demanda 2018</b> <b>GWh</b>	<b>Demanda 2019</b> <b>GWh</b>	<b>Variación</b> <b>%</b>
Regulado	46,955.8	49,055.0	4.4
No regulado	21,800.1	22,493.2	3.1

### **1.9. OPERACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

El mercado mayorista, también llamado mercado spot, es el mecanismo por el cual se realizan las transacciones de energía en Colombia. De acuerdo con la Resolución CREG 024 de 1995, el mercado mayorista es el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos.

De acuerdo con la definición de la CREG, el mercado de energía mayorista tiene dos mecanismos principales para la negociación de la energía eléctrica: los contratos bilaterales y las transacciones en bolsa de energía. Los contratos bilaterales firmados entre comercializadores y generadores a largo plazo permiten negociar el suministro de energía por un periodo de tiempo y precio determinado, entre tanto la bolsa de energía es el mecanismo donde las transacciones se realizan a un precio determinado horariamente según varias condiciones del mercado. Adicionalmente, el mercado mayorista tiene mecanismos de retribución para los agentes del mercado por medio de cargos por confiabilidad, reconciliación de diferencias y restricciones, además de recaudar los cargos por conexión, transporte y distribución. A continuación, se relacionan los requisitos básicos de los agentes que operan en la bolsa, estos son:

- Registrarse como agente del mercado mayorista el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).
- Suscribir con XM, empresa de la que depende el ASIC, un contrato de mandato para regular la relación entre el agente y el ASIC como administrador.

- Registrar ante el ASIC sus fronteras comerciales.
- Presentar las garantías financieras definidas en la regulación (Resolución CREG 019 de 2006 la cual ha sido modificada por las Resoluciones CREG 026 y 042 de 2006 y recientemente por la Resolución CREG 013 de 2010).
- Los generadores deben operar las plantas de generación sometidas al despacho centralizado, según las reglas definidas en la regulación (principalmente: Código de Redes y Código Comercial).
- Los comercializadores y generadores se obligan a participar en la bolsa de energía.
- Someterse a la liquidación que haga el ASIC de todos los actos y contratos de energía en la bolsa, para que pueda determinarse en cada momento, el monto de sus obligaciones y derechos frente al conjunto de quienes participan en el sistema, y cada uno de ellos en particular.
- Someterse a los sistemas de pago y compensación que aplique el ASIC, para hacer efectivas las liquidaciones aludidas.
- Todos los actos y contratos que hayan de cumplirse por medio del ASIC, serán a título oneroso.
- Cada agente debe contar con los sistemas de medición comercial y comunicaciones para envío de información al ASIC y soportar el sistema de medición comercial, según lo establecido en el Código de Medida.
- Suministrar la información que establezca y con la periodicidad que defina la regulación.

## **1.10. EL OPERADOR DE MERCADO.**

El mercado mayorista es manejado por el ASIC, denominado XM SA ESP, que además es una filial del grupo empresarial ISA y está encargada de realizar los servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos y la energía en el sistema interconectado nacional (SIN), además de controlar y administrar las operaciones e intercambios comerciales de energía eléctrica en el mercado mayorista. XM también es responsable de la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del SIN. Además, presta los servicios de manejo del mercado de energía en las transacciones con otros países.

En general, existen dos formas de transar energía por medio del mercado mayorista. La primera es el mercado spot o también conocido como la bolsa de energía. Y la segunda es por medio de contratos que pactan los diferentes agentes, pero que igual deben estar registrados en el operador del mercado. A continuación, describiremos estos mecanismos por separado.

## **1.11. MERCADO SPOT O BOLSA DE ENERGIA.**

La bolsa de energía es una instancia en la cual se negocia la energía eléctrica con unas condiciones de precio de la energía variables, precio que se determina de acuerdo con la disponibilidad del recurso de generación, la oferta de precio y las predicciones de demanda del sistema.

La operación del mercado inicia con la oferta de capacidad de generación y precio, dicha oferta debe tener en cuenta el CERE (costo equivalente de energía real entregada) y el FAZNI (Fondo de Apoyo a las Zonas NO Interconectadas), el valor aproximado entre el CERE y el FAZNI es de 60 \$/kWh. Este valor debe cobrarse para luego ser administrado por el ministerio y representa el piso de la oferta, ósea que un generador no puede proponer por debajo de dicho precio, ver Figura 17. Sin embargo, es importante aclarar que la oferta del generador no es el costo real de su generación, esta se debe al costo de oportunidad que lógicamente es diferente para los térmicos y los hidráulicos. Esto debido al peso de los costos de combustible y mantenimiento de los generadores hidráulicos, además de los tiempos que requiere de arranque y parada para llegar o salir de la capacidad de generación declarada.

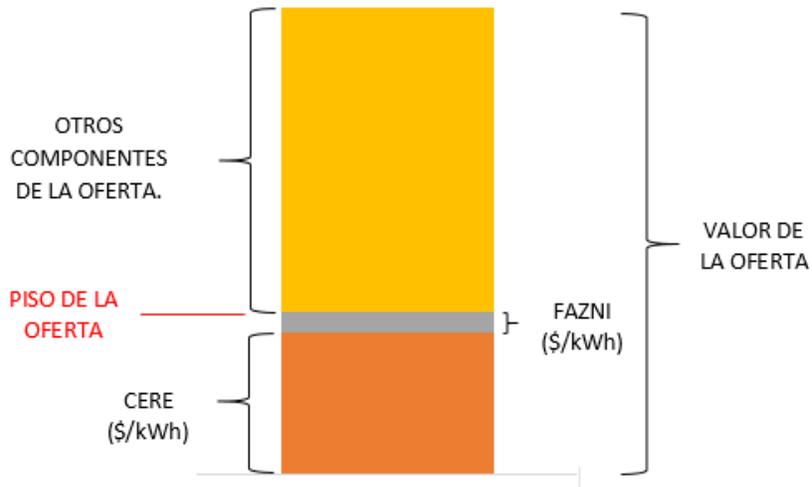


Figura 17. Componentes de precio ofertado por el generador.

En la Figura 18 se observa la comparación de los componentes de precio para los generadores térmicos e hidráulicos.

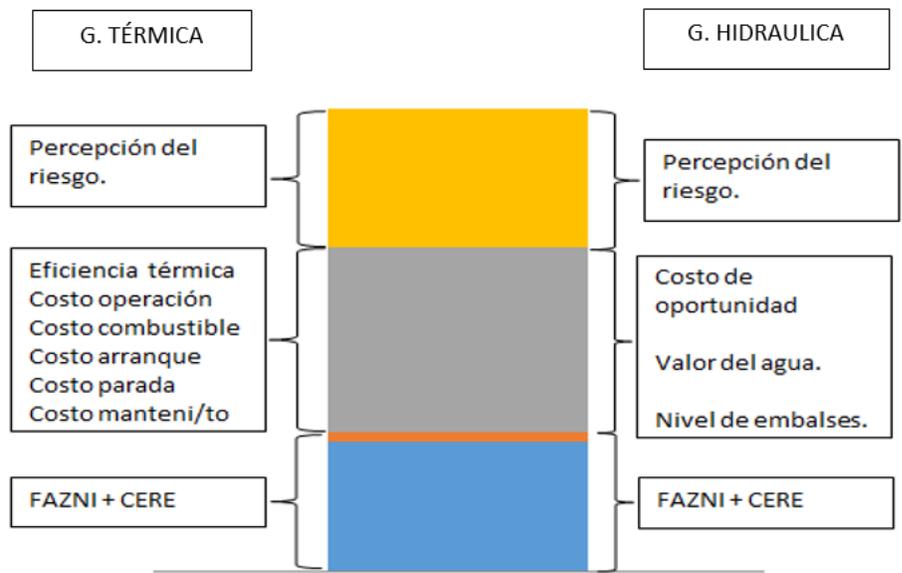


Figura 18. Estructura del precio ofertado por generadores térmicos e hidráulicos.

El primer insumo para la formación del precio de bolsa es; la oferta del generador en sí. Se define a  $t$  como el día de la operación, en el día  $t-1$  el generador debe realizar su propuesta antes de las 8 a.m. Dicha propuesta debe incluir los kWh a generar para cada uno de los 24 periodos del día  $t$  y un precio único de su kWh para el día  $t$ . Si bien el generador oferta un precio, este valor no representa su costo de producción de energía, el valor ofertado representa su percepción del mercado y el riesgo. En la Figura 19, se esquematiza este proceso, allí se observa un bloque azul, que representa la capacidad de generación, y en el cuadro el precio ofertado.

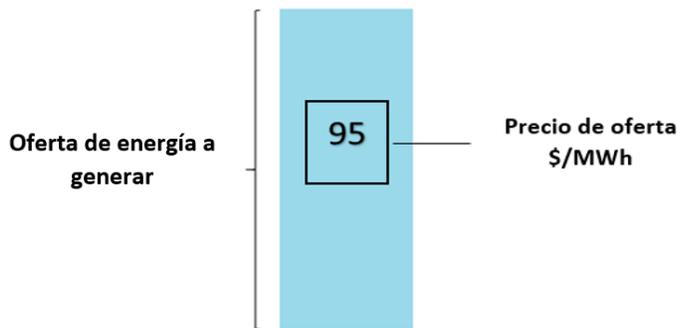


Figura 19. Elementos de la oferta del generador.

Con la oferta de todos los generadores se realiza el cruce de oferta contra demanda del día  $t$  para los 24 periodos de ese día tal como se observa en la Figura 20.

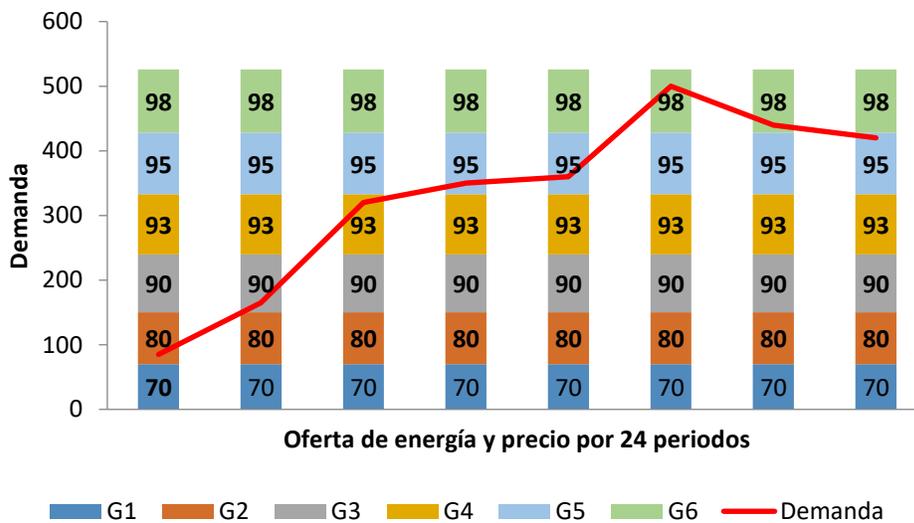


Figura 20. Cruce de la oferta de los generadores contra la demanda para los 24 periodos del día.

El precio de bolsa lo determina el cruce de la demanda con las ofertas, de manera tal que el último generador que cubre las necesidades de energía para ese periodo determina el precio de bolsa como se presenta en la Figura 20. De esta forma, es posible definir la variación del precio de bolsa diario. La Figura 21, muestra dicha variación desde el 1 de enero de 2019 hasta el 11 de agosto de 2020.

Como se describió anteriormente, en Colombia, el mayor porcentaje de generación lo cubren las generadoras con tecnología hidroeléctrica, lo que ejerce presión sobre el precio de bolsa cuando las condiciones climáticas afectan el nivel de los embalses a la baja, este efecto se nota, según la Figura 21, en los primeros meses de 2016 con la formación del fenómeno del niño que afecto el país entre 2015 y 2016, cuando el precio de bolsa llego a 871 pesos.

Los efectos del cambio climático y la influencia del fenómeno del niño afectan significativamente el nivel de los embalses y, por lo tanto, la confiabilidad del sistema, dado que la mayor parte de la generación eléctrica se da por sistemas hidráulicos (ver Figura 6). Lo anterior genera un aumento en el precio de bolsa como se puede observar en la Figura 21, durante el primer trimestre de 2016 y a lo largo del año 2019 y lo corrido del 2020. Lo anterior más el crecimiento de la demanda de energía son un indicativo que el país debe diversificar las tecnologías de generación de energía eléctrica.

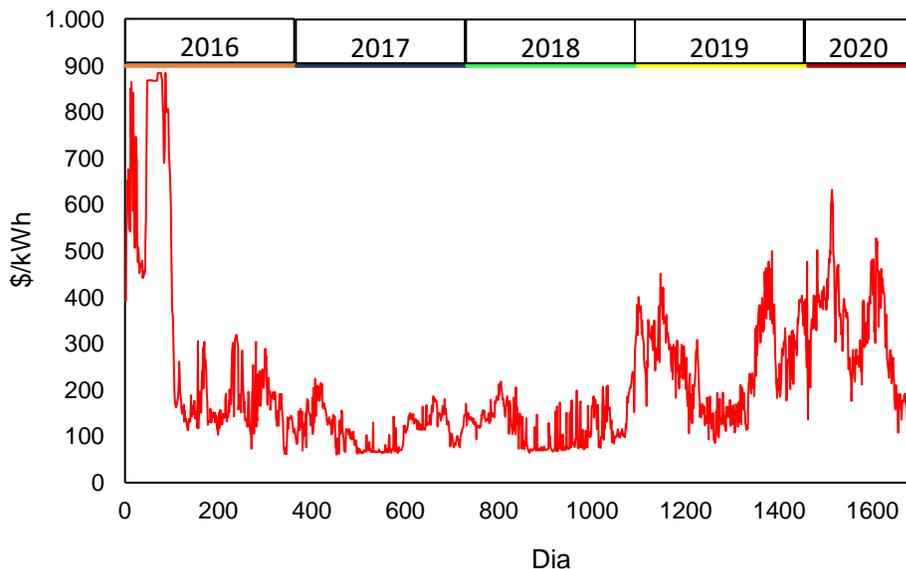


Figura 21. Evolución de precio de bolsa medio diario.

Dentro del mercado spot también se deben tener en cuenta los siguientes conceptos, útiles para la operación y la liquidación de las operaciones que realiza el operador del mercado.

- Despacho ideal: es la programación de generación que se crea después de los intercambios comerciales, en la cual se atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando las ofertas de precios en la bolsa de energía, las ofertas de precios de arranque-parada, las ofertas de los enlaces internacionales y las características técnicas de las plantas o unidades de generación.
- Despacho programado: es el programa de generación que realiza el Centro Nacional de Despacho, para atender una predicción de demanda y sujeto a las restricciones del sistema, considerando la declaración de disponibilidad, la oferta en precios y asignando la generación por orden de méritos de menor a mayor.
- Despacho real: es el programa de generación realmente efectuado por los generadores, el cual se determina con base en las mediciones en las fronteras de los generadores.
- Desviaciones: Las desviaciones operativas se determinan como el valor absoluto de la generación real con respecto a la generación programada y se penalizan si son superiores al 5 %. La penalización se liquida al precio correspondiente a la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de oferta del generador.
- Restricciones: Las restricciones son limitaciones que se presentan en la operación del sistema interconectado nacional, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad. Las restricciones se clasifican según su naturaleza en eléctricas y operativas.
- Reconciliaciones: La reconciliación es la compensación, positiva o negativa, que se les aplica a los generadores para cada uno de sus recursos ofertados, debido a las diferencias entre el despacho ideal y la generación real y están definidas por la Resolución CREG 034 de 2001.

- **Cargo por confiabilidad:** es una remuneración que se da a aquellos generadores que adquieren el compromiso de poner a disposición del mercado determinada cantidad de energía, denominada energía firme para el cargo por confiabilidad cuando los precios de bolsa superan un valor techo denominado el precio de escasez.

## **1.12. MERCADO DE CONTRATOS.**

Los contratos representan compromisos pactados entre generadores y comercializadores para vender y comprar energía a precios, cantidades y condiciones contractuales negociadas libremente entre las partes. El mercado de contratos bilaterales es fundamentalmente un mercado financiero. La función de estos contratos es reducir la vulnerabilidad a la volatilidad de precios en el mercado de corto plazo del generador y del usuario final. La entrega física de la energía que se contrata se efectúa a través de la bolsa por parte del generador que suscribió el contrato o por parte de otro generador, según lo determine el administrador del mercado. A continuación, se describen las principales características de los tipos de contrato.

### **1.12.1 Contratos Bilaterales.**

Es el contrato típico de compra y venta de energía entre el generador y el comercializador, cuyos movimientos financieros son manejados directamente entre los involucrados. Si la energía pactada en este tipo de contratos va dirigida al mercado regulado, necesariamente se deben tener en cuenta las condiciones de la resolución CREG 127 de 2008, de manera tal que el usuario se beneficie de precios eficientes, como los determinados por el mercado competitivo. Entre tanto, si la energía pactada va a un mercado no regulado, los precios y condiciones no tienen regulación y pueden ser pactados libremente por los agentes involucrados.

En general no hay limitaciones en el tiempo, ni en la capacidad del generador para desarrollar estos contratos, sin embargo, los tipos de contratos más típicos son:

- **Pague lo contratado:** El agente que vende asume la volatilidad de los precios en la bolsa por la cantidad de energía contratada y en retribución recibe el precio acordado por el

periodo de tiempo especificado. El comprador debe recibir dichas cantidades de energía al precio acordado. Si el generador no dispone de la energía debe comprarla en la bolsa, por lo tanto, asume el riesgo de los precios en la bolsa. De otra parte, si el comprador no demanda todas las cantidades acordadas, las cantidades no consumidas, las vende el comercializador en el mercado a precio de bolsa y debe trasladar esos recursos al usuario.

- Pague lo demandado: en este tipo de contrato las cantidades vendidas son inciertas y dependen de la demanda del comprador, si no hay demanda no hay transacción. Los precios se acuerdan entre las partes. Los precios los acuerdan entre las partes y el riesgo del precio y las cantidades nuevamente lo asume el vendedor.

La función principal de los contratos bilaterales es asegurar el precio de la energía por un periodo determinado, como se observa en la Figura 22, donde se presenta la evolución de los valores medios mensuales del precio de la energía en bolsa y el precio de contratos, durante los años 2018 y 2019. Además, en la Figura 22 se observa que durante el año 2018 el precio de bolsa presentó menores variaciones (ver también Figura 21) y se mantuvo por debajo del precio de contrato, mientras que en el año 2019 la situación se invierte y, durante la mayor parte del año, el precio de contrato es menor al precio de bolsa, dado las altas variaciones de este último.

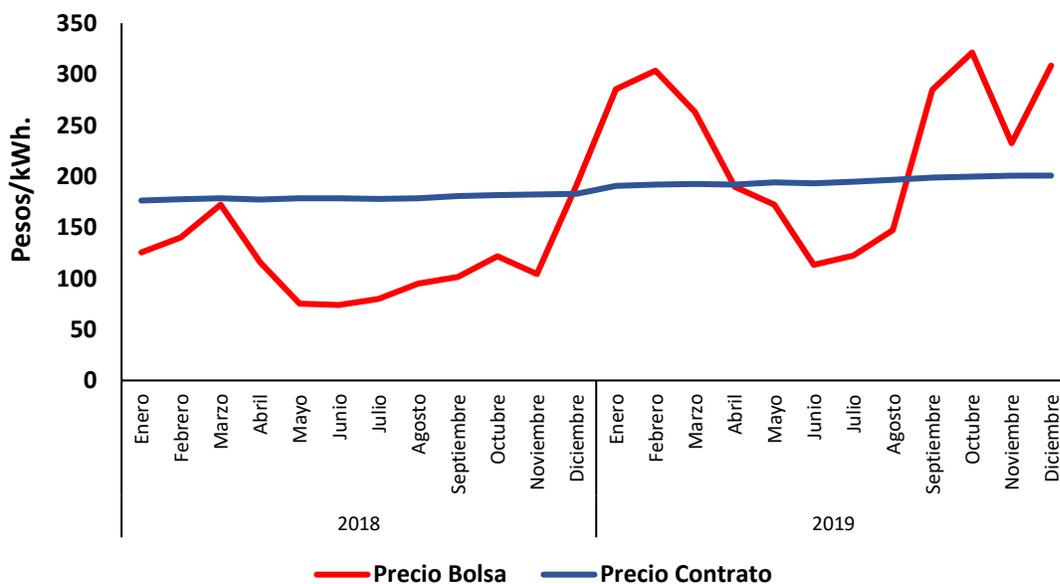


Figura 22. Evolución del valor de la energía en bolsa y por contratos en 2018 y 2019. [11]

En la Tabla 4 se presentan los valores promedio de los precios de bolsa y los precios de contrato de los últimos tres años. Allí se observa que entre los años 2018 y 2019 la diferencia apenas es de 8.5%, siendo mayor el precio de contrato. Sin embargo, en el año 2020 entre los meses de enero y agosto la variación es de 50.1%, siendo mucho mayor el precio de bolsa, que además presenta grandes variaciones como se puede observar en la Figura 21.

Tabla 4. Variación del precio de bolsa y el precio de contrato.

	<b>Precio de Bolsa (Pesos/kWh)</b>	<b>Precio de Contrato (Pesos/kWh)</b>	<b>Variación Relativa %</b>
2018-2019	172.47	187.29	8.5
2020 (Ene-Ago.)	309.02	205.95	50.1

### 1.13. TARIFAS.

La tarifa de energía para usuarios regulados se calcula utilizando la siguiente relación:

$$CU = G_m + T_m + D_n + C_v + PR + R_m$$

Donde:

$G_m$ : corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador y representa el costo de generación de energía.

$T_m$ : corresponde al pago del transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes regionales de transmisión.

$D_n$ : corresponde al valor que se paga por transportar la energía desde las subestaciones del STN hasta el usuario final.

$C_v$ : remunera el margen de comercializar la energía e incluye los costos variables de la actividad de comercialización como los son: facturación, lectura, atención, reclamos, entre otros.

$PR$ : corresponde a los costos de pérdidas de energía, pérdidas de transporte y reducción de estas.

$R_m$ : corresponde a los costos por restricciones y servicios asociados con la generación.

Subíndice  $m$ : Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

## 1.14. PROYECCIÓN

En el transcurso del año 2020, el planeta se ha visto afectado por una pandemia provocada por el virus COVID-19, que ha obligado a los gobiernos a tomar medidas como cierre de fronteras, cuarentenas estrictas y el aislamiento de ciudades, lo que ha provocado una caída de las actividades comerciales e industriales. Todo lo anterior ha generado afectaciones en a la economía global, lo que ha obligado a modificar las proyecciones económicas de todos los gobiernos y lógicamente las que tienen que ver con la demanda de energía.

La Figura 23 presenta la proyección de la demanda de energía en Colombia hasta el año 2026, inicialmente tenía un proyección que se presentan en línea roja, donde se estimaba la demanda de energía para el año 2020 en 72.3 GWh con un incremento total de 12.8% hasta el año 2026. Sin embargo, dados los efectos de la pandemia y la disminución de consumo de energía durante el año 2020, la Unidad de Planeación Minero energética (UPME) realiza una nueva proyección de demanda, como se muestra en la Figura 23, realizada en el mes de mayo de 2020, donde se puede observar una proyección muy inferior a la realizada pre-COVID, ya que la nueva proyección media (línea verde) muestra un disminución del 4.1% en el año 2020 y del 8.2% para el año 2026.

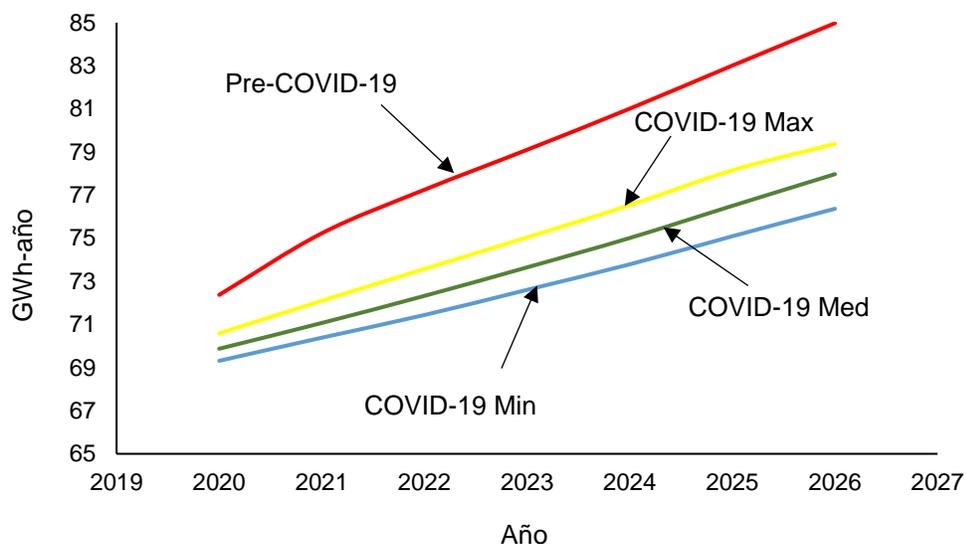


Figura 23. Proyección de la demanda nacional de energía eléctrica [14].

