

**ACCESO A LOS MERCADOS
ENERGÉTICOS FASE 1 - COLOMBIA
ESTUDIO INTEGRAL DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y
PERSPECTIVAS DEL MERCADO ENERGÉTICO DE
COLOMBIA**

INFORME FINAL

**Presentado a:
ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE LA ENERGÍA -OLADE-**

**Consultor:
JORGE PINTO NOLLA**

Bogotá, Octubre de 2013

CONTENIDO

0.	INTRODUCCIÓN.....	1
1	DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE LA MATRIZ ENERGÉTICA Y SU EVOLUCIÓN.....	3
1.1	ENERGÍA PRIMARIA.....	3
1.1.1	Petróleo.....	3
1.1.1.1	Infraestructura del Petróleo	3
1.1.1.1.1	Infraestructura para transporte de Crudo	4
1.1.1.2	Evolución del Petróleo	7
1.1.1.2.1	Producción y Reservas de Petróleo. Evolución	8
1.1.1.2.2	Evolución de las exportaciones de Petróleo y derivados.....	9
1.1.1.2.3	Evolución de la Oferta Interna de Petróleo	10
1.1.1.2.4	Evolución de la Demanda Interna de Petróleo	11
1.1.1.2.5	Evolución del Consumo Final de Petróleo	11
1.1.1.2.6	Desagregación del consumo final de Petróleo	12
1.1.1.3	Análisis DOFA sector Petróleo	13
1.1.2	Energía Hidroeléctrica.....	13
1.1.2.1	Evolución de la Energía Hidroeléctrica	15
1.1.2.2	DOFA sector Hidroeléctrico	15
1.1.3	Gas Natural.....	16
1.1.3.1	Infraestructura de gas Natural.....	16
1.1.3.2	Evolución del Gas Natural	17
1.1.3.2.1	Evolución de la producción de Gas Natural	18
1.1.3.2.2	Evolución de las exportaciones de Gas Natural.....	19
1.1.3.2.3	Evolución de la Oferta Interna de gas natural	19
1.1.3.2.4	Evolución de la Demanda Interna de Gas Natural.....	20
1.1.3.2.5	Evolución del Consumo Final de Gas Natural	20
1.1.3.2.6	Desagregación del consumo final de Gas Natural	21
1.1.3.3	DOFA sector Gas Natural	22
1.1.4	Carbón Mineral	22
1.1.4.1	Evolución del Carbón Mineral.....	23
1.1.4.1.1	Evolución de la producción de Carbón Mineral.....	24
1.1.4.1.2	Evolución de las exportaciones de Carbón Mineral.....	24

1.1.4.1.3	Evolución de la Oferta Interna de Carbón Mineral 2000-2010.....	25
1.1.4.1.4	Evolución de la Demanda Interna de Carbón Mineral 2000-2010	26
1.1.4.1.5	Evolución del Consumo Final de Carbón Mineral 2000-2010.....	26
1.1.4.1.6	Desagregación del consumo final de Carbón Mineral.....	27
1.1.4.2	DOFA sector Carbón Mineral	28
1.2	ENERGÍA SECUNDARIA.....	28
1.2.1	Energía Eléctrica.....	28
1.2.1.1	Infraestructura de Generación.....	28
1.2.1.1.1	Infraestructura Hidráulica.....	30
1.2.1.1.2	Infraestructura Térmica	30
1.2.1.2	Transporte de energía.....	31
1.2.1.3	Usuarios del Sistema.....	31
1.2.1.4	Evolución de la Energía Eléctrica	31
1.2.1.4.1	Evolución de la producción de Energía Eléctrica	32
1.2.1.4.2	Evolución de la Oferta Interna de Energía Eléctrica	32
1.2.1.4.3	Evolución de la Demanda Interna de Energía Eléctrica	33
1.2.1.4.4	Evolución del Consumo Final de Energía Eléctrica	34
1.2.1.4.5	Desagregación del consumo final de Energía Eléctrica	35
1.2.1.5	Análisis DOFA sector energía eléctrica.....	36
1.2.2	Derivados del Petróleo.....	36
1.2.2.1	Evolución de los derivados del petróleo	37
1.2.2.1.1	Evolución de la producción de derivados	37
1.2.2.1.2	Evolución de las exportaciones de Derivados.....	37
1.2.2.1.3	Evolución de la Oferta Interna de Derivados.....	38
1.2.2.1.4	Evolución de la Demanda Interna de Derivados.....	38
1.2.2.1.5	Evolución del consumo final de Derivados	39
1.2.2.1.6	Desagregación del Consumo final de Derivados.....	39
1.3	ENERGÍAS RENOVABLES.....	40
1.3.1	Biocombustibles.....	40
1.3.1.1	Etanol	40
1.3.1.2	Biodiesel.....	41
1.4	TENDENCIAS Y PROYECCIONES	42

1.4.1	Petróleo.....	42
1.4.2	Derivados del Petróleo.....	44
1.4.2.1	Motorización en Colombia.....	47
1.4.3	Gas Natural.....	48
1.4.4	Carbón.....	52
1.4.5	Energía eléctrica.....	52
1.4.6	No Convencionales.....	54
2	MAPA DE COMERCIO ENERGÉTICO DE COLOMBIA	56
2.1	ENERGÍA ELÉCTRICA.....	56
2.1.1	Comercio Internacional de Energía Eléctrica	57
2.1.1.1	Exportaciones e Importaciones de Energía Eléctrica por Origen y Destino.....	57
2.1.1.1.1	Exportaciones e Importaciones de Energía Eléctrica a Ecuador	58
2.1.1.1.2	Exportaciones e Importaciones de Energía Eléctrica a Venezuela	58
2.1.2	Transmisión. Interconexiones internacionales de Energía Eléctrica	59
2.1.3	Capacidad de exportación.....	59
2.1.4	Acuerdos Comerciales y TLC	60
2.2	GAS NATURAL	60
2.2.1	Transporte de Gas Natural.....	61
2.3	CARBÓN.....	62
2.3.1	Exportaciones Colombianas de Carbón por Destinos.....	63
2.3.2	Las exportaciones y la Inversión Extranjera Directa (IED).....	64
2.3.3	Transporte de Carbón	65
2.3.3.1.1	Características Generales del Transporte de Carbón	65
2.3.3.1.2	Transporte Férreo	66
2.3.3.1.3	Acuerdos Comerciales y TLC : Oportunidades para el Carbón	66
2.4	PETRÓLEO Y DERIVADOS.....	66
2.4.1	Importaciones de Colombia. Petróleo y sus Derivados	68
2.4.2	Acuerdos Comerciales y TLC: Oportunidades para el Petróleo y sus derivados.....	68
2.5	COQUE.....	68
2.5.1	Acuerdos Comerciales y TLC	69
	ACUERDO COMERCIAL ENTRE COLOMBIA Y UE: OPORTUNIDADES PARA EL COQUE.....	69
3	ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO PARA LA IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA.....	70
3.1	ELECTRICIDAD	70

3.2	GAS NATURAL	71
3.3	PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS.....	71
3.4	CARBÓN.....	71
4	ANÁLISIS DEL MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO, HACIENDO ÉNFASIS EN LO RELACIONADO CON EL COMERCIO INTERNACIONAL DE ENERGÍA	72
5	INVENTARIO DE INFRAESTRUCTURA EXISTENTE Y EN PROYECTO, PARA EL COMERCIO INTERNACIONAL DE ENERGÍA	74
5.1	ELECTRICIDAD	74
5.1.1	Interconexiones Internacionales.....	76
5.2	PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS.....	77
5.2.1	Inversiones.....	79
5.3	GAS NATURAL	80
5.4	EXPORTACIONES DE CARBÓN	81
6	ANÁLISIS DE FUENTES Y MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO PARA EL COMERCIO INTERNACIONAL DE ENERGÍA.....	82
6.1	FINANCIACIÓN DE TIES ECUADOR Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA A VENEZUELA.....	82
7	COYUNTURA ECONÓMICA REGIONAL Y GLOBAL DE LOS COMMODITIES ENERGÉTICOS	85
7.1	GAS NATURAL	85
7.2	PETRÓLEO Y DERIVADOS.....	86
7.3	ELECTRICIDAD	87
7.4	CARBÓN.....	87
8	DIAGNÓSTICO DEL NIVEL DE INTEGRACIÓN REGIONAL DE COLOMBIA	88
8.1	ELECTRICIDAD	88
8.1.1	Ecuador	88
8.1.2	Venezuela.....	88
8.1.3	Panamá	89
8.1.4	Brasil.....	90
8.1.5	Proyecto Andino a Chile.....	90
8.2	PETRÓLEO Y DERIVADOS.....	90
8.2.1	Ecuador	90
8.2.2	Venezuela.....	90
8.2.3	Panamá, Perú y Brasil.....	91
8.2.4	Exportaciones de combustibles y crudo por parte de Ecopetrol.....	91
8.2.5	Exportaciones de crudo	91

8.2.6	Exportaciones de carbón.....	91
8.3	GAS NATURAL	91
8.3.1	Venezuela.....	91
8.3.2	Ecuador	92
8.3.3	Exportaciones de carbón.....	92
8.4	CONCLUSIONES DE INTEGRACIÓN REGIONAL	92
9	REFERENCIA	94
9.1	INFORMES:.....	94
9.2	PRESENTACIONES.....	94
9.3	WEB.....	94

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Consumo de Energía Eléctrica en Colombia 2008-2012	1
Tabla 2. Proyecciones del Consumo de Energía Eléctrica en Colombia (2008 – 2022)	1
Tabla 3. Producción y reservas de Crudo 2000-2012 (Barriles)	9
Tabla 4. Análisis DOFA para sector Petróleo.....	13
Tabla 5. Descripción del Sistema Hidrológico de Generación colombiano 2012	14
Tabla 6. Capacidad instalada para generación hidráulica 2012.....	14
Tabla 7. Análisis DOFA para sector hidroeléctrico	15
Tabla 8. Producción y Reservas de Gas Natural.....	19
Tabla 9. Análisis DOFA para sector Gas Natural.	22
Tabla 10. Reservas carboníferas de Colombia 2010	23
Tabla 11. Producción de Carbón 2000-2011.....	24
Tabla 12. Análisis DOFA para sector Carbón Mineral	28
Tabla 13. Capacidad efectiva del SIN (Sistema Interconectado Nacional)	29
Tabla 14. Energía generada 2011-2012 (Cambio porcentual)	29
Tabla 15. Capacidad instalada en generación hidráulica 2012.....	30
Tabla 16. Capacidad Instalada de Plantas de Generación Térmica de Colombia 2012	30
Tabla 17. Líneas de transmisión SIN 2012	31
Tabla 18. Usuarios del sistema por sector	31
Tabla 19. Comportamiento de la demanda de energía	33
Tabla 20. Variables del Mercado de energía	33
Tabla 21. Variables de la operación del SIN.....	34
Tabla 22. Análisis DOFA para sector energía Eléctrica.....	36
Tabla 23. Zonas productoras de Caña de Azúcar en Colombia.....	41
Tabla 24. Evolución de Indicadores del etanol 2008-2012	41
Tabla 25. Estadísticas de producción de Biodiesel 2008-2012	42
Tabla 26. Plantas productoras de Biodiesel.....	42
Tabla 27. Estimación de demanda de Gasolina para 2030 (Escenarios: Barriles/día)	46
Tabla 28. Estimación de demanda de Diesel para 2030 (Escenarios Barriles /día)	46
Tabla 29. Consumo aparente de vehículos en Colombia 2000 – 2012 (Cantidad de vehículos)	47
Tabla 30. Consumo aparente de Motocicletas en Colombia	48
Tabla 31. Estimación de demanda de Gas Natural en Colombia	49
Tabla 32. Comercio Internacional de Energía eléctrica 2007-2012	57

Tabla 33. Exportaciones e Importaciones de Energía Eléctrica ECUADOR 20007-2012.....	58
Tabla 34. Exportaciones e Importaciones de Energía Eléctrica VENEZUELA 20007-2012	58
Tabla 35. TIE's en 2011 y 2012.....	60
Tabla 36. Comercio Internacional de Gas Natural 2008-2012.....	61
Tabla 37. Comercio Internacional de Carbón 2007-2013	63
Tabla 38. Exportaciones Colombianas de Carbón por Destinos (Cifras en Miles de toneladas)	63
Tabla 39. Precios internacionales de Carbón.....	64
Tabla 40. Exportaciones colombianas de carbón por departamento de origen (Cifras en Miles de toneladas)	64
Tabla 41. Principales puertos de exportación.....	65
Tabla 42. Comercio Internacional del Petróleo y sus derivados.....	67
Tabla 43. Comercio Internacional de Coque.....	68
Tabla 44. Reservas de gas en los países de la órbita de Colombia.	86

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Producción de petróleo por departamento 2013 (BPDC).....	4
Figura 2. Oleoductos de Colombia.....	4
Figura 3. Ampliaciones de los oleoductos de Colombia	5
Figura 4. Ampliaciones de los oleoductos de Colombia	6
Figura 5. Poliductos de Colombia	7
Figura 6. Producción de Petróleo 2000-2010	8
Figura 7. Exportaciones de Petróleo 2000-2010.....	9
Figura 8.Exportaciones de Petróleo y sus derivados	10
Figura 9. Oferta interna de Petróleo 2000-2010	11
Figura 10. Demanda interna de Petróleo 2000-2010	11
Figura 11. Consumo final de Petróleo 2000-2010	12
Figura 12. Consumo final de Petróleo 2000-2010	12
Figura 13. Consumo final de Petróleo 2000-2010 (Participación porcentual por destino)	13
Figura 14. Producción de Energía Hidroeléctrica 2000-2010	15
Figura 15. Gasoductos de Colombia	17
Figura 16. Reservas y producción de Gas Natural 2008-2012 (Giga Pies Cúbicos).....	18
Figura 17. Producción de Gas Natural 2000-2010	18
Figura 18. Exportaciones de Gas Natural 2000-2010.....	19
Figura 19. Oferta Interna de Gas Natural 2000-2010	20
Figura 20. Demanda Interna de Gas Natural 2000-2010	20
Figura 21. Consumo Final de Gas Natural 2000-2010.....	21
Figura 22. Consumo final de Gas Natural por destino 2000-2010.....	21
Figura 23. Consumo final de Gas Natural 2000-2010 (Participación porcentual por destino).....	22
Figura 24. Zonas Carboníferas de Colombia	23
Figura 25. Producción de Carbón Mineral 2000-2010.....	24
Figura 26. Exportaciones de carbón Mineral 2000-2010.....	25
Figura 27. Oferta Interna de Carbón Mineral 2000-2010	25
Figura 28. Demanda Interna de Carbón Mineral 2000-2010.....	26
Figura 29. Consumo final de Carbón Mineral 2000-2010	26
Figura 30. Consumo final de Carbón Mineral por destino 2000-2010	27
Figura 31. Consumo final de Carbón Mineral por destino (%)......	27
Figura 32. Energía generada 2011 y 2012.....	29

Figura 33. Producción de energía eléctrica 2000-2010	32
Figura 34. Oferta de energía eléctrica 2000-2010	32
Figura 35. Demanda de energía eléctrica 2000-2010.....	33
Figura 36. Consumo final de energía eléctrica 2000-2010	34
Figura 37. Consumo final de energía eléctrica 2000-2010	35
Figura 38. Consumo final de energía eléctrica 2000-2010 (Participación porcentual por destino)	35
Figura 39. Producción de Derivados 2000-2012	37
Figura 40. Exportaciones de derivados 2000-2012.....	37
Figura 41. Oferta Interna de derivados 2000-2012	38
Figura 42. Demanda Interna de Derivados	38
Figura 43. Consumo final de derivados.....	39
Figura 44. Consumo final de Derivados por destino 2000-2010.....	39
Figura 45. Consumo final de Derivados por destino 2000-2010.....	40
Figura 46. Evolución de la exploración petrolera en Colombia 1998-2012.....	43
Figura 47. Sísmica en Colombia 1995-2012 (miles de km equivalentes).....	44
Figura 48. Evolución de la canasta de Combustibles 2000 y 2013	45
Figura 49. Número de instalaciones de Gas natural a nivel residencial	50
Figura 50. Consumo de Gas Natural en el sector domiciliario (Gbtu/día).....	50
Figura 51. Evolución de poblaciones servidas con Gas Natural.....	51
Figura 52. Consumo de Gas natural en el sector industrial (Gbtu/día)	51
Figura 53. Intercambios comerciales de energía eléctrica Colombia 2011-2012.....	54
Figura 54. Gasoducto transcaribeño Antonio Ricaute	62
Figura 55. Sistema Interconectado Nacional (SIN) 2011	74
Figura 56. Perceptivas de Expansión SIN 2025	75
Figura 57. Interconexiones principales Colombia 2007.....	76
Figura 58. Poliductos de Colombia	77
Figura 59. Oleoducto Caño Limón – Coveñas.	78
Figura 60. Oleoducto OCENSA	78
Figura 61. Oleoducto Colombia	79
Figura 62. Gasoductos de Colombia	80
Figura 63. Oferta de Gas Por tipo de recurso	85
Figura 64. Exportaciones a Ecuador y Venezuela	89

ACRÓNIMOS

ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
ACP	Asociación Colombiana de Petróleo
ANDI	Asociación Nacional de Industriales
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ASOCODIS	Asociación Colombiana de distribuidores de Energía
BP	British Petroleum Company
AOM	Administración, Operación y Mantenimiento
CONCENTRA	Inteligencia en Energía
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos
ER	Energía Renovable
FEN	Financiera energética Nacional
FER	Fuentes de Energía Renovable
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P
ISAGEN	Empresa generadora de energía perteneciente al grupo ISA
MME	Ministerio de Minas y Energía
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNT	Sistema Nacional de Transporte (Energía Eléctrica)
STN	Sistema de Transmisión Nacional (Gas Natural)
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
XM	Expertos en Energía. Filial de ISA especializada en Administración del Mercado de Energía en Colombia
ZNI	Zonas No Interconectadas

UNIDADES

Tcal	Teracalorías
kWh	Kilovatios Hora
BPDC	Barriles por día Calendario
GPC	Giga Pies Cúbicos (Gas)

0. INTRODUCCIÓN

La matriz energética, tanto nacional como a nivel global, viene presentando cambios sustanciales en su composición, cambios que prevén una nueva distribución de fuentes energéticas, actores y estrategias.

De acuerdo a la Oficina de Administración de Información Energética de Estados Unidos, el consumo mundial de Energía Eléctrica mundial tuvo un aumento promedio de 3% anual entre el 2006 y 2010 (expresado en billones de kilovatios por hora)¹.

Este aumento del consumo mundial, se debe principalmente a una serie de tendencias socioeconómicas, tales como el aumento de la población urbana, el cambio de la estructura productiva, países en vías en desarrollo aumentando su capacidad industrial, el aumento del PIB mundial, aumento del ingreso por habitante, demanda de bienes que consumen energía, mayor innovación tecnológica y el crecimiento económico de países como China, India y Brasil.

Colombia no es la excepción a este tipo de comportamiento, ha vivido gran parte de los cambios en los fenómenos socioeconómicos anteriormente descritos con el consecuente aumento del consumo de energía eléctrica. En el sector eléctrico, por ejemplo, de acuerdo a XM, empresa filial de ISA (Interconexión Eléctrica S.A., holding representativo del sector energético de Latinoamérica), el crecimiento del consumo de energía eléctrica entre 2011 y 2012 para Colombia fue de 3.9%, el más alto de los últimos años:

Tabla 1. Consumo de Energía Eléctrica en Colombia 2008-2012

Años	2008	2009	2010	2011	2012
GWh	53,870	54,679	56,148	57,150	59,370
%		1.5%	2.69%	1.78%	3.88%

Fuente: XM Expertos en Mercados

De las proyecciones de la UPME el consumo energético para los próximos años en Colombia para el año 2022 aumentaría en un 45% promedio acumulado. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es la entidad encargada de elaborar Planes de Expansión de Referencia en Generación y Transmisión y de Expansión de la Cobertura.

Tabla 2. Proyecciones del Consumo de Energía Eléctrica en Colombia (2008 – 2022)

	Demanda Energía Eléctrica			Tasa de Crecimiento		
	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario bajo	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario bajo
2014	66,973	63,758	60,860	4.40%	3.30%	2.40%
2015	70,313	66,229	62,579	5,00%	3,90%	2,80%
2016	73,481	68,460	63,966	4,50%	3,40%	2,20%
2017	76,855	70,787	65,422	4,60%	3,40%	2,30%
2018	80,494	73,280	66,865	4,70%	3,50%	2,20%
2019	84,098	75,669	68,162	4,50%	3,30%	1,90%

¹ <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=2> consultado el 20 de Junio de 2013.

2020	88,330	78,540	69,874	5,00%	3,80%	2,50%
2021	92,750	81,474	71,558	5,00%	3,70%	2,40%
2022	96,480	83,932	72,953	4,00%	3,00%	1,90%

Fuente: UPME

Con este panorama, Colombia debe aumentar su infraestructura en el sector eléctrico para los próximos años. Este crecimiento también puede ser aplicado en mayor o menor grado a los otros energéticos.

1 DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE LA MATRIZ ENERGÉTICA Y SU EVOLUCIÓN

Para abordar este capítulo realizaremos el análisis de la matriz energética a través de tres grandes áreas; energía Primaria, Energía Secundaria y Energías Renovables.

1.1 ENERGÍA PRIMARIA

En esta aparte se incluirán todos aquellos energéticos que no han sido objeto de ningún tipo de transformación, que provienen directamente de recursos naturales. En el caso de energía primaria, se contemplan las siguientes categorías:

- PT: Petróleo
- HE: Hidroeléctrica
- GN: Gas Natural
- CM: Carbón Mineral

1.1.1 Petróleo

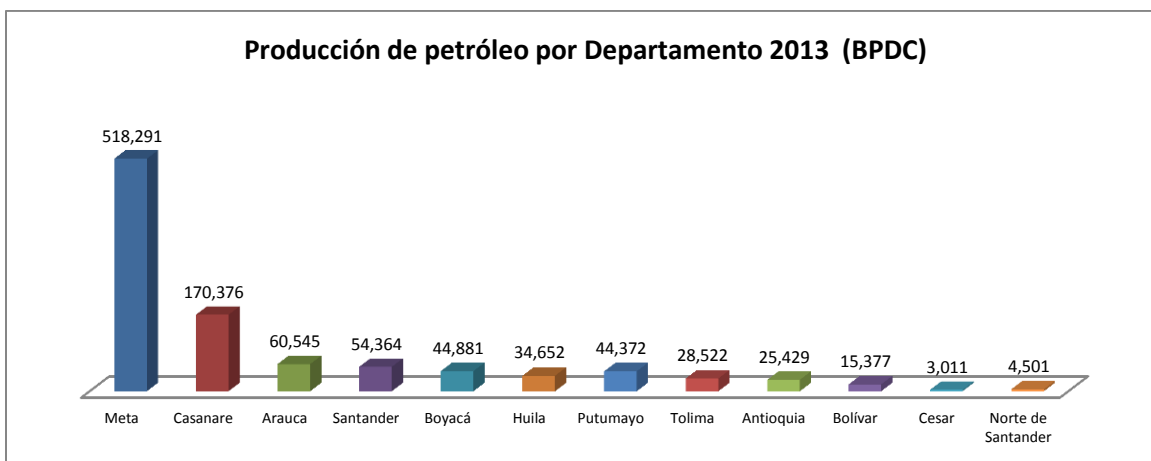
El petróleo es un energético clave dentro de la matriz energética colombiana. Según los datos del Ministerio de Minas el aporte al PIB del sector Minero Petrolero fue del 7.8% para 2012, con una participación cercana al 5% del petróleo. Las proyecciones siguen siendo optimistas, teniendo en cuenta que la inversión extranjera sigue aumentando y con ella las exploraciones, no obstante algunos expertos afirman que las reservas existentes pueden durar entre 7 y 10 años en ausencia de nuevos pozos exitosos.

1.1.1.1 Infraestructura del Petróleo

La producción de petróleo en Colombia actualmente está fundamentada en campos ubicados principalmente en 8 departamentos² de Colombia. La Figura 1 permite ver la distribución de la producción por departamento³. El principal aporte productivo lo hace el departamento del Meta con cerca de 519,000 barriles por día, de los cuales el campo Rubiales aporta en promedio 210,000 barriles al día. El total de producción diaria proviene de alrededor de 360 campos ubicados en los departamentos contemplados en la figura y en otros como Cauca, Cundinamarca, Nariño, Vichada, Sucre, Magdalena y Caquetá, todos ellos con producciones menores.

² Colombia está dividida administrativamente en departamentos.

³ Los cálculos son realizados por la ACP (Asociación Colombiana de Petróleo) con base en promedio diario reportado en los meses de enero a marzo de 2013.

Figura 1. Producción de petróleo por departamento 2013 (BPDC)

Fuente: Construcción Propia con base en estadísticas de la ACP

1.1.1.1.1 Infraestructura para transporte de Crudo

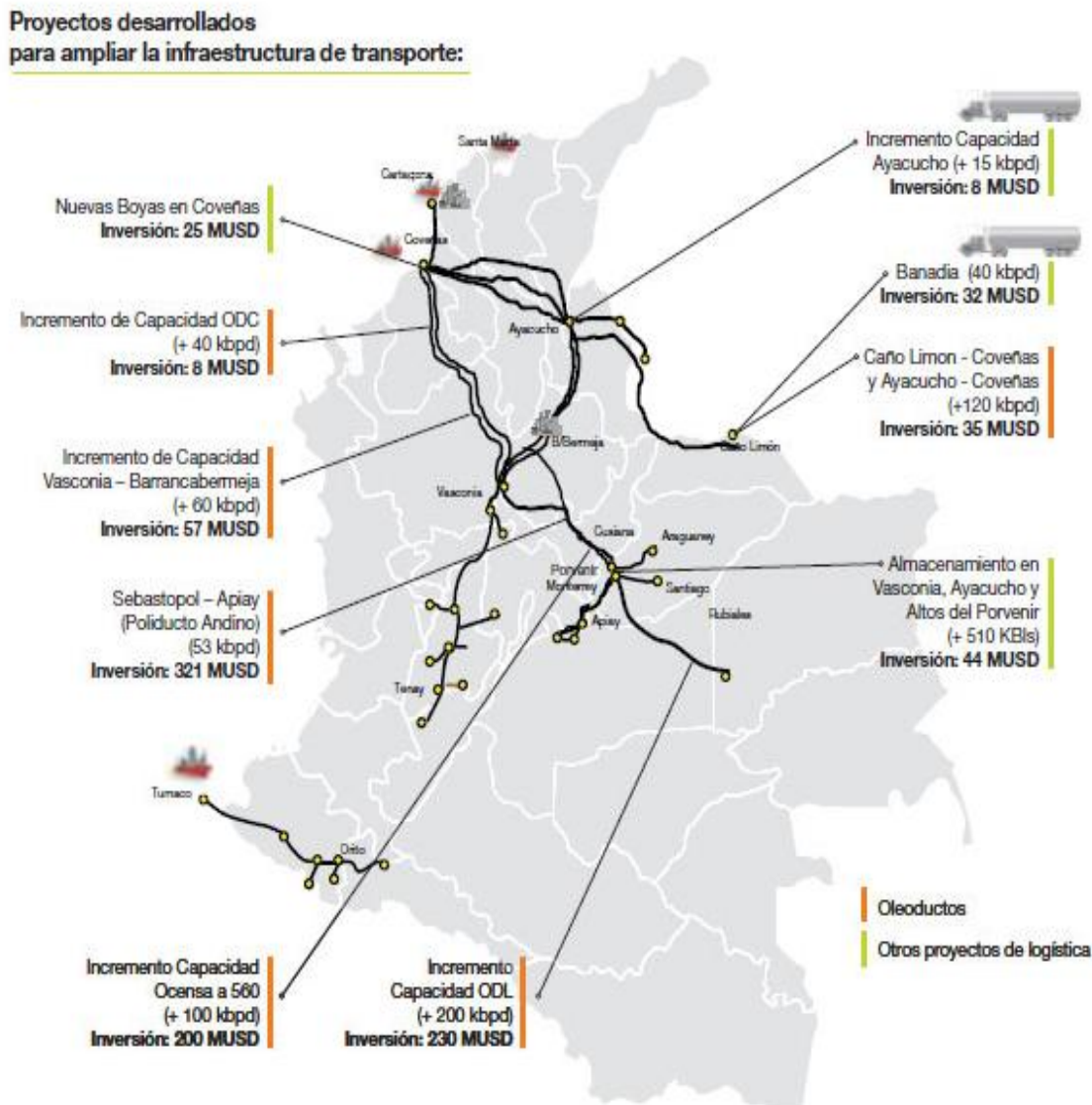
En Colombia existen 5 oleoductos principales que se encuentran bien definidos por parte de Ecopetrol. (Ver figura 2). Los Oleoductos reciben el crudo que se extrae de los pozos y los transportan a las refinerías.

Figura 2. Oleoductos de Colombia

Fuente: ECOPETROL

Las figuras 3 y 4 incluyen todos los planes de expansión de los oleoductos en Colombia, nótese que hay una gran actividad en la expansión y construcción de oleoductos. Cabe especial mención el oleoducto bicentenario con una capacidad de 450 KBD. Como parte de este esfuerzo se creó una empresa dedicada exclusivamente al transporte de crudos y de productos refinados, esta empresa se llama CENIT, a partir de activos de ECOPETROL.

Figura 3. Ampliaciones de los oleoductos de Colombia



Fuente Ministerio de Minas y Energía.

Figura 4. Ampliaciones de los oleoductos de Colombia

Fuente Ministerio de Minas y Energía

Oleoductos principales:

- Caño Limón - Coveñas: 770 kilómetros
- Oleoducto de Colombia (ODC): 481 kilómetros
- Oleoducto Ocenasa: 830 kilómetros
- Oleoducto de los Llanos: 262 kilómetros
- Oleoducto Alto Magdalena: 400 kilómetros
- Oleoducto Transandino
- Oleoducto Bicentenario

Existen además oleoductos adicionales que sirven de conexión entre los principales y los puntos de abastecimiento: Oleoducto Apia - El Porvenir (265 km), oleoducto Aruaney - El Porvenir, oleoducto Vasconia - Barranca, oleoducto Vasconia - V26 - Barranca, oleoducto Ayacucho - Barrancabermeja, oleoducto Coveñas - Cartagena (122 km), oleoducto Santiago - El Porvenir (79.9 km).

Adicionalmente se plantea un acuerdo con Ecuador, en Lago Agrio, para mover unos 60 KBD por el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), recientemente construido en el vecino país. Entre Coveñas y Cartagena se construirá un nuevo oleoducto llamado oleoducto del Caribe (Oleocar), 135 Km y 300 KBD de capacidad.

Finalmente a nivel de planes futuros, existe la idea de construir un oleoducto (oleoducto al Pacífico, OAP) que conecte los Llanos orientales con un punto a unos 60 Km al sur del puerto de Buenaventura en el océano Pacífico.

En cuanto a poliductos destinados al transporte de los derivados de petróleo, la red cuenta con un total de 2,150 kilómetros. La figura 5 permite ver la cobertura de la de poliductos existente en el país que mide alrededor de 4,000 kilómetros.

Figura 5. Poliductos de Colombia



Fuente: ECOPETROL

1.1.1.2 Evolución del Petróleo

De acuerdo a lo expresado en la metodología, se realizará el análisis para cada energético teniendo en cuenta las variables principales asociadas a los mismos, desde el año 2000 al 2010. En el caso de energía eléctrica, se analizarán los siguientes aspectos:

- Producción
- Oferta
- Demanda
- Consumo final y su desagregación

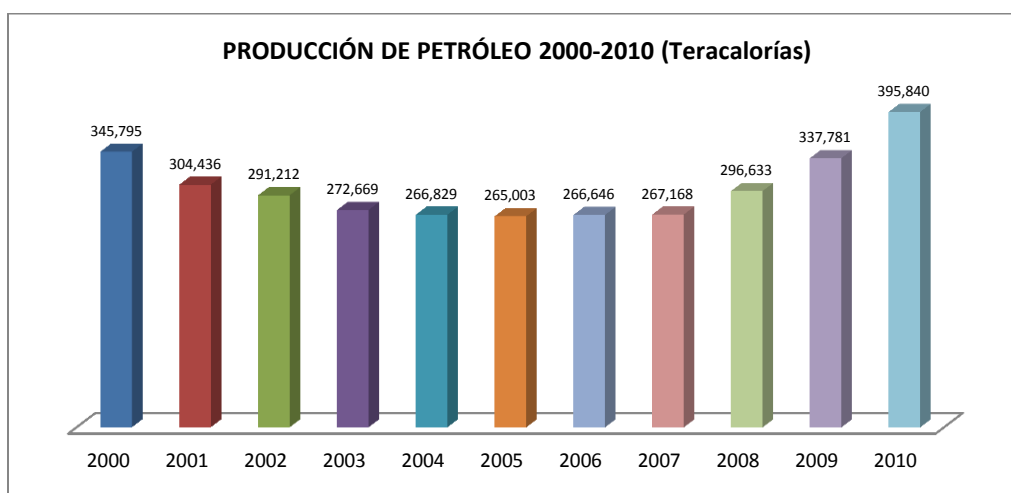
Para el caso de los energéticos que participan en las exportaciones se incluirá una categoría adicional asociada a ese rubro.

El análisis se realizará en Teracalorías para todas las categorías con el fin de establecer comparaciones entre los distintos energéticos. La matriz DOFA se realizará para energéticos principales, como energía eléctrica, petróleo, gas natural, GLP, entre otros.

1.1.1.2.1 *Producción y Reservas de Petróleo. Evolución*

La producción de petróleo en Colombia presenta cifras positivas de crecimiento desde 2006, después de 6 años de descenso desde 2000 a 2006. La figura 6 muestra el comportamiento de la producción de Petróleo expresado en Teracalorías (Tcal) desde el año 2000 hasta el 2010⁴. En términos de tasa de crecimiento, el periodo positivo desde 2006-2010 fue del 3.6% (tendencia que se ha mantenido en 2011 y 2012), mientras que el periodo 2000-2005 fue del -2.4%. Analizando el periodo 2000-2010, el crecimiento resulta positivo del 1.2%, este cambio en la dinámica de producción entre el primer lustro de principios de siglo y el lustro posterior 2005-2010 y aún hoy, es consecuencia de un marco legal promovido desde finales de 2004 por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el cual es más benéfico para las actividades de exploración y producción.

Figura 6. Producción de Petróleo 2000-2010



Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

La tabla 3 permite ver la dinámica del petróleo en cuanto a producción y reservas en el periodo 2010-2012. La producción presenta un periodo descendente hasta 2005 año en el que se producían 525,000 barriles al día, para luego entrar en un periodo ascendente hasta 2012 y llegar a 944,000 barriles por día. Las reservas de crudo presentan un comportamiento similar de descenso constante hasta 2007, año en el que reportan ascenso sostenido hasta 2011, superando el nivel que habían tenido en el año 2000.

En 2013 la producción alcanzó la meta del millón de barriles de producción. En enero de 2013, el Ministerio de Minas y Energía informó que la producción promedio de petróleo alcanzó 1,012 KBD, pasando el límite del millón de barriles por día.

⁴ Para el momento de la realización de este informe, no se ha podido acceder a la información correspondiente a los balances energéticos de 2011, por lo tanto, se ha realizado el análisis desde el año 2000 a 2010.

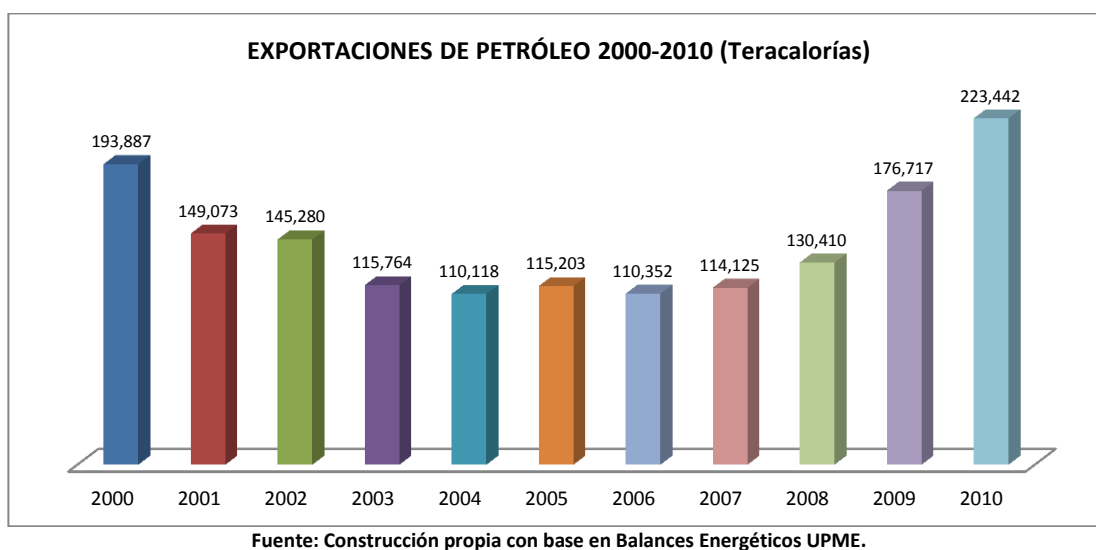
Tabla 3. Producción y reservas de Crudo 2000-2012 (Barriles)

Año	Producción Barriles / día	Reservas de Crudo Millones de barriles
2000	687,000	1,972
2001	604,000	1,842
2002	578,000	1,632
2003	541,000	1,542
2004	528,000	1,478
2005	525,000	1,453
2006	529,000	1,510
2007	531,446	1,358
2008	588,186	1,668
2009	670,594	1,988
2010	785,000	2,058
2011	915,270	2,259
2012	944,091	

Fuente: Ecopetrol y ANH.

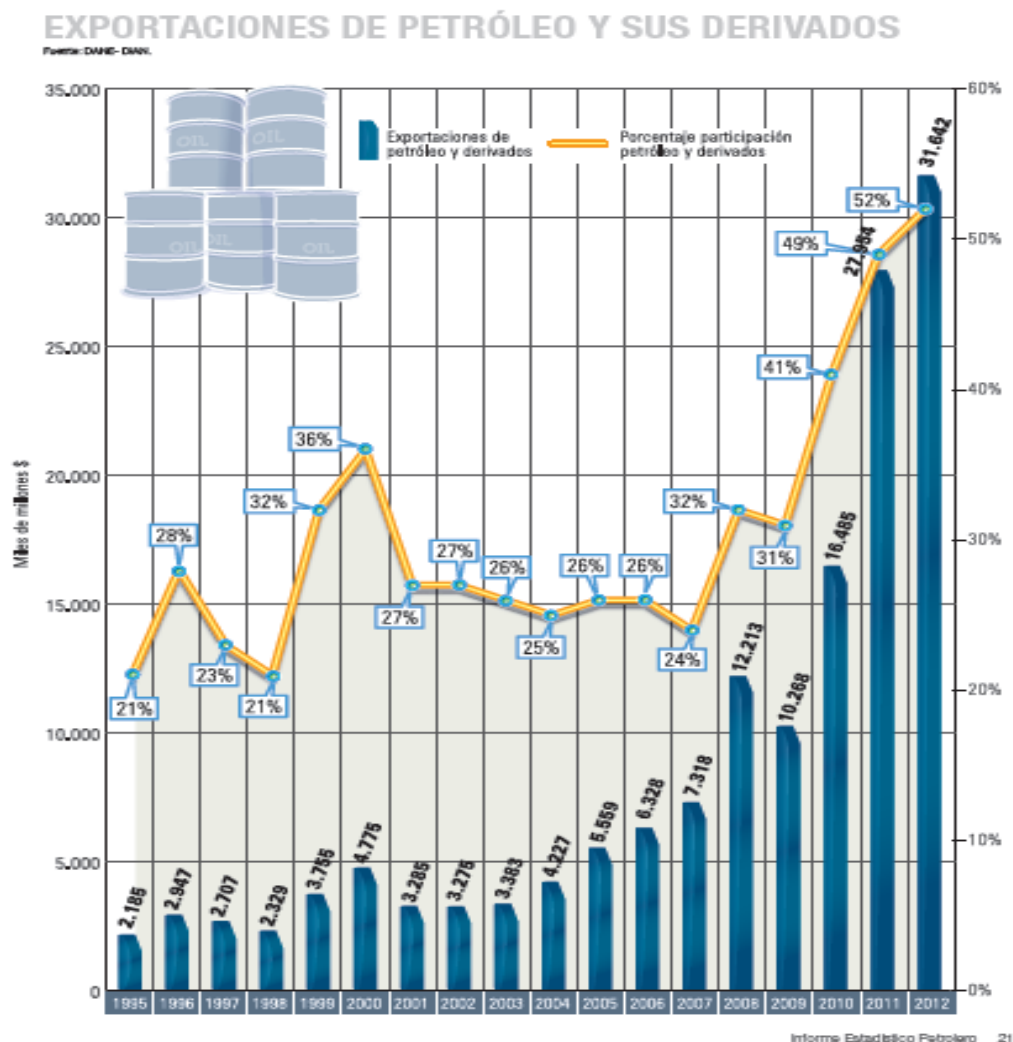
1.1.1.2.2 Evolución de las exportaciones de Petróleo y derivados

Con el panorama anterior en la producción, la tendencia en las exportaciones presentó un comportamiento semejante. En el año 2000 se exportaban 193,887 Teracalorías, descendiendo hasta cerca de 110,000 en 2004 y 2006, año en el que se vuelve a tomar la senda de crecimiento positiva que se mantiene hasta 2010, llegando a valores similares al del año 2000. La tasa de crecimiento para todo el periodo presenta un balance positivo del 1.29%.

Figura 7. Exportaciones de Petróleo 2000-2010

La situación para 2011, 2012 y 2013 sigue la misma tendencia creciente, actualmente el petróleo en Colombia corresponde al 53% de las exportaciones colombianas⁵ (enero de 2013), con un total de 4691 millones de dólares en ese mes. En millones de dólares, la figura 8 muestra las exportaciones en millones de dólares de exportaciones de petróleo y derivados. Nótese el gran crecimiento de los ingresos por estas exportaciones.

Figura 8. Exportaciones de Petróleo y sus derivados

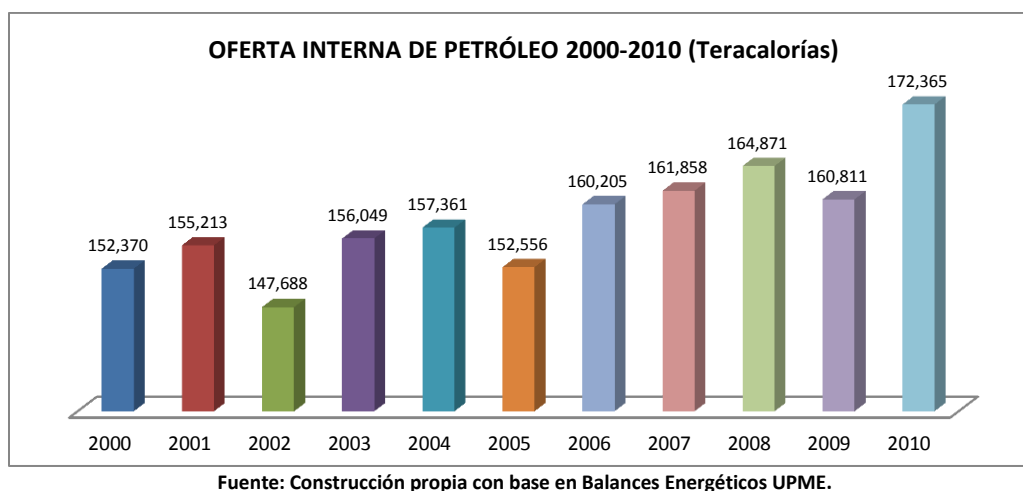


Fuente Asociación Colombiana del Petróleo ACP, con datos de UPME y MME.

1.1.1.2.3 Evolución de la Oferta Interna de Petróleo

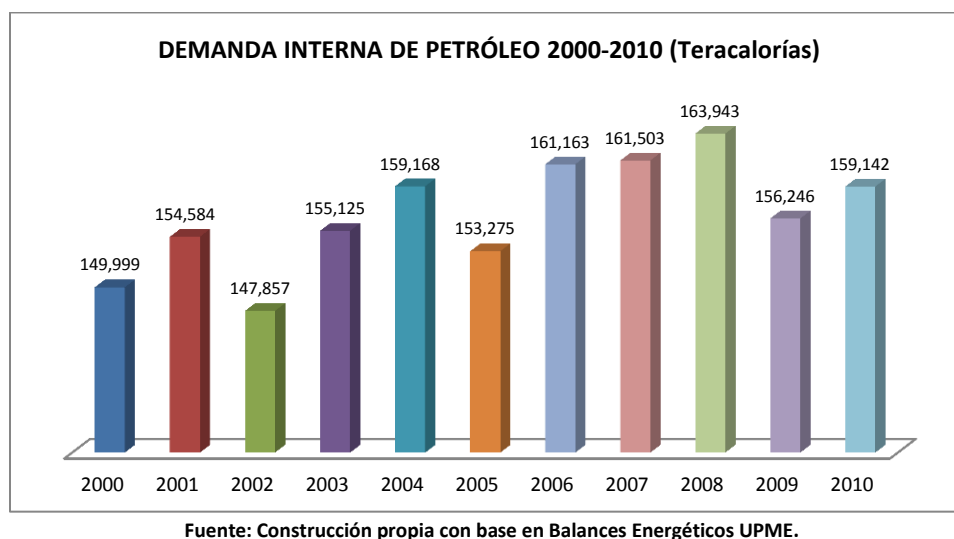
La figura 9 muestra el comportamiento de la oferta interna de petróleo en Colombia para el periodo 2000-2010. La tendencia para todo el periodo analizado es creciente, con una tasa de crecimiento del 1.12%, pasando de 152,370 Teracalorías en el 2000 a 172,365 Teracalorías en 2010. Sin embargo, en el periodo analizado se presentaron comportamientos cíclicos con descensos de oferta en 2002 y 2005. Estos ciclos están directamente correlacionados con el comportamiento del PIB.

⁵ Fuente Departamento Nacional de Estadística, DANE.

Figura 9. Oferta interna de Petróleo 2000-2010

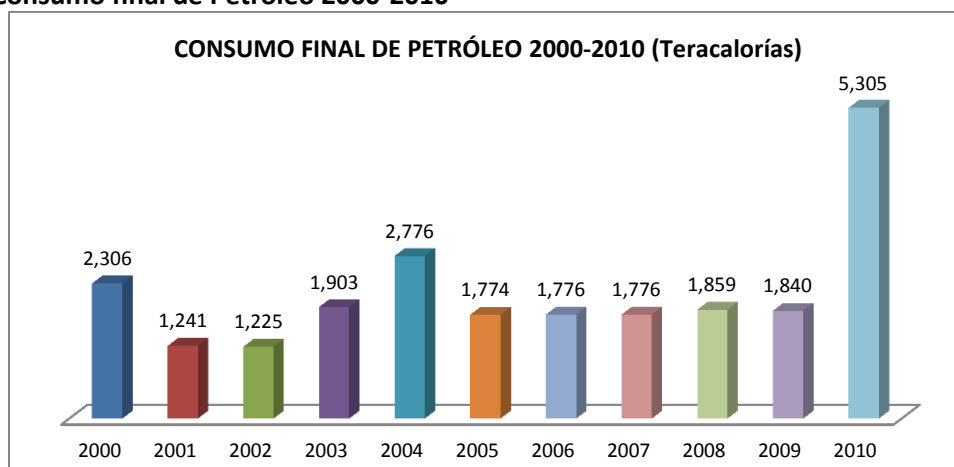
1.1.1.2.4 Evolución de la Demanda Interna de Petróleo

La demanda interna de Petróleo se ha comportado al mismo ritmo de la oferta interna. En el balance año a año, se puede afirmar que se han anulado, la cantidad que se ha demandado es la misma que se ha ofertado. No obstante, la tasa de crecimiento para todo el periodo fue del 0.53%.