Por último, el sector de energía eléctrica gracias a la regulación ha logrado aumentar la capacidad de generación que satisface la demanda nacional y permite la exportación de energía especialmente a Ecuador, sin embargo, la producción de energía depende en un 70% de generadores hidráulicos que en condiciones normales mantienen ajustado el precio de bolsa. Sin embargo, en periodos de sequía el precio de bolsa tiende a subir demasiado según las últimas experiencias, y más cuando existe un fenómeno del niño. Lo anterior puede ser una dificultad en el futuro ya que según las proyecciones del banco mundial, con el cambio climático se prevén periodos más largos y fuertes de sequías, especialmente en las zonas tropicales, por lo tanto, se debe buscar diversificar mucho más la generación y que a las redes pueda ingresar energía de pequeños generadores. Por último, el sector tiene pendiente aumentar la interconexión interna y externa, que le permita nuevos mercados que apoyen el crecimiento de la industria.

La gran deuda pendiente del sector energético del país está en el desarrollo y uso de las energías alternativas, mientras que en países como España la participación de las fuentes renovables de energía supera el 13% de la generación total al año 2020, en Colombia oficialmente apenas se tienen registro de un parque eólico en la guajira y un par de plantas de energía solar fotovoltaica,

aunque hay algunas en progreso, todavía no representan el 1% de la capacidad del país. Se espera que el fortalecimiento de la normatividad, la cual sigue en desarrollo, pueda dar un impulso a estas nuevas fuentes y den más estabilidad a la canasta energética colombiana.

## **2. PETROLEO.**

La industria del petróleo en Colombia no es nueva, su origen se puede remontar a la Ley 120 de 1919, en la cual se dieron los primeros pasos para su formalización y desarrollo, ya que en esta ley se define el término hidrocarburos y se estipula que la industria que explota este bien y la construcción de oleoductos son de utilidad pública. Se fijan los primeros impuestos para estas actividades, adicionalmente se dispuso las primeras normas sobre las regalías y la propiedad del suelo y del subsuelo. Entre 1931 y 1936 se desarrollaron nuevas leyes que definieron al Estado como dueño del petróleo y estructuraron los primeros mecanismos de concesión y explotación de petróleo. Una vez creada la legislación básica se inició el desarrollo de la industria, especialmente por medio de concesiones a empresas extranjeras que iniciaron la exploración y extracción de petróleo y fue para recibir precisamente una de estas concesiones, que el estado colombiano tomo la determinación en el año 1948 de crear Ecopetrol y en 1974 se abolió la figura de las concesiones y las actividades de exploración y explotación se encargaron única y exclusivamente en Ecopetrol.

A pesar de que Ecopetrol fue fundamental en el desarrollo de la industria petrolera, éste cumplía al mismo tiempo las funciones de diseñador de política, regulador, operador, socio de alianzas estratégicas y competidor en el mercado. Esta dualidad, de operar como explotador y al mismo tiempo fijar las condiciones en que otras compañías interesadas en explotar el petróleo, generó que los nuevos inversionistas no tuvieran un alto grado de confianza en la participación, tanto de la exploración, como de la explotación. Por lo tanto, el Estado se vio en la necesidad de crear nuevas posibilidades.

Fue entonces que para el año 2003 el gobierno nacional creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) entidad que a partir de su entrada en funcionamiento asumió las responsabilidades regulatorias, que hasta ese momento tenía Ecopetrol. La ANH también es la encargada, desde entonces, de la administración de los recursos petroleros de la nación y de la asignación de las áreas de hidrocarburos para su exploración y explotación. También fue facultada para recaudar las regalías y compensaciones monetarias que correspondan al Estado por la explotación de hidrocarburos y girar esos recursos a las entidades que tengan derechos sobre ellos, de acuerdo con las disposiciones legales.

Desde la constitución de 1991 que determinó algunos aspectos importantes de la propiedad de los yacimientos de minerales e hidrocarburos, se definió el esquema general de la actual estructura organizativa de las entidades públicas vinculadas al sector petrolero nacional, que define el esquema funcional y las actividades minero energéticas del país, donde el estado hace las veces de promotor y fiscalizador, para que sean otros los agentes actuantes en dicha cadena productiva. La Figura 24 muestra el esquema de los principales agentes que intervienen en el sector petrolero colombiano.

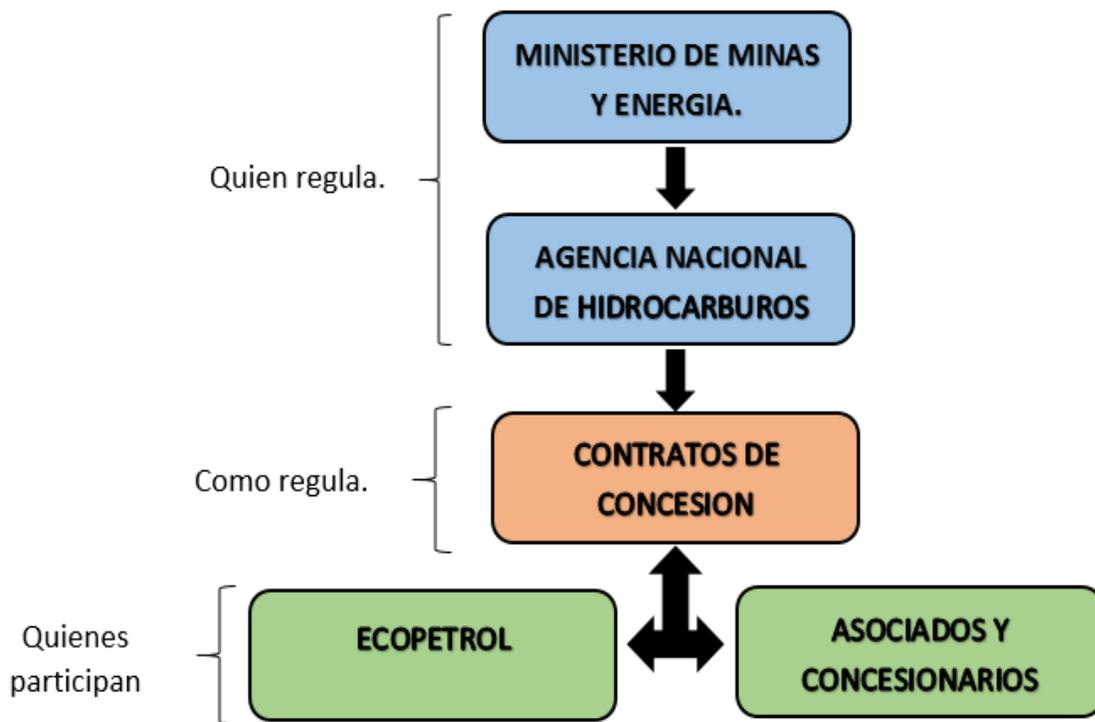


Figura 24 Principales agentes del sector petrolero en el país.

Y con la promulgación de algunos roles, la constitución del 91 también creó las siguientes entidades participantes:

- Unidades administrativas especiales: Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
- Establecimientos Públicos: Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero Ambiental y Nuclear (INGEOMINAS) y el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE).
- Entidades Vinculadas: ECOPETROL S.A., Empresa Colombiana de Gas (ECOGÁS), Interconexión Eléctrica (ISA, Isagén), entre otras.

## **2.1. ASPECTOS FISCALES Y CONTRACTUALES.**

En la mayoría de los países de nuestro planeta, la propiedad sobre los recursos naturales, en especial los mineros y energéticos, son propiedad de la nación y los estados buscan la forma de lograr lucrarse por su extracción o procesamiento. Esta renta de los recursos va desde la participación única del gobierno, en todas las fases del negocio, hasta la entrega de todas las actividades a entidades privadas por medio del pago de un valor que típicamente se determina entre el valor comercial del bien y precio de oportunidad de éste, reglamentado bajo aspectos legislativos, contractuales y tributarios.

En la mayoría de los países en desarrollo, la producción de bienes del subsuelo presenta dificultad debido a la escasez de recursos económicos y a la falta de recursos técnicos. Por lo tanto, estos estados tienen la necesidad de incluir empresas con la experiencia y la capacidad técnica y económica para poder producir el bien, que de ahora en adelante se supone un hidrocarburo. Para esto, en la mayoría de los casos se desarrollan esquemas contractuales que se pueden enmarcar en los siguientes:

- Concesión.
- Contrato de participación en la producción.

- Contrato de servicio sin riesgo.
- Contrato de servicio con riesgo.
- Joint Venture.
- Nacionalización.

Y los aspectos básicos que deben tener dichos contratos son:

- El riesgo generalmente es para la empresa que realizara los trabajos, donde, si la exploración tiene éxito, la empresa busca recuperar la inversión y conseguir un margen, ya sea por medio de un pago o, en algunos casos, por medio del mismo bien producido, como sucede en muchos casos con el petróleo y el gas natural.
- La libertad y los niveles de autonomía de la empresa que toma el riesgo deben ser definidos con claridad con el fin de evitar modificaciones o nuevas negociaciones.
- Por último, deben ser definidos aspectos como duración, área, actividades de exploración y explotación y obligaciones generales para el estado otorgante del contrato y para la empresa.

En Colombia los contratos de exploración y explotación de los recursos petroleros se pueden discriminar en tres etapas, las cuales se determinan por el periodo de tiempo donde se realizaron, a continuación, se describen estas.

*Los contratos de concesión:* se realizaron entre 1905 y 1969, en forma general este esquema permite entregar a las compañías la cesión de la tierra, en las cuales tenían derechos de realizar actividades de exploración y explotación de petróleo, en estos casos las compañías tenían absoluto manejo de los proyectos en sus diferentes fases y al final del proyecto la concesión es entregada

nuevamente al Estado. Sin embargo, durante la concesión la compañía debía pagar regalías por la producción de crudo. Además, tenían prebendas tales como; exclusividad dentro de los linderos del área establecida por la concesión, la explotación era declarada de interés público para todos los efectos legales y, muy importante, que el petróleo que se extrajera, en virtud de ese contrato, no se gravaba con derechos de exportación ni otros.

*Los contratos de asociación:* se realizaron entre 1970 y 2003, esta modalidad se desarrolló debido a que en el mundo se creó la tendencia de crear por parte de diferentes gobiernos empresas estatales dedicadas a la exploración y explotación de petróleo, fue así como Colombia decidió crear Ecopetrol y la creación de la Organización de Países Productores de petróleo (OPEP), llevo al gobierno Colombiano a crear la Ley 20 de 1969, en la cual se desarrollaron las bases para que Ecopetrol realizara actividades de exploración y explotación en conjunto con empresas nacionales y extranjeras, por medio de contratos que permiten la fase de exploración por 3 años prorrogables a seis y un periodo de explotación de 22 años. En los primeros contratos de asociación entre Ecopetrol y un asociado, este último tenía la responsabilidad de los gastos de exploración y Ecopetrol hacia parte del proyecto solo cuando se tenía certeza que el campo era explotable, en el contrato de asociación entre el asociado y Ecopetrol, se preparan y desarrollan los planes de operación, los presupuestos y todas las actividades necesarias para el aprovechamiento de los recursos, sin embargo los esquemas de participación en costos de exploración y explotación fueron cambiando varias veces, buscando que los asociados no se aprovechen de los posibles vacíos en la legislación y las condiciones de los contratos.

La última etapa de los tipos de contratos se desarrolló entre los años 2003 y 2004 hasta hoy y básicamente se trata del retorno de las concesiones con importantes cambios en comparación con la primera etapa de concesiones, que se dio entre 1905 y 1969. La estructuración de los nuevos contratos de concesión estuvo a cargo de la ANH y tienen en cuenta los siguientes aspectos fundamentales:

- El 100% de la producción va para el contratista a cambio de pago de regalías e impuestos, pero con un mayor tiempo de explotación.

- El periodo de exploración es de 6 años prorrogable 4 años más, esta actividad debe cumplir con unos requisitos mínimos con todos los riesgos para el concesionario.
- Las regalías son escalonadas en el tiempo y pueden variar si hay gas natural asociado o la producción es en la plataforma continental o tierra adentro, las regalías también han presentado cambio en los últimos años.
- Se incluyó el contrato de evaluación técnica que permite asignar áreas de gran tamaño para realizar actividades de superficie que permiten lograr mejor información sobre la presencia de hidrocarburos.
- La fase de explotación tiene una duración de 24 años con posibilidad de prórroga.
- Por último, los activos son del inversionista, pero se debe pagar un 30% de impuesto de ganancias excedentes sobre el precio de activación.

Desde inicios del siglo XX el estado ha visto en el petróleo una fuente de recursos que apoyen el desarrollo del país, de ahí la búsqueda de políticas y mecanismos con los diferentes tipos de contratos y las transformaciones de Ecopetrol a lo largo de su historia, con el fin de desarrollar los ingresos provenientes de la industria de los hidrocarburos. De acuerdo con las estimaciones realizadas por la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), durante el año 2019, el estado colombiano recibió del sector petrolero 6.32 billones de pesos en regalías, lo que representa una disminución del 2.1% con respecto a año 2018. Adicionalmente, la industria tiene un fuerte impacto en las exportaciones tal como se ve en la Figura 25, donde se observa que, desde el año 2013 el petróleo representa el 55% del valor de las exportaciones del país, para el año 2019 el porcentaje es 41%, afectado especialmente por la disminución de los precios del petróleo a nivel global, presentada en los últimos tres años.

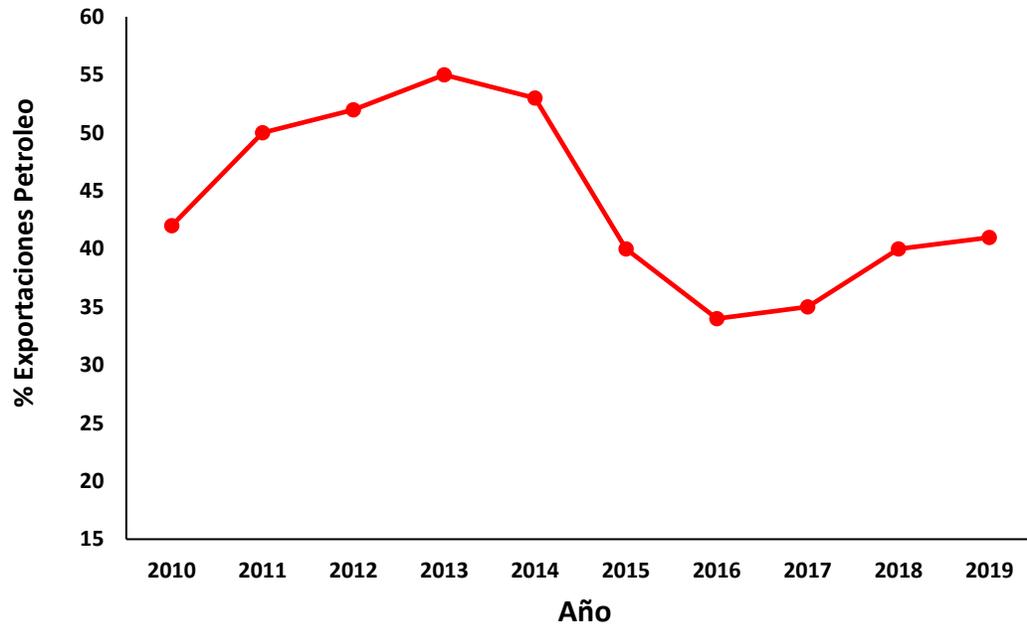


Figura 25. Participación de la industria petrolera en el valor de las exportaciones de Colombia, Tomado de la asociación colombiana del petróleo.

## 2.2. LA CADENA DE PRODUCCIÓN DE PETROLEO.

Como cualquier otro, la producción de petróleo es un negocio que inicialmente debe pasar por la etapa de contratación y definición de las condiciones del negocio, según los parámetros básicos relacionados a priori, para posteriormente pasar etapas operativas. En la Figura 26. Se observa las fases de un negocio petrolero. Es importante mencionar que previamente los temas fiscales y los tipos de contratos han de ser revisados para iniciar el negocio.

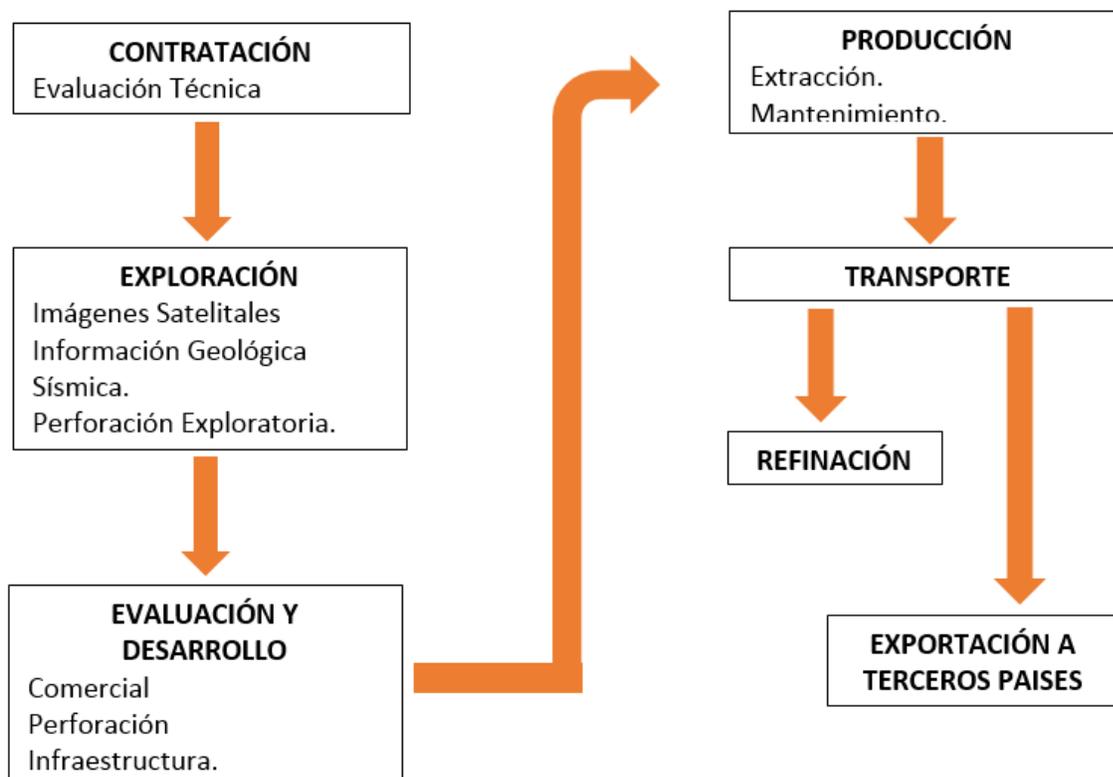


Figura 26. Etapas del negocio del petróleo.

### 2.3. EXPLORACIÓN.

Una vez firmado el contrato se inicia la exploración en el bloque, cuyo fin principal es la búsqueda de estructuras o pliegues del terreno favorables para la acumulación de hidrocarburos. Los recursos económicos utilizados para adelantar todas las actividades geológicas, geofísicas y demás operaciones, implican un gran riesgo financiero para el contratista.

La Figura 27 muestra el mapa de Colombia con los lugares donde se desarrolla la actividad exploratoria y de producción de petróleo a julio de 2020. Allí se puede observar que, gran parte de la exploración se realiza alrededor o en regiones cercanas a los centros de producción de petróleo actuales y las zonas de evaluación técnica, siguen a las fronteras de las regiones de exploración en busca de seguir fortaleciendo la actividad petrolera del país, aunque también se nota un aumento muy fuerte en la costa pacífica y el caribe colombiano.

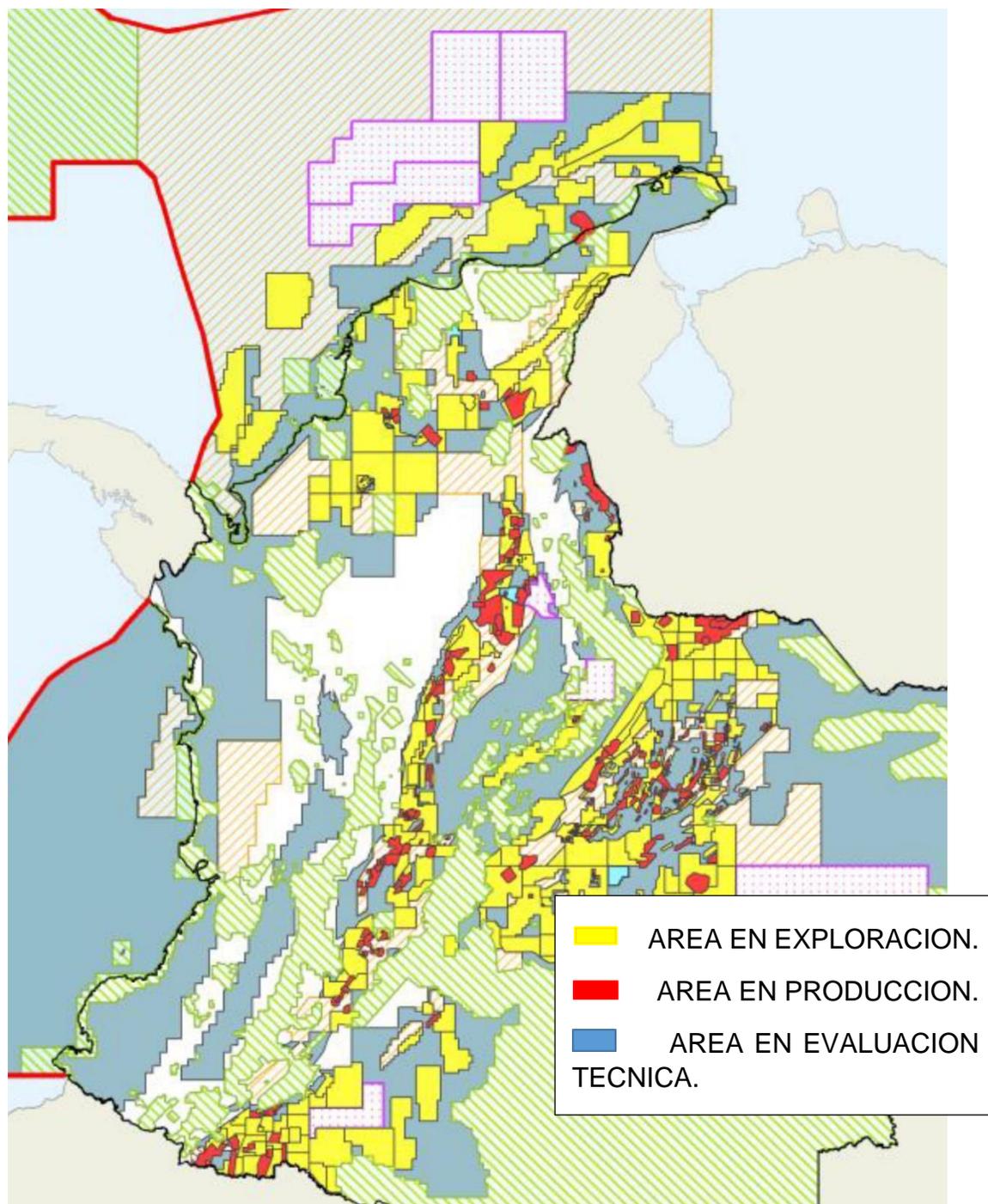


Figura 27. Actividades Exploratorias, Mapa de Tierras [15].