Figura 10. Demanda interna de Petróleo 2000-2010

1.1.1.2.5 Evolución del Consumo Final de Petróleo

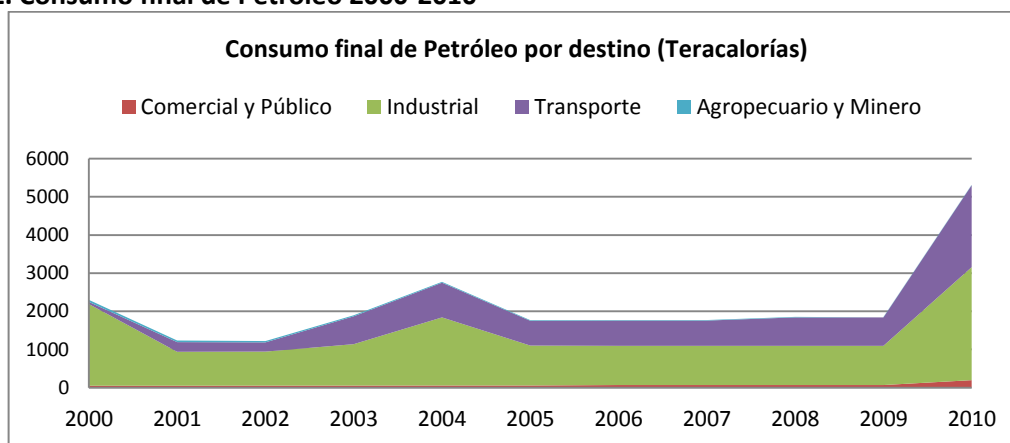
El consumo final agregado de Petróleo en Colombia es la categoría que presenta una tasa de crecimiento mayor para todo el periodo 2000-2010 (7.7%), fundamentalmente explicada por el aumento del consumo por parte de los sectores industrial y transporte que se triplicaron en 2010 con relación a 2009, llevando el consumo final de 1,840 a 5,305 Teracalorías. El periodo 2000-2008, presentó un comportamiento estable alrededor de 2,000 Teracalorías.

Figura 11. Consumo final de Petróleo 2000-2010

Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

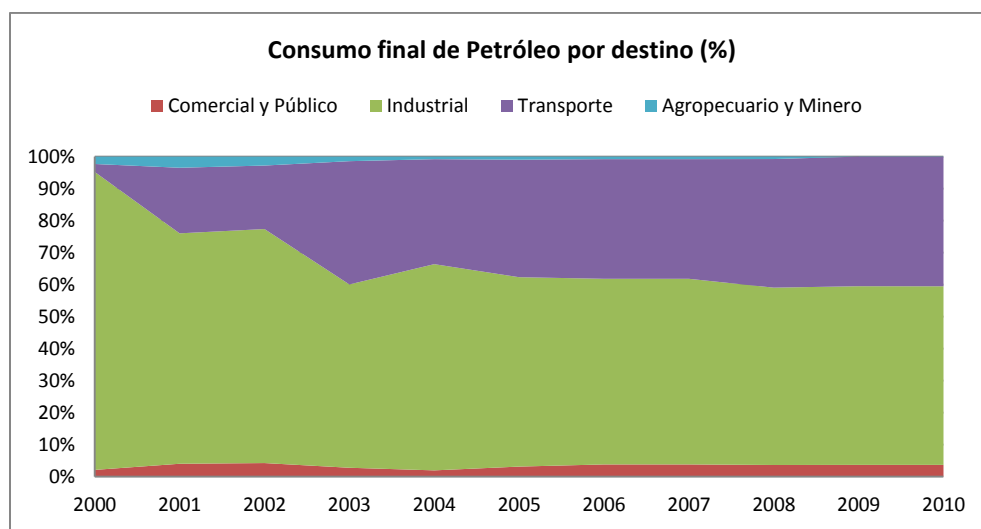
1.1.1.2.6 Desagregación del consumo final de Petróleo

El consumo final de Petróleo más significativo en Colombia es el realizado por el sector Industrial, consumiendo alrededor de 1,000 Teracalorías por año en el periodo 2000-2010. El sector transporte realiza un consumo de petróleo discreto que no pasa de 700 Teracalorías al año. El sector comercial-público y el agropecuario-minero realizan consumos de petróleo poco significativos. No obstante, en todos los sectores se empieza a percibir una tendencia al aumento de consumo de petróleo a partir de 2009, especialmente en el sector industrial y transporte (Figura 12).

Figura 12. Consumo final de Petróleo 2000-2010

Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

La figura 13 muestra participación porcentual del consumo de cada uno de los sectores al consumo total en el periodo 2000-2010. El sector industrial ha consumido alrededor del 60% del consumo total en cada año, el sector transporte ha venido aumentando su participación en el consumo y se acerca al 35%. Los sectores comercial-público y agropecuario-minero han consumido entre el 1 y el 2%.

Figura 13. Consumo final de Petróleo 2000-2010 (Participación porcentual por destino)

Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

1.1.1.3 Análisis DOFA sector Petróleo

Siguiendo la metodología del análisis DOFA, se plantea el correspondiente al sector petróleo.

Tabla 4. Análisis DOFA para sector Petróleo

FACTORES INTERNOS	DESVENTAJAS	OPORTUNIDADES	FACTORES EXTERNOS
	- No existe diversificación del sistema. - Los costos de todo el paquete de infraestructura y tecnología son altos. - Altas inversiones en actividades secundarias, seguridad, publicidad, entre otras.	- Posibles impactos positivos en tecnología, innovación y desarrollo, ya sea de forma directa o a través de regalías - Mercado integrado. - Crecimiento del mercado de derivados.	
	FORTALEZAS	AMENAZAS	
	- Generador de Divisas fuerte para Colombia. - Foco de Inversión Extranjera Directa para exploración y perforación. - Rentabilidad alta si el negocio marcha bien.	- Vulnerabilidad ante la ausencia de hallazgos exitosos. - Posibles circunstancias geopolíticas adversas. - Entrada de sustitutos. - Cambio climático.	

Fuente: Construcción propia

1.1.2 Energía Hidroeléctrica

En Colombia la energía proveniente de centrales hidroeléctricas es la principal fuente de generación de electricidad. La siguiente tabla muestra la distribución del sistema hidrológico colombiano.

Los grandes bloques están constituidos por EPM, ISAGEN y EMGESA, todos ellos poseen capacidad instalada mayor 2300 MW.

Tabla 5. Descripción del Sistema Hidrológico de Generación colombiano 2012

OPERADOR	CENTRAL	EMBALSE	RÍO
EPSA	ALBÁN	ALTOANCHICAYA	ALTOANCHICAYA
			DIGUA
	CALIMA	CALIMA 1	CALIMA
	SALVAJINA	SALVAJINA	CAUCA SALVAJINA
	PRADO	PRADO	PRADO
EMGESA	BETANIA	BETANIA	MAGDALENA BETANIA
	GUAVIO	GUAVIO	GUAVIO
	PAGUA	(Sisga, Neusa, Tominé)	BOGOTÁ
			BLANCO
		MUNA	MUNA
		CHUZA	CHUZA
CHIVOR	CHIVOR	ESMERALDA	BATA
EPM	GUATAPE	PEÑOL	NARE
	GUATRON	TRONERAS	CONCEPCIÓN
			DESVISIONES EPM
			GUADALUPE
		MIRAFLORES	TENCHE
	LA TASAJERA	RIOGRANDE 2	RIOGRANDE
	PLAYAS	PLAYAS	GUATAPE
	PORCE II	PORCE II	PORCE II
	PORCE III	PORCE III	PORCE III
ISAGEN	JAGUAS	SAN LORENZO	SAN LORENZO
	MIEL II	MIEL I	MIEL I, GUARINO
	SAN CARLOS	PUCHINA	SAN CARLOS
URRÁ	URRÁ	URRÁ I	SINÚ URRÁ

Fuente: XM Expertos en Mercados

La contribución de las hidroeléctricas está asociada a las condiciones climáticas del país, teniendo en cuenta que la cantidad de lluvia condiciona el nivel de los embalses. No obstante, en los últimos años la generación hidráulica ha aportado al menos el 60% de la generación eléctrica en Colombia. La tabla 6 muestra la capacidad instalada para generación hidráulica, reportando 9,740 MW (capacidad instalada) en 2012. Las empresas que más aportan a esta producción son EPM, EMGESA, ISAGEN y AES CHIVOR.

Tabla 6. Capacidad instalada para generación hidráulica 2012

GENERACIÓN HIDRAULICA	
EMPRESA	CAPACIDAD
EPM E.S.P	2,877
EMGESA S.A E.S.P	2,448
ISAGEN	1,903
AES CHIVOR & CIA. SCA E.S.P	1,000
EPSA	915
EMPRESA URRÁ S.A E.S.P	340
CHEC S.A E.S.P	190
VATIA S.A E.S.P	46
CENTURY ENERGY CORPORATION	21
TOTAL	9,740

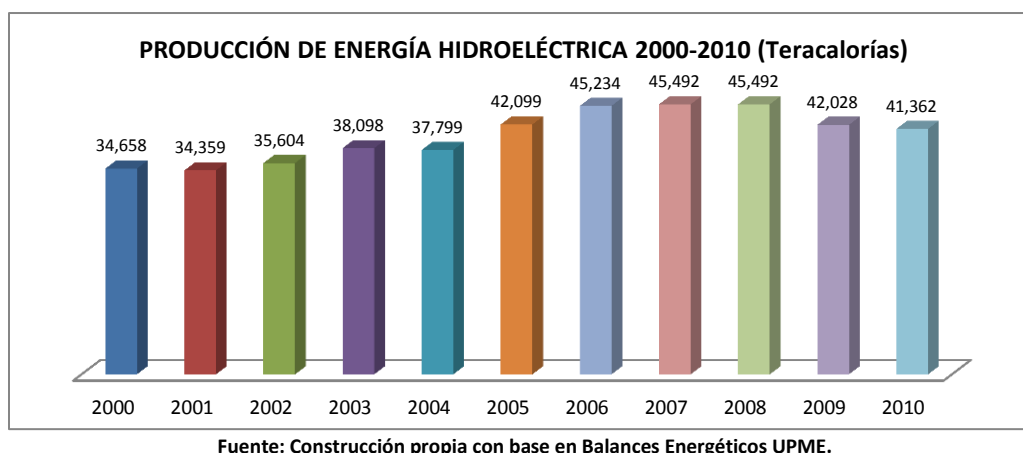
Fuente: Construcción propia con base en datos de ACOLGEN

Adicionalmente XM tiene registradas en el sistema eléctrico colombiano a 96 pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), unidades todas de menos de 20 MW. Entre todas suman una capacidad total de 694 MW.

1.1.2.1 Evolución de la Energía Hidroeléctrica

La figura 14 muestra la producción de energía en el periodo 2000-2010. La tendencia muestra que el comportamiento la producción sube en aquellos años en que los aportes hídricos y el nivel de los embalses han sido altos.

Figura 14. Producción de Energía Hidroeléctrica 2000-2010



Para el caso de Energía hidroeléctrica, el comportamiento de la demanda y la oferta interna son iguales al de la producción, es decir lo que se produce es igual a lo que es demandado, más las exportaciones menos las importaciones.

1.1.2.2 DOFA sector Hidroeléctrico

Siguiendo la metodología del análisis DOFA, se plantea el correspondiente al sector hidroeléctrico.

Tabla 7. Análisis DOFA para sector hidroeléctrico

FACTORES INTERNOS	DESVENTAJAS	OPORTUNIDADES	FACTORES EXTERNOS
	- Dependencia de los embalses. - Venta de la participación accionaria del Estado, puede generar inestabilidad.	- Nueva demanda si se concretan proyectos comerciales internacionales. - Proyectos de expansión.	
	FORTALEZAS	AMENAZAS	
	- En Colombia el recurso hídrico es robusto. - Sector maduro y bien estructurado a través del administrador del sistema. Marco regulatorio estable.	- Cambio climático. - Posible caída de la demanda del sector industrial. - Aumento de competencia puede generar sobre oferta de energía. - Nuevas tecnologías siguen bajando sus costos.	

Fuente: Construcción propia

1.1.3 Gas Natural

El Gas Natural (GN) en Colombia es un energético que se ha venido consolidando en la matriz energética nacional desde 1990. En primera instancia, debido a las reservas se convirtió en piedra angular de una estrategia para desplazar a otros energéticos de la canasta energética de los colombianos. Posteriormente hizo parte de un ambicioso programa para masificar el Gas Natural en todo el país, especialmente en aquellas zonas en que la infraestructura de transporte lo ha permitido. Para 2012, según los datos de CONCENTRA⁶ el Gas Natural cubre a más de 441 municipios en 23 departamentos, con más de 6.3 millones de usuarios.

1.1.3.1 Infraestructura de gas Natural

El Sector Gas Natural en Colombia presenta subdivisión de actividades (Producción, Transporte, Distribución y Comercialización). En Colombia se obtiene actualmente Gas Natural proveniente de campos en La Guajira y en los Llanos Orientales, aportando cerca del 80% de Gas Natural producido en el país. Actualmente la producción de Gas Natural la realizan 10 empresas:

- Canacol Energy Colombia S.A.
- Chevron Petroleum Company
- Ecopetrol S.A.
- Equion Energia limited
- Hocol S.A.
- Interoil Colombia exploration and production
- Pacific Stratus Energy Colombia corp.
- Petrobras Colombia Limited
- Solana Petroleum Exploration Colombia Ltda
- Tepma

Por otra parte, en el transporte de gas Natural participan (Sistema Nacional de Transporte -SNT-):

- Transportadora de Gas Internacional - TGI
- Promigas
- Promotora de Gases del Sur - Progasur
- Transportadora de Metano - Transmetano
- Transportadora Colombiana de Gas - Transcogas
- Sociedad Transportadora de Gas del Oriente - Transoriente
- Transportadora Gasoducto del Tolima - Transgastol
- Transoccidente

La figura 15 muestra los gasoductos existentes en Colombia. Para finales de 2011 alcanzaba los 7,700 kilómetros de tubería para transporte de Gas Natural, siendo TGI la empresa transportadora con más participación en el mapa, con 4,503 kilómetros para finales de 2011.

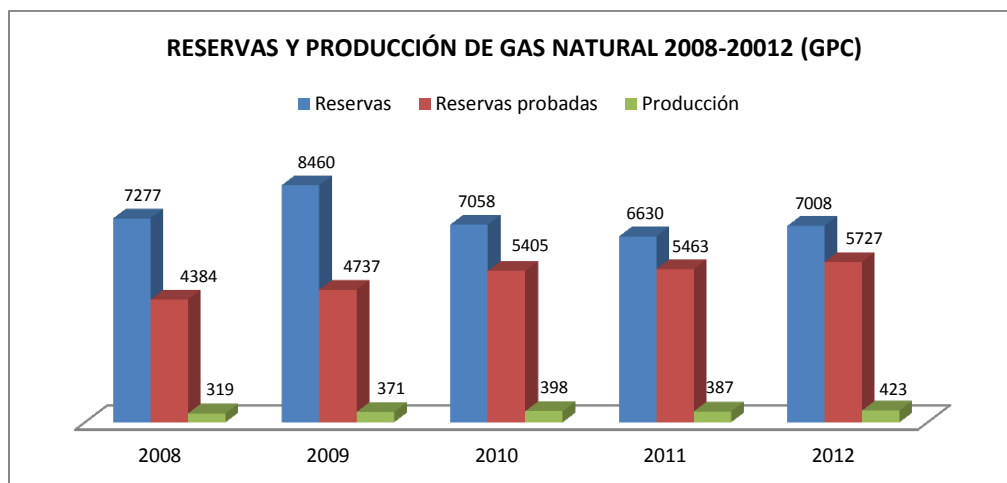
⁶ Concentra es una iniciativa de las empresas del sector de Gas Natural que desarrolla las funciones de crear y administrar, un Sistema de Información que responda a las necesidades del sector de Gas Natural.

Figura 15. Gasoductos de Colombia

Fuente: ECOPEL

1.1.3.2 Evolución del Gas Natural

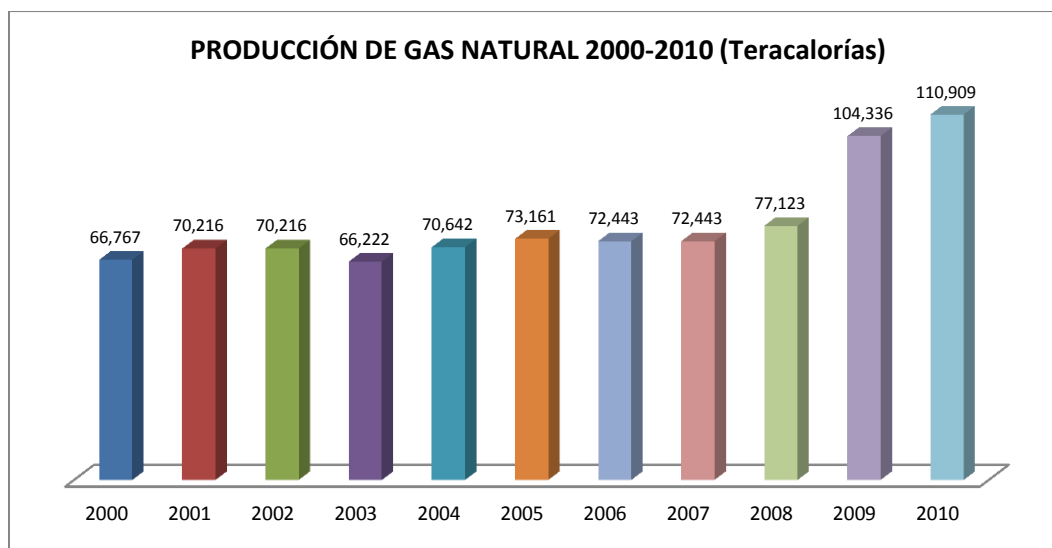
La participación del gas Natural en la matriz energética de Colombia se hace cada año más importante. De hecho, en el año 2007 se empezó a exportar a Venezuela con una cantidad exportada creciente hasta 2012. La figura 16 muestra la evolución de las reservas, reservas probadas y producción para el periodo 2008-2012. Si bien las reservas totales han tenido comportamiento decreciente desde 2009, las reservas probadas han tenido una tendencia creciente desde 2008. Por otra parte, la producción se ha mantenido constante en un 8% con respecto a las reservas probadas.

Figura 16. Reservas y producción de Gas Natural 2008-2012 (Giga Pies Cúbicos)

Fuente: CONCENTRA

1.1.3.2.1 *Evolución de la producción de Gas Natural*

En términos de Teracalorías, la producción de Gas Natural pasó de 66,767 Teracalorías en 2000 a 11,909 en 2010, para una tasa de crecimiento para todo el periodo analizado de 4.67%. El cambio más importante se presentó en 2008-2009, cuando se pasa de 77,123 a 104,336 Teracalorías. El único periodo de crecimiento negativo se presentó entre 2002 y 2003.

Figura 17. Producción de Gas Natural 2000-2010

Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

Si se revisan las estadísticas de producción y reservas de Gas Natural, se obtiene la tabla 8. Se puede ver que la tendencia en la producción es creciente en el periodo 2000 a 2012, mientras que el comportamiento de las reservas es decreciente desde 2009.

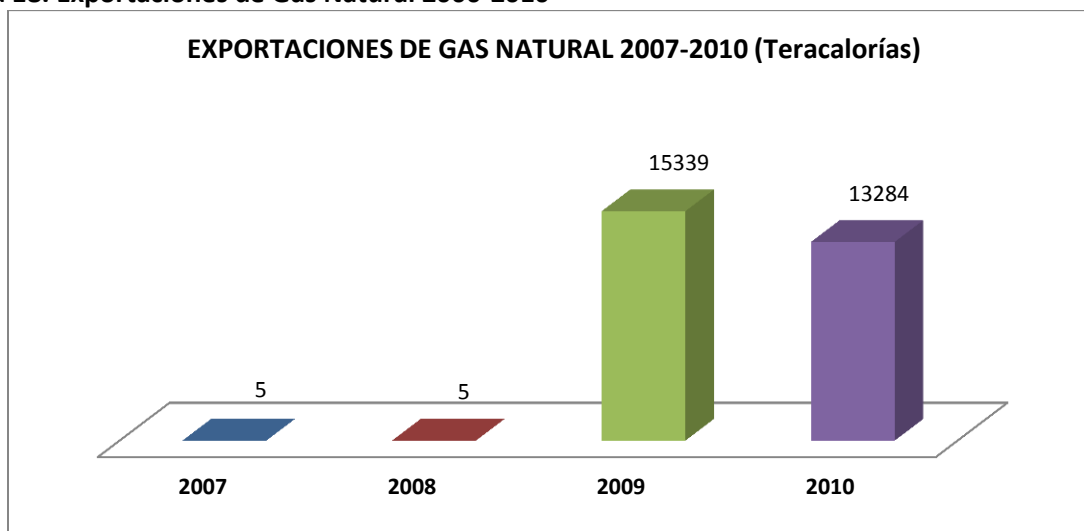
Tabla 8. Producción y Reservas de Gas Natural

Año	Producción Gas (Mpcd)	Reservas Gas (Gpc)
2012	1,155	
2011	1,060	6,630
2010	1,090	7,058
2009	1,016	8,460
2008	874	7,277
2007	730	7,084
2006	680	7,349
2005	648	7,527
2004	615	7,212
2003	578	6,688
2002	603	7,187
2001	597	7,489
2000	575	6,188

Fuente: ANH.

1.1.3.2.2 Evolución de las exportaciones de Gas Natural

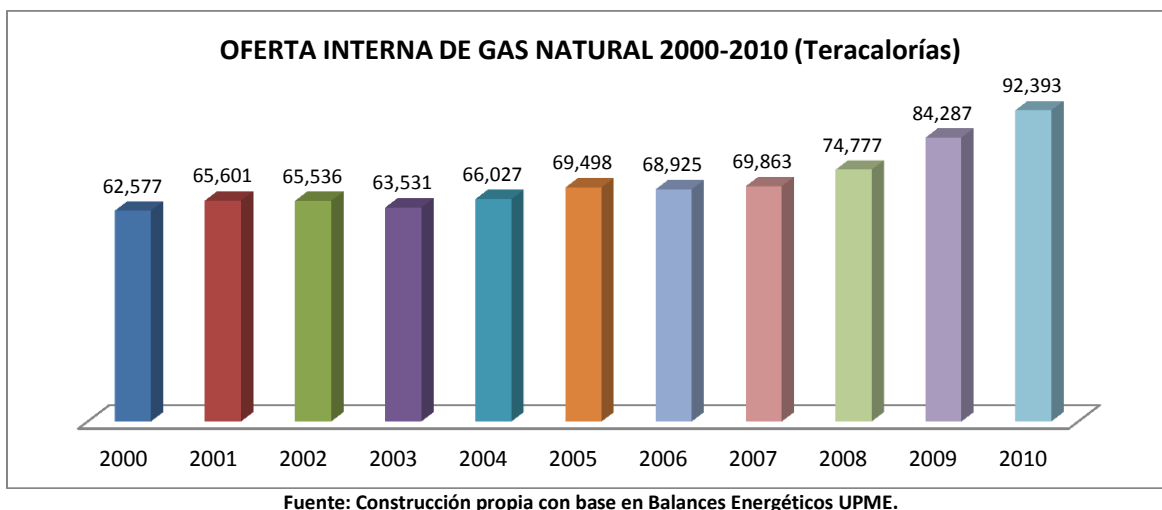
Como se mencionó anteriormente las exportaciones de gas Natural se empezaron a realizar desde 2007, específicamente con Venezuela. Inicialmente se exportaron 5 Teracalorías en 2007 y 2008, para luego exportar 15,339 y 13,284 Teracalorías en 2009 y 2010 respectivamente.

Figura 18. Exportaciones de Gas Natural 2000-2010

Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

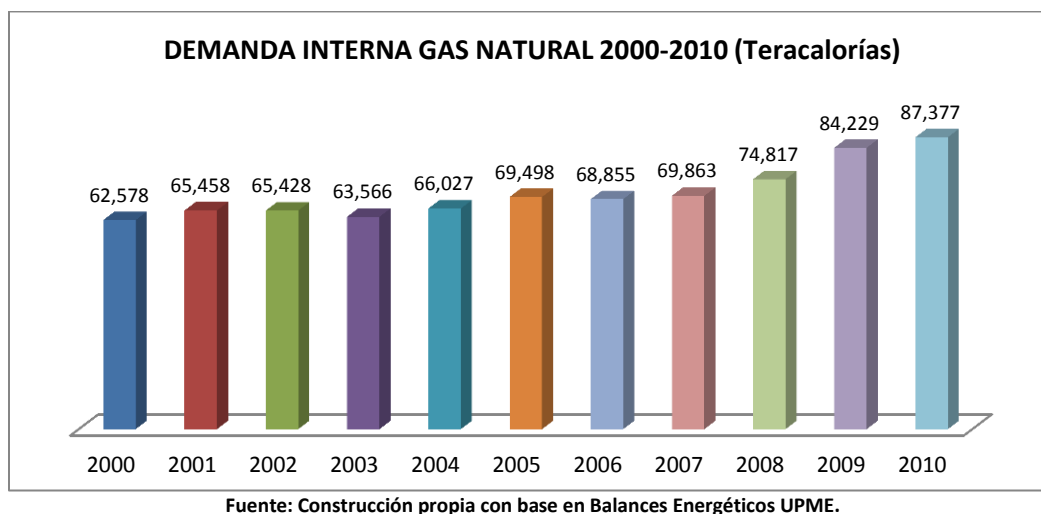
1.1.3.2.3 Evolución de la Oferta Interna de gas natural

La Oferta Interna de gas natural, presenta una tendencia creciente para todo el periodo analizado. La tasa de crecimiento para todo el periodo fue de 3.57%. La cantidad ofertada en Teracalorías pasó de 62,577 en el año 2000 a 92,393 en 2010, con periodos de leve descenso en 2002, 2003 y 2007.

Figura 19. Oferta Interna de Gas Natural 2000-2010

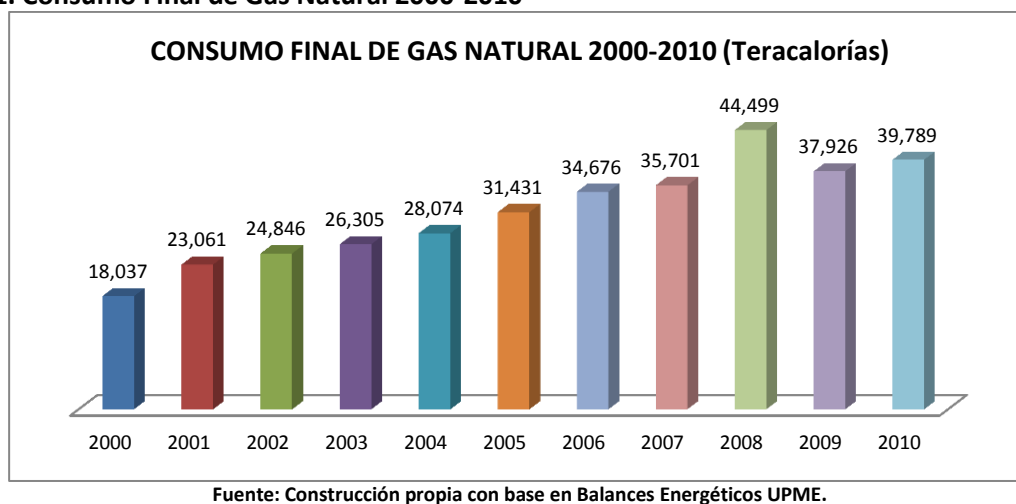
1.1.3.2.4 Evolución de la Demanda Interna de Gas Natural

La demanda interna de Gas Natural presenta un comportamiento muy parecido al observado en la Oferta. Tendencia creciente para todo el periodo con una tasa de crecimiento para todo el periodo de 3.05%.

Figura 20. Demanda Interna de Gas Natural 2000-2010

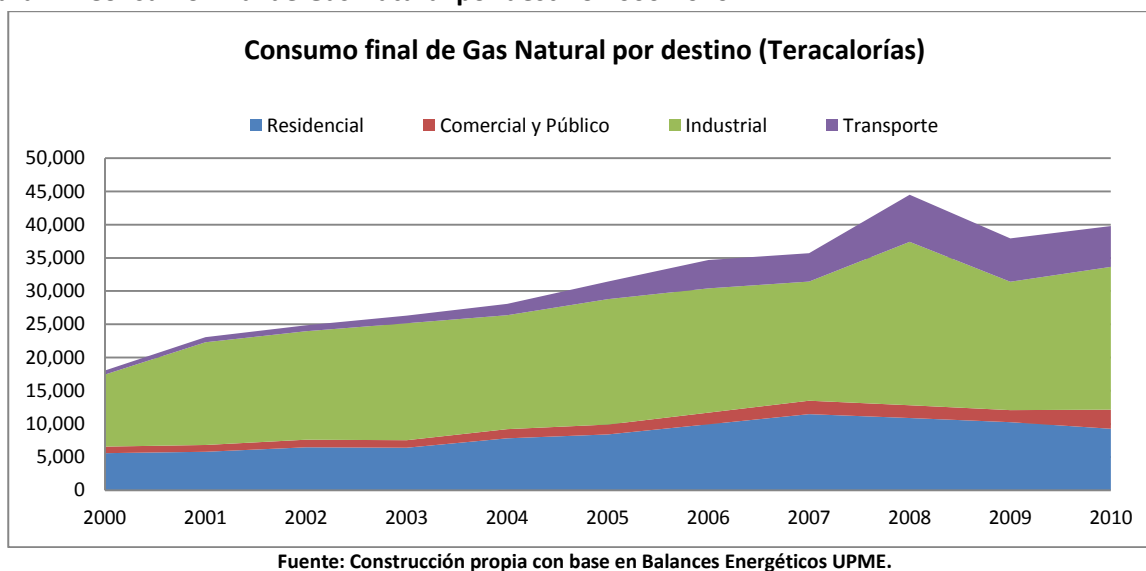
1.1.3.2.5 Evolución del Consumo Final de Gas Natural

La figura 21 muestra el consumo final de Gas Natural en el periodo 2000-2010. La tendencia muestra que el comportamiento la producción sube en la mayoría del periodo hasta 2008 y desciende en 2009 a 37,789 Teracalorías. A pesar de ese descenso en el consumo de 2009, la tasa de crecimiento acumulada para todo el periodo fue de 7.38%

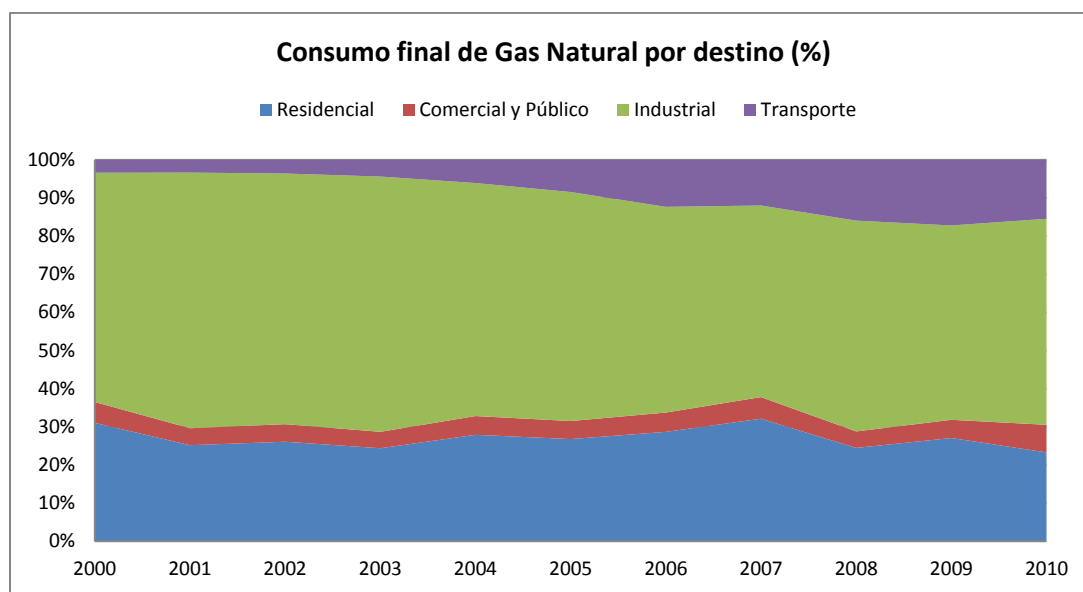
Figura 21. Consumo Final de Gas Natural 2000-2010

1.1.3.2.6 Desagregación del consumo final de Gas Natural

El consumo final más representativo para Gas Natural es el que realiza el sector industrial (entre 10,843 y 21,493 Teracalorías), seguido por el sector residencial (5,598 Teracalorías en 2000 a 11,471 Teracalorías en 2007, para descender a 9,270 Teracalorías en 2011). La tendencia para todo el periodo analizado es creciente a pesar de algunos periodos de decrecimiento.

Figura 22. Consumo final de Gas Natural por destino 2000-2010

La participación porcentual por destino del consumo final de Gas natural se puede ver en la figura 23. El sector industrial consumió durante el periodo 2000-2010 entre el 50 y el 64% de consumo final cada año. El sector residencial consumió entre el 23% y el 32%. El sector Comercial-Público participó consumiendo entre el 4 y el 7%, mientras que el sector transporte realizó un consumo porcentual ubicado entre el 3 y el 17%.

Figura 23. Consumo final de Gas Natural 2000-2010 (Participación porcentual por destino)

Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

1.1.3.3 DOFA sector Gas Natural

Siguiendo la metodología del análisis DOFA, se plantea el correspondiente al sector de Gas Natural.

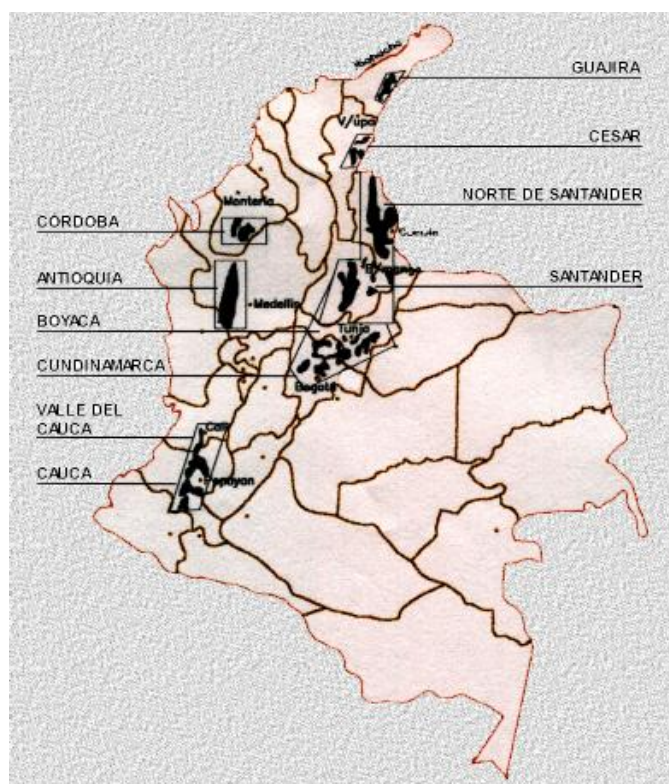
Tabla 9. Análisis DOFA para sector Gas Natural.

FACTORES INTERNOS	DESVENTAJAS	OPORTUNIDADES	FACTORES EXTERNOS
	- Los costos de todo el paquete de infraestructura y tecnología son altos. - Altas inversiones en actividades secundarias como: seguridad, publicidad, entre otras. - Ausencia de posibilidad de regasificación	- Posibles iniciativas con FNCE. - Reciente aumento de demanda para exportaciones. - Demanda de electricidad puede aumentar demanda de GN vía generación térmica.	
	FORTALEZAS	AMENAZAS	
	- Inversión Extranjera Directa. - Rentabilidad alta si el negocio marcha bien.	- Vulnerabilidad ante la ausencia de hallazgos exitosos. - Posibles circunstancias geopolíticas adversas. - Cambio climático.	

Fuente: Construcción propia

1.1.4 Carbón Mineral

El carbón es el principal producto de exportación de Colombia perteneciente al sector minero. La producción de Carbón Mineral ha presentado una tendencia creciente y las reservas se encuentran en un nivel que permiten pensar que va a seguir siendo un sector dinámico en los próximos años. El carbón se produce en varios departamentos de Colombia, siendo la Guajira con las minas Cerrejón Norte y Cerrejón Centro las que más aportan a la producción y a las reservas en la actualidad.

Figura 24. Zonas Carboníferas de Colombia

Fuente: UPME

1.1.4.1 Evolución del Carbón Mineral

El Carbón Mineral se ha convertido en un importante generador de divisas para el país. Según las Memorias al Congreso del Ministerio de Minas y Energía el Carbón constituyó el 65% del PIB Minero entre 2009 y 2011. La tabla 10 muestra las reservas de carbón por departamento en Colombia en millones de toneladas (MT). Los departamentos ubicados el norte del país como La Guajira y Cesar son los que más poseen reservas de carbón.

Tabla 10. Reservas carboníferas de Colombia 2010

ZONAS CARBONIFERAS	RECURSOS Y RESERVAS (MT)		TIPO DE CARBÓN
	MEDIDAS	INDICADAS	
Antioquia	90	225	Térmico
Boyacá	170.4	682.7	Térmico y Coquizable
Cauca	16.4	66.8	Térmico
Cesar	1,933	589	Térmico
Córdoba	381	257	Térmico
Cundinamarca	241.9	538.7	Térmico y Coquizable
Guajira	3,648	-	Térmico
N. Santander	68	101	Térmico y Coquizable
Santander	57.1	114	Térmico y Coquizable
Valle del Cauca	20.1	22.4	Térmico
TOTAL PAIS	6647.9	2596.6	

Fuente: UPME.

La tabla 11 presenta la producción en términos de millones de toneladas (MT). Según la UPME, a la tasa de explotación actual, las reservas pueden durar hasta 120 años.

Tabla 11. Producción de Carbón 2000-2011

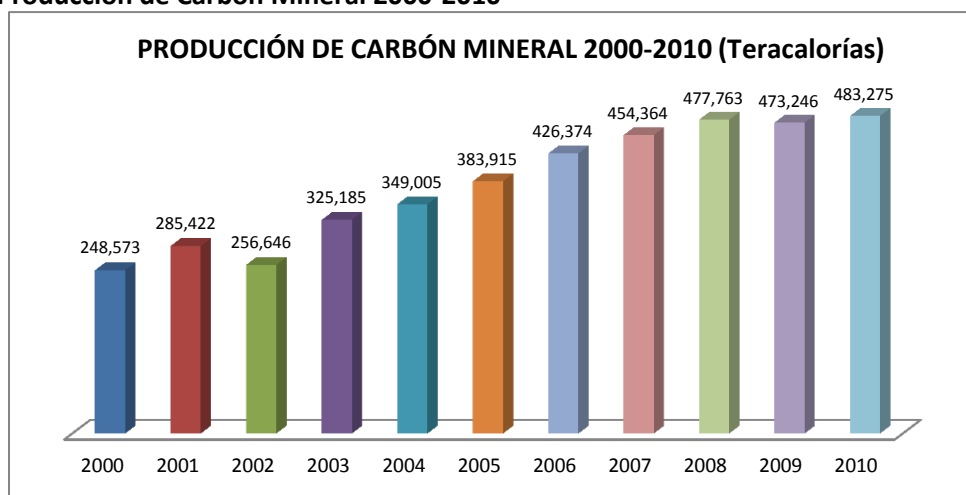
Año	Producción (Ton)	Producción (MT)
2000	38,242,000	38.2
2001	43,911,000	43.9
2002	39,484,000	39.5
2003	50,028,093	50.0
2004	53,888,000	53.9
2005	59,675,000	59.7
2006	66,191,863	66.2
2007	69,902,202	69.9
2008	73,502,000	73.5
2009	72,807,412	72.8
2010	74,350,133	74.4
2011	85,803,229	85.8

Fuente: UPME.

1.1.4.1.1 *Evolución de la producción de Carbón Mineral*

La producción de Carbón Mineral Colombia presenta cifras positivas de crecimiento en todo el periodo 2000-2010 con excepción de los años 2002 y 2009. La figura 25 muestra el comportamiento de la producción de Carbón Mineral expresado en Teracalorías (Tcal) desde el año 2000 hasta el 2010. Analizando el periodo completo, el crecimiento fue positivo del 6.17%, pasando de 248,573 a 483,275 Teracalorías en 2010.

Figura 25. Producción de Carbón Mineral 2000-2010



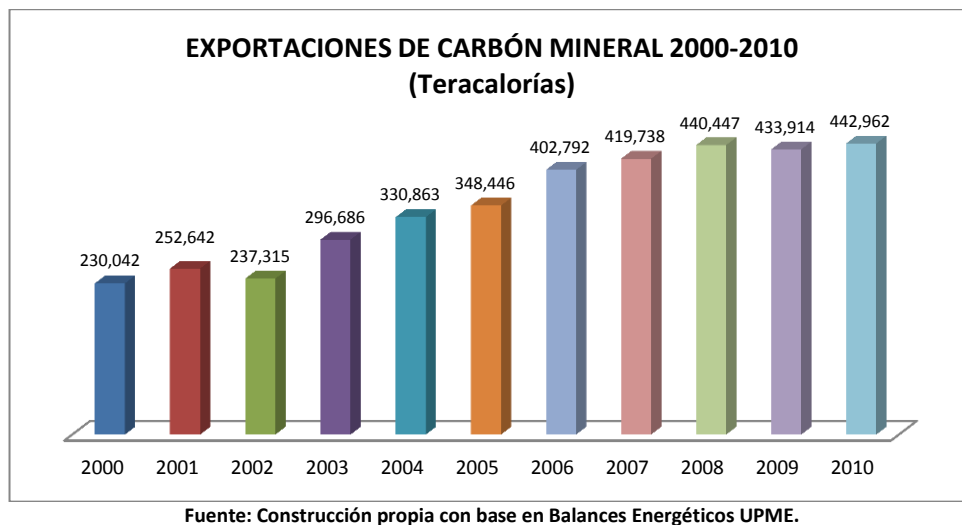
Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

1.1.4.1.2 *Evolución de las exportaciones de Carbón Mineral*

Las exportaciones de Carbón Mineral presentan una tendencia similar a la de su producción, crecimiento constante, con descensos leves en 2002 y 2009.

La tasa de crecimiento 2000-2010, fue del 6.07%, se exportaron 230,042 Teracalorías en 2000 y 442,962 Teracalorías en 2010. Las cifras permiten ver que, año a año se exporta más del 90% del carbón mineral que se produce.

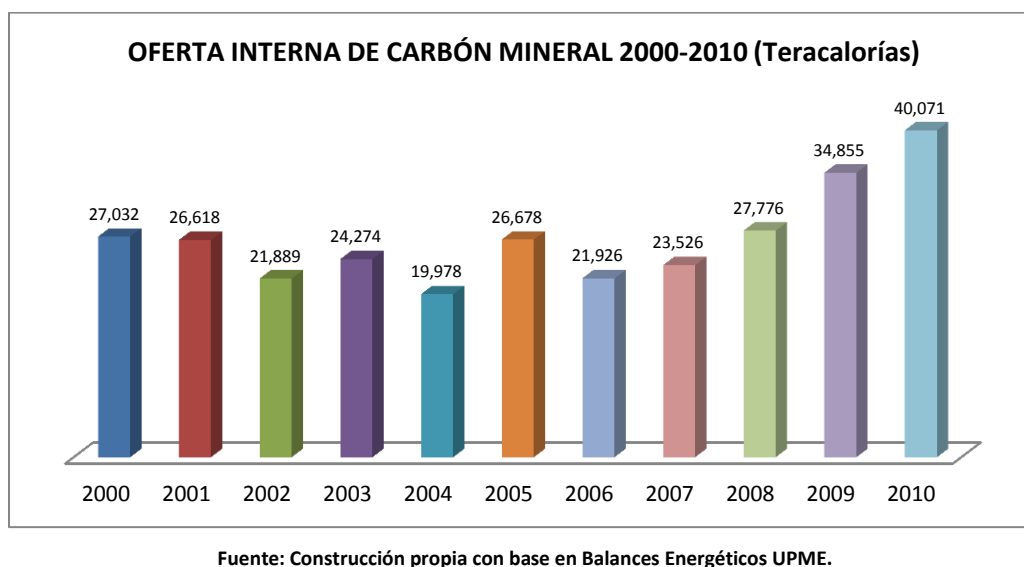
Figura 26. Exportaciones de carbón Mineral 2000-2010



1.1.4.1.3 Evolución de la Oferta Interna de Carbón Mineral 2000-2010

La oferta interna de Carbón Mineral presenta un comportamiento variable durante el periodo analizado. Entre 2000 y 2005, se presenta un periodo de altos y bajos para luego entrar en años de crecimiento desde 2006 hasta 2010, periodo en el cual, la oferta interna de Carbón Mineral presentó un crecimiento de 6.1%. La figura 27 permite ver este comportamiento. Se puede ver que las cifras de oferta y demanda fueron sustancialmente menores que las de producción y exportación, aproximadamente la oferta y demanda fueron una décima parte de la producción.

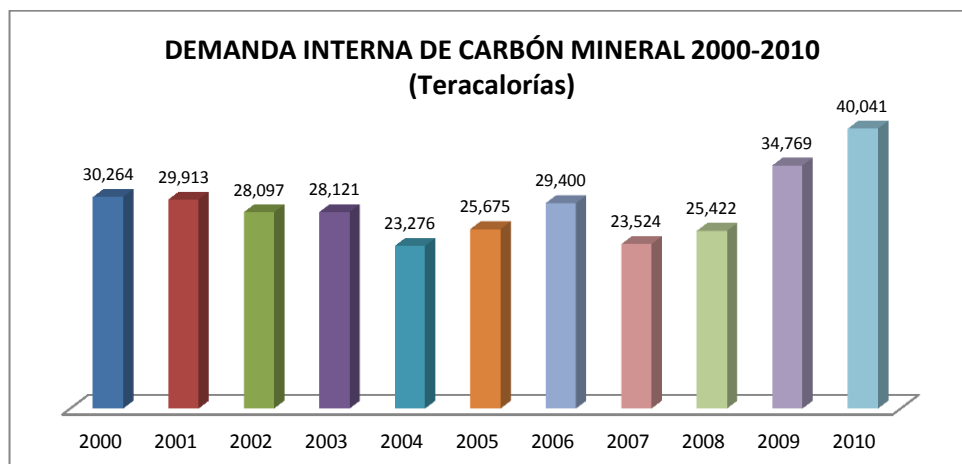
Figura 27. Oferta Interna de Carbón Mineral 2000-2010



1.1.4.1.4 *Evolución de la Demanda Interna de Carbón Mineral 2000-2010*

En cuanto a la demanda interna de Carbón Mineral, se complementa con la oferta interna, aunque a lo largo de todo el periodo siempre es mayor la demanda interna que la oferta. En este caso, la demanda interna crece a partir del año 2007 a una tasa de 14.2% hasta el año 2010. No obstante, se mantiene la tendencia de exportar la mayoría de lo que se produce.