En la actualidad el país cuenta con 2.3 millones de hectáreas donde se realizan actividades de producción petrolera, 17.8 millones de hectáreas de áreas de exploración concentradas en la costa

caribe, el valle del río Magdalena y el piedemonte de la cordillera oriental. Adicionalmente, el país tiene 7.8 millones de hectáreas en evaluación técnica por la agencia nacional e hidrocarburos en diferentes partes del país, destacándose la apuesta por la costa pacífica. El incremento de la producción de petróleo requiere, además, de unas condiciones económicas adecuadas, como el precio y la demanda. A nivel local la disponibilidad del recurso debe ser desarrollada, para esto en Colombia se han planteado dos tipos de contratos, descritos a continuación.

*Contrato de Exploración y Producción E&P:* Este tipo de contrato aplica para los contratos que se firman como resultado de un proceso de asignación directa, el contratista define sus actividades, construye y es dueño de la infraestructura, y opera con autonomía y responsabilidad, a su propio riesgo y costo. El contratista es dueño de todos los derechos de producción después de regalías e impuestos. El período de producción tendrá una vigencia de veinticuatro (24) años por yacimiento, con posibilidad de prórroga de periodos de producción sucesivos de hasta 10 años.

*Contrato de Evaluación Técnica (TEA):* Este tipo de contrato aplica para actividades en áreas libres y áreas especiales, su objetivo principal es evaluar el potencial petrolero de un área e identificar proyectos para celebrar un posible contrato de E&P sobre el área estudiada. El evaluador puede desarrollar exploración superficial, pozos estratigráficos, aerofísica y geología, con una duración máxima de 36 meses en áreas continentales y en áreas costa afuera, según el programa de trabajo. El evaluador desarrolla sus actividades de manera autónoma bajo su responsabilidad y riesgo, con un derecho de prioridad para suscribir un contrato de E&P.

La Figura 28 se presentan los contratos firmados entre los años 2010 y 2019 y se observa que van a la baja teniendo dos años sin contratos según ANH [16], incluso la mayoría de contratos firmados en el año 2019 son contratos en asociación con la estatal petrolera Ecopetrol. La baja en la firma de contratos se debe los bajos precios internacionales del crudo en los últimos años.

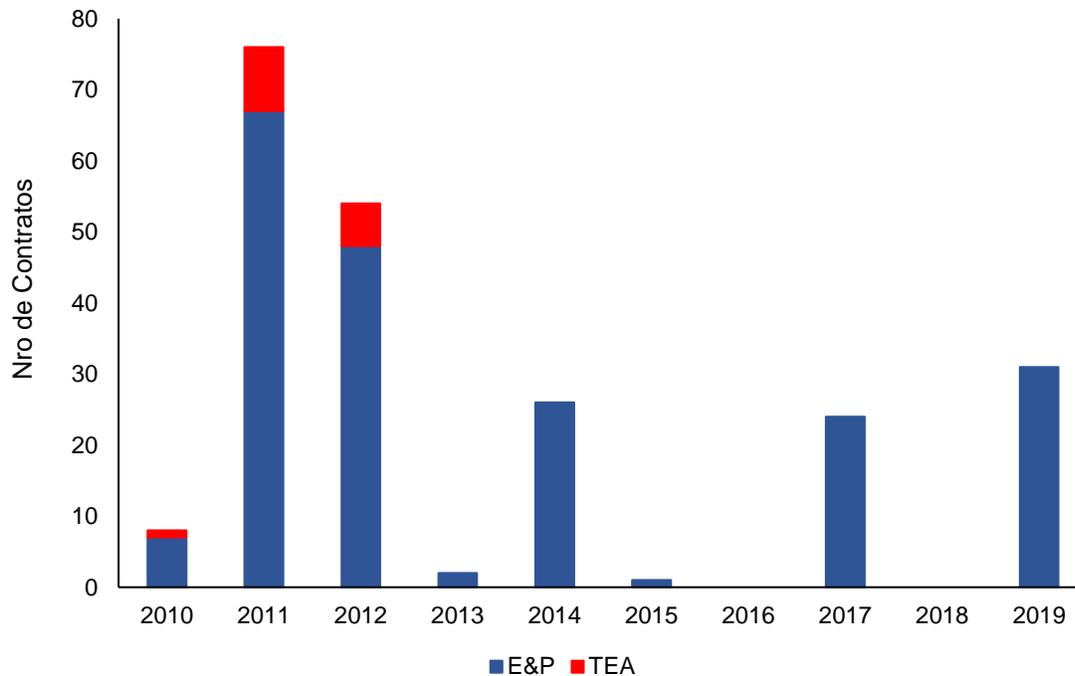


Figura 28. Número de contratos firmados anualmente [16].

En lo que hace referencia a las metodologías de exploración, se encuentran las de superficie y las de subsuelo, en los últimos años se ha desarrollado la fotogeología, que permite interpretar la geología por medio de fotografías aéreas que indican tipo de vegetación, número y distribución de corrientes de agua, análisis de las expresiones fotográficas de las rocas, inclinación y dirección de las capas etc. Actualmente, las fotografías o imágenes pueden obtenerse por avión, satélite o radar, con lo cual se elaboran mapas geológicos muy precisos. El radar, por ejemplo, puede penetrar una densa capa de follaje produciendo así imágenes de la superficie de la tierra. Otra técnica aérea usada es el sensor remoto que, montado en un avión o satélite, detecta rayos infrarrojos y revela cuerpos de agua, intrusiones de agua salada, depósitos minerales, fallas, etc.

Respecto a los sistemas de exploración del subsuelo, si bien hay métodos para determinar la presencia de minerales magnéticos y cambios de densidad en el suelo que pueden proveer información importante, el método más utilizado es la inspección sísmica, que consiste en crear temblores artificiales con cargas de explosivos, esto genera ondas que regresan a la superficie y son captadas por geófonos para ser analizados y poder determinar las características y la estructura

del subsuelo. En la Figura 29 se observa las evoluciones de las áreas donde se ha realizado sísmica en el país [17], la mayoría de estudios sísmicos en los últimos años se han desarrollado mar adentro (Offshore). Sin embargo, a partir del año 2017 se redujeron las actividades de sísmica producto de los bajos precios del petróleo y la incertidumbre sobre su recuperación.

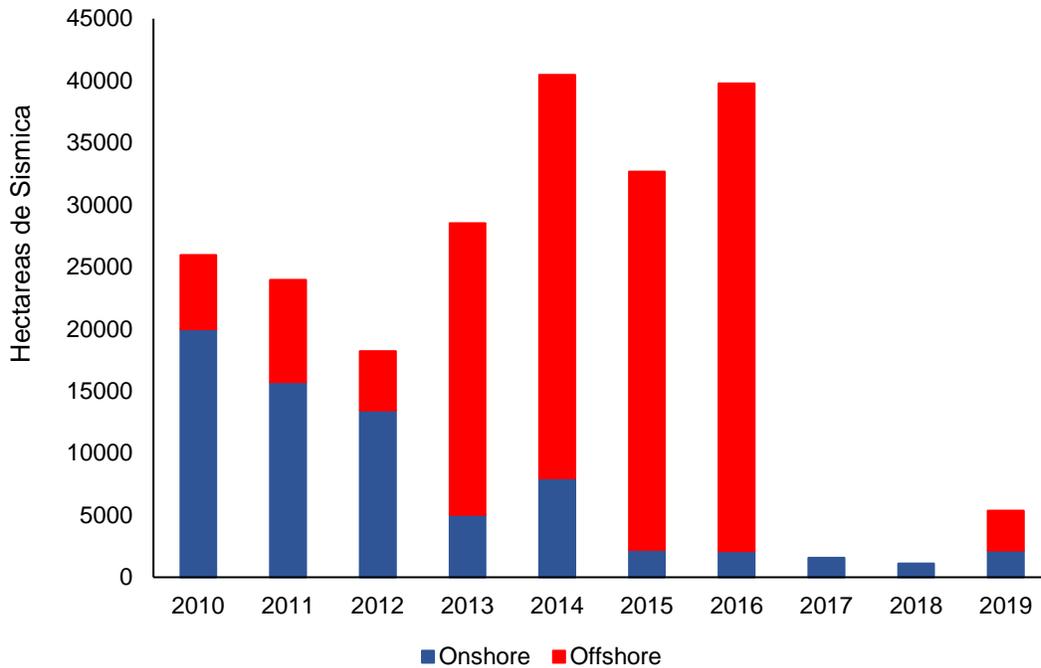


Figura 29. Cantidad de áreas de Exploración Sísmica [17].

Aunque la información por diferentes métodos de exploración reduce las áreas de búsqueda, la única forma de saber si efectivamente hay o no hidrocarburos con una alta confiabilidad, hasta el día de hoy, es la perforación de un pozo. Estos pozos tienen una profundidad de 600m a 8000 m y se denominan pozos exploratorios y una vez se confirman la presencia de petróleo, se perforan nuevos pozos para determinar el tamaño y la capacidad del campo. En la Figura 30, se observa la evolución de perforación de pozos exploratorios que aumenta teniendo en cuenta el crecimiento de los contratos y el desarrollo de la exploración sísmica, tanto offshore como onshore, de los últimos 10 años en Colombia. Las variaciones en la actividad de exploración deben verse reflejados necesariamente en las reservas de petróleo de un país.

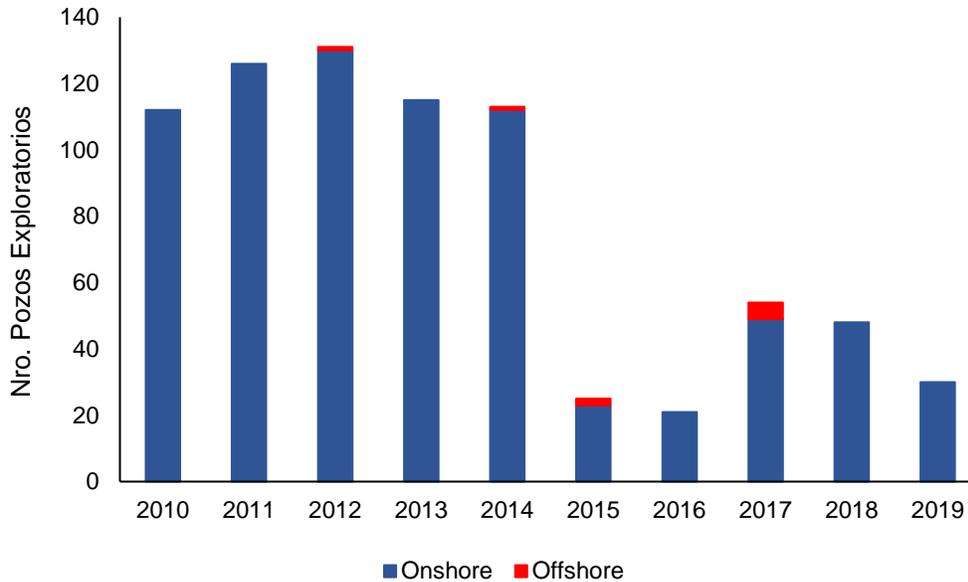


Figura 30 Numero de pozos exploratorios perforados por año.

Las reservas de crudo se pueden definir tan sólo como la parte recuperable y explotable de los recursos de hidrocarburos en un tiempo determinado. Es claro entonces, que algunas de las partes no recuperables del volumen original de hidrocarburos pueden ser consideradas como reservas, dependiendo de las condiciones económicas, tecnológicas, o de otra índole, que lleguen a convertirlas en volúmenes recuperables de dicho depósito. La evaluación y clasificación de las reservas de hidrocarburos que la ANH realiza, según acuerdo 11 de 2008, están alineadas con las definiciones de la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World Petroleum Council (WPC), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), tanto para la estimación de las reservas probadas, como para las probables y posibles.

La Figura 31 muestra la evolución de las reservas probadas de petróleo en Colombia de los últimos 10 años, donde se observa una trayectoria descendente en el periodo 2013- 2016 con un volumen total de 2,445 millones de barriles de petróleo que desciende hasta 1,665 millones de barriles en 2016 lo que representa una reducción de 31.9%. Luego se inicia un período de crecimiento continuo que permitió, no solamente reponer los volúmenes producidos año a año, sino que el total se amplió y al finalizar 2019, las reservas probadas ascendían a 2,041 millones de barriles de petróleo, que representa un aumento de 22.5%.

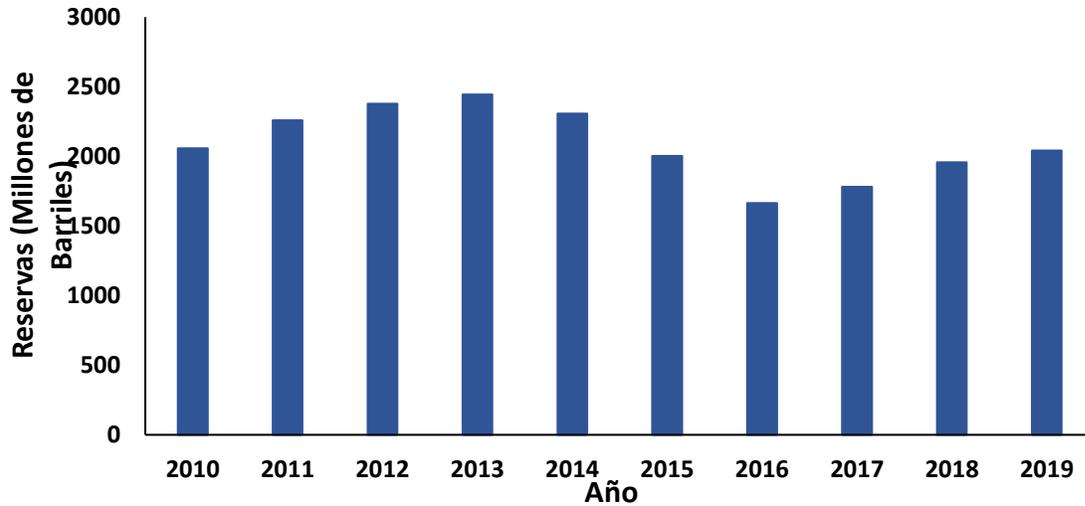


Figura 31. Reservas comprobadas de petróleo en Colombia [17].

#### 2.4. PRODUCCIÓN.

La producción de petróleo en Colombia ha experimentado cambios significativos en función de descubrimientos y las reservas, sin embargo la falta de nuevos descubrimiento de gran tamaño ha obligado a la industria a invertir una mayor parte de sus presupuestos en desarrollo y producción de hidrocarburos y aumentar la rentabilidad de los campos maduros que, a pesar de encontrarse en su etapa de declinación, tienen un importante potencial si se optimiza su operación mediante el uso de nuevas tecnologías que hace tres o cuatro décadas no existían o que resultaban costosas.

Con el apoyo de yacimiento maduros, nuevos y la infraestructura de transporte, se ha logrado incrementos en la producción anual de petróleo hasta el año 2015 como se observa en la Figura 32. Sin embargo, a partir de allí se han presentado disminuciones en la producción debido a la reducción de nuevos contratos y pozos de exploración. Lo anterior impulsado también por la fuerte variación de los precios internacionales del petróleo a la baja, lo que genera menos inversión en nuevos proyectos.

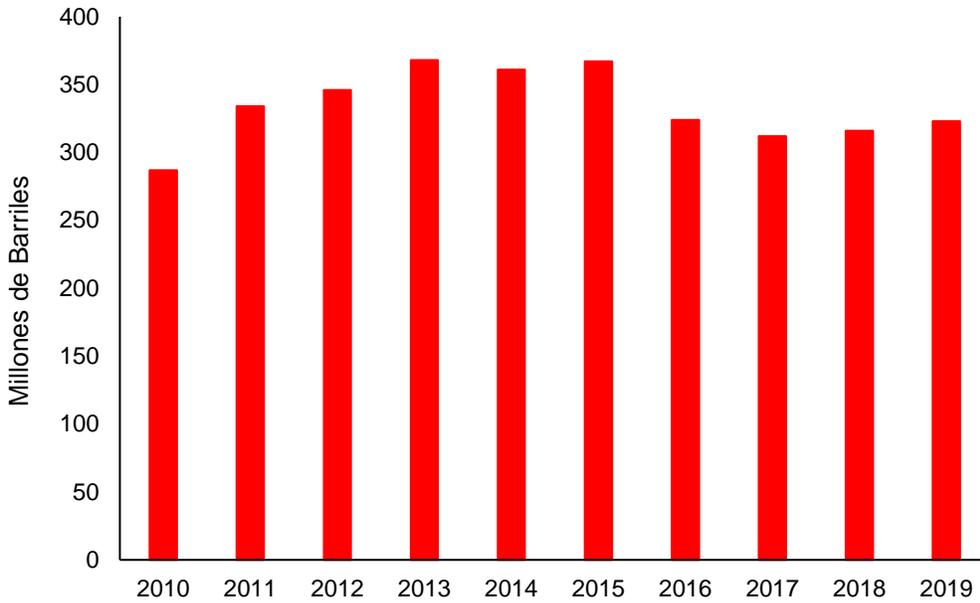


Figura 32. Evolución de producción anual de crudo en Colombia.

El panorama petrolero del país ha sufrido una gran transformación en el nuevo siglo, al pasar de la dependencia de cuencas del Magdalena, principalmente, a tener como fuente de suministro principal al área de los Llanos Orientales que está produciendo el 73% del total nacional, relegando a segundo y tercer plano las que fueron en su momento las más importantes cuencas productoras como las de los Valles Medio y Superior del Magdalena y el Putumayo.

## 2.5. TRANSPORTE.

El transporte del crudo a los centros de refinación o puertos de exportación se hacía inicialmente en carros cisterna, lo que genera altos costos dada la geografía del país y las grandes distancias a recorrer, hoy el país cuenta con una red de oleoductos con una extensión de 3,541 km y 21 estaciones de bombeo, que la ha permitido ser más competitivo en la cantidad de barriles producidos y en el precio del transporte, la cual se observa en la Figura 33. La red de transporte de crudo está conformada por dos tipos de oleoductos, los más importantes o primarios con aquellos

con mayor capacidad de producción y conectan los centros de refinación y exportación como el oleoducto Caño Limón-Coveñas, el Bicentenario o el Bosconia-Barranca.



Figura 33. Esquema de oleoductos en Colombia [18].

Como se mencionó anteriormente, la red de transporte de crudo está conformada por dos tipos de oleoductos, los más importantes o primarios con aquellos con mayor capacidad de producción y conectan los centros de refinación y exportación como el oleoducto Caño Limón-Coveñas que puede llevar crudo de Arauca hasta Coveñas en el mar caribe, el oleoducto central (OCENSA) que transporta principalmente crudo desde Cusiana-Cupiagua en el piedemonte llanero hasta Coveñas,

además del Bicentenario o el Bosconia-Barranaca. También existe una red secundaria, de menor capacidad, que generalmente alimentan o conectan a los primarios con centros de producción o refinación como; El Porvenir o Los Llanos, en general el sistema tiene la capacidad de transportar 1,184,000 barriles por día. La operación de los oleoductos está repartida en una porción directa de Ecopetrol, otras realizadas por operadores privados y una tercera que se realiza por medio de una asociación entre Ecopetrol y privados.

## 2.6. COMERCIO EXTERIOR.

Parte del crudo que se produce en el país está destinado a los mercados internacionales, aunque el país también exporta productos de la refinación de petróleo. De forma general las exportaciones de crudo y sus derivados aumentan en la medida que la reserva y la producción también aumentan en el país. En la Figura 34 se observa la evolución de la balanza comercial del petróleo y sus derivados en el país, donde se observa especialmente en las exportaciones, un perfil similar a la producción de crudo de la Figura 32, teniendo en cuenta que la mayor participación en las exportaciones son de petróleo, la cual descendió a sus mínimos en los años 2015 y 2016 igual que la producción.

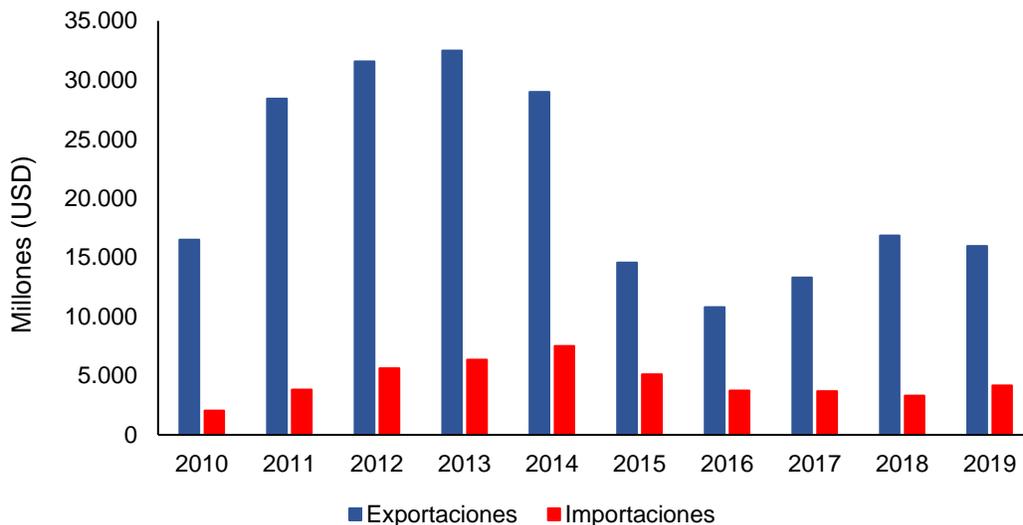


Figura 34. Evolución de la balanza comercial de Colombia del crudo y sus derivados[16].

Del crudo exportado el 61% va a Estados Unidos, mientras España y China representan cada uno el 10 % según la UPME. El proceso de exportación debe mantenerse a la alza, en la medida que los precios internacionales sigan relativamente altos. Inicialmente, Colombia exportaba petróleo con alta calidad excelsa como Cusiana, Cupiagua y Caño Limón, en la actualidad también se envía al mercado externo, petróleos como Castilla Blend, Magdalena Blend y Vosconia, los cuales, como el Castilla, son crudos pesados que deben mezclarse con diluyente hasta alcanzar un grado de 18.8° API. El 64% de cada barril de este crudo se puede convertir en productos blancos.

El país ha realizado esfuerzos en aumentar la exploración y producción de crudo, igualmente en mejorar y ampliar las refinerías existentes. Sin embargo, se tienen un incremento en la demanda interna de derivados de petróleo que podría llevar a aumentar la importación de combustibles líquidos para garantizar la oferta interna.

## **2.7. PRECIOS.**

Los precios internacionales de crudo a los cuales se comercializan en el mercado mundial se definen de acuerdo a la cotización del día del crudo que se toma como marcador o trazador. Un crudo marcador o trazador es aquel cuyo precio se utiliza como referencia para las transacciones realizadas con otros crudos. Los crudos se negocian con base en el precio del crudo marcador con un diferencial acordado entre las partes, dicho diferencial generalmente depende de las diferencias en grados API (American Petroleum Company) y contenido de azufre frente a las características del crudo marcador.

Los marcadores más utilizados con el WTI (West Texas Intermediate) que es el crudo de referencia en Estados Unidos y Colombia, que básicamente es una mezcla de crudos del sur de EEUU y se considera de alta calidad con 39.6 grados API y 0.24% de Azufre. El marcador BRENT se refiere a la mezcla de quince crudos producidos principalmente del Mar del Norte. Éste es un petróleo de alta calidad de 38 grados API), se considera un crudo ligero y dulce con 0.37% de azufre.

En la Figura 35, se observa la evolución de los precios del crudo WTI, BRENT y el precio de exportación del crudo colombiano desde 2010 hasta 2019, si bien se observan un pico fuerte en 2011 y 2012. Sin embargo a partir de allí descienden fuertemente al incremento de la oferta y al

aumento de producción por el método de fractura y se observa una mínima recuperación en 2018, con un nuevo descenso en el año 2019.