Figura 28. Demanda Interna de Carbón Mineral 2000-2010

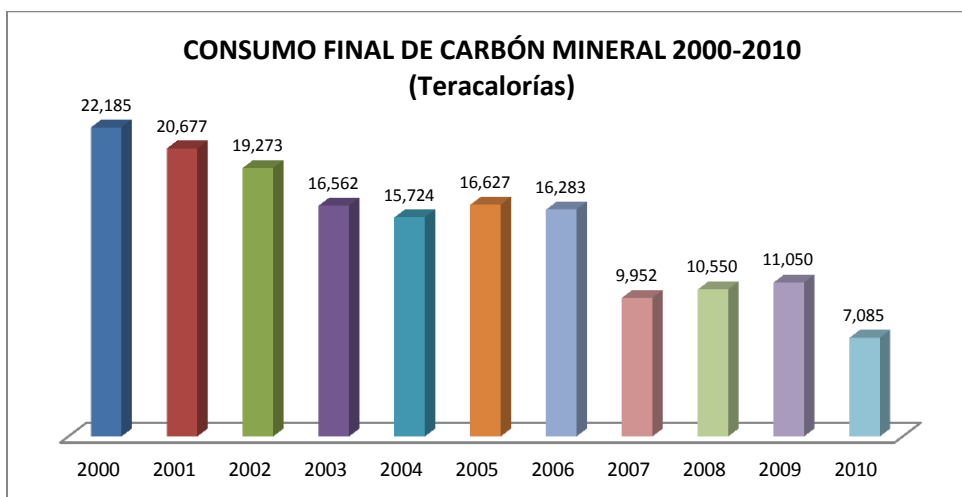


Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

1.1.4.1.5 *Evolución del Consumo Final de Carbón Mineral 2000-2010*

El consumo final de carbón mineral que presentó crecimiento negativo en el periodo 2000-2010. El consumo en el año 2000 fue de 22,184 Teracalorías, mientras que el de 2010 fue de 7,085 Teracalorías. Esta tendencia confirma que cada vez se exporta más carbón y se consume menos en el país. La figura 29 permite ver las cifras correspondientes al consumo de carbón mineral.

Figura 29. Consumo final de Carbón Mineral 2000-2010

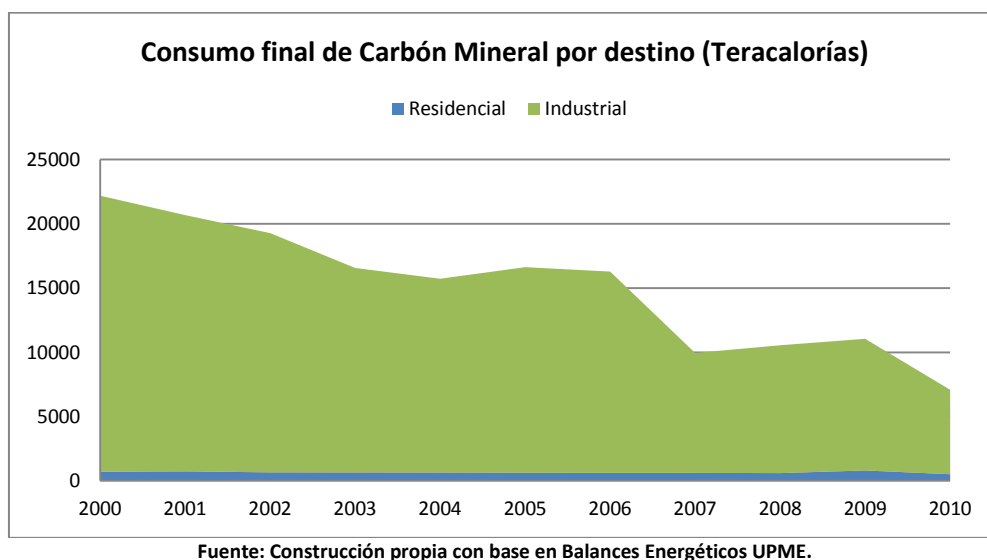


Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

1.1.4.1.6 Desagregación del consumo final de Carbón Mineral

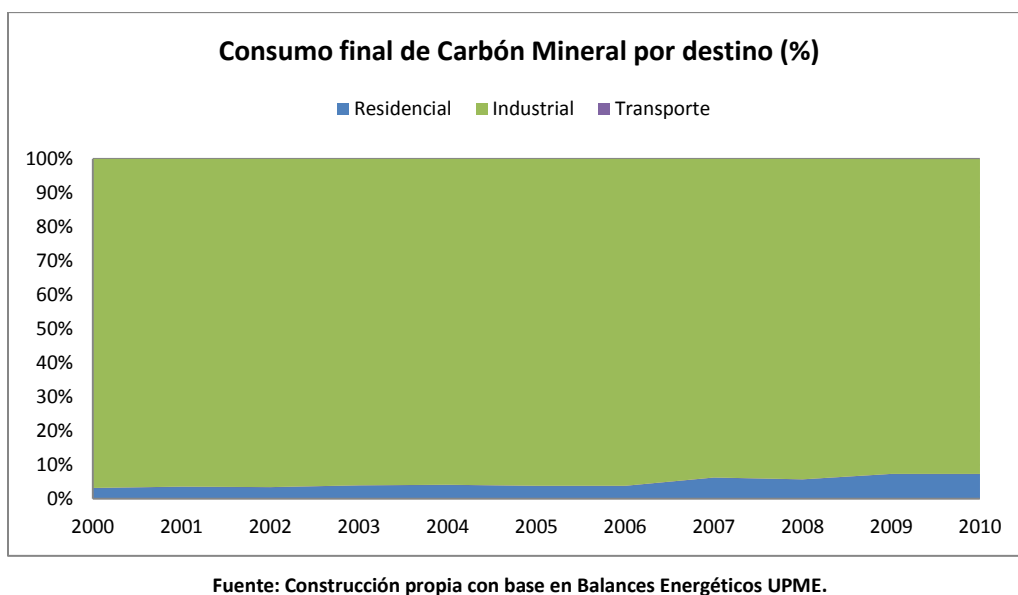
La figura 30 muestra la participación por sectores en el consumo de carbón Mineral. El mayor consumo lo realiza el sector industrial, no obstante, ha venido decreciendo en el periodo analizado, pasando de cerca de 22,000 Teracalorías en el año 2000 a cerca de 7,000 en el 2010. El sector residencial se ha mantenido alrededor de 600 y 700 Teracalorías en todo el periodo.

Figura 30. Consumo final de Carbón Mineral por destino 2000-2010



En cuanto a la participación porcentual del consumo de Carbón Mineral, el sector industrial consumió en todo el periodo aproximadamente el 97% de todo el carbón consumido internamente.

Figura 31. Consumo final de Carbón Mineral por destino (%)



1.1.4.2 DOFA sector Carbón Mineral

Siguiendo la metodología del análisis DOFA, se plantea el correspondiente al sector de Carbón Mineral.

Tabla 12. Análisis DOFA para sector Carbón Mineral

FACTORES INTERNOS	DESVENTAJAS	OPORTUNIDADES	FACTORES EXTERNOS
	- Efectos ambientales fuertes en emisiones y gases. -	- Demanda de electricidad puede aumentar demanda de Carbón vía generación térmica. - Mayores exportaciones.	
	FORTALEZAS	AMENAZAS	
	- Inversión Extranjera Directa. - Generador de divisas y de regalías. - Reservas fuertes para el futuro. - Rendimientos a escala en la producción.	- Posibles efectos negativos en otros sectores en las zonas de explotación. - Presencia de sustitutos con menos impacto ambiental. -	

Fuente: Construcción propia

1.2 ENERGÍA SECUNDARIA

En este aparte, se incluyen todos los energéticos que son el resultado de transformaciones a partir de energía primaria. En esta categoría se encuentran los energéticos:

- EE: Energía eléctrica
- Derivados de Petróleo: GL: Gas Licuado de Petróleo, GR: Gas de Refinería, GM: Gasolina Motor, KJ: Kerosene y Jet Fuel, DO: Diesel Oil, FO: Fuel Oil, GI: Gas Industrial.
- CQ: Coque

1.2.1 Energía Eléctrica

El Sector eléctrico colombiano es considerado uno de los más robustos a nivel Latinoamericano. Presenta división en las diferentes actividades (Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización) y un marco regulatorio en constante evolución. Se consideró al momento del planteamiento del sistema que las actividades de generación y comercialización estuvieran en permanente competencia, mientras que las de transmisión y distribución estuviesen reguladas como monopolios naturales.

Veamos a continuación la evolución del sector energía eléctrica en Colombia.

1.2.1.1 Infraestructura de Generación

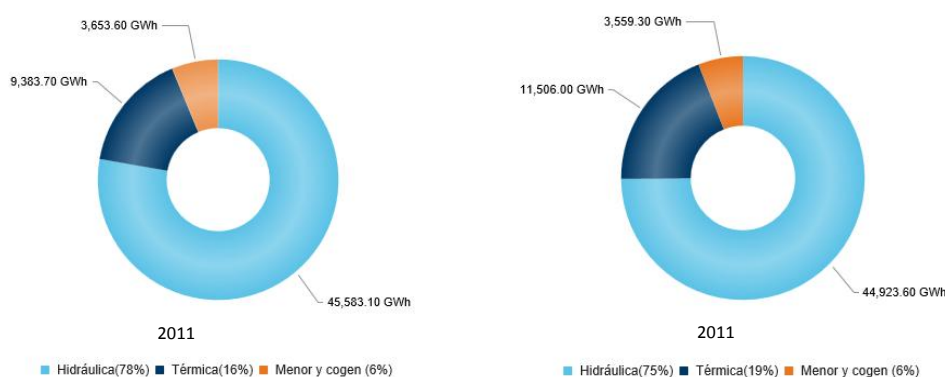
La generación de electricidad en Colombia depende en gran medida de las hidroeléctricas. La siguiente tabla muestra la composición de la capacidad efectiva instalada por tipo de fuente para la actividad de generación. Para 2012, el componente hidráulico tuvo una participación del 64% del total de la capacidad instalada de generación. Le siguen en importancia el componente térmico y los generadores de pequeña escala, el componente de cogeneración aporta solamente el 0.4% de la capacidad instalada.

Tabla 13. Capacidad efectiva del SIN (Sistema Interconectado Nacional)

Recursos	2011 MW	2012 MW	Participación %	Variación (%) 2012 - 2011
Hidráulicos	9,185	9,185	64.0%	0.0%
Térmicos	4,545	4,426	30.8%	-2.6%
Gas	3,053	2,122		
Carbón	991	997		
Fuel - Oil	314	0		
Combustóleo	187	307		
ACPM	0	678		
Jet1	0	46		
Gas-Jet A1	0	276		
Menores	635	693	4.8%	9.1%
Hidráulicos	533	591		
Térmicos	83	83		
Eólica	18	18		
Cogeneradores	55	57	0.4%	4.6%
Total SIN	14,420	14,361	100%	-0.4%

Fuente: XM Expertos en Mercados

En el total anual, la capacidad efectiva instalada del SIN no presentó una variación significativa, presentando 14,420 MW en 2011 y 14,361 en 2012. La variación año a año fue del -0.4%. Un análisis similar se puede realizar cuando se revisa la energía generada en GWh. La siguiente figura muestra los datos consolidados de generación de energía por tipo de fuente para 2011 y 2012.

Figura 32. Energía generada 2011 y 2012

Fuente: XM Expertos en Mercados

La participación de las hidroeléctricas sigue siendo significativa, no obstante disminuye en 2012, pasando de 78% en 2011 a 75% en 2012. La siguiente tabla permite ver la variación año a año de cada fuente de generación.

Tabla 14. Energía generada 2011-2012 (Cambio porcentual)

Generación anual energía SIN (GWh)			
Tipo de Generación	2011	2012	% Crecimiento
Hidráulica	45,583.1	44,923.6	-1.45
Térmica	9,383.7	11,506	22.62
Menores y Cogeneración	3,653.6	3,559.3	-2.58
Total	60,631.4	62,000.9	

Fuente: Construcción propia con base en datos de XM

La única fuente que presentó aumento en su aporte a la generación fue la térmica, que aumentó un 22.62% de 2011 a 2012. El descenso en la generación hidráulica fue del 1.45 %, correspondiente aproximadamente a 650 GWh de 2011 a 2012.

1.2.1.1.1 *Infraestructura Hidráulica*

Según la Asociación Colombiana de Generadores -Acolgen-, la asociación gremial que reúne a las empresas generadoras que aportan el 84.5% de la capacidad instalada para generación en Colombia (100% de las plantas hidroeléctricas y 57% de las plantas termoeléctricas)⁷, la capacidad instalada proveniente de hidroeléctricas sería la siguiente:

Tabla 15. Capacidad instalada en generación hidráulica 2012

GENERACIÓN HIDRAULICA	
EMPRESA	CAPACIDAD
EPM E.S.P	2,877
EMGESA S.A E.S.P	2,448
ISAGEN	1,903
AES CHIVOR & CIA. SCA E.S.P	1,000
EPSA	915
EMPRESA URRA S.A E.S.P	340
CHEC S.A E.S.P	190
VATIA S.A E.S.P	46
CENTURY ENERGY CORPORATION	21
TOTAL	9,740

Fuente: Construcción propia con base en datos de ACOLGEN

1.2.1.1.2 *Infraestructura Térmica*

Empresas como EPM, EMGESSA e ISAGEN, poseen también generación térmica. La tabla 16 muestra las principales plantas de Generación térmica, su capacidad instalada y la fuente de generación.

Tabla 16. Capacidad Instalada de Plantas de Generación Térmica de Colombia 2012

EMPRESA	Tipo de Planta			Total
	Gas	Carbón	Líquido	
EPM E.S.P	455			455
EMGESA S.A E.S.P	187	233		420
ISAGEN	285			285
CELSIA	769			769
TERMOVALLE	205			205
CIA ELECTRICA SOCHAGOTA		150		150
SOPESA			59	59
TERMODORADA	50			50
GECELCA	151			151
TERMOBARRANQUILLA	870			870
Total	2972	383	59	3414

Fuente: Construcción propia con base en datos de ACOLGEN, Gecelca y Termo Barranquilla.

⁷ http://www.acolgen.org.co/Sobre%20Acolgen.htm?menu=26&page_id=122.

Según los datos de XM, las plantas térmicas aportan entre 3,000 y 4,000 MW al año dependiendo del uso que les asigne el administrador del sistema. Por otra parte, las pequeñas generadoras cuya capacidad oscila entre 1 y 20 MW, aportaron 693 MW adicionales en 2012 al sistema, en términos de capacidad instalada.

1.2.1.2 Transporte de energía

A continuación se presenta una tabla con el total de kilómetros de líneas para transmisión con que cuenta el SIN en Colombia.

Tabla 17. Líneas de transmisión SIN 2012

Tipo de Línea	Longitud (km)
110 - 115 kV	10,267.7
138 kV	15.5
220-230 kV	11,671.9
500 kV	2,436.7
TOTAL SIN	24,391.8

Fuente: XM Expertos en Mercados

En total, el SIN cuenta con 24,931 kilómetros de líneas para transporte de electricidad.

1.2.1.3 Usuarios del Sistema

La siguiente tabla presenta los datos de usuarios totales para Colombia por sector en el que se presta el servicio para el año 2012.

Tabla 18. Usuarios del sistema por sector

SECTOR	USUARIOS
Comercial	676,884
Industrial	48,104
Oficial	55,559
Áreas Comunes	8,478
Otros	27,920
Especial Educativo	4,135
Residencial	11,012,998

Fuente: SUI

El sector residencial es el que cuenta con más usuarios, en total posee 1,012.998, en segundo lugar se encuentran los usuarios comerciales que son 676,884. Los demás sectores tienen entre 4,000 y 50,000 usuarios.

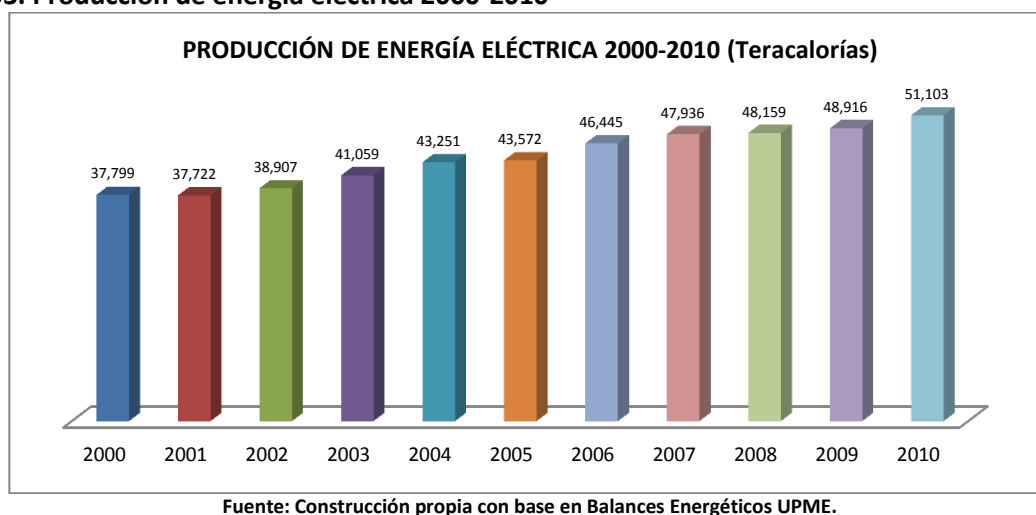
1.2.1.4 Evolución de la Energía Eléctrica

El comportamiento de la energía eléctrica depende en gran medida de lo que sucede con el sector hidroeléctrico, debido a las circunstancias climáticas. No obstante, como se verá en las siguientes gráficas, la producción, oferta interna, demanda interna y consumo final de energía eléctrica presentan una tendencia creciente para todo el periodo 2000-2010. Solamente se encuentran algunos descensos en las categorías analizadas en el año 2001.

1.2.1.4.1 Evolución de la producción de Energía Eléctrica

La figura 33 muestra el comportamiento de la producción de energía eléctrica expresado en Teracalorías (Tcal) desde el año 2000 hasta el 2010. El único periodo de crecimiento negativo se presentó entre 2000 y 2001 con un leve descenso del 0.1%. No obstante, la tendencia para todo el periodo analizado es creciente, con una tasa de crecimiento del 3%.

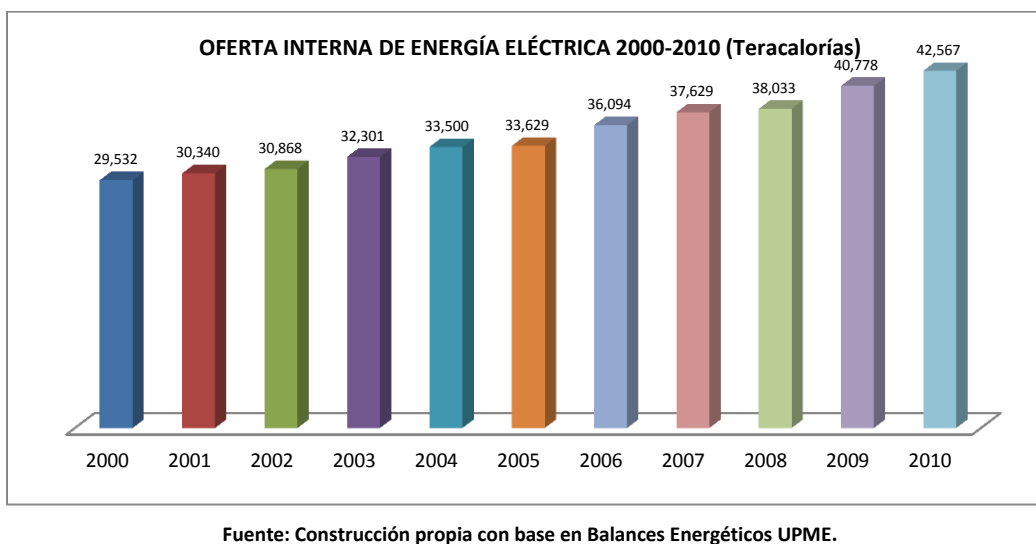
Figura 33. Producción de energía eléctrica 2000-2010



1.2.1.4.2 Evolución de la Oferta Interna de Energía Eléctrica

La figura 34 muestra el comportamiento de la oferta interna de energía en Colombia para el periodo 2000-2010. La tendencia para todo el periodo analizado es creciente, con una tasa de crecimiento del 3.3%, pasando de 29,532 Teracalorías en el 2000 a 45,567 Teracalorías en 2010.

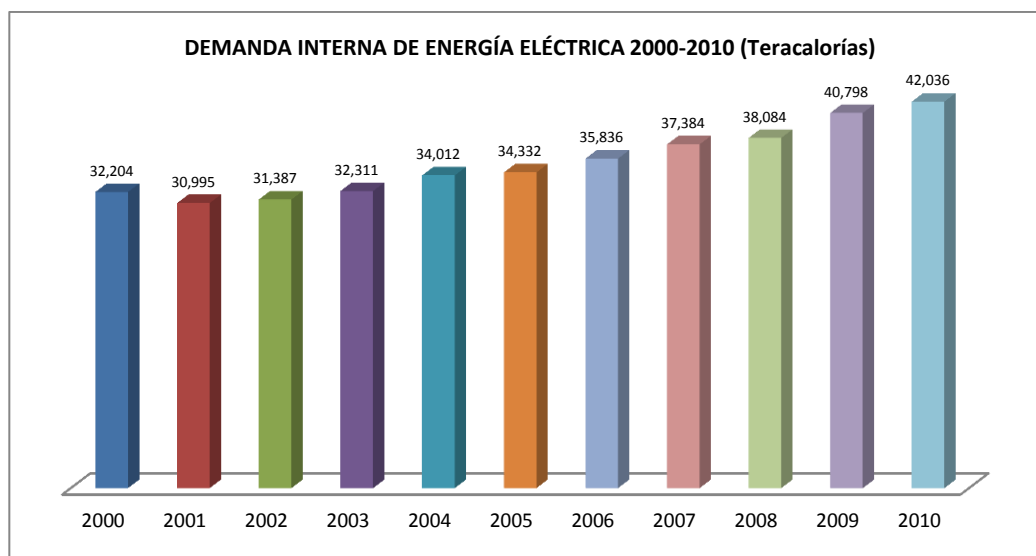
Figura 34. Oferta de energía eléctrica 2000-2010



1.2.1.4.3 Evolución de la Demanda Interna de Energía Eléctrica

La demanda interna de energía eléctrica en Colombia presenta un patrón similar al visto en la producción. Entre 2000 y 2001 hay crecimiento negativo del 1.9% y a partir de 2001 empieza crecimiento positivo que se mantiene hasta 2010, llegando a ser del 2.4% para todo el periodo.

Figura 35. Demanda de energía eléctrica 2000-2010



Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

Las tablas 19 y 20 muestran el comportamiento de la demanda (GWh) y de las principales variables asociadas el mercado de energía eléctrica en Colombia. En el caso de la demanda, se conserva la tendencia creciente, la demanda de energía en Colombia en 2012 fue de 50,370 GWh, con un crecimiento del 3,8% respecto al 2011.

Tabla 19. Comportamiento de la demanda de energía

Años	2008	2009	2010	2011	2012
GWh	53,870	54,679	56,148	57,150	59,370
%	1.6	1.80%	2.70%	1.60%	3.80%

Fuente: XM.

Tabla 20. Variables del Mercado de energía

VARIABLES DEL MERCADO				
VARIABLES	2011	2012	Variación	Crecimiento
TRANSACCIONES				
Energía transada en bolsa (GWh)	16,786	17,019	233	1.39%
Energía transada en contratos (GWh)	62,179	67,175	4,996	8.03%
Total energía transada (GWh)	78,965	84,195	5,230	6.62%

Fuente: XM.

En el caso de la energía transada en el periodo 2011-2012 se transaron en total 84,195GWh en 2012, reportando un 6.62% de crecimiento.

La tabla 21 muestra datos correspondientes a las variables de operación del SIN entre 2011 y 2012.

Tabla 21. Variables de la operación del SIN

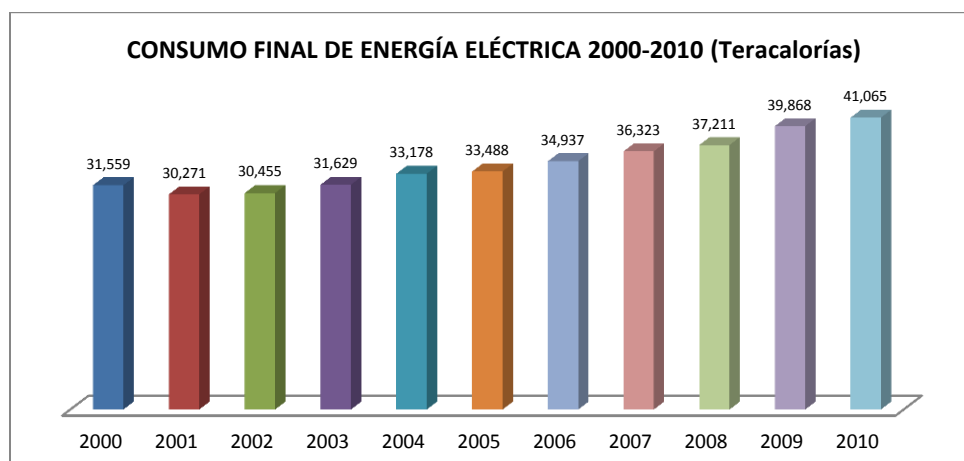
Variables	2011	2012	Variación	Crec.
OFERTA				
Volumen útil diario (GWh)	13,967.9	11,180.6	-2,787.3	-20.0%
Volumen respecto a capacidad útil	88.8%	73.4%		
Aportes hídricos (GWh)	73,731.8	56,446.7	-17,285.1	-23.4%
Asportes respecto a la media histórica	1.35	1.04		
Vertimientos (GWh)	5,910.8	2,434.10	-3,476.7	-58.8%
Capacidad neta SIN (MW)	14,420	14,361	-58.70	-0.4%
GENERACIÓN				
Hidráulica(GWh)	45,583.1	44,923.6	-659.4	-1.4%
Térmica(GWh)	9,383.7	11,506.0	2,122.3	22.6%
Plantas Menores (GWh)	3,336.7	3,212.6	-124.1	-3.7%
Cogeneradores (GWh)	316.9	346.7	29.9	9.4%
TOTAL(GWh)	58,620.4	59,988.9	1,368.5	2.3%
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES				
Exportaciones a Ecuador(GWh)	1,294.60	236.0	-1,058.6	-81.8%
Importaciones de Ecuador(GWh)	8.2	6.5	-1.6	-20.20%
Exportaciones a Venezuela(GWh)	248.8	478.4	229.6	92.30%
DEMANDA				
Comercial(GWh)	58,375.5	59,508.7	1,133.2	1.9%
Nacional del SIN(GWh)	57,150.3	59,370.0	2,219.7	3.8%
Regulada(GWh)	38,231.2	39,172.5	941.3	2.3%
No Regulada(GWh)	18,536.2	19,802.3	1,266.1	6.8%
No atendida(GWh)	65	89	23.9	36.8%
Potencia(MW)	9,295.0	9,504.0	209	2.2%

Fuente: XM.

1.2.1.4.4 Evolución del Consumo Final de Energía Eléctrica

El consumo final agregado de energía eléctrica en Colombia también presenta crecimiento negativo entre 2000 y 2001, correspondiente a un 2.1%. Los siguientes años, el crecimiento es positivo hasta 2010 llegando a un consumo de 41,065 Teracalorías en ese año, con una tasa de crecimiento para el periodo de 2.4%.

Figura 36. Consumo final de energía eléctrica 2000-2010

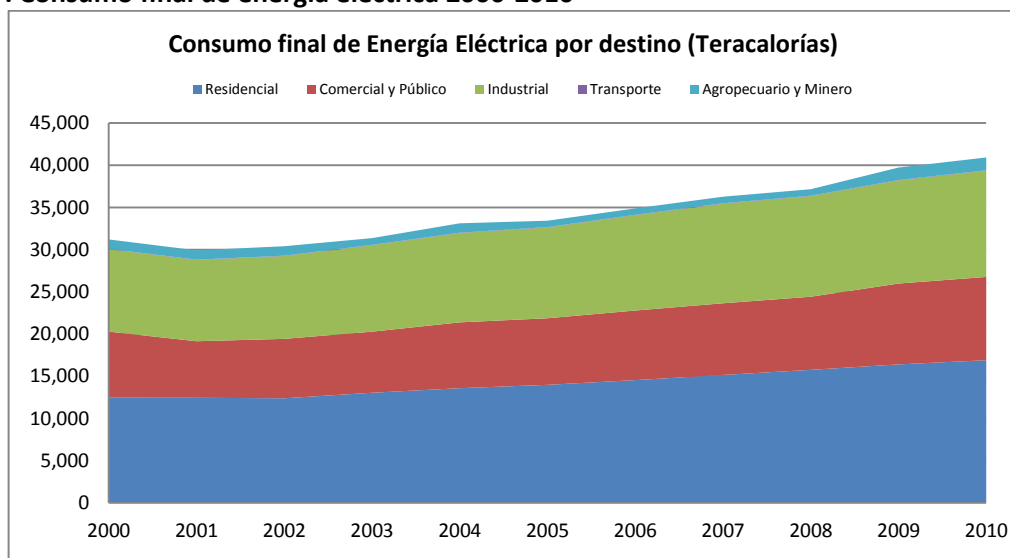


Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

1.2.1.4.5 *Desagregación del consumo final de Energía Eléctrica*

El consumo final de energía eléctrica más significativo en Colombia es el realizado por el sector residencial, consumiendo entre 12,500 y 16,900 Teracalorías por año en el periodo 2000-2010. Le siguen en importancia el sector industrial (9,000 a 12,000 Tera calorías año), comercial y público (7,800 a 9,800 Tera calorías año) y el Agropecuario y minero (1,100 a 1,500 Teracalorías año). El sector transporte realiza un consumo mínimo de energía eléctrica.

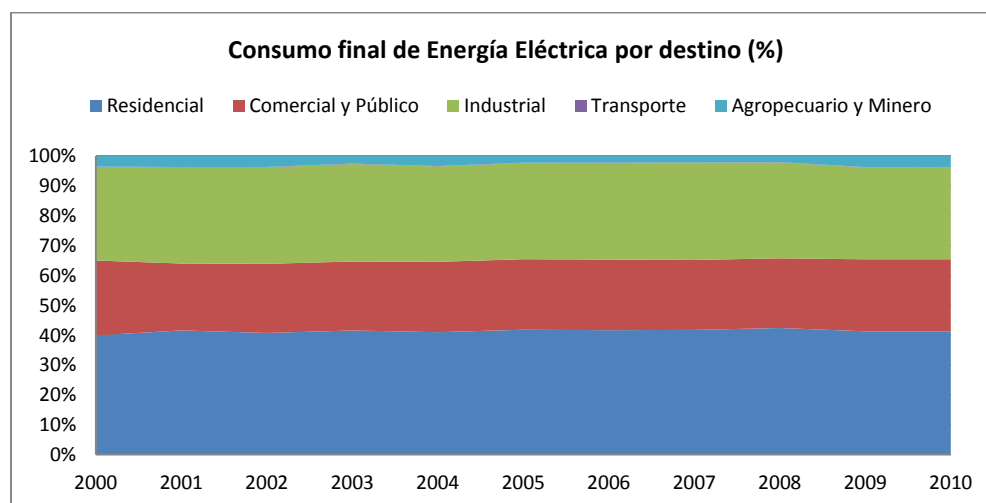
Figura 37. Consumo final de energía eléctrica 2000-2010



Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

La figura 38 muestra participación porcentual del consumo de cada uno de los sectores al consumo total en el periodo 2000-2010. El sector residencial ha consumido alrededor del 39 y el 41% del consumo total, el sector comercial-público se ha mantenido alrededor del 22 y 25%, el porcentaje correspondiente al sector industrial ha oscilado entre 31 y 32% y el sector agropecuario y minero han consumido entre el 2.1 y el 3.7%. El consumo del sector transporte no pasó del 0.14% en el periodo analizado.

Figura 38. Consumo final de energía eléctrica 2000-2010 (Participación porcentual por destino)



Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

1.2.1.5 Análisis DOFA sector energía eléctrica

Siguiendo la metodología DOFA se plantea un escenario para el sector eléctrico.

Tabla 22. Análisis DOFA para sector energía Eléctrica

FACTORES INTERNOS	DESVENTAJAS	OPORTUNIDADES	FACTORES EXTERNOS
	- No existe diversificación del sistema. - El marco regulatorio limita la competencia en generación. - Bajos costos de generación hidráulica que no hacen viables otras tecnologías. - Marco regulatorio no permite entrada de renovables.	- Posibles conexiones internacionales con Panamá y Centroamérica. - Baja capacidad instalada de hidroeléctricas si se compara con el potencial estimado. - Aprovechamiento de recursos eólicos en la Costa Atlántica (3600 MW estimados) - Posibles iniciativas en ZNI con renovables.	
	FORTALEZAS	AMENAZAS	
	- Marco regulatorio estable desde el punto de vista institucional. - Sistema de transmisión anillado y robusto. - Sector maduro y bien estructurado a través de ISA y EPM. - Sector robusto económicamente.	- Vulnerabilidad climática. - En el caso de las interconexiones hay que tener en cuenta posibles contingencias geopolíticas. - Posible desindustrialización del país que puede afectar el sector. - Crecimiento de la Economía colombiana que puede verse afectado por múltiples factores.	

Fuente: Construcción propia.

1.2.2 Derivados del Petróleo

En el siguiente aparte se desarrollará el análisis de la evolución de los derivados del petróleo, que incluirá los siguientes energéticos.

- GR: Gas de Refinería
- GL: Gas Licuado
- GM: Gasolina Motor
- KJ: Kerosene y Jet Fuel
- DO: Diesel Oil
- FO: Fuel Oil
- GI: Gas Industriales

Los procesos de refinación y de obtención de este tipo de productos se llevan a cabo en Colombia en dos refinerías:

- Refinería de Barrancabermeja. Se ubica en departamento de Santander, es propiedad de Ecopetrol y tiene una capacidad de 250,000 barriles de petróleo al día.
- Refinería de Cartagena. Ubicada en Cartagena de Indias en la Costa Atlántica. Es propiedad de Glencore International y Ecopetrol. Posee una capacidad instalada de 80,000 barriles de petróleo al día.

Se espera que antes de finalizar el 2015 se construya un nuevo megaproyecto en el departamento del Meta, lugar en el que actualmente se extrae buena parte del petróleo del país.

1.2.2.1 Evolución de los derivados del petróleo

Las siguientes gráficas comprenden el análisis de los derivados del petróleo tomando como base el total de la suma de lo aportado por cada uno de ellos a cada uno de los rubros estudiados.

1.2.2.1.1 Evolución de la producción de derivados

La figura 39 muestra la tendencia en la producción de derivados 2000-2012 en Teracalorías. La serie decrece con el paso de los años después de 2004, pasando de 138,907 a 130,036 Teracalorías en 2010. Según los datos del balance energético los energéticos que más aportan a este total son el Diesel Oil y el Fuel Oil con más de 30,000 Teracalorías cada año.

Figura 39. Producción de Derivados 2000-2012



1.2.2.1.2 Evolución de las exportaciones de Derivados

En cuanto a las exportaciones de Derivados, la tendencia es irregular con picos y bajos. El 2010 es el año en el que más se exportaron con un total de 48,090 Teracalorías exportadas. El valor de exportaciones corresponde a cerca del 30% de lo que se produce año a año.

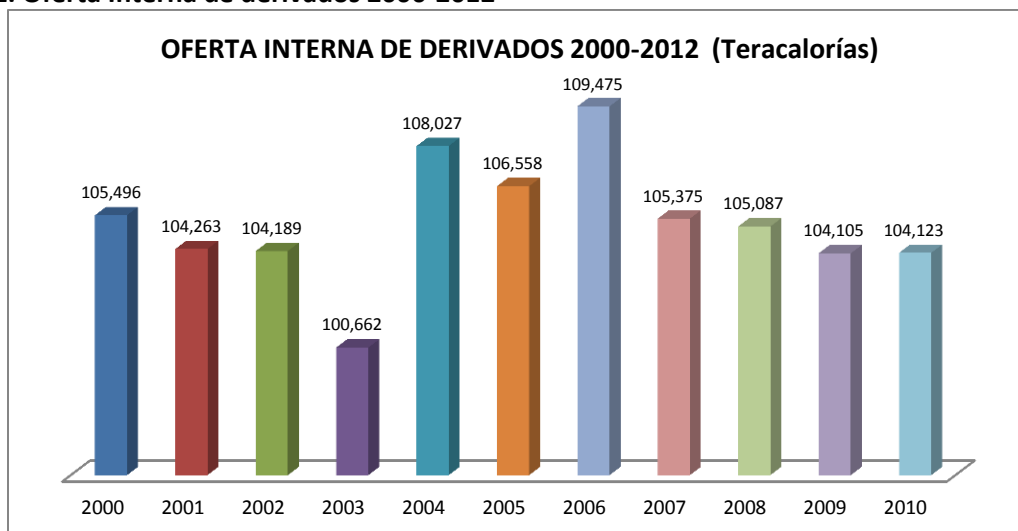
Figura 40. Exportaciones de derivados 2000-2012



1.2.2.1.3 Evolución de la Oferta Interna de Derivados

La oferta interna presenta también un comportamiento cíclico durante el periodo 2000-2012. Comparando con la gráfica de producción se complementan bastante bien los valores, es decir, lo que no se exporta se ofrece en el mercado interno.

Figura 41. Oferta Interna de derivados 2000-2012

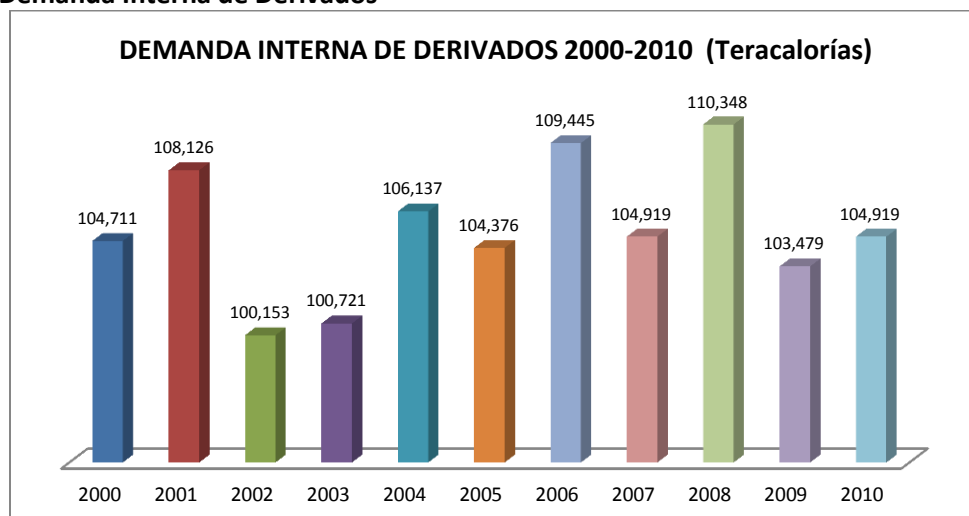


Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

1.2.2.1.4 Evolución de la Demanda Interna de Derivados

Las gráficas 42 y 43 muestran que la demanda y la oferta de derivados se complementan. Las diferencias pueden obedecer a pérdidas internas del sistema. El valor en Teracalorías se mantiene alrededor de 105,000 para todos los años, tal como ocurre con la oferta.

Figura 42. Demanda Interna de Derivados

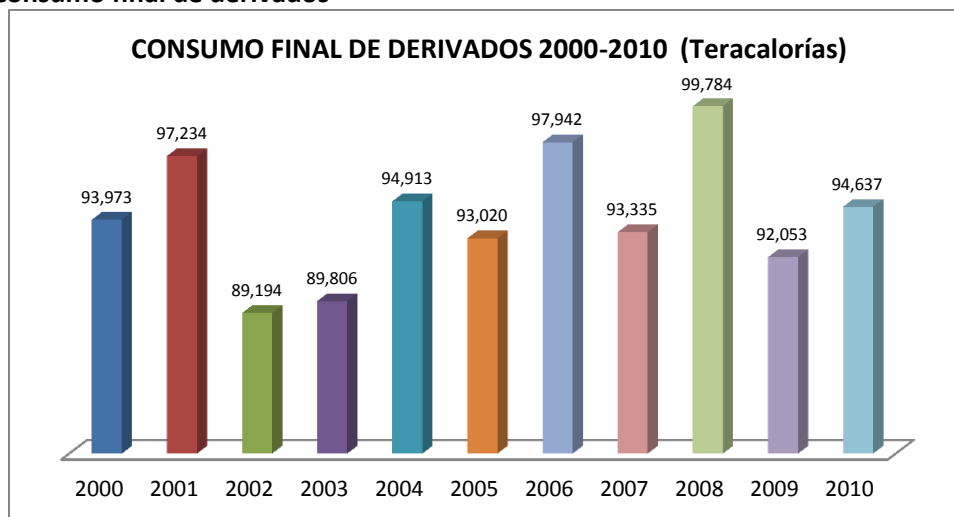


Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

1.2.2.1.5 *Evolución del consumo final de Derivados*

El consumo final de derivados en el periodo 2000-2010 se puede ver en la figura 43. La tendencia se mantiene comparándola con la oferta y la demanda, no obstante los valores son menores. Esto puede estar explicado por aquellos consumos cuya contabilidad y medición son difíciles de obtener.

Figura 43. Consumo final de derivados

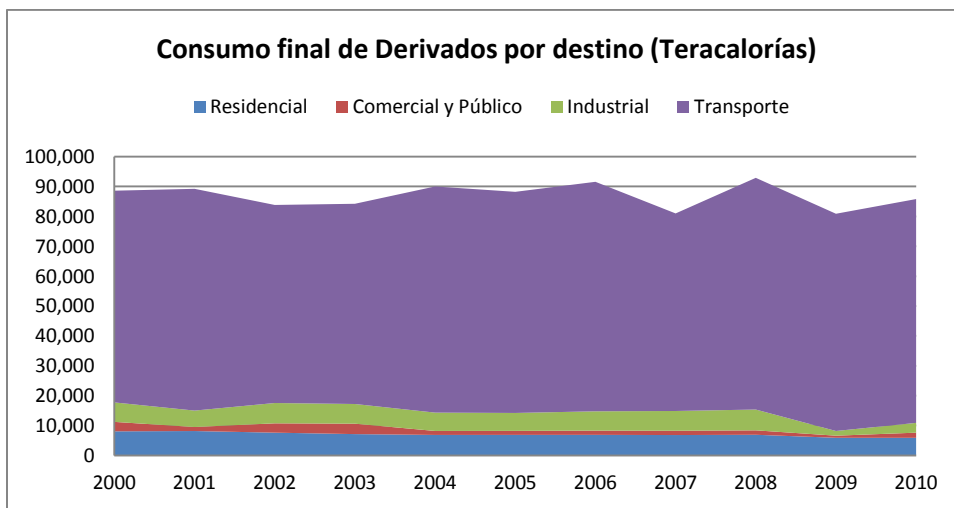


Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

1.2.2.1.6 *Desagregación del Consumo final de Derivados*

El sector transporte es el que consume más derivados del petróleo en Colombia. Consume entre 70,000 y 75,000 Teracalorías al año. Le siguen el consumo del sector residencial (entre 5,000 y 8,000 Teracalorías año), industrial (entre 3,000 y 7,000 Teracalorías año) y el comercial (entre 1,000 y 3,000 Teracalorías año).

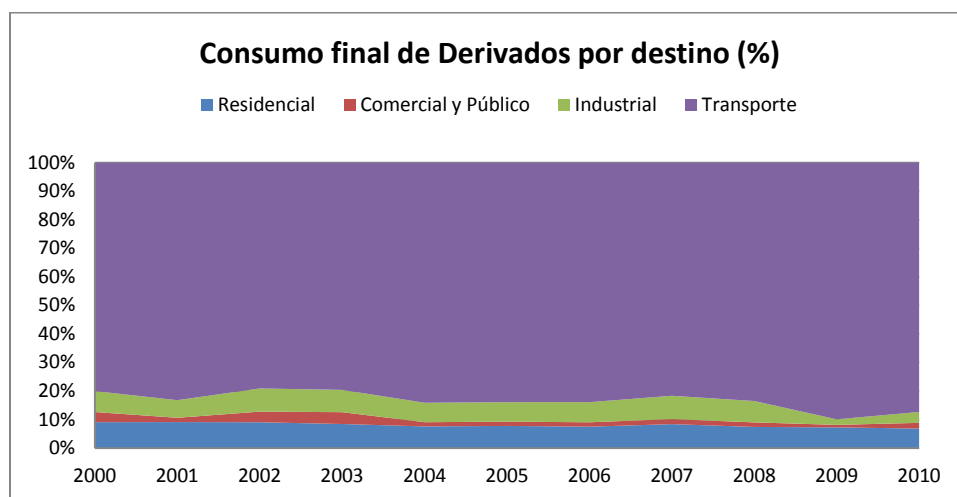
Figura 44. Consumo final de Derivados por destino 2000-2010



Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

En términos porcentuales el consumo de derivados en el sector transporte se ubica alrededor del 80% cada año. El restante 20% se reparte entre el sector residencial, industrial y comercial.

Figura 45. Consumo final de Derivados por destino 2000-2010



Fuente: Construcción propia con base en Balances Energéticos UPME.

1.3 ENERGÍAS RENOVABLES

En Colombia los proyectos con energías renovables no convencionales aún no entran con fuerza a pesar del potencial que se tiene especialmente en energía solar y eólica. Los avances que se han hecho principalmente se han concretado a partir del uso de energía solar y eólica y PCH's. Específicamente, en el caso de energía solar térmica, se han realizado montajes para calentamiento de agua en unidades hospitalarias, hoteleras y en unidades residenciales que han adoptado el sistema para satisfacer la demanda de agua caliente en las instalaciones respectivas. Con respecto a energía solar fotovoltaica para generación de electricidad se tienen proyectos aislados principalmente dirigidos a solucionar problemas de suministro de energía en las ZNI, asociados en su mayoría a sistemas híbridos.

En el caso de energía eólica se tiene el proyecto de Jepirachi en la Guajira que cuenta con una capacidad instalada de 18 MW. El parque de Jepirachi

1.3.1 Biocombustibles

En Colombia se ha venido formando un mercado de Biocombustibles principalmente motivado por el impulso a nuevas alternativas energéticas diferentes a los combustibles fósiles. En cuanto a producción, en Colombia, de acuerdo a las posibilidades se producen dos tipos de Biocombustibles, el Etanol y el Biodiesel.

1.3.1.1 Etanol

La producción de etanol, es el resultado de procesos de fermentación de algunos productos como caña de azúcar y maíz.