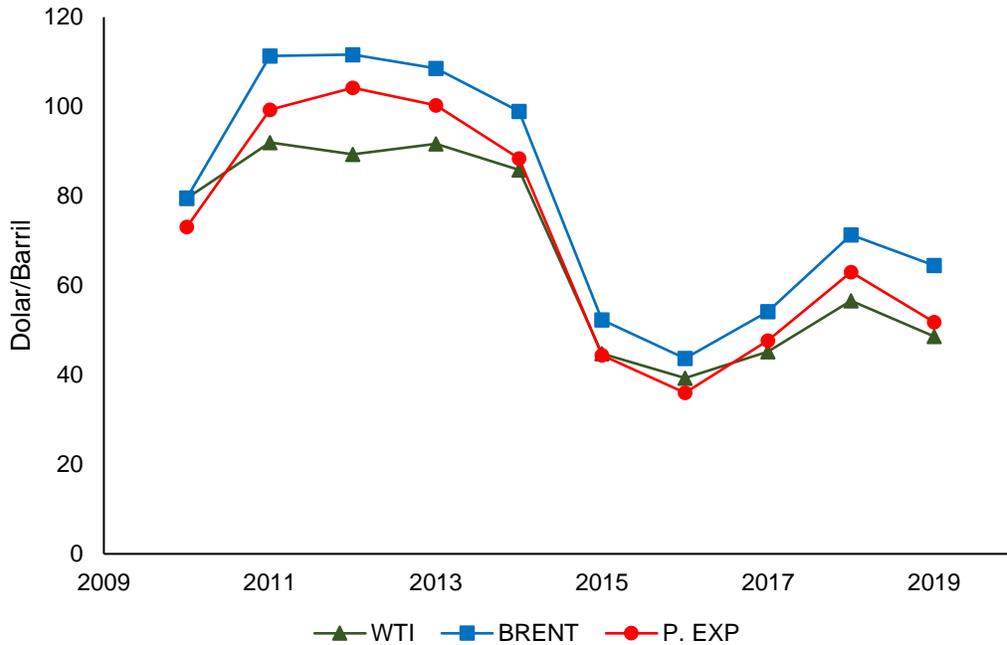


Figura 35. Evolución anual de los precios de referencia internacional WTI y BRENTE, con el precio de exportación para Colombia.

## 2.8. PROYECCIÓN.

La coyuntura actual, después de un periodo bajo de precios internacionales (ver Figura 35), redujo a nivel global la inversión en exploración y desarrollo de nuevos proyectos de incremento de reserva y producción. En Colombia, el impacto se puede observar en la reducción del número de contratos (ver Figura 28), numero de pozos exploratorios (ver Figura 29), que se han reducido desde el año 2014 y han generado una reducción en las reservas del país, las cuales se proyecta seguirán descendiendo en la década que inicia, como se puede observar en la Figura 36, encontrando un momento crítico en el año 2026, donde se estima que el país deberá importar petróleo para suplir sus necesidades de refinación.

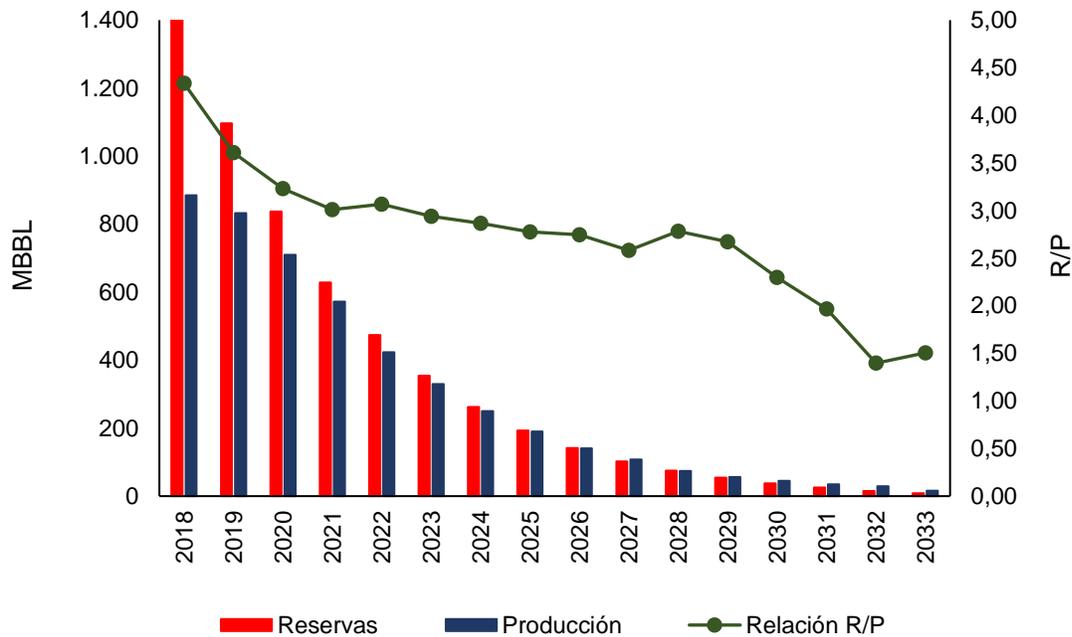


Figura 36. Proyección de las reservas de crudo, la producción y la relación R/P Colombia.

La pandemia global, generada por el virus COVID-19, también ha impactado los precios del petróleo, además de las proyecciones de precio, inversiones y producción. Lo anterior ha limitado la emisión de proyecciones a largo plazo o en su defecto ha disminuido los valores de estas.

En la Figura 37 se presenta la evolución del precio del crudo WTI en los años 2018 y 2019 y se observa que la variación del precio fue mínima y un precio promedio de 50 USD/Barril. Sin embargo, entre marzo y abril el precio descendió drásticamente debido a la pandemia hasta valores de 16 USD/Barril y se ha recuperado rápidamente para establecerse alrededor de 40 USD/Barril. Se espera según la agencia internacional de energía que en el año 2021 el valor del crudo se mantenga sin muchas variaciones, muy por debajo de las proyecciones establecidas antes de la pandemia

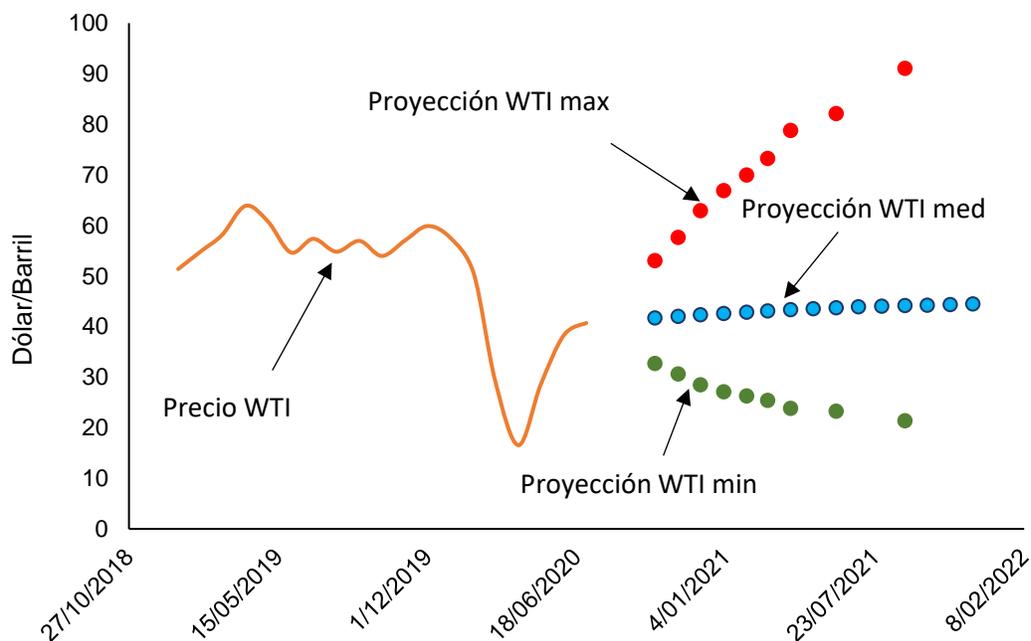


Figura 37. Proyección de los precios internacionales de crudo en 2021.

Por último, el crecimiento del mercado del crudo ha sido muy bueno, porque le ha permitido al país ingresos significativos de las rentas petroleras. Sin embargo, es un mercado muy dependiente de diferentes aspectos políticos, geográficos y económicos a nivel mundial. Lo anterior, sumado a que los grandes yacimientos del país están maduros y en algunos casos en declive, demuestra que se debe fortalecer la exploración y explotación del crudo, aprovechando que las condiciones legales y comerciales de Colombia favorecen la inversión en este sector de la economía, sin olvidar que en la actualidad los precios internacionales han caído y que no esperan incrementos importantes a mediano y largo plazo.

### 3. COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.

La distribución y comercialización de combustibles líquidos en Colombia a través de los años ha venido experimentando cambios en su desarrollo y contextura, toda vez que ha pasado de ser apenas un negocio familiar para transformarse en un establecimiento de comercio, donde, además de comercializar combustibles, también desarrollan actividades relacionadas con el sector automotor, como es el caso de servicio de taller y mantenimiento, venta de seguro obligatorio (SOAT), ventas de comestibles a través de mini mercados, ventas de minutos y recargas a telefonía celular, por lo que ha de entenderse que este sector se viene dinamizando continuamente.

El inicio del mercado de combustible se da con la necesidad de alimentar motores de barcos, combustibles para labores industriales y caseras. Ante este panorama y la disponibilidad de los primeros yacimientos importantes de petróleo, se dan los primeros pasos con iniciativas privadas, es así que en 1908 con Refining Co en Cartagena y posteriormente en 1921 se creó Tropical Oil Company, que monta una pequeña unidad de refinación en Barrancabermeja, la cual se fue ampliando con el tiempo, hasta ser adquirida por Ecopetrol en el año 1961 y la de Cartagena que también fue adquirida por la estatal petrolera en 1972, aunque esta había sido construida en 1952.

A pesar de la disponibilidad de combustibles en Colombia, pero con dificultad en la distribución por el tamaño del país y la estructura de Ecopetrol, se inicia la tercerización de la comercialización por medio de compañías privadas como Terpel que inicia como una sociedad entre Ecopetrol y la alcaldía de Bucaramanga en 1968 y cuyo modelo se extiende por todo el país. Hoy en día el negocio de la distribución y comercialización de combustibles está regulado, dada su importancia en la economía del país. Dicha regulación ha venido siendo esencial desde los años setenta, donde el Ministerio de Minas y Energía expidió decretos como el 2104 de 1974 y 1736 de 1975, complementados tiempo después mediante la Ley 1 del año 1984, donde se estipuló que el Ministerio de Minas y Energía tendría la función de implantar políticas de precios a los derivados del petróleo y el gas natural, fijar su estructura y decretar los aumentos periódicos. Posteriormente, con el Decreto Ley 2119 de 1992 hasta 1998, la política para fijar los precios de la gasolina y del ACPM, estuvo ligada directamente con políticas macroeconómicas de control a la inflación, con aumentos escalonados en dos o tres momentos del año.

En la actualidad el ministerio sigue estipulando los precios de los combustibles cada mes, a pesar de los altos incrementos en sus precios, la demanda sigue creciendo a tal tamaño que desde hace unos años se están importando combustibles líquidos.

### 3.1. EL MERCADO

Como ya se mencionó el mercado de los combustibles está regulado básicamente por el ministerio de Minas y Energía, quien regula las tarifas, los biocombustibles y sus mezclas, el esquema básico del mercado de combustibles líquidos se observa en la Figura 38, se ha incluido los impuestos por la alta carga impositiva que éste tienen.

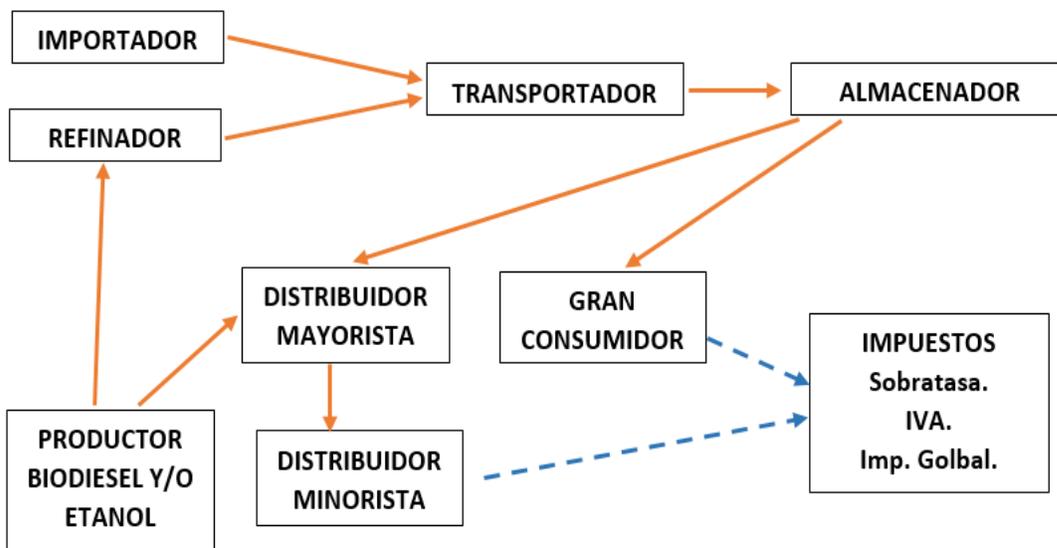


Figura 38. Esquema del mercado de combustibles líquidos.

### 3.2. REFINACIÓN.

En la actualidad Ecopetrol S.A. tiene el monopolio de las actividades relacionadas con la refinación de hidrocarburos. Aunque esta actividad es libre y se permite la entrada de cualquier agente que lo

solicite, es decir, aunque el país cuenta con todas las condiciones para establecer un mercado competitivo en términos de refinación e importación, éste no se ha creado aún. Hoy en día no existe competencia entre Ecopetrol y los potenciales agentes, pues éstos participan en el negocio de distribución mayorista y minorista. Se exceptúa una pequeña unidad de destilación primaria situada en Yopal (Casanare) que inició operaciones en 2011.

En la actualidad el país cuenta con dos grandes refinerías que son; La refinería de Cartagena (REFICAR) y la de Barrancabermeja, que refinan el 98.8% del crudo. Sin embargo, hay otras como Apiay, Orito y Casanare que aportan muy poco a los productos del petróleo, como se observa en la Figura 39. Existen algunas otras ya sin operación como la de Tibu y el Guamo.

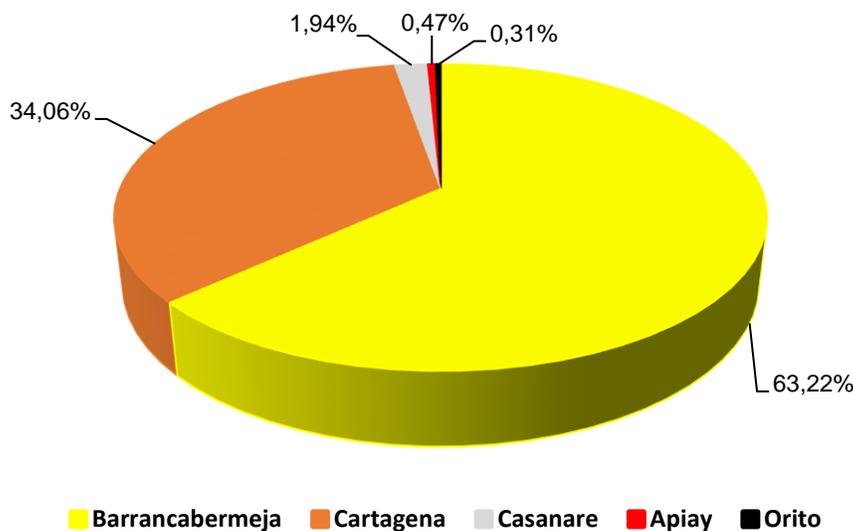


Figura 39. Participación por refinería [16].

Respecto a los combustibles, las refinerías del país producen principalmente gasolina corriente, gasolina extra, gasolina para avión, Diésel, gas licuado de petróleo y Fuel Oil. Sin embargo, este documento se enfoca en Gasolina y Diésel, dado su alta participación en el sector transporte (ver Figura 2) e incluso para algunas aplicaciones industriales.

### 3.3. TRANSPORTE.

El transporte de los productos de refinación se realiza por medio de poliductos que conectan básicamente a los refinadores y los distribuidores mayoristas, los cuales están en diferentes partes de país, especialmente en Antioquia, Bolívar, Santander, eje cafetero, Cundinamarca, Cauca y Valle del Cauca. Básicamente cubriendo los grandes centros urbanos e industriales del país. En la Figura 40 se observa la red de Poliductos que tienen el país, los cuales son operados por Ecopetrol.



Figura 40 Diagrama de poliductos en el país [19].

A partir de los distribuidores mayoristas, la distribución de los combustibles se realiza por medio de camiones cisterna que son los encargados de abastecer a los comercializadores minoristas y en general a los autorizados por la ley para cumplir esta función, en la mayoría de los casos cada distribuidor mayorista marca la gasolina químicamente y en algunos casos incluye aditivos especiales que le permitan marcar diferencias con sus competidores.

### **3.4. DISTRIBUCIÓN MAYORISTA.**

La función principal del distribuidor mayorista es el recibo de productos de refinadores y/o el importador para su almacenamiento y entrega a los demás operadores de la cadena para su movilización a principales centros de consumo ya sea por poliductos o por camiones cisterna para el abastecimiento y distribución en las diferentes regiones del país. Su actividad es reglamentada por el decreto 4299 de 2005 del Ministerio de Minas y Energía, el cual fue modificado por el decreto 1333 de 2007.

Con el fin de mantener el adecuado abastecimiento en todo el país, actualmente se cuenta con una red de 54 plantas de abastecimiento, de las cuales 34 se encuentran interconectadas a los poliductos y 20 plantas cuyo abastecimiento se efectúa mediante vehículos cisterna, la entrega de combustible se hace según lo establecido en el Decreto 4299 de 2005, reglamentario de la Ley 812 de 2003, que en su artículo 61, determinó los agentes que hacen parte de la cadena de distribución de los combustibles derivados del petróleo.

### **3.5. DISTRIBUCIÓN MINORISTA.**

El distribuidor minorista es el responsable de las ventas directas al consumidor final o también llamadas ventas al detal, la cual se realiza por medio de una red de estaciones de servicio que se encuentran a lo largo y ancho del país, dichas estaciones pueden ser propiedad del mayorista o de terceros, pero todas son abanderadas o franquiciadas por los distribuidores mayoristas, de acuerdo con la exigencia que, sobre el tema, ordena el Decreto 4299 de 2005.

Actualmente, mediados del año 2020, el sector tiene en operación 4920 estaciones de servicio. La cantidad de estaciones de servicio en el país se duplicó con respecto al año 2013. El crecimiento no es tan fuerte en los últimos 5 años, pero se estima en alrededor de 170 estaciones por año. En general, la distribución de combustibles en estaciones de servicio, a lo largo del país, garantiza el suministro en todas las regiones y su crecimiento va a la par del incremento del parque automotor que rueda por las carreteras y ciudades del país, donde las empresas Terpel y Primax representa el 67.3% del mercado y otras empresas como Biomax, Chevron y Petromil, unidas, representan el 18% del mercado, dejando un 14.7% para otras empresas distribuidoras de menos tamaño (ver Figura 41).

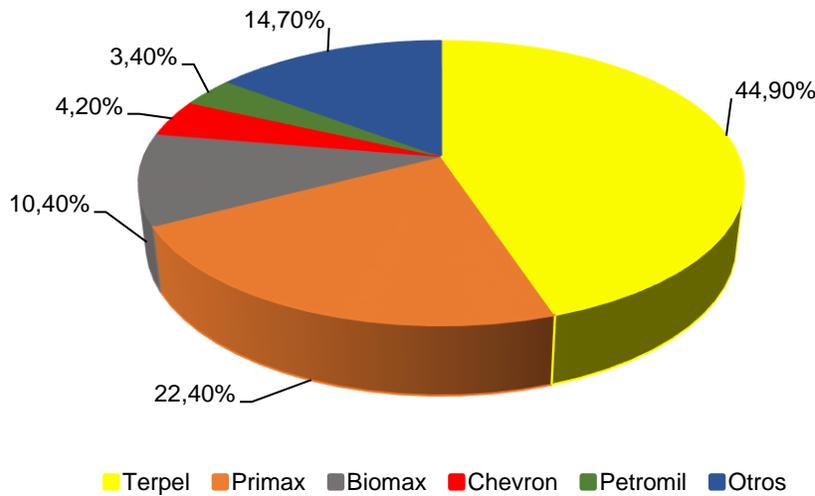


Figura 41 Porcentaje de participación de los distribuidores minoristas[20]

### 3.6. CONSUMO.

El consumo de combustibles líquidos ha presentado incrementos permanentes desde el año 2009, especialmente el Diésel, debido a que estos combustibles tienen en el transporte de pasajeros y carga su principal aplicación. En la Figura 42 se muestra un incremento de más del 100% en el consumo de Diésel entre los años 2004 y 2019 en el país, mientras que el consumo de gasolina corriente en el país presentó un leve descenso hasta el año 2009, donde llegó a un consumo de

65000 barriles/día, seguidamente el consumo de este tipo de combustible fue aumentando hasta llegar en el año 2019 a 1195000 barriles/día lo que equivale a un incremento aproximado del 83.9%, esto debido especialmente al aumento constante del parque automotor. De otra parte, la gasolina extra durante el mismo período presenta una disminución permanente equivalente a un 20% en los últimos 20 años. Esta disminución está muy ligada al mayor incremento de su precio y a la no existencia de subsidios por parte del Estado para este tipo de combustible.

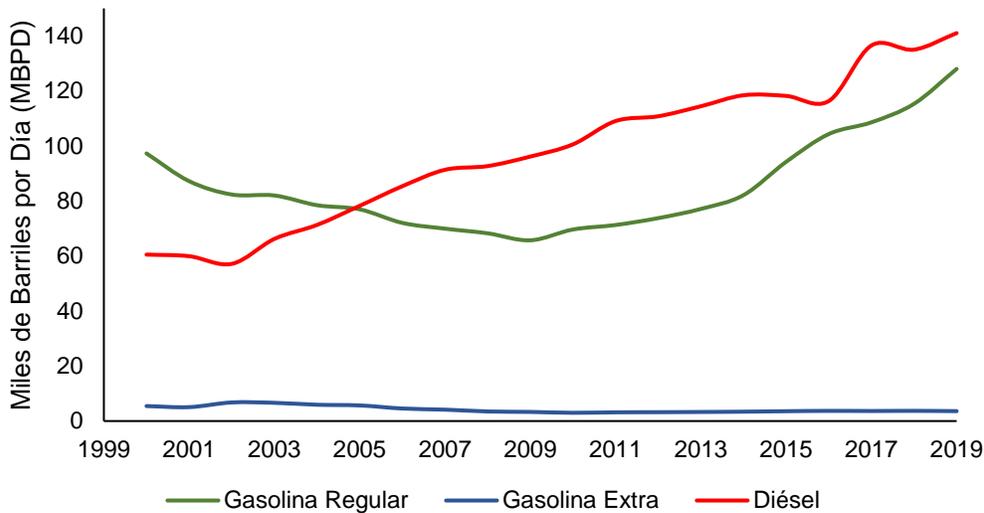


Figura 42 Evolución de la demanda de gasolina corriente, extra y Diésel [16].

### 3.7. PRECIOS.

En Colombia el precio de los combustibles al cliente final está determinado de acuerdo con el final de la cadena de comercialización, tal como se muestra en la Figura 43, donde cabe aclarar que los ítems referentes a margen distribuidor mayorista y margen distribuidor minorista indican los beneficios económicos que son recibidos por aquellos agentes comercializadores, además se señalan los impuestos y los costos de transporte que son generados a lo largo de la cadena de comercialización. En el caso del Diésel, la composición del precio final es idéntica a la del precio de la gasolina, con la única diferencia de que la sobretasa se causa al final de la cadena, cuando el diésel es vendido a los consumidores finales.

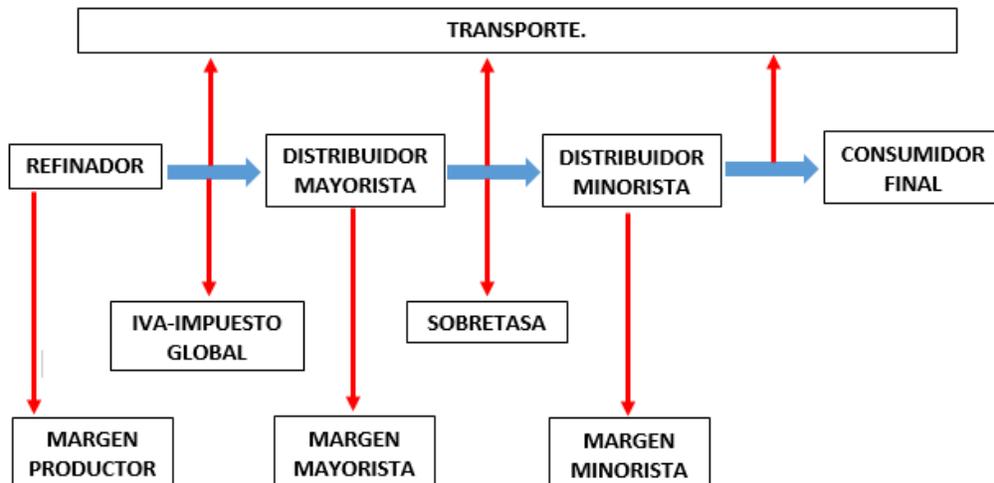


Figura 43 Esquema de la estructura de precios de los combustibles en Colombia.