En Colombia la producción de Etanol proviene principalmente del Valle del Cauca. Esta región es privilegiada geográficamente y climáticamente para la producción de caña, allí se encuentran trece ingenios azucareros plantas productoras de Etanol.

La tabla 23 presenta las zonas productoras de Etanol en Colombia y las capacidades de cada una de esas zonas. Entre el Valle del Cauca y Cauca producen 90% del Etanol en Colombia, 1,150,000 Litros por día.

Tabla 23. Zonas productoras de Caña de Azúcar en Colombia

Departamento	Área Sembrada (ha)	Capacidad Instalada	
		Molienda Caña (Ton/día)	Etanol (L/día)
Valle del Cauca	100,153	28,000	800,000
Cauca	24,630	14,000	350,000
Risaralda	2,886	5,000	100,000
Meta	1,200	N/A	25,000
Caldas	3,304	N/A	N/A
TOTAL	132,173	47,000	1,275,000

Fuente: Estadísticas de Biocombustibles.

La tabla 24 permite ver la evolución del área sembrada y de otros indicadores asociados a la producción de Etanol. El rubro de producción ha crecido durante los cinco años, con una tasa de crecimiento para todo el periodo de 10.7%.

Tabla 24. Evolución de Indicadores del etanol 2008-2012

Indicador	2008	2009	2010	2011	2012
Área Sembrada de caña (Ha)	205,664	208,254	218,311	223,905	227,748
Caña Molida (Millones Ton)	19.2	23.58	20.27	22.72	20.8
Producción Azúcar (Millones Ton)	2.03	2.59	2.07	2.34	2.19
Producción de Etanol (Millones Lt)	255.84	326.84	291.28	336.95	362.14
Ventas de Etanol (Millones Lt)	247.09	338.36	292.08	351.08	368.44

Fuente: Estadísticas de Biocombustibles.

1.3.1.2 Biodiesel

El biodiesel es un combustible de origen vegetal, principalmente vinculado en Colombia a la palma de Aceite. El Biodiesel se empezó a producir en Colombia desde 2008, como parte de una estrategia gubernamental que se ha venido afianzando y que permite hoy hablar de cerca de 460,000 hectáreas sembradas de Palma de Aceite a lo largo del territorio nacional, especialmente ubicadas en tierras bajas del país.

La tabla 25 permite ver la evolución del cultivo de palma de aceite en Colombia durante el periodo 2008-2012. El crecimiento en todos los rubros es evidente, en particular en lo que tiene que ver con producción de aceite crudo y producción de Biodiesel que pasó de 169,411 toneladas en 2009 a 489,991 en 2012. Sin duda, los mecanismos diseñados para incentivar la producción de Palma de Aceite y de Biodiesel a través de exenciones tributarias para la producción han animado a empresarios a invertir en el sector.

Tabla 25. Estadísticas de producción de Biodiesel 2008-2012

Indicador	2008	2009	2010	2011	2012
Producción Biodiesel (Ton)	-	169,411	337,713	443,037	489,991
Ventas Biodiesel (Ton)	-	169,065	337,718	-	488,187
Ventas aceite de palma biodiésel (Ton)	40,700	153,496	337,700	385,000	439,000
Producción aceite crudo (Toneladas)	775,500	801,000	846,000	942,000	973,000
Hectáreas sembradas de palma	336,956	360,536	403,684	427,367	452,435
Ha sembradas de palma en desarrollo	115,690	126,188	153,022	160,375	152,482
Ha sembradas de palma en producción	221,266	234,349	250,662	266,992	299,953
Rendimiento por Ha (Toneladas aceite)	3.51	3.41	3	3.52	3.24
Rendimiento por Ha (Ton fruto)	17.2	16.4	15.1	17.1	

Fuente: Estadísticas de Biocombustibles.

La tabla 26 permite ver la producción por empresa. Santa Marta (Oleoflores), Facatativá, Barrancabermeja y San Carlos de Guaroa, presentan una capacidad de producción similar cercana a las 100,000 toneladas por año. En cuanto a producción de aceite, la Empresa Aceites Manuelita es la más productiva con 386,953 litros al día. En total se producen 1,692,920 de litros al día en 149,975 hectáreas en producción en Colombia según el boletín de Fedebiocombustibles de Agosto de 2013.

Tabla 26. Plantas productoras de Biodiesel

REGIÓN	Empresa	Capacidad (t/año)	Capacidad (lt/día)	Área sembrada (Ha)
Norte, Codazzi	Oleoflores	60,000	193,477	16,251
Norte, Santa Marta	B S del Caribe	100,000	322,461	28,277
Norte, Barranquilla	Romil de la Costa	10,000		
Norte, Gálapa	Biodiésel de la Costa	10,000		
Norte, Santa Marta	Odin Energy	36,000		
Oriental, Facatativá	BioD	115,000	370,830	34,422
Central, B/bermeja	Ecodiesel de Colombia	115,000	370,830	34,581
Oriental, San Carlos de Guaroa	Aceites Manuelita	120,000	386,953	36,444
Oriental, Castilla la Grande	Biocastilla	15,000	48,369	
TOTAL		581,000	1,692,920	149,975

Fuente: Estadísticas de Biocombustibles.

1.4 TENDENCIAS Y PROYECCIONES

A continuación presentamos las proyecciones y análisis de tendencias para energéticos principales. La idea es construir una visión al año 2030, y tratar de ver, cuál sería la evolución y la situación de cada en energético de cara a ese año.

1.4.1 Petróleo

Los principales usos del petróleo en Colombia son las exportaciones y la carga de las refinerías. La dinámica petrolera en Colombia depende de muchos factores, entre ellos, los precios internacionales, dinámica petrolera y económica de los países productores y consumidores, y los mercados financieros, entre otros.

Desde el punto de vista de producción nacional, el factor clave es la existencia de nuevos descubrimientos. Actualmente en Colombia se producen un millón de barriles / día. El gran interrogante al respecto es si esta producción se puede mantener en los próximos años. Al 2011 las reservas probadas de crudo eran de 2300 millones de barriles, para finales de 2012 las reservas estuvieron en 2377 millones de barriles⁸.

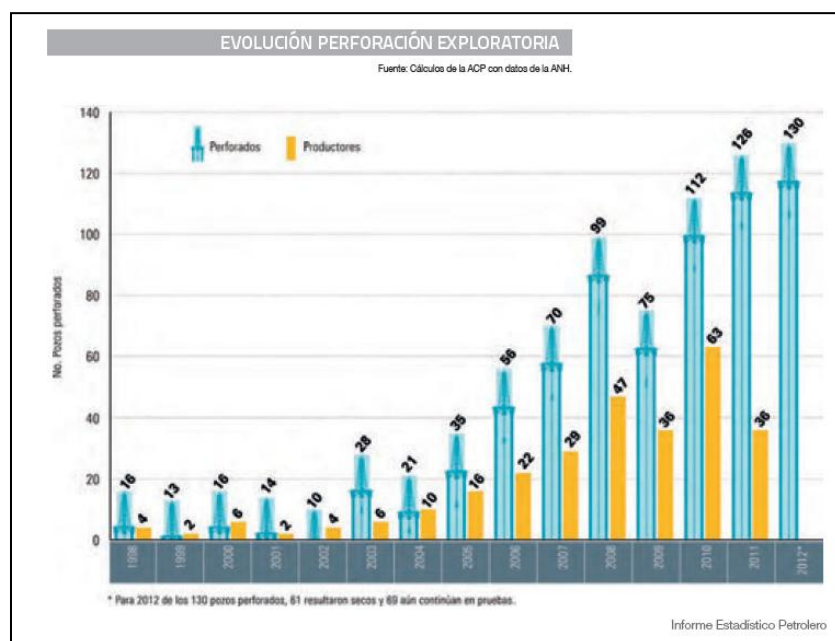
Para ese momento la relación reservas / producción es de 6,9 años. Durante el año se agregaron 464 millones de barriles. De esta cifra el 33% corresponde a nuevos descubrimientos. La meta del gobierno es poder tener una relación reservas / producción sea de 10 años. Según la ANH esto implicaría triplicar las reservas actuales para el año 2025, un reto difícil de lograr.

Teniendo en cuenta que no se ha hecho ningún anuncio de un descubrimiento importante que los organismos institucionales reportan la continuación de las inversiones y de los esfuerzos necesarios para hallar nuevos recursos, se podrían plantear los siguientes escenarios. En ausencia de descubrimientos en el 2018, Colombia está cerca de agotar las reservas existentes, por lo tanto, para 2030 se tendrían los siguientes escenarios:

- Escenario Bajo: Colombia sería importador de petróleo.
- Escenario Medio: Colombia produciría alrededor de 400,000 barriles diarios.
- Escenario Alto: Colombia mantendría una producción de 1,000,000 barriles al día, con yacimientos adicionales y con la entrada de FNCE como sustitutos de combustibles fósiles.

Colombia viene trabajando con un programa exploratorio muy ambicioso, y con unas reglas muy favorables para los inversionistas. La siguiente figura muestra la estadística del número de pozos exploratorios que se están perforando en la actualidad. Nótese que la actividad exploratoria ha ido creciendo en forma intensa.

Figura 46. Evolución de la exploración petrolera en Colombia 1998-2012

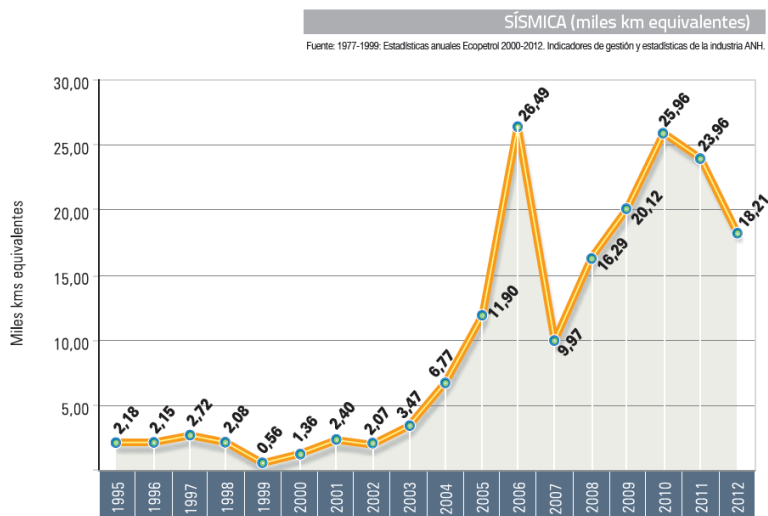


Fuente: Asociación colombiana del Petróleo ACP.

⁸ Fuente ANH

A comienzos de la década pasada los pozos exploratorios oscilaban alrededor de unos 13 al año en promedio, actualmente se han alcanzado cotas de 130 pozos por año. Esto es una muestra inequívoca de cómo se está moviendo la actividad petrolera en el país. La siguiente gráfica indica los kilómetros de sismica corridos desde 1995. Obsérvese el crecimiento que ha tenido la actividad en los últimos años.

Figura 47. Sísmica en Colombia 1995-2012 (miles de km equivalentes)



Fuente: Asociación colombiana del Petróleo ACP.

Sin embargo, no ha habido grandes descubrimientos dignos de mención, y la mayor parte de la producción incremental proviene de campos ya existentes por recuperación secundaria y además la puesta en valor de los crudos pesados, cuyas reservas ya se habían descubierto hace muchos años, pero que no se habían explotado. Ejemplo de ello es el campo Rubiales. Así pues dentro de la escala de posibilidades, los tres escenarios planteados son posibles, siendo el intermedio el más probable, a menos de que haya uno o varios descubrimientos de envergadura.

1.4.2 Derivados del Petróleo

En Colombia existe un mercado de derivados que se puede satisfacer, con producción interna o con importaciones.

La demanda de gasolina en Colombia ha sido variable a través del tiempo. A partir de 1990 se empezó a llevar a cabo una migración hacia el combustible diesel debido a la aparición de motores diesel más eficientes y a la mayor competitividad del precio del Diesel con respecto a la gasolina. Como resultado de esta realidad, la producción de gasolina empieza a decrecer y la de combustible diesel a aumentar, hasta el punto que hoy se consumen 80,000 barriles / día de gasolina. Cabe comentar que en el año 2000 se consumían 100,000 barriles/ día de gasolina⁹.

Se espera es que esta distribución mantenga su tendencia. No obstante, es posible que la demanda de combustible diesel tenga una caída debido a la construcción de oleoductos que reducen el uso de carotankers para transportar petróleo, y al desarrollo planes de infraestructura vial, lo que reducirá los trayectos en carretera, así como la implementación de sistemas de transporte masivo urbanos más eficientes y en algunos casos movidos con electricidad (metros, tranvías).

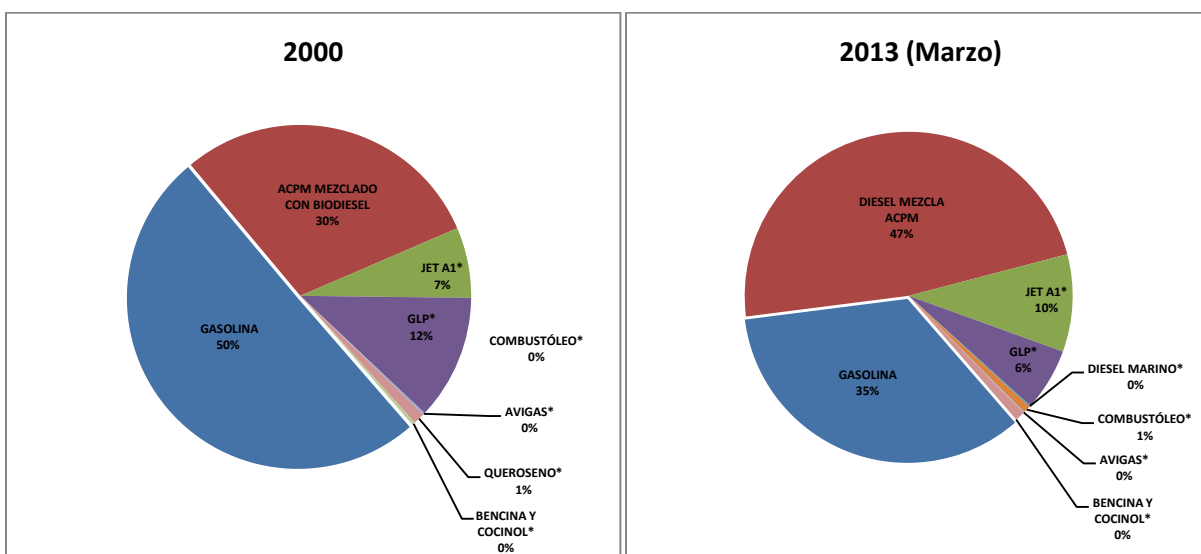
⁹ Proyección de Demanda de Combustibles Líquidos y GNV en Colombia

A continuación se presentan circunstancias que pueden afectar la demanda nacional de derivados del petróleo como diesel y gasolina, entre las que podemos destacar:

- El cambio técnico va a llevar a motores más eficientes, motores híbridos y llegada de nuevas tecnologías, de acuerdo a las metas del gobierno de EEUU en temas ambientales.
- Penetración de carro eléctrico. Aunque todavía es un escenario que no está muy claro, es una de las posibilidades.
- Entrada de transportes masivos eficientes van a hacer que el usuario lo utilice en vez del vehículo particular. Disminución de los recorridos medios de los trayectos debido a mayor verticalización de las ciudades y a las restricciones de uso del vehículo.
- Los biocombustibles pueden continuar con una tendencia positiva en términos de producción y consumo, lo que puede desplazar a los combustibles tradicionales.

La figura 48 permite ver la evolución de la canasta de combustibles mediante imágenes comparativas entre el año 2000 y el 2013 (marzo). La participación de la gasolina disminuyó en un 15%, participación que fue ganada por el ACPM y los Biocombustibles. El GLP también ha disminuido su participación dentro de la canasta, pasando del 12% a un 6%. El JET A1 (también conocido como turbocombustible) ha mejorado su participación en la canasta pasando de 7% a 10% en 2013. Combustibles como Bencina, Cocinol, Combustóleo, Avigas y Diesel Marino presentan contribuciones poco significativas para los dos años analizados.

Figura 48. Evolución de la canasta de Combustibles 2000 y 2013



Fuente: Estadísticas ACP 2013.

Teniendo en cuenta que la producción de derivados del petróleo se realiza en las refinerías, se puede afirmar que la producción no va a depender directamente del descubrimiento de yacimientos. En caso de ser necesario, se deberá importar crudo para satisfacer la demanda nacional de este tipo de combustibles derivados. Teniendo en cuenta todo lo anterior, se plantean los siguientes escenarios para 2030 en términos de derivados del petróleo:

- **Gasolina.** Punto inicial 80,000 barriles día en 2012.
- Escenario Bajo: demanda gasolina decrece al 0.5% anual, en 2030 sería de 73,098 barriles/día.
- Escenario Medio: demanda de gasolina crece al 1% anual, 2030 sería de 95,692 barriles/día.
- Escenario Alto: demanda de gasolina crece al 4% anual, en 2030, sería de 162,065 barriles/día.

Nótese que en los dos primeros escenarios, se parte de crecimientos modestos o decrecimientos. Esto porque se le está apostando a que si bien el parque automotor seguirá creciendo, los consumos serán más eficientes, así como a la entrada de medios de transporte masivos en las ciudades. El escenario alto supone que estas políticas de transporte masivo fracasan y continúan las tendencias actuales.

Tabla 27. Estimación de demanda de Gasolina para 2030 (Escenarios: Barriles/día)

Año	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
2013	79,600	80,800	83,200
2014	79,202	81,608	86,528
2015	78,806	82,424	89,989
2016	78,412	83,248	93,589
2017	78,020	84,081	97,332
2018	77,630	84,922	101,226
2019	77,242	85,771	105,275
2020	76,855	86,629	109,486
2021	76,471	87,495	113,865
2022	76,089	88,370	118,420
2023	75,708	89,253	123,156
2024	75,330	90,146	128,083
2025	74,953	91,047	133,206
2026	74,578	91,958	138,534
2027	74,206	92,878	144,075
2028	73,834	93,806	149,838
2029	73,465	94,744	155,832
2030	73,098	95,692	162,065

Fuente: Construcción propia.

- **Diesel.** Punto inicial 120,000 barriles día en 2013.

- Escenario Bajo: demanda de Diesel crece al 0.5% anual, en 2030 sería de 131,271 barriles/día.
- Escenario Medio: demanda de Diesel crece al 1% anual, 2030 sería de 143,538 barriles/día.
- Escenario Alto: demanda de Diesel crece al 2 % anual, en 2030, sería de 171,390 barriles/día.

Tabla 28. Estimación de demanda de Diesel para 2030 (Escenarios Barriles /día)

Año	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
2013	120,600	121,200	122,400
2014	121,203	122,412	124,848
2015	121,809	123,636	127,345
2016	122,418	124,872	129,892
2017	123,030	126,121	132,490
2018	123,645	127,382	135,139
2019	124,264	128,656	137,842
2020	124,885	129,943	140,599
2021	125,509	131,242	143,411
2022	126,137	132,555	146,279
2023	126,767	133,880	149,205
2024	127,401	135,219	152,189
2025	128,038	136,571	155,233
2026	128,679	137,937	158,337
2027	129,322	139,316	161,504
2028	129,969	140,709	164,734

2029	130,618	142,117	168,029
2030	131,271	143,538	171,390

Fuente: Construcción propia.

Nótese que en los tres escenarios se considera que el consumo crece. Es decir se está manteniendo el paradigma de que el grueso del transporte por carretera y del transporte urbano se hace con motores diesel, y esto no cambiará al 2030.

Con este panorama se puede afirmar que la demanda de diésel puede aumentar a un ritmo más acelerado que la de Gasolina¹⁰. El trabajo de la UPME referente a los escenarios de oferta y demanda de hidrocarburos menciona que de acuerdo a los proyectos en marcha, Colombia podría procesar alrededor de 400,000 barriles de crudo al día en 2014, como resultado de la ampliación de Cartagena. Esto implicaría que se puedan exportar excedentes a Estados Unidos y Europa.

1.4.2.1 Motorización en Colombia

Las cifras recientes concernientes al consumo de vehículos y de motocicletas permiten ver una tendencia creciente que se ha mantenido en los últimos 15 años. Teniendo en cuenta que el transporte particular continúa usando en su mayoría gasolina, la demanda de gasolina va a mantener un crecimiento ligado al aumento del parque automotor. La tabla 29 muestra la evolución del consumo aparente de vehículos en el periodo 2000-2012.

Tabla 29. Consumo aparente de vehículos en Colombia 2000 – 2012 (Cantidad de vehículos)

Consumo aparente de vehículos en Colombia													
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Producción	50,716	75,997	81,000	32,566	93,363	109,333	138,690	183,721	110,766	91,118	128,265	154,261	138,872
Importaciones	27,045	26,414	40,709	52,372	41,017	83,159	135,188	160,239	129,898	91,832	151,226	210,216	212,204
Exportaciones	15,927	34,886	23,007	9,333	29,757	42,071	48,739	70,593	26,996	4,974	12,019	13,465	25,798
Balanza	-11,118	8,472	-17,702	-43,039	-11,260	-41,088	-86,449	-89,646	-102,902	-86,858	-139,207	-196,751	-186,406
Consumo Ap.	61,834	67,525	98,702	75,605	104,623	150,421	225,139	273,367	213,668	177,976	267,472	351,012	325,278
Crecimiento		9.2%	46.2%	-23.4%	38.4%	43.8%	49.7%	21.4%	-21.8%	-16.7%	50.3%	31.2%	-7.3%

Fuente: ANDI.

Se presentan años de crecimiento fuerte en los que aumento de la cantidad de carros en Colombia estuvo alrededor del 50%. Este panorama permite ver que la demanda de gasolina se va a mantener asociada al aumento del parque automotor, especialmente para carros particulares. El crecimiento de la demanda puede mantenerse constante en los valores que ha mantenido en los últimos años.

La tabla 30 muestra una distribución similar para el caso de las motos. Los datos de los últimos años muestran que en Colombia el número de motos pasó de 325,417 en 2009 a 598,285 en 2012, es decir un aumento del 83% con respecto al valor de 2009. De mantenerse esta tendencia la demanda de gasolina podría seguir creciendo, teniendo cuenta el aumento de las motos que circulan en Colombia.

¹⁰ Según un estudio realizado por EXXON-Mobil, el diésel se va a convertir en el combustible más demandado para 2020, principalmente debido al aumento de la demanda por parte del transporte de carga, comercial y pasajeros en países en vías de desarrollo. Además se menciona que el descenso en el precio del diésel va a llevar a que en 2040 sea el combustible usado por el 40% del parque automotor en el mundo. Configuraciones híbridas como Diésel/Eléctrico y Gasolina/Eléctrico tendrán más participación dentro del transporte particular.

Tabla 30. Consumo aparente de Motocicletas en Colombia

Año	Ensamble	Importados	Consumo Aparente	Crecimiento
1996	113,000	5,710	118,710	
1997	125,715	8,509	134,224	13.1%
1998	114,600	11,744	126,344	-5.9%
1999	64,162	4,302	68,464	-45.8%
2000	53,490	4,038	57,528	-16.0%
2001	53,497	5,710	59,207	2.9%
2002	71,313	8,509	79,822	34.8%
2003	89,199	9,990	99,189	24.3%
2004	150,943	13,287	164,230	65.6%
2005	248,741	31,376	280,117	70.6%
2006	388,678	57,942	446,620	59.4%
2007	406,324	74,363	480,687	7.6%
2008	381,598	49,590	431,188	-10.3%
2009	304,309	21,108	325,417	-24.5%
2010	373,620	19,820	393,440	20.9%
2011	508,989	21,315	530,304	34.8%
2012	554,484	43,801	598,285	12.8%

Fuente: ANDI.