El ingreso al refinador es el precio que recibe el productor por vender en Colombia a los distribuidores mayoristas un galón de combustible. El precio es trazado cada mes por el Ministerio de Minas y Energía, el cual debe corresponder, aproximadamente, al precio internacional de paridad. Si lo que reciben los refinadores por vender en Colombia es menos que lo que recibirían por vender en el mercado internacional, no habría incentivo económico para abastecer el mercado local. Así las cosas, el precio de los combustibles respondería a la situación en los mercados internacionales indistintamente de si el crudo se produce o no en el país. Hay en el país tres clases de impuestos en el mercado de combustibles.

- *Impuesto global:* Es una suma fija en pesos que se actualiza el 1° de marzo de cada año con el objetivo de que el monto se mantenga relativamente constante.
- *Impuesto al valor agregado (IVA):* se calcula como un porcentaje fijo (19%) de un valor que establece mensualmente el MME para cada tipo de combustible, y
- *Sobretasa:* impuesto que corresponde a unos porcentajes fijos, que es del 6% en el caso del diésel y 25% en el caso de la gasolina, de acuerdo con lo estipulado por el Ministerio de Hacienda.

Igualmente, para la definición del precio se debe tener en cuenta algunos de los siguientes sistemas.

- *Precios con libertad vigilada:* las pymes podrán establecer los márgenes de acuerdo con su criterio, pero deberán informar por escrito sobre lo determinado, no obstante, deberán estar atentas a cambios de este sistema a un sistema de libertad regulada que determine el ministerio de Minas y Energía a la autoridad reguladora y hay libertad para que el margen de distribución de cada minorista sea determinado libremente.
- *Precios por libertad regulada:* la autoridad regulatoria es quien fija los criterios para que los agentes determinen o modifiquen los precios máximos del combustible, aunque la tarifa es máxima, los agentes del mercado pueden si es su criterio, cobrar un precio menor.

El Precio cuenta además con otros componentes como el compensador de perdidas, entre otros. En la Tabla 5, se observan todos los componentes del precio de los combustibles en Colombia.

Tabla 5 Componentes del precio de combustibles en Colombia.

A. INGRESO AL PRODUCTOR
B. IVA
C. IMPUESTO GLOBAL
D. TARIFA MARCACIÓN
E. TARIFA DE TRANSPORTE
F. MARGEN PLAN DE CONTINUIDAD
G. PRECIO MAX AL DISTRIBUIDOR MAYORISTA
H. MARGEN AL DISTRIBUIDOR MAYORISTA
I. PRECIO MÁXIMO EN PLANTA DE ABASTO
J. MARGEN DEL DISTRIBUIDOR MINORISTA
K. PÉRDIDA POR EVAPORACIÓN
L. TRANSPORTE PLANTA ABASTO MAYORISTA A E/S.
M. PRECIO MÁXIMO DE VENTA AL PUBLICO
N. SOBRETASA

La Resolución 181602 del 30 de septiembre de 2011 establece el procedimiento para el cálculo del Ingreso al productor de la gasolina motor corriente. La Resolución 181088 del 23 de agosto de 2005, que modificó las resoluciones 180222 de 2006, 181232 de 2008 y 180825 de 2009, establece

la estructura de precios de la gasolina motor corriente oxigenada que se viene utilizando en el país desde noviembre de 2005.

La Resolución 181602 del 30 de septiembre de 2011 establece el procedimiento para el cálculo del Ingreso al Productor de la gasolina motor corriente, que se convierte en el componente más variable del precio máximo de venta al público y que es definida mensualmente. La Resolución 181088 del 23 de agosto de 2005, que modificó las resoluciones 180222 de 2006, 181232 de 2008 y 180825 de 2009, establece la estructura de precios de la gasolina motor corriente oxigenada que se viene utilizando en el país desde noviembre de 2005.

En relación con la composición de la gasolina oxigenada, hasta diciembre de 2009 se utilizaron mezclas E10 (90% gasolina básica y 10% etanol) pero sólo se estaba oxigenando el 80% de las gasolinas del país. Por lo tanto, con el fin de incluir a todo el país en el programa de oxigenación de gasolinas, desde enero de 2010 se utilizan mezclas E8 (92% gasolina básica y 8% etanol) en prácticamente todo el territorio nacional, con excepción de algunas zonas de frontera. En este caso el ingreso al productor de la gasolina corriente es el principal componente del precio con 58%, incluido el costo del etanol, seguido por los impuestos que representan 25%, márgenes de distribución 11% y transporte 6%.

En la Figura 44, se observa la variación de los precios medios anuales de la gasolina corriente por galón y del diésel en Bogotá. Allí se puede evidenciar el crecimiento constante entre los años 2016 a 2019 y un descenso para el año 2020, provocado por la disminución drástica de los precios internacionales del petróleo (WTI y Brent), con una mayor pendiente de decrecimiento para la gasolina corriente, hasta casi alcanzar el valor del diésel. La Resolución 181491 del 30 de agosto de 2012 del Ministerio de Minas y Energía establece el procedimiento para el cálculo del Ingreso al Productor de Diésel. La mencionada resolución contiene dos argumentos principales que incluyen para la definición de la metodología: mitigar las variaciones en los precios internacionales del petróleo y sus derivados a los consumidores finales y basar el ingreso al productor en el concepto de costo de oportunidad.

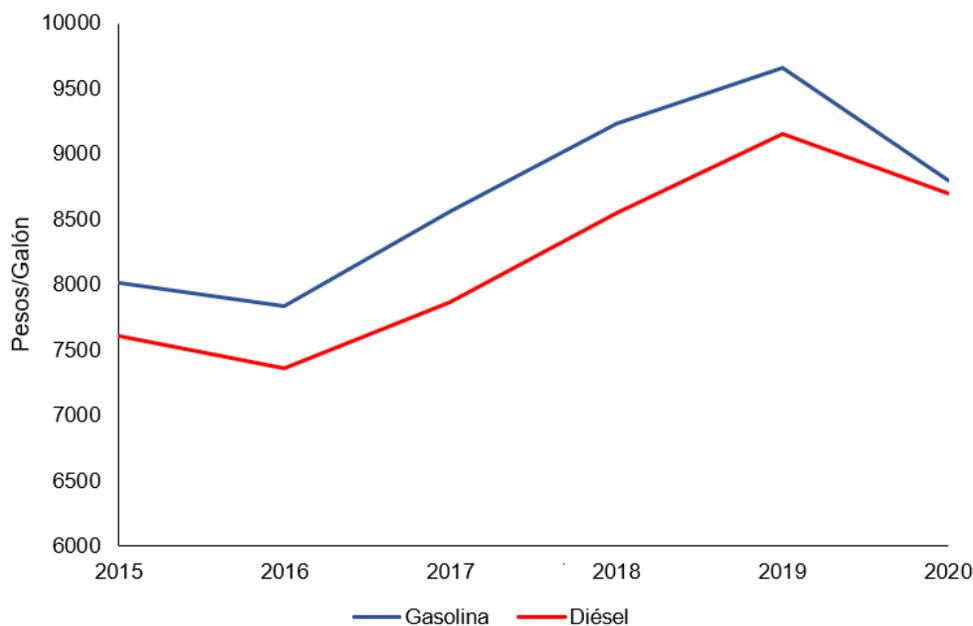


Figura 44 Evolución de los precios de la gasolina corriente y Diésel [21].

Respecto al Diésel, la composición del precio final es idéntica a la del precio de la gasolina, con la única diferencia de que la sobretasa se causa al final de la cadena, cuando el diésel es vendido a los consumidores finales, en este sentido la Resolución 181491 del 30 de agosto de 2012 del Ministerio de Minas y Energía establece el procedimiento para el cálculo del Ingreso al Productor de Diésel. La mencionada resolución contiene dos argumentos principales que incluyen para la definición de la metodología: mitigar las variaciones en los precios internacionales del petróleo y sus derivados a los consumidores finales y basar el ingreso al productor en el concepto de costo de oportunidad.

La Resolución 181780 de diciembre 29 de 2005, modificada por las resoluciones 181661 de 2007, 180134 y 180294 de 2009 y 181452 de 2009, entre otras, establece la estructura de precios de las mezclas diésel-biodiesel. En la actualidad el porcentaje de Biodiesel está entre 8 y 10%. Lo anterior hace que la variación de los precios del Diésel tenga la misma tendencia de los precios de la gasolina, los cuales se observan a la baja en los años 2019 y 2020 (ver Figura 44).

### 3.8. PROYECCIÓN.

Durante el año 2020, y dada la influencia de la pandemia y el respectivo confinamiento obligatorio que decreto el gobierno nacional, el consumo de gasolina corriente disminuyó un 68%. Sin embargo, al mes de septiembre ya se encontraba nuevamente cercano a los niveles del mes de febrero, cuando aún no se había decretado la emergencia sanitaria. Entre tanto, el Diesel presentó una disminución menor, cercana al 50%, y en el mes de septiembre ya se encontraba muy cerca de la demanda media del año 2019. Teniendo en cuenta que la definición del precio de la gasolina y el Diesel están influenciados fuertemente por los precios de referencia internacionales del petróleo.

La Figura 45 presenta la proyección de la demanda de combustibles líquidos, específicamente diésel, gasolina y JET, donde se observa un incremento importante en el año 2023, cuando se espera que los efectos del virus Covid-19 hayan pasado completamente, y a partir de allí, se espera un incremento permanente de la demanda, tanto de Diésel como de gasolina a lo largo de la década.

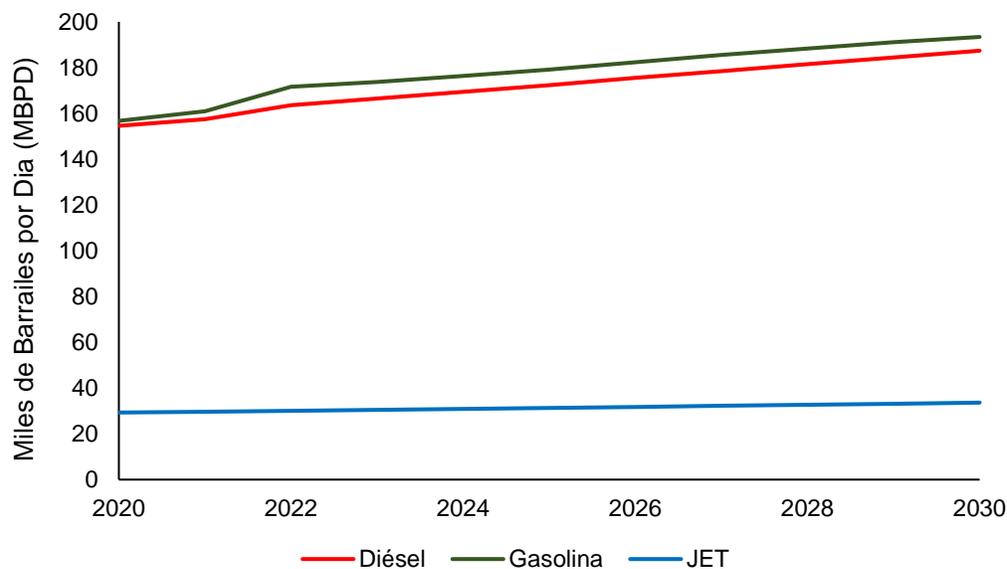


Figura 45 Proyección de la demanda de gasolina corriente, Diésel y JET [22].

Por último, el mercado de la gasolina en el país tiene en la actualidad tendencia al crecimiento, las reservas de petróleo y la capacidad de refinación podrían llevar a un aumento en las importaciones

si no se encuentran nuevos yacimientos de petróleo. Respecto al Diésel el consumo sigue creciendo y, por lo tanto, la importación del mismo a precios internacionales también, en este sentido se debe acelerar la modernización y ampliación de las refinerías para aumentar la capacidad de producción de un diésel de mejor calidad, ya que este combustible es el que mayor peso tiene en el transporte de carga y pasajeros.

#### 4. GAS NATURAL.

La industria del gas natural en Colombia tiene sus orígenes en el año 1977 cuando entro en funcionamiento el campo de la guajira, posteriormente se establece el uso de gas natural en Neiva. En la década de los 90 con la creación de la UPME y la CREG se facilitó la llegada del combustible a sectores residenciales en la costa Atlántica, Huila y Santander, gracias al “Plan de Gas” definido en un documento CONPES.

El impulso definitivo se lograría en el año 1994, con la creación de la ley 142 de 1994, denominada el régimen de los servicios públicos domiciliarios y antes de terminar 1999 ya se había creado ECOGAS, como la empresa responsable de administrar el gasoducto que ya operaba entre Ballenas en la Guajira hasta Barrancabermeja en Santander, entre 2000 y 2002 se crean 8 nuevas empresas transportadores que operan 5268 km de gasoductos. En la actualidad se estima que, en total, los gasoductos tienen una longitud de 7,474 km y todo el sistema cuenta con un aproximado de usuarios de 6.1 millones en todas las categorías.

En la Figura 46 se observa la estructura del mercado de gas natural en Colombia.

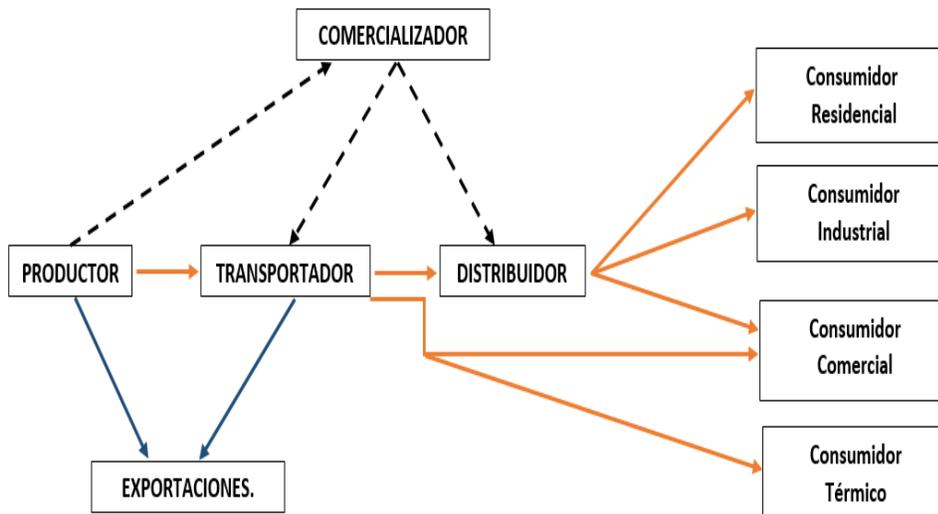


Figura 46 Esquema del mercado de gas natural en Colombia.

La estructura del sector gas depende en general del Ministerio de Minas y Energía, ésta es la máxima autoridad, dependiente de la presidencia de la república, que se encarga de articular la formulación, adopción e implementación de la política pública del sector minero. Dependiente del ministerio está la UPME, encargada de todos los aspectos de planeación y crecimiento del sistema, la UPME cuenta con la CREG encargada de reglamentar y regular los diferentes aspectos técnicos y económicos con el apoyo de los concejos de operación y comercialización. Por último, las funciones de control y vigilancia están a cargo de la superintendencia de servicios públicos.

#### 4.1. PRODUCCIÓN.

Generalmente, la presión con que se encuentra el gas natural en sus depósitos es mayor a la presión atmosférica, lo que implica que el gas saldrá sin intervención externa, sin embargo, puede ocurrir que la presión no sea muy alta o, claro está, que a medida que se extrae el gas, la presión en el interior del yacimiento disminuya. En tal caso, es necesario utilizar compresores o métodos más complejos para la extracción, una vez extraído se debe retirar el crudo o agua presente y posteriormente se debe retirar las partículas o material sólido que se encuentre en el gas natural producido.

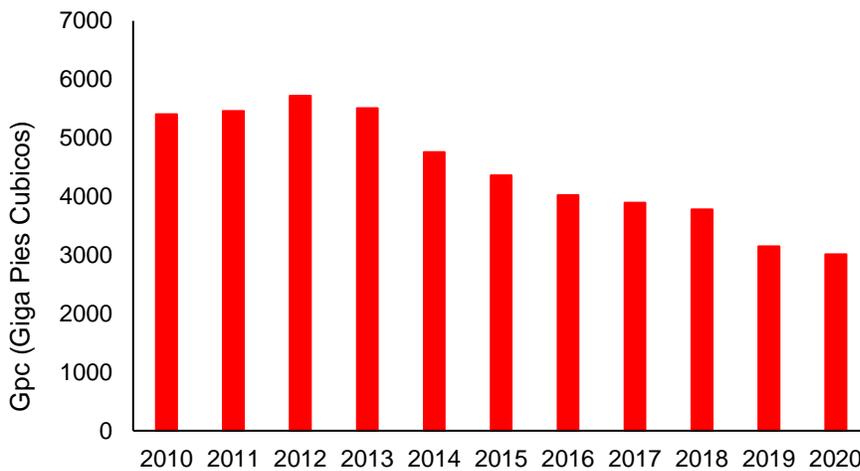


Figura 47. Evolución de las reservas de gas natural en Colombia. [23]

Dentro de las actividades de producción se encuentra todas aquellas necesarias para descubrir reservas de gas natural y convertirlas en disponibles para el mercado, esta función la cumple Ecopetrol solo o en asocio con compañías privadas, lo anterior ha permitido crear reservas de gas natural. Sin embargo, en la Figura 47 se puede observar una disminución permanente desde el año 2012, donde se contaba con una reserva de, aproximadamente, 5900 Gpc, llegando al año 2019 con unas reservas de 3250 Gpc, lo cual equivale a un 44.9% menos de reservas de gas natural.

A pesar de la disminución, el país sigue haciendo grandes esfuerzos por sostener o aumentar sus reservas de gas natural. La gran producción de este hidrocarburo se concentra en el departamento del Casanare, donde los pozos de Cusiana y Cupiagua representan el 44% de las reservas, la segunda región con mayores reservas de gas natural es la costa caribe, donde destacan Ballena en la Guajira, con un 13% de las reservas, además de Nelson, con 5%, y Clarinete, con 7%, en Córdoba, así como Gibraltar con 3%, además de otros pozos pequeños en la costa y resto del país que suman un 28% (ver Figura 48)

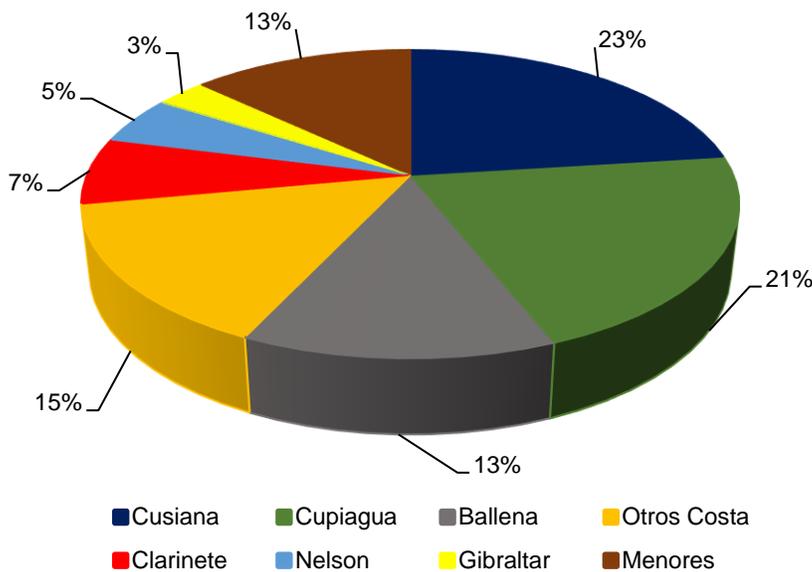


Figura 48. Yacimientos de gas natural en el país en 2020.[24]

Si bien la producción de gas natural proveniente de la Guajira y los llanos han permitido aumentar significativamente el número de usuarios que reciben este combustible, también se han tomado relevancia otros pequeños yacimientos especialmente en la cuenca del río Magdalena, Putumayo,

Boyacá y Norte de Santander, que han permitido ampliar el suministro, especialmente a sectores residenciales.

Los productores también actúan como comercializadores, ya que ellos venden gas a otros agentes de la cadena en lo que se conoce como boca de pozo, en estas condiciones, es el productor-comercializador quien realiza las actividades de medición y facturación del gas natural, el desarrollo de reservas ha permitido que tanto las entidades oficiales como las empresas privadas desarrollaran planes de promoción y expansión de gas natural en diferentes áreas del país y aumentar su consumo y la producción de forma tal que, se puedan reemplazar el consumo de otros combustibles más costosos o más contaminantes.

En la Figura 49 se muestra el comportamiento de la producción anual de gas natural en Colombia, donde se observan pocas variaciones, donde el pico máximo se presentó en el año 2013 con 456 Gpc y el menor en 2017 con 332 Gpc, generando un promedio de producción comercializada de gas natural de aproximadamente 400.9 Gpc durante los últimos diez años. Esto demuestra que en los últimos años el consumo no ha crecido fuertemente, aunque el impacto de las generadoras térmicas se nota especialmente en el año 2013 y 2015.

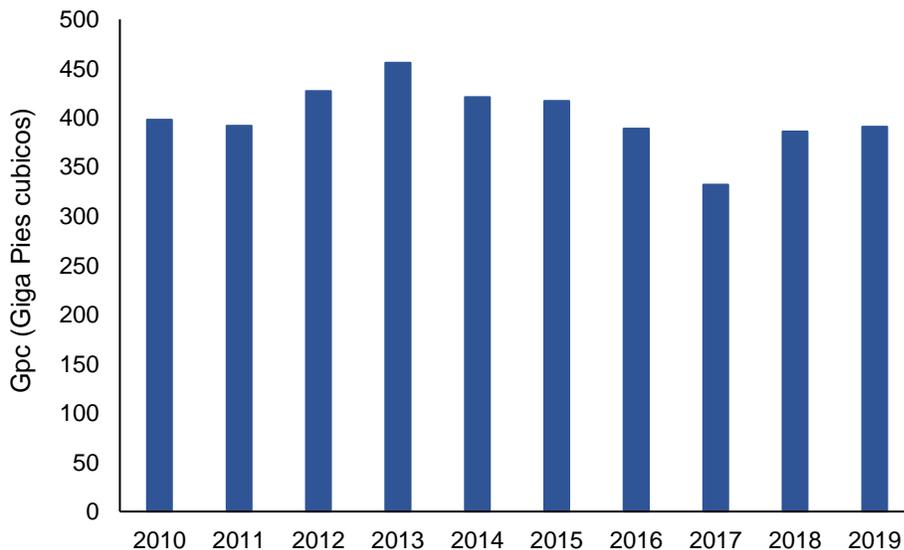


Figura 49. Evolución de la producción de gas natural en Colombia.[17]

## **4.2. TRANSPORTE.**

En el área de transporte de gas natural se considera toda la infraestructura que permite llevar el gas a alta presión a los centros de consumo, por medio de gasoductos con sus respectivas estaciones de compresión, regulación y medición. Esta actividad es considerada monopólica dada la gran inversión y está sujeta a regulación de la CREG. En la Figura 50 se observa el sistema nacional de transporte de gas natural, donde se observa que existen dos grandes sistemas de transporte de gas natural. Dentro de estos dos sistemas que se destacan a nivel nacional, el más grande es el encargado de traer el gas natural desde la guajira y los llanos orientales y otros yacimientos del interior de país, incluido Santander, Cundinamarca, Boyacá, Eje Cafetero, Huila, Casanare, Meta y Tolima, este sistema es operado por la empresa TGI que opera el 54% de sistema de transporte de gas natural. El segundo gran sistema, es el encargado de transportar el gas natural desde los diferentes yacimientos de la costa caribe colombiana y sus centros urbanos, llegando incluso al departamento de Antioquia. Dicho sistema fue el primero en construirse en el país y es operado por la empresa Promigas, que opera el 34% de los gasoductos del país.

En Colombia también hay un grupo de pequeños transportadores que tienen contratos de concesión con el ministerio de Minas y Energía para operar entre pequeños pozos y centros urbanos o grandes transportadores, tales como Transmetano, Transoriente, Gasoducto del Tolima y Progasur, también hay ejemplos de iniciativas completamente privadas de transporte de gas como Transcogas y Transoccidente.

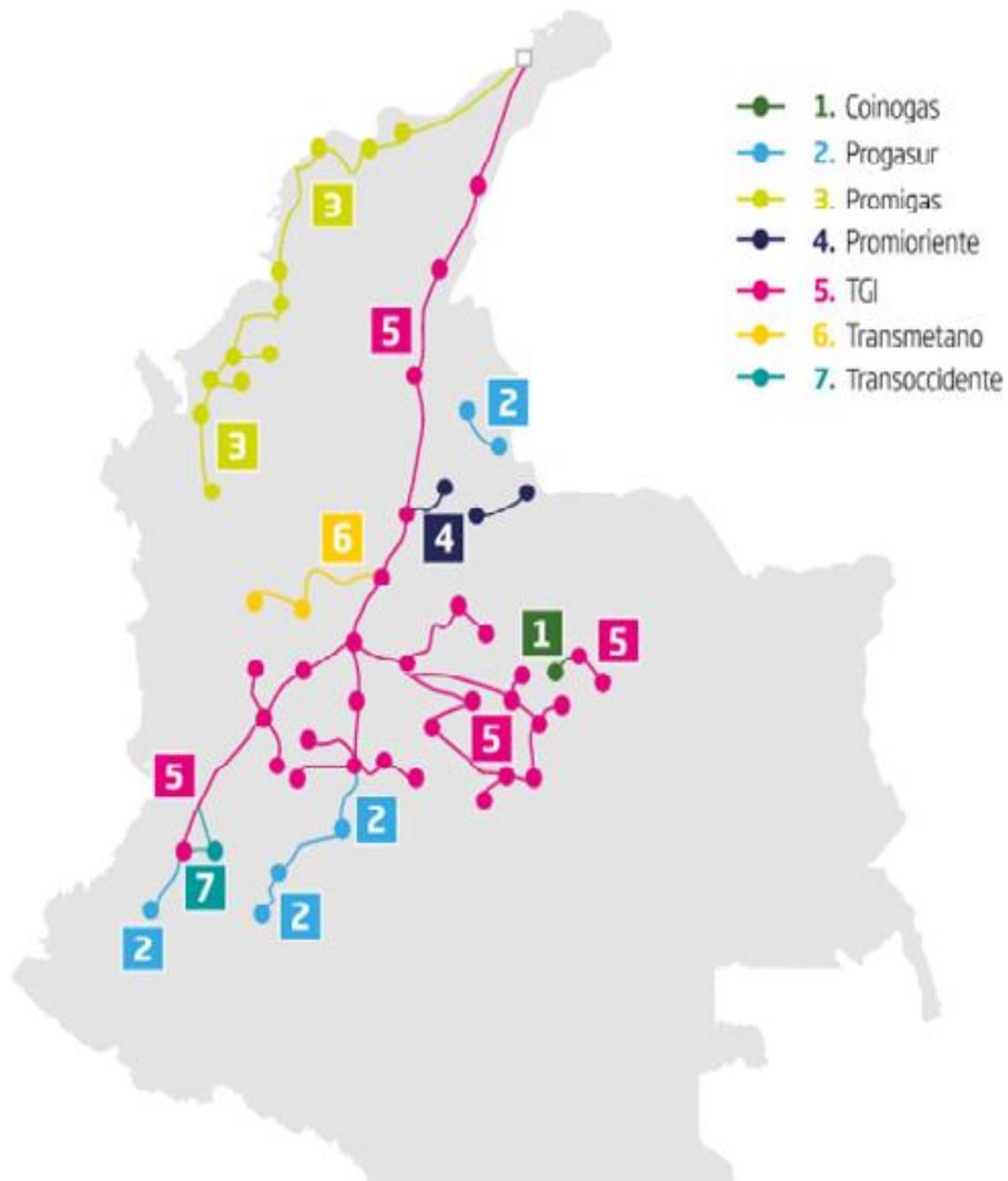


Figura 50. Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.[23]

### **4.3. DISTRIBUCIÓN.**

La distribución es también considerada una actividad monopólica y consiste en la conducción de gas natural en las zonas pobladas por medio de redes subterráneas de baja presión, se entiende entonces que la inversión para crear esta infraestructura es muy grande, por lo tanto, se realiza por medio de concesiones a largo plazo.

En la actualidad hay en el país un total de 42 empresas distribuidoras de gas natural, pero solo 6 de ellas tienen contratos de exclusividad enmarcados en la ley 142 de 1994, las demás empresas si bien tienen concesiones de distribución no son exclusivas.

### **4.4. COMERCIALIZACIÓN.**

La comercialización comprende todas las actividades de compra y venta de gas natural con destino a los usuarios finales, cualquiera que este sea. En este sentido la medición de gas, la facturación y todo lo que tienen que ver con la relación comercial con los clientes, está relacionado con las actividades y desempeño del comercializador.

El transportador puede ejercer las funciones de comercializador, ya que puede comprar y vender gas y, lógicamente, el distribuidor también, como sucede en las grandes ciudades donde el distribuidor ejerce también como comercializador sin que esto impida que en la zona de un distribuidor existan otros comercializadores que puedan ejercer sus actividades comerciales de venta de gas natural.

### **4.5. RETRICCIONES A LA INTEGRACIÓN VERTICAL.**

El transporte de gas natural es independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución del gas natural. El transportador de gas natural no podrá realizar de manera directa, actividades de producción, comercialización, o distribución, ni tener interés económico en empresas que tengan por objeto la realización de esas actividades.

Las empresas cuyo objeto sea el de vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte.

#### **4.6. MECANISMOS DE NEGOCIACIÓN.**

Los principales mecanismos de negociación se describen a continuación.

- *Negociación directa de productores y comercializadores:* Se puede realizar en cualquier momento, para el caso de yacimientos no convencionales, campos menores, campos que no hayan declarado comercialidad, campos no interconectados y nuevos campos. La modalidad contractual podrá ser de opción de compra contra exportaciones o suministro de contingencia.
- *Negociación directa durante un periodo definido:* aplica cuando la oferta sea mayor a la demanda mínima proyectada en un periodo de 3 años, según los resultados del balance de oferta y demanda presentado por la UPME para un horizonte de tiempo de 5 años. En este caso los contratos pueden tener una duración de 1 o más de 5 años.
- *Negociación mediante subasta:* Este tipo de negociación se presenta en el caso en que la demanda supere a la oferta en al menos 3 años, según el balance presentado por la UPME. En este caso los contratos pueden tener una duración de 1 o 5 años.

#### **4.7. MODALIDADES CONTRACTUALES DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE.**

- *Contrato firme o que garantiza firmeza, CF:* contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.

- *Contrato de suministro con firmeza condicionada, CFC*: contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición de probable escasez y hasta cinco (5) días calendario definidos a discreción del vendedor.
- *Contrato de opción de compra de gas, OCG*: contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de probable escasez y hasta cinco (5) días calendario adicionales definidos a discreción del comprador. El comprador pagará una prima por el derecho a tomar hasta la cantidad máxima de gas, y un precio de suministro al momento de la entrega del gas nominado. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercicio de la opción. La prima se pagará mensualmente.
- *Contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, OCGX*: contrato escrito en el que un agente garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural, que está comprometida para exportaciones, durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición de entrega pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición de entrega no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas de gas natural deberán ser aceptadas por el vendedor al ejecutar la opción del contrato.
- *Contrato con interrupciones, CI*: contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro o transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.
- *Contrato de suministro de contingencia, CSC*: contrato escrito en el que un participante del mercado garantiza el suministro de una cantidad máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando otro participante del mercado que suministra o transporta gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del

servicio. El suministro de gas natural desde la fuente alterna y mediante esta modalidad contractual sólo se realizará durante el período en que se presente el mencionado impedimento para la prestación del servicio.

- *Contrato de opción de compra de transporte, OCT:* contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor. Dicha condición no podrá estar supeditada a la ocurrencia de aspectos técnicos y/u operativos. Las cantidades nominadas deberán ser aceptadas por el vendedor al ejercer la opción del contrato.
- *Contrato de transporte de contingencia, CTC:* contrato escrito en el que un transportador garantiza el transporte de una cantidad máxima de gas natural contratada mediante un contrato de suministro de contingencia.
- *Contrato de transporte con firmeza condicionada, CFCT:* contrato escrito en el que un agente garantiza la disponibilidad de una capacidad máxima de transporte durante un período determinado, sin interrupciones, excepto cuando se presente la condición pactada entre el comprador y el vendedor.

#### **4.8. USUARIOS.**

En la actualidad las empresas comercializadoras atienden un número superior a 9 millones de usuarios residenciales y comerciales, la distribución de estos clientes se observa en la Figura 51, donde también está la distribución por estratos sociales. Los estratos 1, 2 y 3, representan el mayor consumo de gas natural con el 18%, 29% y 19%, respectivamente. Los estratos de mayor nivel; 4, 5 y 6, presentan un menor consumo con solo el 7%, 3% y 3%, respectivamente. El sector comercial alcanza un 22% del consumo, con un número de usuarios que apenas llega al 1%. Los usuarios de gas natural en Colombia se clasifican en usuario regulados y no regulados, dicha clasificación se describe con detalle en el Artículo 77 de la Resolución CREG 057 de 1996. En este sentido los usuarios, a partir del 1 de enero de 2005, que consuman menos de 100.000 Pies Cúbicos Diarios

es un usuario regulado y si su consumo es mayor es un usuario no regulado. En Colombia el 73% del consumo es no regulado y apenas el 23% es consumo regulado.

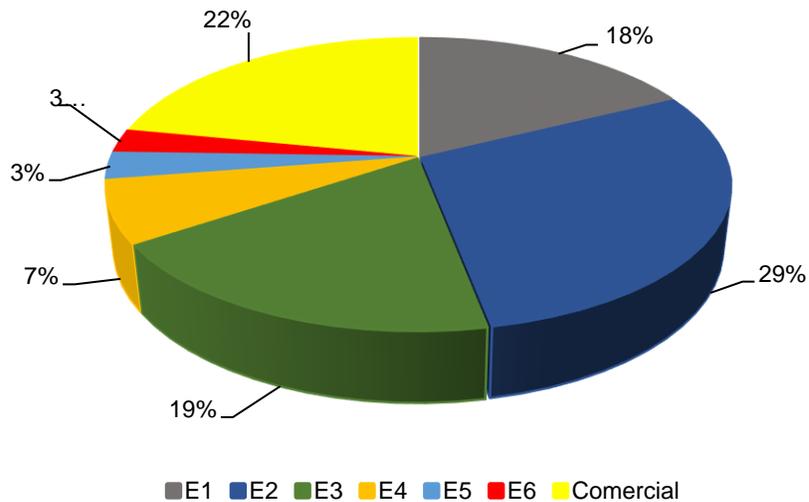


Figura 51. Consumo de usuarios Residenciales y Comerciales. [25]

La actual estructura del mercado de gas natural ha permitido un incremento constante en el consumo y la demanda de gas natural en el país, tal como se presenta en la Figura 52. Allí se observa que el sector residencial, al igual que todos los sectores allí presentados, crece permanentemente, esto gracias a la ampliación de la cobertura disponible y a las ampliaciones del sistema de transporte. igualmente el sector industrial presenta leves incrementos, especialmente por las restricciones ambientales que llevan a la industria a migrar de los combustibles con más carga de emisiones contaminantes y el aumento de los costos de estos, especialmente en el Diésel.

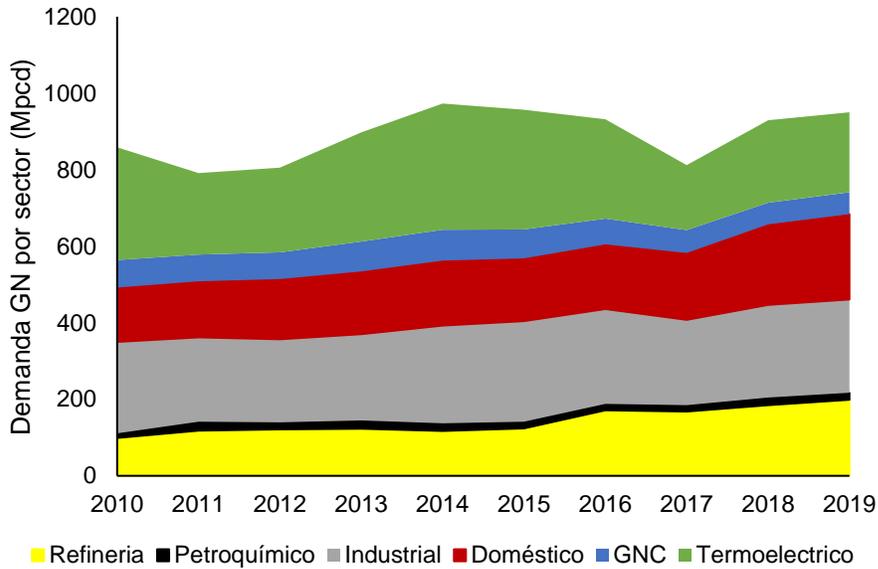


Figura 52. Evolución de la demanda de gas natural en Colombia. [25]

El sector de gas natural comprimido vehicular (GNCV), que presentó un incremento importante en la década anterior por la masificación emprendida por el ministerio de minas y energía y empresas del sector privado, hoy se encuentra estancado en el consumo, debido a que los vehículos que utilizan este combustible son típicamente más eficientes y reducen el consumo de combustibles. Adicionalmente, los pocos vehículos que operaban en el transporte de pasajeros con gasolina o gas natural comprimido (GNC) han sido reemplazados por vehículos con motores Diésel. Además, el sector Termoeléctrico no varía mucho a excepción de las temporadas donde hay dificultades de generación hidráulica. En la actualidad se realizan esfuerzos para que sistemas de transporte masivo puedan utilizar gas natural como combustible.

#### 4.9. TARIFAS Y PRECIOS.

El cálculo de la tarifa del m<sup>3</sup> de gas, inicialmente se hacía según lo estipulado por la Resolución 011 de 2003, expedida por la CREG, que posteriormente se ajustó con las resoluciones 137 y 138 de 2013, también de la CREG. En general la CREG mantiene normalizado los diferentes componentes de la tarifa para los usuarios regulados y la influencia o variación más grande en la

tarifa la determina el precio de gas en boca de pozo o precio de producción. A continuación se presenta la forma cómo se calcula el costo del gas natural, tanto para el cargo variable, como para el cargo fijo.

- Cargo Variable:  $CU_v = (G + T)/(1 - \rho) + D_v + C_v + C_c$
- Cargo Fijo =  $CU_f = D_f + C_m$

Donde, los subíndices  $v$  y  $f$ , describen un valor variable o fijo, respectivamente, además:

$G$  = Costo promedio unitario de las compras de gas natural, \$/m<sup>3</sup>. Mediante la Res. CREG 088 de 2013 se liberó de manera general el precio del gas natural puesto en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, este es el costo del gas natural en boca de pozo.

$T$  = Costo promedio unitario del transporte, \$/m<sup>3</sup>. Se determina según los criterios generales establecidos en la resolución CREG 126 de 2010.

$\rho$  = Pérdidas reconocidas, determinado con base en Resolución CREG 067 de 1995.

$D_v$  = Costo uso del sistema de distribución, no incluye conexión al usuario final, \$/m<sup>3</sup>.

$f$  = Factor multiplicador de poder calorífico.

$C_v$  = Componente variable del costo de comercialización, \$/m<sup>3</sup>. El aprobado para el mercado relevante de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2003.

$C_c$  = Costo unitario de confiabilidad. Igual a 0 hasta que la CREG lo defina.

$D_f$  = Componente fijo del cargo de distribución, expresado en \$/factura

$C_m$  = Cargo máximo de Comercialización del mes expresado en pesos por factura.

#### **4.10. GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR.**

En el año 1988 la compañía Promigas, transportadora de gas en la costa caribe colombiana, transportaba el gas natural comprimido durante la construcción de la red de gasoductos. Aprovechando esa experiencia, desarrollo las primeras aplicaciones de gas natural comprimido vehicular y construyó la primera estación de GNCV en la ciudad de Barranquilla, aplicación que

inicialmente fue creciendo en la costa atlántica. En la década del año 2000 otras empresas del sector iniciaron el desarrollo del mercado de GNCV.

Tras los buenos resultados logrados por distribuidores y comercializadoras de gas natural como EPM, Gas Natural S.A. ESP., Gases de Occidente, entre otras, el gobierno, por medio de Ecopetrol, decidió apoyar esta industria, logrando crecimientos cercanos al 3000% en estaciones de servicio entre los años 2004 y 2010, mientras que el número de vehículos que operan con gas natural creció un 500% en el mismo periodo de tiempo. A partir del año 2010, el crecimiento, tanto de vehículos GNCV, como el de estaciones de para este tipo de vehiculos, se mantuvo, aunque con un porcentaje menor.

La Figura 53 muestra el incremento de estaciones GNVC, entre los años 2010 y 2019, allí se puede observar que en el año 2010 existían, aproximadamente, 550 estaciones de GNVC y estas se incrementaron hasta 745, aproximadamente, lo cual corresponde a un incremento del 35% durante este período.

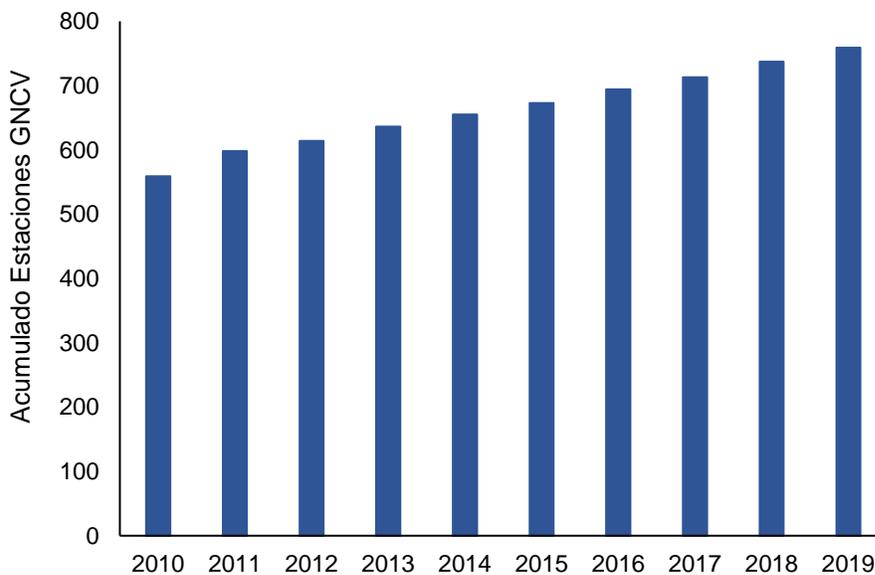


Figura 53. Evolución del número de estaciones de GNCV [26].

Por otra parte, la Figura 54 muestra el crecimiento de vehículos que utilizan GNCV. Al igual que el número de estaciones, para este tipo de vehículos, se mantuvo un crecimiento permanente, pasando de unos 310000 vehículos en el año 2010 a, aproximadamente 490000 vehículos en el año 2019, lo cual equivale a un aumento del 58%. Es importante mencionar que el crecimiento de vehículos de GNCV tuvo una pendiente de crecimiento alta hasta el año 2016 y a partir de este año, la pendiente de crecimiento de este tipo de vehículos ha ido disminuyendo.

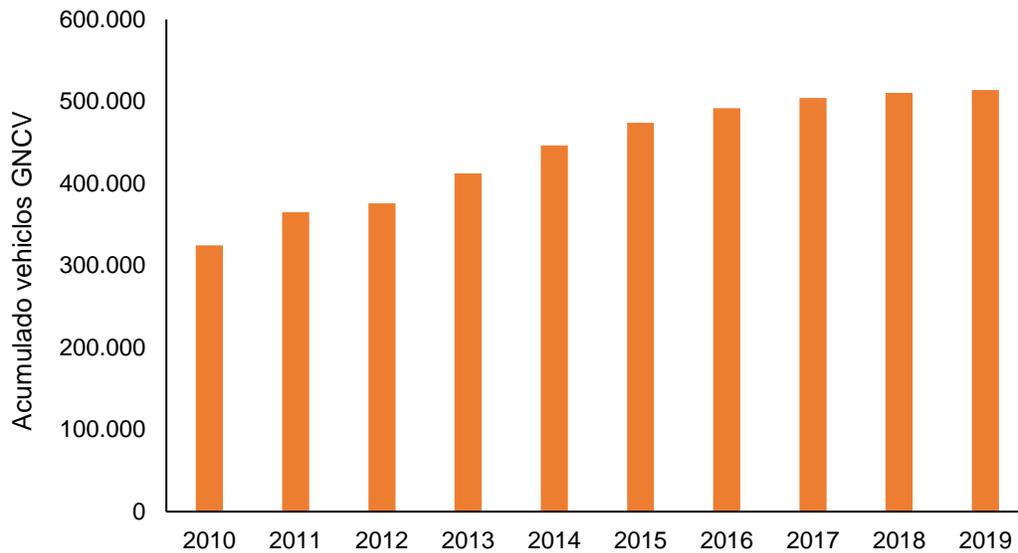


Figura 54. Evolución del número de vehículos con GNCV [26].

#### 4.11. PROYECCIÓN.

En general, el consumo de gas natural se espera que aumente de manera constante los próximos años. En la Figura 55 se presenta la proyección de demanda por sectores, donde se observa que la demandad de sectores residencial, comercial e industrial, descrita como sector de Agregados, seguirá creciendo, aunque con bajos niveles, debido a la influencia del virus Covid-19, como se observa en la línea roja discontinua y la línea roja continua. De otra parte, se estima que la demanda de este tipo de combustible, por parte del sector petrolero y petroquímico crecerán de forma

continúa en los próximos años. Finalmente, en el sector termoeléctrico, la demanda de gas natural tiende a disminuir, ya que se tiene proyectado que entren en operación las nuevas plantas de generación hidráulica que están en construcción en el país.

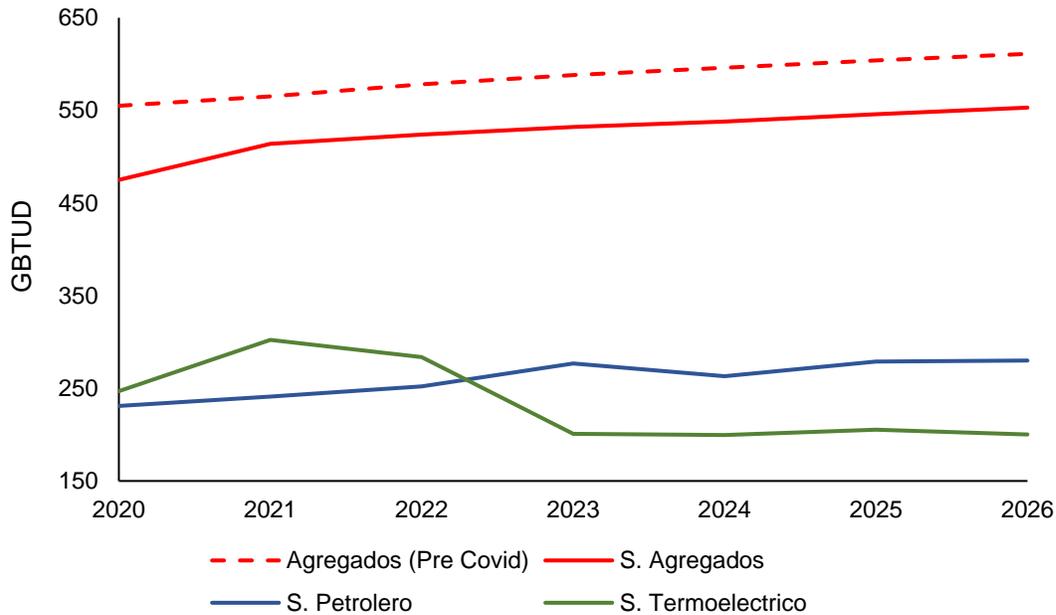


Figura 55 Proyección de demanda de gas natural [26].

El incremento en la cobertura y el consumo de gas natural en el país ha hecho que las reservas y oferta de este tipo de combustible presente una significativa reducción. En la Figura 56 se observa la proyección de la oferta contra la demanda de gas natural. Allí se puede evidenciar que, a partir del año 2024, el país debe impulsar o fomentar la consecución de más reservas, porque de lo contrario se va a ver sometido a incrementar las importaciones de gas natural para suplir el mercado nacional.

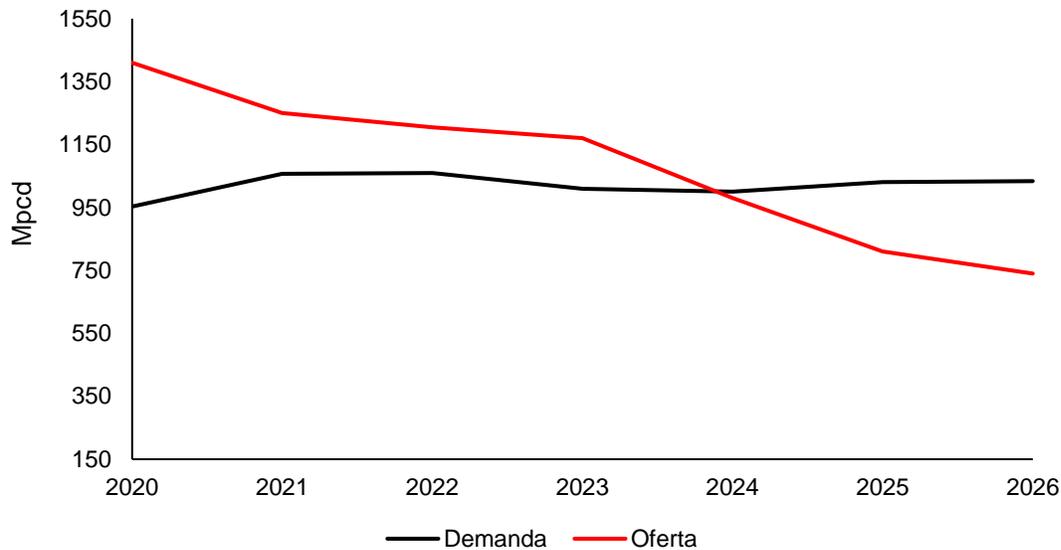


Figura 56 Proyección de demanda vs oferta de gas natural [27]

Como se mencionó anteriormente, Colombia tiene la imperiosa necesidad de encontrar nuevos depósitos de gas natural, con el fin de evitar a futuro depender del mercado internacional. Sin embargo, y ante la posibilidad de no encontrar nuevos pozos de gas natural y ampliar sus reservas, el país puso en marcha una planta de regasificación en Cartagena, con el fin de gasificar el energético importado como gas natural licuado.

En la Figura 57 se presenta la proyección del precio internacional de gas natural, donde se puede evidenciar un incremento bastante significativo partir del año 2024, pasando de 2.6 dolares/kpc a unos 3.35 dolares/kpc en el año 2029, año en el que se tiene proyectado el precio del gas natural se estabiliza y muestra una leve tendencia a la baja. Lo que es claro es que, debido a que la demanda mundial seguirá creciendo en todos los sectores económicos, el precio del gas natural mantendrá un crecimiento constante, siempre y cuando no aparezcan o maduren nuevas fuentes energéticas que lo reemplacen.

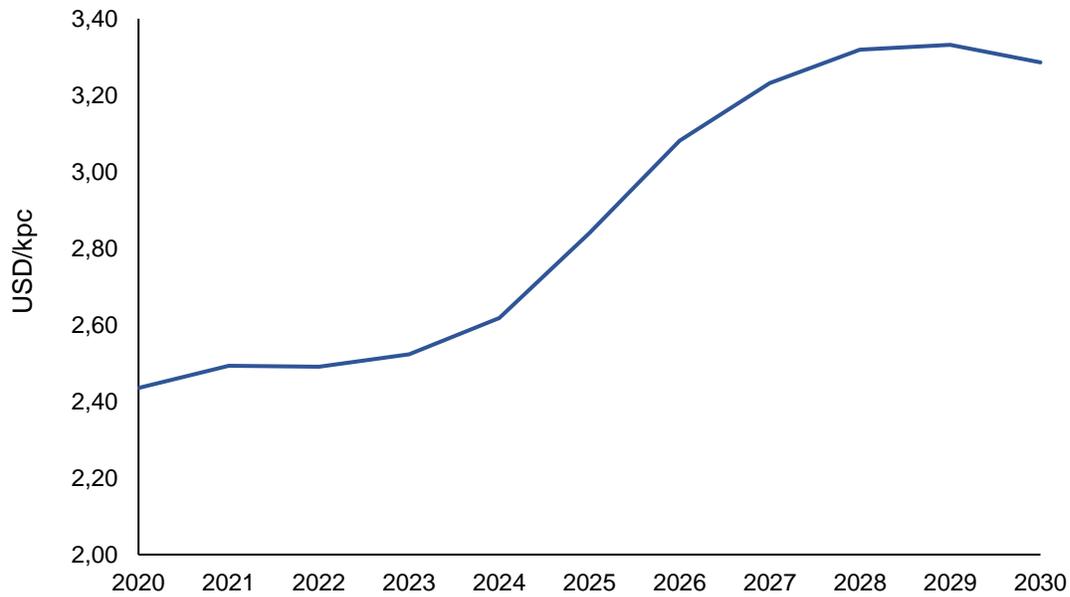


Figura 57 Proyección del precio internacional de gas natural (Henry Hub)[26]

Por último, uno de los componentes que hoy en día inquietan al sector energético del país es el gas natural, porque es el energético de mayor aumento en el consumo en las dos últimas décadas, pero sus reservas disminuyen continuamente, al no encontrarse nuevos yacimientos. Teniendo en cuenta que este energético tiene aplicaciones residenciales, industriales y vehiculares de gran impacto, se debe fortalecer la búsqueda de reservas y fortalecer la infraestructura para reducir y/o evitar las posibles importaciones a partir del año 2023 o 2024.

## 5. CARBÓN.

El sector minero colombiano dio un gran paso en el año 2010, cuando se expidió la ley 1382, como carta de navegación del sector carbonífero. Los esfuerzos realizados por el país en esta materia lo han llevado a ser el país de Latinoamérica con mayores reservas y el cuarto mayor exportador del mundo de carbón térmico gracias a las grandes inversiones realizadas en los años ochenta, especialmente en el sector del Cerrejon en la Guajira colombiana y en el departamento del Cesar.

En los últimos años, especialmente desde el año 2010 y 2011, se ha incrementado la inversión en explotación de carbón debido a los altos precios mundiales del mineral y del coque. Lo anterior ha permitido que la participación del carbón en el PIB nacional superara el 5% promedio anual en el año 2018. Antes de realizar una descripción de la cadena del carbón es conveniente realizar una pequeña introducción a las clases de carbón, estas son:

- *Antracita*: o carbón duro, con alto contenido de carbono (86% al 98%), bajo contenido de materia volátil y poder calorífico superior a 32.6 MJ/Kg (14,000 BTU/lb). Usado como combustible en generación de calor o vapor en la industria térmica y siderúrgica, también se usa en la fabricación de goma sintética, colorantes y purificación de agua para consumo humano (filtros).
- *Hulla Bituminosa*: este tipo de carbón posee un menor contenido de carbono y menor poder calorífico que los carbones antracíticos. Por su forma de uso, se conocen como carbones coquizables, usados en procesos de obtención del acero, así como los carbones térmicos usados en la producción de vapor para generación de energía.
- *Hulla Sub-bituminosa*: con menor poder calorífico que los carbones bituminosos, su composición en carbono está entre 35% y 45%, tiene un elevado contenido de material

volátil, algunos con poder coquizable. Es empleado en la generación de energía eléctrica y en procesos industriales.

- *Turba y Lignito*: son carbones con alta humedad y alto contenido de ceniza y de material volátil, lo cual hace que posean un bajo poder calorífico. Es empleado para la generación calórica (calefacción), energía eléctrica, para algunos procesos industriales en donde se requiere generar vapor y más recientemente se han fabricado briquetas de turba y lignito para quemarlas en hornos.

Como se presentó al inicio del libro en Colombia se ha estructurado el sistema energético colombiano, que tienen un control institucional, donde el Ministerio de Minas y Energía es la máxima autoridad, dependiente de la presidencia de la república. Dependiente del ministerio, la UPME que, además de apoyar al ministerio, es la encargada de todos los aspectos de planeación y crecimiento del aprovechamiento del recurso minero. Y por último esta la agencia nacional de minería (ANM) cuyas funciones son las del control de licencias de exploración y explotación.

## **5.1. LA CADENA DEL MERCADO.**

El proceso del carbón siempre ha existido, solo que, en la actualidad, por intervención de los estados y las organizaciones empresariales, se ha vuelto más organizado. En la Figura 58 se observa el esquema de la cadena del carbón, donde se puede apreciar que en Colombia gran parte de la producción se destina a la exportación como carbón puro o con algún proceso previo, como el de la coquización. Otra parte del carbón térmico permite abastecer la industria y principalmente las plantas térmicas.

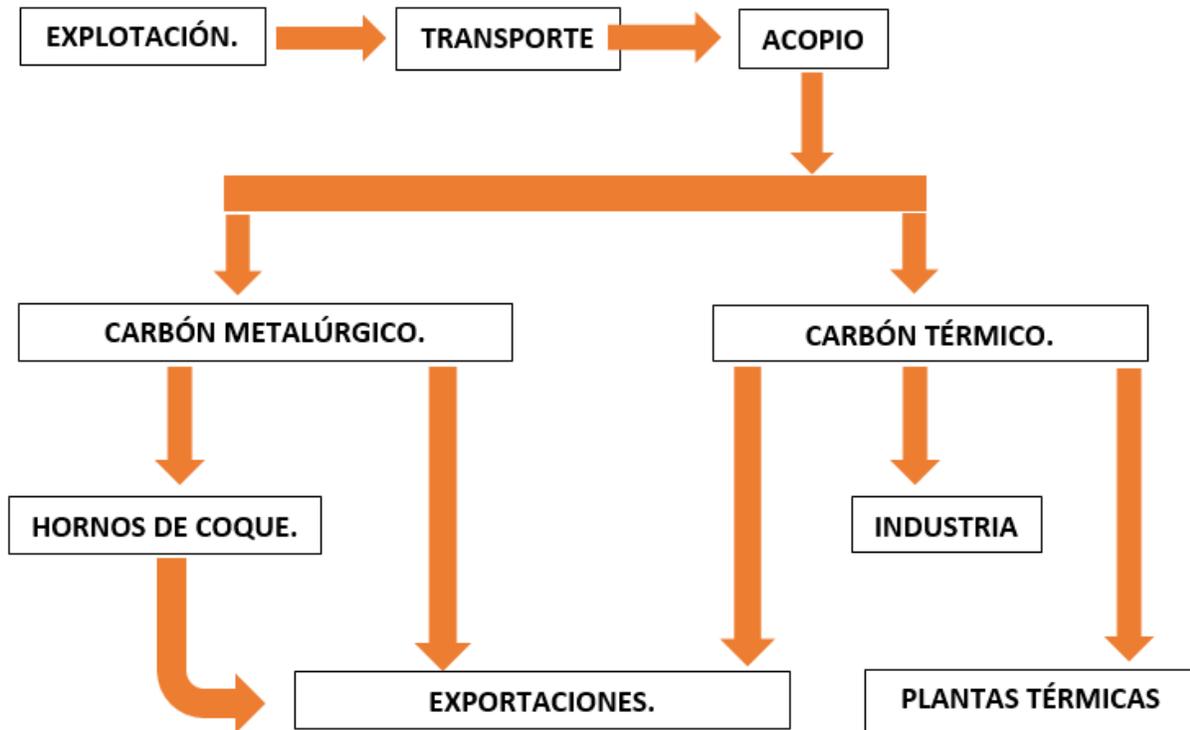


Figura 58. Esquema de la cadena del carbón.

## 5.2. CONTRATACIÓN.

La Ley establece que, en Colombia el derecho a explotar una mina se basa en el título minero, el cual no es más que un contrato de concesión minera, mediante el cual al titular se le otorga el derecho a explotar un recurso a cambio de una contraprestación al Estado, en forma de Regalía y con el cumplimiento de las obligaciones en materia ambiental y de seguridad industrial en la mina correspondiente. Sin embargo, el mercado del carbón en Colombia está completamente desregularizado, por lo tanto, los precios y los mecanismos de transacción los domina el mercado y sus características.

Para el otorgamiento de títulos mineros se basaba en el principio legal de “Primero en el Tiempo, Primero en el Derecho”, lo cual significa que quien primero hacía la solicitud de un título, tendría

prelación sobre los demás solicitantes del mismo título. El actual gobierno decidió modificar esta metodología para incorporar como criterios; la experiencia, los aspectos técnicos y la capacidad de operación con altos estándares, tanto ambientales como sociales, en un proceso licitatorio, para otorgar los derechos de explotación. Todo contrato de concesión minera requiere de una licencia ambiental, la cual se describe en la ley 99 de 1993 y formará parte de las obligaciones del contratista.

### **5.3. RESERVAS.**

Además, de contar con grandes yacimientos ya en explotación desde el siglo pasado, el descubrimiento de depósitos importantes ha permitido fortalecer la industria del carbón en Colombia. En la Figura 59 se observa las cuencas mineras del país, donde destacan los yacimientos a cielo abierto en los departamentos de La Guajira y del Cesar, que son los más grandes del país ya que representan el 89.8% del total de la producción nacional de carbón. Por otro lado, en la región andina hay extensas zonas donde se extrae carbón, allí predominan las pequeñas minas en las montañas. Lo anterior dificulta la extracción y el transporte del carbón a centros de acopio y de exportación, estas minas están especialmente en las montañas de Norte de Santander y Boyacá, además de pequeñas zonas de producción en Santander, Antioquia, Caldas y Cauca.

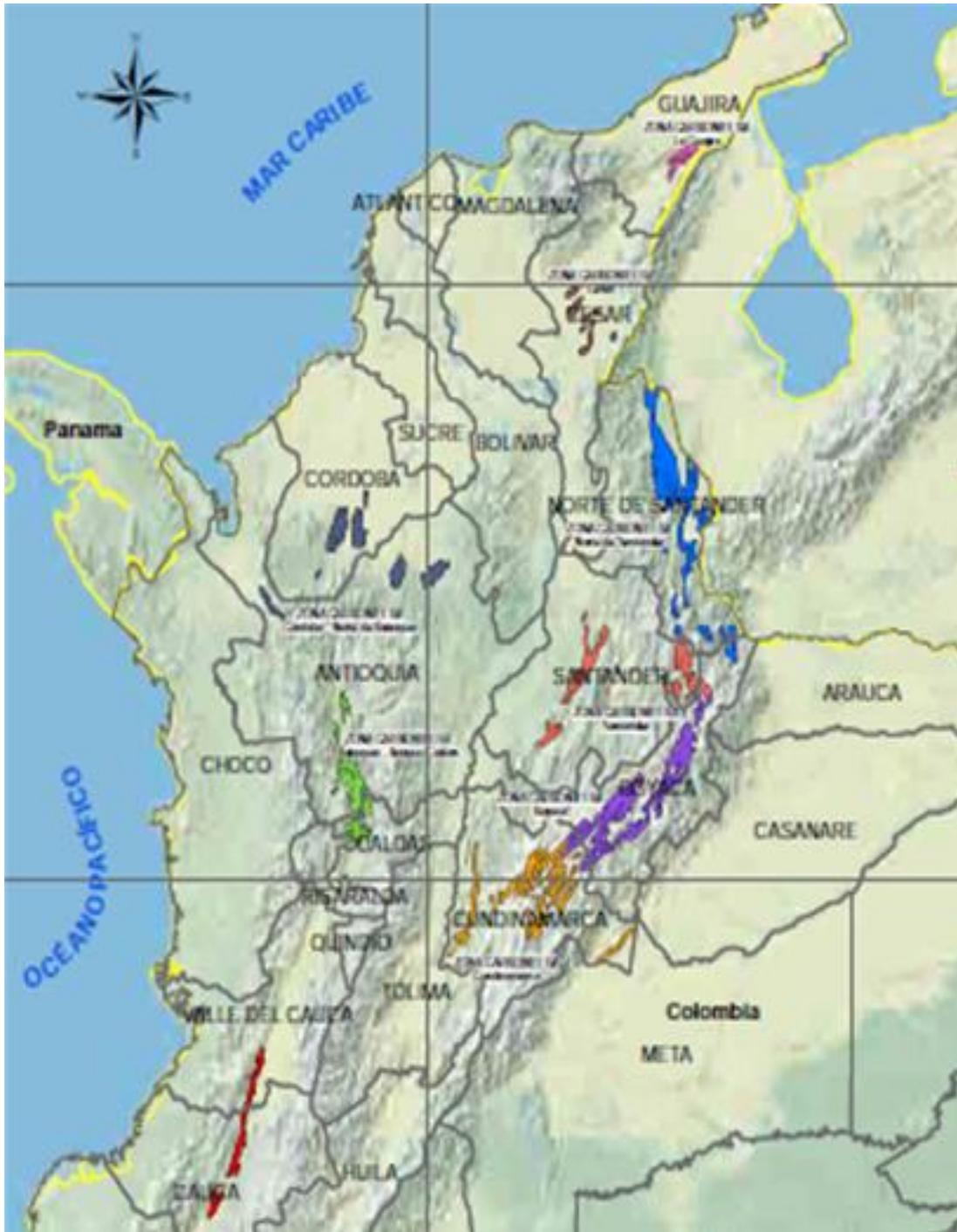


Figura 59 Cuencas Carboníferas de Colombia [28].

La mina del Cerrejón es considerada una de las minas de carbón a cielo abierto más grande del mundo, lo cual, sumado a los demás yacimientos, ha permitido al país disponer de importantes reservas de carbón mineral. La Figura 60 muestra la evolución de las reservas colombianas de carbón desde el 2015 hasta 2019, aquí se puede apreciar una leve disminución, pasando de unos 6250 millones de toneladas, en el año 2015, a aproximadamente 6000 millones de toneladas, en el año 2019, lo que equivale a una disminución del 4% en este periodo.

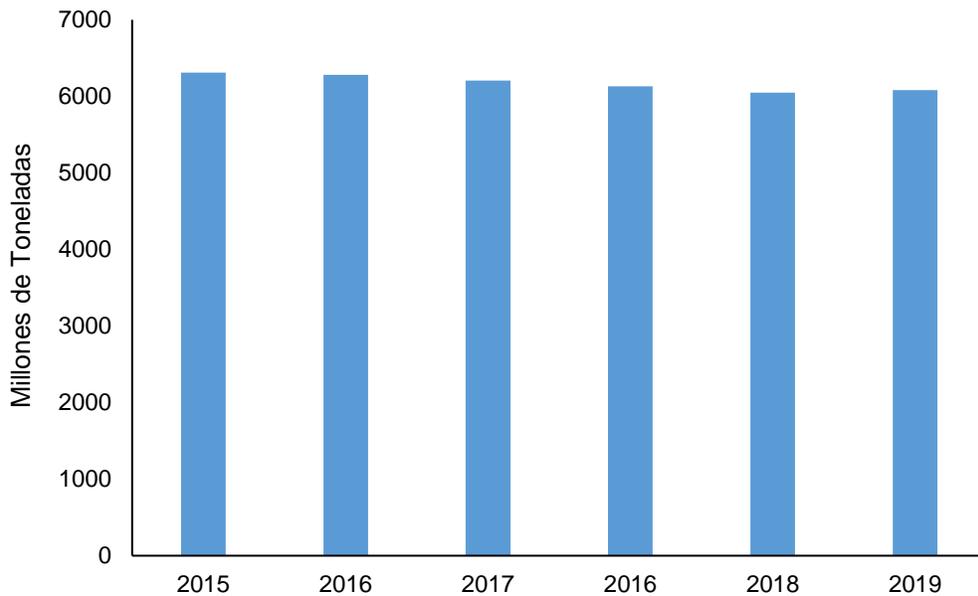


Figura 60 Reservas de Carbón en Colombia [29].

#### 5.4. PRODUCCIÓN.

Al observar las reservas de carbón se nota un leve descenso en las misas, esto se debe a que no se encuentran nuevos depósitos de gran tamaño. Sin embargo, en la década anterior la producción de carbón aumento 68.1% al pasar de 44 millones de toneladas, en 2001, a 74 millones de toneladas, en 2010. En el inicio de esta década, la producción se estabilizo alrededor de los 90 millones de toneladas, con pequeñas variaciones a la baja en los años 2012 y 2014. Seguidamente, en el año

2015 presentó un leve incremento y a partir del 2016 la producción ha presentado una relativa estabilización, tal como se puede observar en la Figura 61.

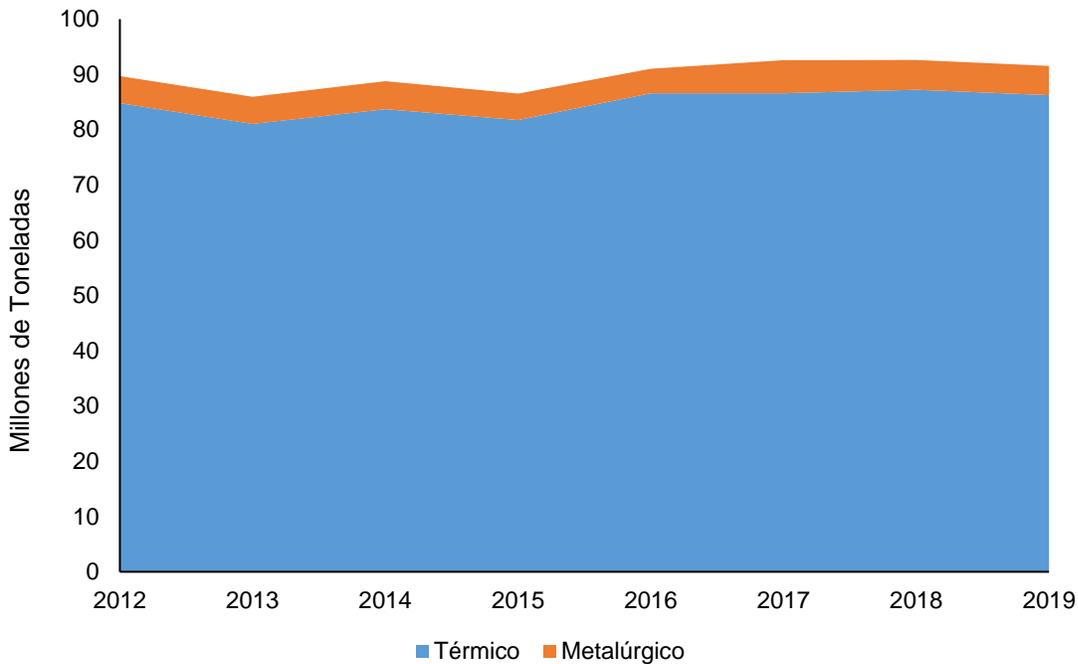


Figura 61. Evolución en la producción de carbón [29].

Es importante mencionar que en el país se produce antracita para el mercado externo, pero la proporción de esta sobre la producción total apenas llega el 0.3 %, mientras que la producción de carbón metalúrgico supera el 5%, con destino a procesos de coquización o de exportación. La mayor parte de este carbón se produce en la región andina. Entre tanto, la producción de carbón térmico en su gran mayoría se exporta directamente y se deja remanentes para el consumo interno.

La Figura 62 muestra la producción de carbón por departamentos, allí se observa, que al igual que en las reservas, la costa atlántica, representada por el departamento de la Guajira y del Cesar, representa el mayor porcentaje de participación con un 96%, siendo el departamento del Cesar el mayor productor de Colombia con un 65.5%. Los departamentos de Boyacá y Norte de Santander hacen su aporte con un 1.26% y un 1.06%, respectivamente. Y el resto de departamentos

productores, como Córdoba, Antioquia y otros aportan el 1.68% del total de la producción nacional.

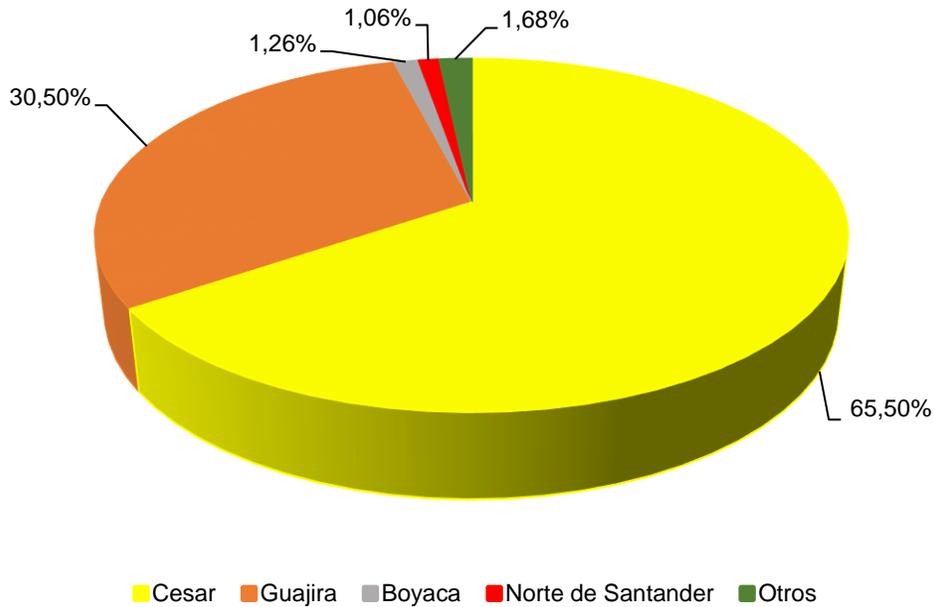


Figura 62 Participación de los departamentos en la producción de carbón [29].

### 5.5. TRANSPORTE.

El carbón típicamente es transportado desde las minas en volquetas de 10 toneladas, camiones de 20 y 40 toneladas, en otros casos por barcazas, bandas transportadoras, cables aéreos y vías férreas, como es el caso de las grandes minas en el Cesar y la Guajira. Éste es trasladado a los patios de acopio, las plantas de beneficio, consumidores internos y a los puertos de embarque para su posterior exportación.

## 5.6. BENEFICIO.

El proceso de beneficio tiene como fin adecuar el carbón a las condiciones físicas de uso o transporte, en este sentido las operaciones típicas de beneficio son separación, triturado, tamizado y lavado, en la mayoría de los casos buscando ajustar mejor el tamaño del carbón para el transporte de manera tal que no queden muchos espacios libres entre las piezas de carbón. Adicionalmente, para el proceso de coquización se realizan mezclas de carbón para mejorar las propiedades térmicas y mecánicas del coque para la aplicación metalúrgica.

## 5.7. CONSUMO INTERNO.

El carbón térmico que se produce en el interior del país, especialmente en la región andina, abastece el mercado doméstico, que lo destina a la generación eléctrica, como fuente de energía para algunos sectores industriales, mientras que el carbón metalúrgico se emplea para la producción de coque y para la exportación directa.

El consumo interno de carbón presentó importantes incrementos durante la primera mitad de esta década. En el año 2017 se presentó una disminución, lo cual se mantuvo en el año 2018, y ya en el 2019 se genera un nuevo crecimiento del consumo alcanzando los 6.48 millones de toneladas. Finalmente, se puede mencionar que durante la década el consumo interno presentó un crecimiento del 26% entre 2012 y 2019 (ver Figura 63).

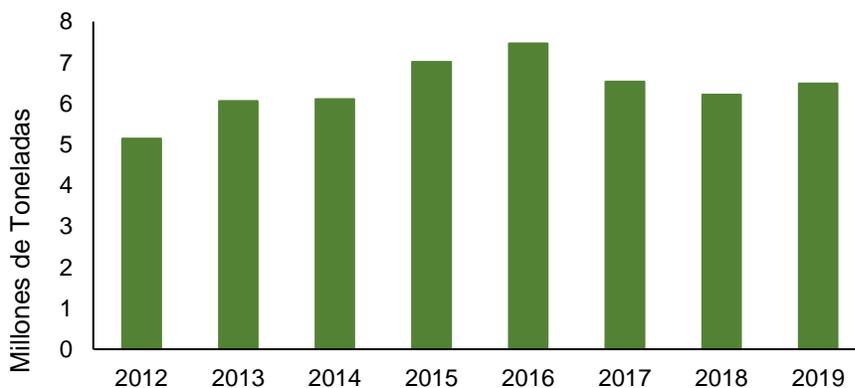


Figura 63 Evolución del consumo interno de carbón [29].

Como se mencionó anteriormente, los sectores que más pesan en el consumo interno del carbón son; la producción de coque, debido a la alta calidad del carbón metalúrgico y la demanda del mercado internacional, con 43.2% y el sector termoeléctrico con un 13.6%. Seguidamente, los sectores de siderurgia y cementero, consumen 11.6% y 11.9%, respectivamente. Finalmente, los demás sectores, incluidos el papel y el textil consumen el 19.7%, como se observa en la Figura 64.

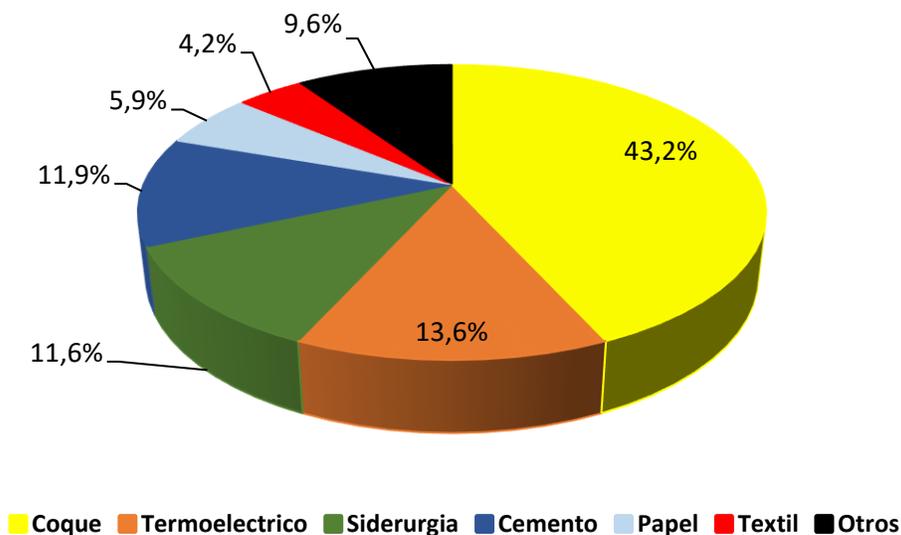


Figura 64. Porcentaje de participación de diferentes sectores en el consumo interno de carbón [29].

### 5.8. COMERCIO EXTERIOR.

Si bien el consumo de carbón en el país ha aumentado, gran parte de la producción se destina a la exportación. Fue el mercado internacional el que permitió el crecimiento importante en la exportación de carbón en la década pasada, logrando un incremento del 84.3% en las ventas de carbón al exterior.

A partir del año 2012 las exportaciones rondan los 75 millones de toneladas con valores máximos en 2014 y 2017, siendo este año el que marca el record con 95 millones de toneladas exportadas, solo de carbón térmico, tal como se observa en la Figura 65. Respecto a las importaciones de

carbón o coque son cantidades poco relevantes respecto a la producción y exportación y estén dedicadas a la industria metalúrgica.

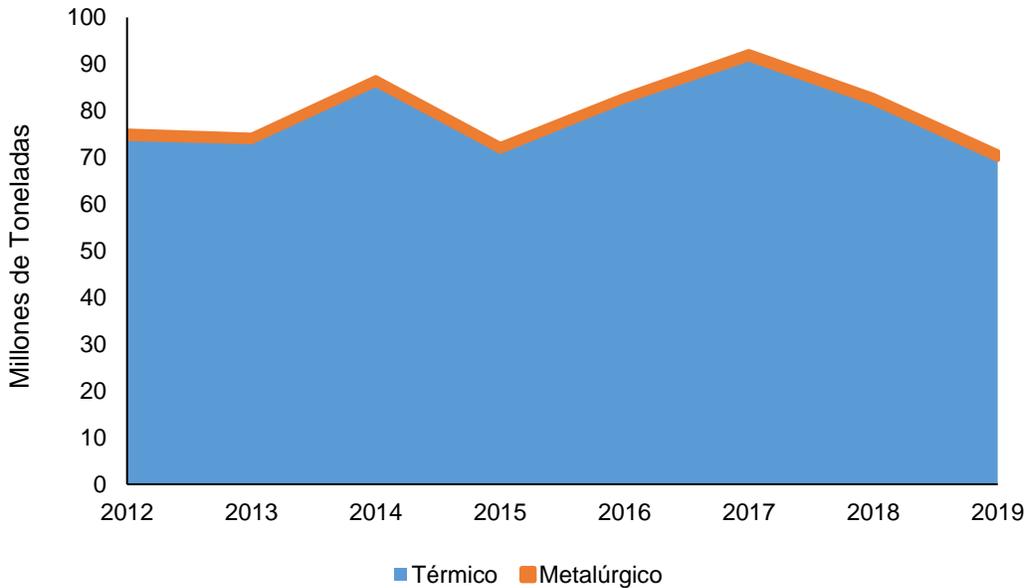


Figura 65 Evolución de las exportaciones de carbón y coque [29].

## 5.9. PRECIOS.

Los precios del carbón térmico están a la baja desde el año 2010 y se han acentuado desde el año 2012, como se presenta en la Figura 66.

La evolución de los precios fue muy estable en la década del 2000. Debido al crecimiento de su uso como energético en varios países de Asia, Europa y Estados Unidos, se inició un escalda en el precio como los del 2008, debido a la dinámica fomentada por la demanda de energéticos en finales de la década anterior. A pesar de la crisis europea se sostuvo el precio durante 2012 y 2013, donde el mercado dejó de crecer y los precios iniciaron su variación a la baja. Lo anterior debido a las restricciones ambientales que supone, en algunos países, el uso de carbón y a la reducción de los precios del petróleo.

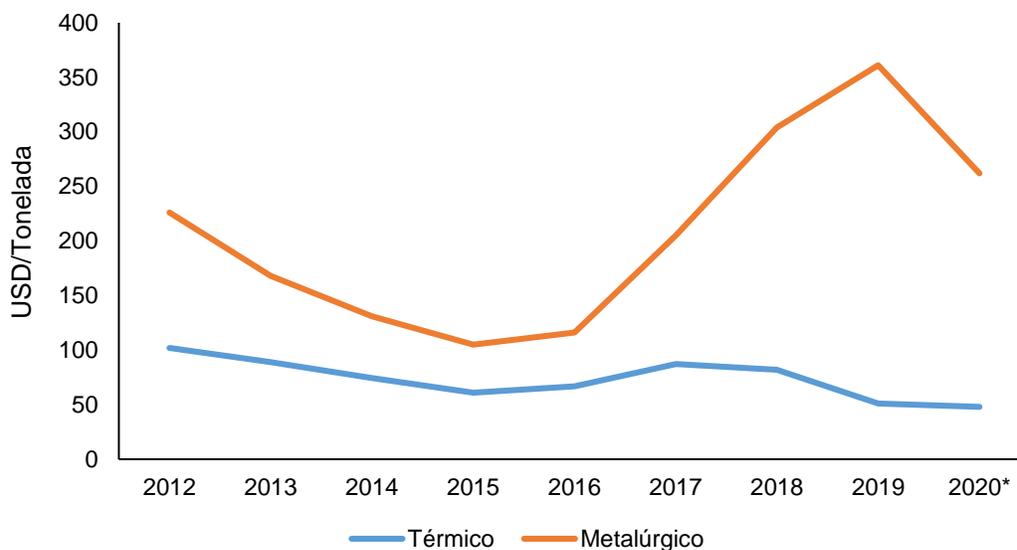


Figura 66 Evolución de los precios FOB del carbón Térmico y Metalúrgico [29].

A mediados del año 2020 con la influencia de la pandemia provocada por el virus Covid-19, los precios se han reducido aún más, llegando a 48 dólares la tonelada a mediados del año.

### 5.10. PROYECCIÓN.

Según la agencia internacional de energía, se esperan leves incrementos del precio internacional del carbón en el año 2021, como se observa en la proyección de la Figura 67. Sin embargo, se espera que los precios sigan a la baja como ha pasado entre 2012 y 2019.

En general las demandas de carbón a nivel global pueden seguir bajando por la presión de las normas ambientales, lo que afectaría el precio de éste (ver Figura 66). Sin embargo, no se esperan bajas importantes en la producción y exportación del mineral en Colombia.

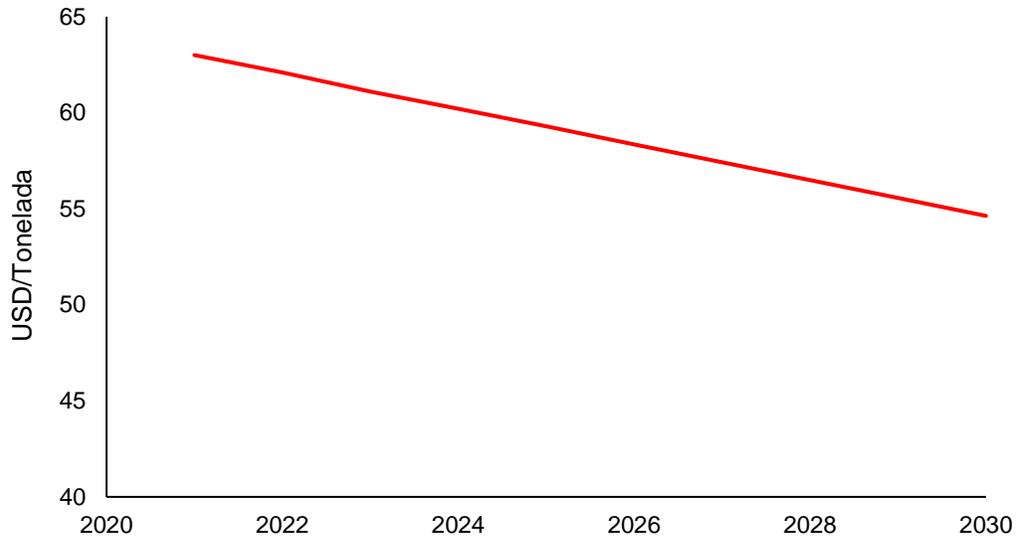


Figura 67 Proyección de los Precios Internacionales del Carbón a Corto Plazo. [30]

Por último, en el sector del carbón los países tienen unas reservas significativas que no generan dudas en el tiempo, igualmente el mercado no es tan variable como el del petróleo, se espera que las exportaciones se mantengan en un buen nivel. Sin embargo, la baja de los precios afectará en los próximos años los ingresos del país y el crecimiento de este mercado.

## REFERENCIAS.

- [1] UPME, “Plan Energetico Nacional 2020-2050 (UPME),” 2019.
- [2] UPME, “Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia,” 2019.
- [3] UPME, “Sistema de Información Electrico Colombiano.” [Online]. Available: <http://www.siel.gov.co/siel/Home/Generacion/tabid/56/Default.aspx>. [Accessed: 24-Oct-2019].
- [4] “Agentes del mercado.” [Online]. Available: <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/Agentes-del-mercado.aspx>. [Accessed: 10-Aug-2020].
- [5] “(No Title).” [Online]. Available: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>. [Accessed: 10-Aug-2020].
- [6] “Celsia.” [Online]. Available: <https://www.celsia.com/es/>. [Accessed: 10-Feb-2021].
- [7] UPME, “Plan de expansión de referencia generación -transmisión 2017-2031,” 2018.
- [8] MINMINAS, “Energía Eléctrica - Ministerio de Minas y Energía.” [Online]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/planes-de-expansion-generacion-transmision>. [Accessed: 24-Oct-2019].
- [9] UPME, “Plan de Expansión de Referencia - Transmision, 2019-2033,” 2019.
- [10] “Energía / Inicio - Sistema Único de Información Superservicios.” [Online]. Available: <http://www.sui.gov.co/web/energia>. [Accessed: 11-Aug-2020].
- [11] “Páginas - Históricos.” [Online]. Available: <http://portalbissrs.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>. [Accessed: 13-Aug-2020].

- [12] “(No Title).” [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/1537b9d298788e2b0525785a007a7218?OpenDocument>. [Accessed: 13-Aug-2020].
- [13] XM, “Reporte Integral de Sostenibilidad, Operación Y Mercado 2019,” Bogota, 2020.
- [14] UPME, “Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia Revisión Julio de 2019,” 2020.
- [15] “Mapa de Tierras.” [Online]. Available: <https://www.anh.gov.co/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/mapa-de-tierras>. [Accessed: 18-Aug-2020].
- [16] “Informe Estadístico Petrolero - ACP.” [Online]. Available: <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero>. [Accessed: 18-Aug-2020].
- [17] “Cifras y Estadísticas.” [Online]. Available: <http://www.anh.gov.co/ANH-en-Datos/Paginas/Cifras-y-Estadísticas.aspx>. [Accessed: 18-Aug-2020].
- [18] “E&P – Colombia Energía.” [Online]. Available: <https://www.colombiaenergia.com.co/category/ep/>. [Accessed: 19-Aug-2020].
- [19] “Poliductos - Cenit Transporte.” [Online]. Available: <https://cenit-transporte.com/poliductos/>. [Accessed: 23-Oct-2020].
- [20] UPME, “Plan Indicativo De Abastecimiento De Combustibles Liquidos,” 2019.
- [21] “Hidrocarburos - Ministerio de Minas y Energía.” [Online]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/precios-de-combustible>. [Accessed: 23-Oct-2020].
- [22] “Inicio.” [Online]. Available: <https://www.sicom.gov.co/>. [Accessed: 23-Oct-2020].
- [23] “Gas natural en Colombia.” [Online]. Available: <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/01.aspx>. [Accessed:

08-Oct-2020].

- [24] “Campos de producción de gas natural en Colombia | Concentra. Informes de Gas Natural.” [Online]. Available: <https://concentra.co/content/campos-de-producción-de-gas-natural-en-colombia>. [Accessed: 08-Oct-2020].
- [25] “Concentra. Informes de Gas Natural | Inteligencia en energía.” [Online]. Available: <https://www.concentra.co/>. [Accessed: 10-Oct-2020].
- [26] “ENERDATA | Concentra. Informes de Gas Natural.” [Online]. Available: <https://www.concentra.co/enerdata>. [Accessed: 23-Oct-2020].
- [27] “Gas natural en Colombia.” [Online]. Available: <http://www.promigas.com/Es/Paginas/informeFinanciero/colombia/02.aspx>. [Accessed: 23-Oct-2020].
- [28] Agencia Nacional de Minería ANM, “Informe Sector Carbonero,” 2018.
- [29] “SIMCO.” [Online]. Available: <https://www1.upme.gov.co/simco/Paginas/home.aspx>. [Accessed: 16-Oct-2020].
- [30] “Short-Term Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration (EIA).” [Online]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/coal.php>. [Accessed: 16-Oct-2020].

## **AUTORES**



### **Ph.D., M.Sc. I.M., FAUSTINO MORENO GAMBOA.**

Ingeniero mecánico de la Universidad Francisco de Paula Santander, Magíster en Ingeniería Mecánica de la Universidad de los Andes (Bogotá-Colombia), Máster en Sistemas de Energía Solar FV de la Universidad Internacional de Andalucía (Sevilla-España) y Doctor en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana (Medellín-Colombia). Profesor Asociado de la Universidad Francisco de Paula Santander con más de 21 años de experiencia docente y profesional, en sectores como el automotriz, combustibles líquidos y aplicaciones de gas natural. Adicionalmente, ha impartido distintas cátedras tales como; Termodinámica, Mecánica de Fluidos, y Energía Solar, entre otras. Es autor de varios artículos sobre; Sistemas térmicos y solares, evaluación de sistemas térmicos, en revistas de alto impacto, así como ponente en congresos nacionales e internacionales.



### **Ph.D., M.Sc. I.M., ELKIN G. FLOREZ S.**

Ingeniero mecánico de la Universidad Francisco de Paula Santander, Magíster en Ingeniería Mecánica de la Universidad de los Andes (Bogotá-Colombia), Magister en Ingeniería Química y de Procesos de la Universidad Rovira i Virgili (Tarragona-España) y Doctor en Ingeniería Mecánica de la Universidad Politécnica de Cataluña (Barcelona-España). Profesor Titular de la Universidad de Pamplona con más de 20 años de experiencia docente y profesional, donde ha impartido distintas cátedras tales como; Dinámica, Mecánica de Fluidos, Termofluidos I y II, Energías Renovables, Teoría de Vibraciones, entre otras. Es autor de varios artículos sobre; Energías Renovables, Dinámica de Fluidos, CFD y Transferencia de Calor, en revistas de alto impacto, así como ponente en congresos nacionales e internacionales. Actualmente, es director del grupo de investigación en

Ingeniería Mecánica de la Universidad de Pamplona GIMUP Y actualmente se encuentra clasificado en la categoría de Investigador Asociado.



**M.Sc. I.M., GUSTAVO GUERRERO GOMEZ.**

Ingeniero mecánico de la Universidad Francisco de Paula Santander, Magíster en Sistemas Energéticos de la Universidad de Santander (Bucaramanga-Colombia). Profesor Asociado de la Universidad Francisco de Paula Santander con 21 años de experiencia docente y profesional, donde ha impartido distintas cátedras tales como; Estática, Dinámica, Mecánica de Fluidos, Maquinas Hidráulicas, Transferencia de Calor, Mecanismos, Cálculo de Elementos de Maquinas, entre otras. Es autor de varios artículos sobre: Transferencia de Calor y materiales cerámicos, ha sido ponente en congresos nacionales e internacionales.



Universidad Francisco  
de Paula Santander

**Ph.D., M.Sc. I.M., FAUSTINO MORENO GAMBOA.**

Ingeniero mecánico de la Universidad Francisco de Paula Santander, Magíster en Ingeniería Mecánica de la Universidad de los Andes (Bogotá-Colombia), Máster en Sistemas de Energía Solar FV de la Universidad Internacional de Andalucía (Sevilla-España) y Doctor en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana (Medellín-Colombia). Profesor Asociado de la Universidad Francisco de Paula Santander con más de 21 años de experiencia docente y profesional, en sectores como el automotriz, combustibles líquidos y aplicaciones de gas natural. Adicionalmente, ha impartido distintas cátedras tales como; Termodinámica, Mecánica de Fluidos, y Energía Solar, entre otras. Es autor de varios artículos sobre; Sistemas térmicos y solares, evaluación de sistemas térmicos, en revistas de alto impacto, así como ponente en congresos nacionales e internacionales.



**Ph.D., M.Sc. I.M., ELKING FLOREZ S.**

Ingeniero mecánico de la Universidad Francisco de Paula Santander, Magíster en Ingeniería Mecánica de la Universidad de los Andes (Bogotá-Colombia), Magister en Ingeniería Química y de Procesos de la Universidad Rovira i Virgili (Tarragona-España) y Doctor en Ingeniería Mecánica de la Universidad Politécnica de Cataluña (Barcelona-España). Profesor Titular de la Universidad de Pamplona con más de 20 años de experiencia docente y profesional, donde ha impartido distintas cátedras tales como; Dinámica, Mecánica de Fluidos, Termofluidos I y II, Energías Renovables, Teoría de Vibraciones, entre otras. Es autor de varios artículos sobre; Energías Renovables, Dinámica de Fluidos, CFD y Transferencia de Calor, en revistas de alto impacto, así como ponente en congresos nacionales e internacionales. Actualmente, es director del grupo de investigación en Ingeniería Mecánica de la Universidad de Pamplona GIMUP Y actualmente se encuentra clasificado en la categoría de Investigador Asociado.



Universidad Francisco  
de Paula Santander  
OCAÑA - COLOMBIA

**M.Sc. I.M., GUSTAVO GUERRERO GOMEZ.**

Ingeniero mecánico de la Universidad Francisco de Paula Santander, Magíster en Sistemas Energéticos de la Universidad de Santander (Bucaramanga-Colombia). Profesor Asociado de la Universidad Francisco de Paula Santander con 21 años de experiencia docente y profesional, donde ha impartido distintas cátedras tales como; Estática, Dinámica, Mecánica de Fluidos, Maquinas Hidráulicas, Transferencia de Calor, Mecanismos, Cálculo de Elementos de Maquinas, entre otras. Es autor de varios artículos sobre: Transferencia de Calor y materiales cerámicos, ha sido ponente en congresos nacionales e internacionales.