1.4.3 Gas Natural

Las reservas probadas de gas natural al 31 de diciembre de 2012 eran de 5.727 GPC. En los últimos años éstas no han dejado de disminuir en los últimos años, siendo para el 2011 la más baja de la última década, 5.500 GPC¹¹. En general, lo que ha habido en estos años es un traspaso de reservas probables a probadas. Actualmente hay mucha exploración (ver información sobre petróleo). Si no hay nuevos descubrimientos la UMPE considera que a partir de 2017 la producción nacional será suficiente para atender el mercado nacional y será necesario comenzar a hacer importaciones para cubrir la diferencia.

De acuerdo a las circunstancias actuales, se podría decir que la tendencia en el consumo se va a mantener, salvo que se presente alguna de las circunstancias que a continuación se manifiestan:

- Que se realice un nuevo descubrimiento que incentive la entrada de nuevas plantas térmica a gas para generación de electricidad.
- Un factor adicional que podría impulsar un pequeño aumento en la demanda podría ser la conexión del departamento de Nariño en el sur del país. También lo sería en forma mucho más significativa si se concretara eventualmente un proyecto de exportación hacia el Ecuador.
- Que se concrete el proyecto de exportación de gas de licuado de la empresa Pacific Rubiales.
- También incidirá en la demanda agregada, la continuación o no de las exportaciones hacia Venezuela, las cuales en principio deberían interrumpirse el año entrante.

En lo concerniente a sector residencial e industrial, se puede mantener constante la demanda, no obstante, se pueden presentar cambios teniendo en cuenta que la gente puede empezar a manejar el gas de forma más eficiente debido al incremento en los precios.

Teniendo en cuenta estas apreciaciones se podrían plantear los siguientes escenarios en la demanda interna (sin exportaciones) para el caso de Gas Natural para el 2030:

¹¹ Fuente: ANH

- Escenario Bajo: En ausencia de nuevos descubrimientos se podrían presentar dinámicas que disminuyan la demanda de Gas Natural. Penetración de la energía eléctrica para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua. Posible ganancia en términos de eficiencia con calentamiento de agua con electricidad. No se prevén nuevos desarrollos eléctricos con gas natural.
- Escenario Medio: Se mantiene la tendencia actual con un crecimiento constante de la demanda.
- Escenario Alto: Crecimiento de la demanda por posible entrada de nuevas plantas eléctricas a gas de aumento de gas vehicular y conexión con el departamento de Nariño.

La tabla 31 muestra los escenarios construidos para la demanda de gas natural. En el escenario más conservador la demanda de gas natural crecería a un 0.5% al año, mientras que en los siguientes de acuerdo a las condiciones ya descritas, crecería al 1% y a 3% respectivamente.

Tabla 31. Estimación de demanda de Gas Natural en Colombia

Año	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
2014	904,500	990,000	1,170,000
2015	909,023	1,089,000	1,521,000
2016	913,568	1,197,900	1,977,300
2017	918,135	1,317,690	2,570,490
2018	922,726	1,449,459	3,341,637
2019	927,340	1,594,405	4,344,128
2020	931,976	1,753,845	5,647,367
2021	936,636	1,929,230	7,341,576
2022	941,320	2,122,153	9,544,049
2023	946,026	2,334,368	12,407,264
2024	950,756	2,567,805	16,129,444
2025	955,510	2,824,586	20,968,277
2026	960,288	3,107,044	27,258,760
2027	965,089	3,417,749	35,436,387
2028	969,914	3,759,523	46,067,304
2029	974,764	4,135,476	59,887,495
2030	979,638	4,549,023	77,853,743
2031	984,536	5,003,926	101,209,866

Fuente: Construcción propia.

Nótese que en general los escenarios, aun los optimistas no prevén crecimiento fuertes de la demanda, esto es debido a que el mercado del gas natural colombiano ha alcanzado cierto grado de maduración.

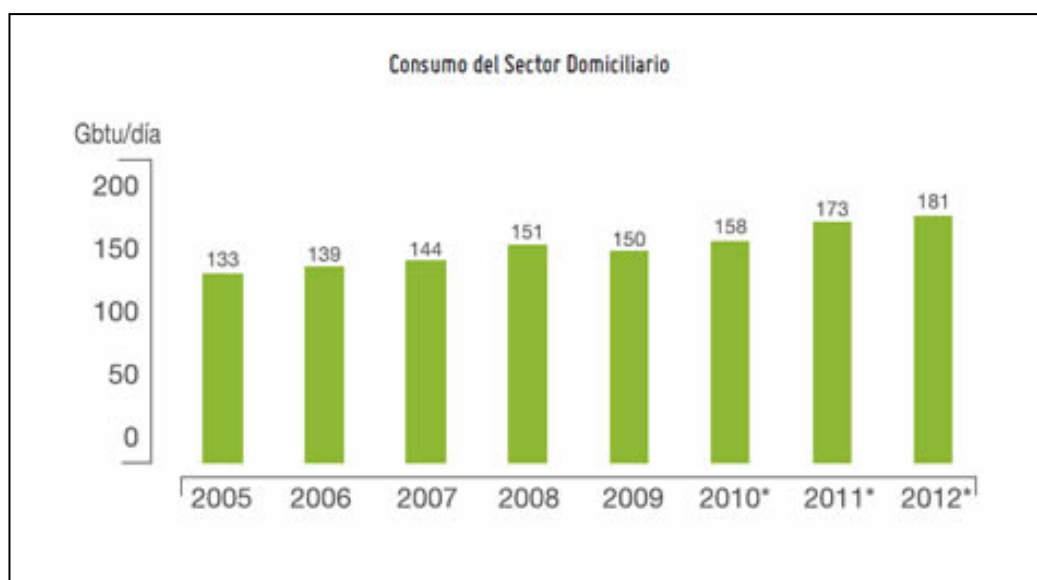
Para el abastecimiento de la demanda nacional de gas natural se parte de la base de que siempre habrá gas disponible, bien sea de producción nacional, o bien sea de importaciones. Existe la posibilidad de una planta regasificadora, planeada para el año 2016-2018. De concretarse esta iniciativa, el agotamiento de las reservas no impactaría fuertemente el mercado nacional.

El consumo de gas natural va a seguir creciendo en el sector residencial, pero cada vez más tenderá a crecer al ritmo del crecimiento vegetativo. Este no es el caso actualmente, pues en los últimos cuatro años el número de usuarios ha tenido un gran crecimiento desde 2 millones en el año 2000 hasta 6.6 millones en 2012, tal como se aprecia en la siguiente figura.

Figura 49. Número de instalaciones de Gas natural a nivel residencial

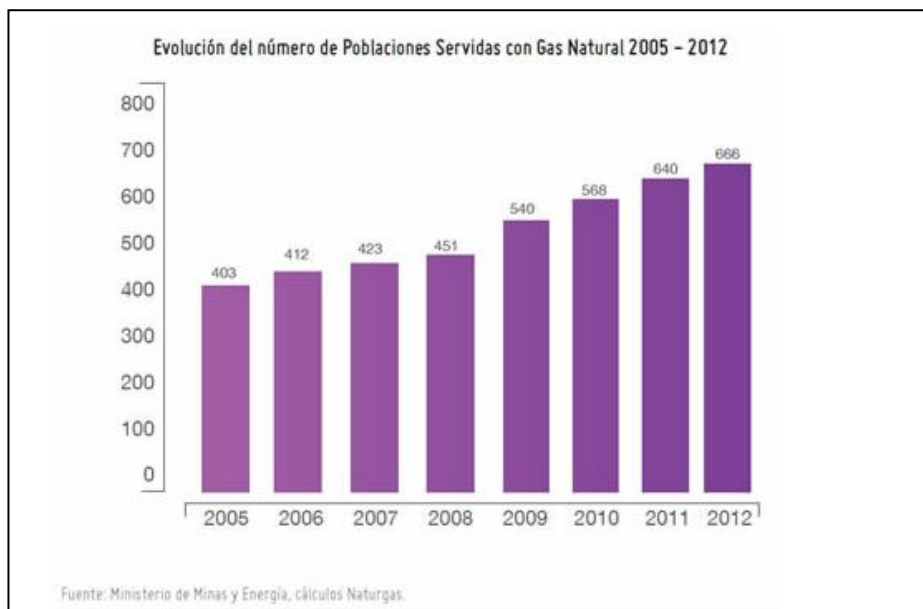
Fuente: Naturgas. Tomado del MME.

El aumento en el consumo de Gas Natural refleja el crecimiento del número de usuarios conectados a la red, la figura 50 nos ilustra sobre estas cifras.

Figura 50. Consumo de Gas Natural en el sector domiciliario (Gbtu/día)

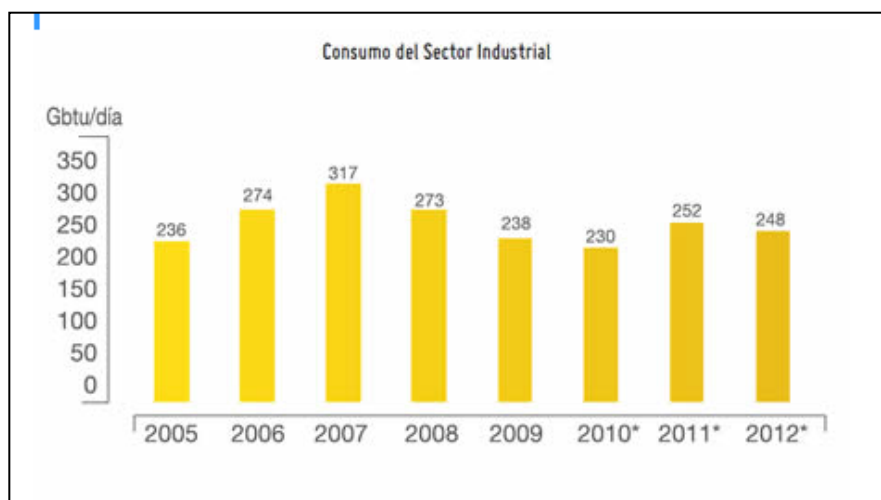
Fuente: Naturgas. Tomado del MME.

La figura 51 ilustra el número de poblaciones con servicio de gas natural, que para 2012 fueron 666.

Figura 51. Evolución de poblaciones servidas con Gas Natural

Fuente: Naturgas. Tomado del MME.

Al finalizar el año 2012 el número de usuarios industriales superaron los 3700. El industrial es sector con el mayor consumo (Véase figura 52). De todos modos hay una disminución de la demanda con respecto al máximo logrado en 2007. A pesar de esto, éste sector sigue siendo el principal consumidor con una demanda de 248 GBTU/día, lo que significa un participación del 28% de la demanda nacional y un 23% en el total de la demanda total (demanda nacional más exportaciones). Con respecto al Gas vehicular, se percibe un crecimiento vegetativo, que se haría más representativo con nuevos yacimientos y de esa forma el precio del gas sea más competitivo.

Figura 52. Consumo de Gas natural en el sector industrial (Gbtu/día)

Fuente: Naturgas. Tomado del MME.

1.4.4 Carbón

En contraste a lo que sucede con el petróleo y el gas Natural, las reservas de Carbón de Colombia pueden suplir la demanda (interna y externa) a la tasa de consumo actual por más de 100 años. Actualmente se exportan 80 millones de toneladas, cifra que puede mejorar progresivamente de acuerdo a la demanda de los países destino, en particular Países Bajos, estados Unidos.

En cuanto al consumo interno, ha disminuido drásticamente debido al endurecimiento de la legislación ambiental. En el año 2010 se produjeron cerca de 74.3 millones de toneladas, de las cuales se exportaron cerca de 68.1 millones, para un consumo interno de 6.1 millones de toneladas. De esta cantidad, 1.5 millones de toneladas fueron a generación térmica y 3.5 millones de toneladas fueron a coquerías y cerca de 1.1 toneladas fueron al consumo del sector industrial.

Teniendo en cuenta esta información los escenarios para 2030 se podrían construir de la siguiente forma:

- **Exportaciones.**

- Escenario Bajo: 100 millones de toneladas exportadas.
- Escenario Medio: 120 millones de toneladas exportadas.
- Escenario Alto: 150 millones de toneladas exportadas.

- **Consumo interno.**

- Escenario Bajo: Se consumen 4 toneladas de carbón, teniendo en cuenta que el sector industrial sigue disminuyendo su consumo, como lo hizo entre 2000 y 2010 de 3.3 a 1.1 millones de toneladas.
- Escenario Medio: Se mantiene constante el consumo interno de carbón en 6 millones de toneladas.
- Escenario Alto: Se aumenta el consumo de carbón a 7.5 millones de toneladas año y probablemente a 8.5 millones de toneladas en aquellos años en los que las plantas térmicas entren con fuerza debido al fenómeno del niño.

Se podría presentar una coyuntura adicional relacionada con el descubrimiento de nuevos yacimientos en países de Asia, así como en Australia. No obstante, se considera que nuevos descubrimientos en esas zonas no afectarían en el mediano plazo la dinámica exportadora de carbón de Colombia principalmente por tres factores. El mercado natural de Colombia se concentra en Estados Unidos y Europa, por otra parte la demanda Asia supera a la oferta y el mercado de carbón para Australia sería Asia y en tercer lugar, la demanda de China es tan alta que la infraestructura colombiana (puertos, transporte y logística) no puede atender altas demandas.

1.4.5 Energía eléctrica

En términos de capacidad instalada Colombia tenía 12,581 MW en el año 2000 y cuenta con hoy con 14,420 MW. Esto quiere decir que en 12 años la capacidad instalada creció en 2,181 MW. Este sencillo análisis permite concluir que para 2030 la capacidad instalada en Colombia podría ubicarse cerca de 18,000 MW. Podría ser un poco mayor si se concreta el proyecto de la gasificadora y potencialmente podrían tener mayor disponibilidad las plantas térmicas. Escenarios para capacidad instalada en 2030:

- Escenario Bajo: 22 ,000 MW instalados.
- Escenario Medio: 24,000 MW instalados.
- Escenario Alto: 28,000 MW instalados.

En términos de demanda máxima de potencia, se podría ser un poco más pesimista, teniendo en cuenta que no han sido significativos los cambios en los últimos años, pasando de cerca de 8,000 MW en 2002 y los 8,700 en 2012. Con este precedente, la demanda nacional de potencia máxima podría situarse en 10,000 MW en 2018 y en 11,000 MW en 2030. Sin embargo, se espera un crecimiento mucho más fuerte en los próximos años hasta un 70% de los pronósticos de capacidad instalada, en tal caso, los escenarios serían: Bajo 15,000 MW, Medio 16,800 MW, y Alto 19,600 MW.

Los dos últimos escenarios incluyen exportaciones a los países vecinos. La proporción del 70% se basa en un que se requiere tener un margen para manejar los fenómenos de sequía, y además se han de considerar las exportaciones. En cuanto a la demanda máxima año a año, presentó cambios de mayor magnitud. En el año 2003 la demanda de energía fue de 45,768 GWh y en el año 2012 fue de 62,000 GWh. Para el año 2030, se podrían especificar los siguientes escenarios.

- Escenario Bajo: 75,000 GWh.
- Escenario Medio: 80,000 GWh.
- Escenario Alto: 85,000 GWh.

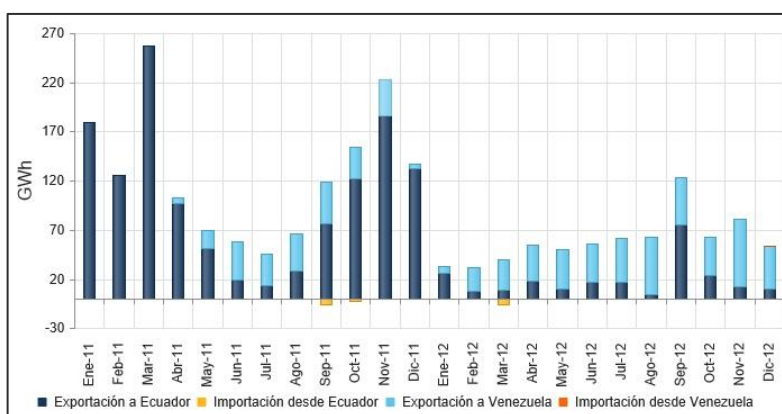
Factores que podrían afectar la demanda: activación de la industria y un apoyo fuerte al sector minero intensivo en consumo de energía eléctrica, no obstante los TLC's firmados recientemente no incentivan a la industria, seguimos exportando productos primarios. En el sector residencial no se percibe un cambio en la demanda.

Sin embargo, existe un escenario que se debe contemplar que podría ser la migración hacia la cocción de alimentos con energía eléctrica, asumiendo que en un futuro el precio del gas natural deje de ser competitivo. En cualquier caso, no se vislumbra una forma en que la demanda aumente considerablemente, teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Las dotaciones de hogares no van a cambiar por un periodo de tiempo.
- El cambio técnico va a contrarrestar el crecimiento de la demanda, especialmente por los avances en equipos electrodomésticos y de iluminación.
- La tasa de crecimiento de la población va a continuar con su tendencia al descenso.

Por otra parte en 2013 se han programado 13 nuevos proyectos de redes de transmisión, que aprovecharían la energía generada en los nuevos proyectos que ingresan a la Sistema Interconectado Nacional (Quimbo, Hidrosogamoso, Hidroituango), proyectos que alcanzan los 2.000 millones de USD, y que conllevarán al aumento de la participación de la energía hidroeléctrica por encima del 90%, la cual hoy participa en promedio con el 76% de la generación total.

En cuanto a las exportaciones de energía eléctrica se sabe que las conexiones con Panamá y Ecuador se encuentran estancadas, entre otras cosas porque en los dos países ya se encuentran invirtiendo en infraestructura energética propia. Existe un potencial importante si se concreta la conexión hacia Chile, pero es algo que aún se encuentra en planeación. La figura 53 muestra los intercambios comerciales de Colombia en 2011 y 2012, allí se puede apreciar que la cantidad exportada nunca ha sobrepasado los 270 GWh/mes.

Figura 53. Intercambios comerciales de energía eléctrica Colombia 2011-2012

Fuente: XM Expertos en Mercados.

Con este panorama, los escenarios posibles para las exportaciones de energía eléctrica en el 2030 serían:

- Escenario Bajo: 3,000 GWh año exportados.
- Escenario Medio: 4,000 GWh año exportados.
- Escenario Alto: 5,000 GWh año exportados.

1.4.6 No Convencionales

Como se mencionó anteriormente, las FNCE no terminan de consolidarse en Colombia, como alternativa de energía que haga contrapeso a las fuentes energéticas convencionales, por varios factores entre los que se pueden mencionar: barreras regulatorias, barreras de tipo técnico, barreras de tipo financiero y económico. Sin embargo, existen iniciativas y proyectos que pueden mejorar la infraestructura de este tipo de energéticos,

En energía eólica se tiene presupuestado que se construya un parque eólico de 200 MW. Se espera además que las tecnologías sigan bajando sus precios y que la entrada de estas tecnologías sea cada vez más viable. La zona Norte de Colombia presenta un gran potencial gracias a los vientos de la costa atlántica, zona donde se encuentra una buena parte de la infraestructura eléctrica que funciona con gas natural. Probablemente en un futuro, teniendo en cuenta los problemas de confiabilidad, las plantas térmicas salgan del mercado. Escenarios para 2030.

- Escenario Bajo: 20 MW instalados (estado actual).
- Escenario Medio: 200 MW instalados.
- Escenario Alto: 500 MW instalados.

Con respecto a Geotermia se viene hablando de dos proyectos uno en Nariño y otro en Caldas, ambos a cargo de ISAGEN. Los escenarios posibles serían:

- Escenario Bajo: Cero MW instalados (estado actual).
- Escenario Medio: 50 MW instalados.
- Escenario Alto: 100 MW instalados.

En el caso de energía solar, puede ser el sector que más iniciativas desarrolladas presenta, debido a que se pueden implementar sistemas de pequeña escala. No obstante, existen barreras en la regulación que

no han permitido implementar generación distribuida y Net Metering. Existe un potencial importante para alumbrado público y para iniciativas individuales en los hogares. Escenarios para 2030:

- Escenario Bajo: 5 MW instalados.
- Escenario Medio: 50 MW instalados sin cambios en la regulación.
- Escenario Alto: 200 MW instalados. Con implementación de sistemas solares para alumbrado público con cambios en la regulación que permitan incentivar la implementación de sistemas individuales a nivel micro y recalcular la tarifa de remuneración para transmisión distribución.

2 MAPA DE COMERCIO ENERGÉTICO DE COLOMBIA

En los últimos diez años, el sector minero-energético colombiano ha evidenciado un importante dinamismo por ser un impulsador de la actividad productiva del país; su PIB conformado por energía eléctrica, gas, petróleo y minería se ubicó en US\$ 8,289 millones en el año 2000. Para el año 2012, el PIB del sector tuvo una cifra por más de US\$ 55,000 millones; logrando un crecimiento en siete veces durante este lapso de tiempo. Dicho comportamiento se sustenta en los elevados precios de productos como el carbón, oro y níquel. Así, la participación del sector en el PIB total presentó un incremento importante, pasando del 8% al 15% entre el 2000 al 2012.

Para el sector hidrocarburos, el petróleo expone a lo largo de la década un crecimiento promedio, en términos reales, de 3.9%; aumentando su participación dentro del PIB total en un 4% para el año 2007 y en un 9% en 2012, llegando a registrar crecimiento a dos dígitos en los últimos cuatro años con un 15%.

Con un crecimiento promedio del 3% registrado en la última década y una participación en el PIB total del 2.5%; se ubica el sector de energía eléctrica y gas domiciliario; dinámica lograda gracias a las actividades con instituciones fuertes y consolidadas.

Según la ANDI, dentro de las perspectivas esperadas para el año 2019, se espera un crecimiento de 4,150 MW en energía eléctrica, con sus correspondientes líneas de transporte, es decir un crecimiento del 28% frente a la capacidad instalada actual. En gas natural, a finales de 2012 se incorporó la producción de Cupiagua por 140 MPCD que constituye un crecimiento del 15% respecto a la capacidad existente, se ha incorporado Gibraltar con 30 MPCD y se han mantenido las producciones de Cusiana (270 MPCD) y de Guajira (650 MPCD).

2.1 ENERGÍA ELÉCTRICA

La generación hidroeléctrica representa el 64% de la capacidad instalada; seguida de termoelectricidad con un 31%, gas con 19%, carbón 7.4% y combustibles líquidos con un 5.3%. En los últimos años, el sector eléctrico en Colombia ha evidenciado su estrategia de internacionalización a través de la Integración Energética Andina, lo cual a su vez promueve el desarrollo del país en la región gracias al aprovechamiento del crecimiento de los mercados internacionales.

La energía eléctrica tiene un importante comercio internacional a través de diferentes líneas de alta tensión; así el comercio internacional de electricidad permite la interacción entre dos sistemas o mercados regulados, lo cual plantea regulación bajo la forma de acuerdos internacionales.

Dos importantes fuentes de generación de flujo de divisas para el país son las obtenidas de las exportaciones y la inversión extranjera directa (IED) del sector minero-energético. Las ventas externas de esta cadena han representado en los últimos 12 años alrededor del 48% de las exportaciones totales de Colombia. Éstas, se multiplicaron por 8 a lo largo de la última década, pasando de US\$5,881 millones en el año 2000 a US\$ 40,363 millones en el 2012; y, la participación dentro de las exportaciones totales, igualmente logró un aumento significativo, alcanzando 66% en 2012.¹²

Con respecto a la IED, encontramos que este sector ha sido un importante receptor de estos recursos, dinámica que se ha intensificado en los últimos 5 años. En el año 2000 recibió inversiones por valor de US\$ 136 millones, en 2005 por US\$ 3,031 millones y para el año 2011 se recibieron US\$ 8,009 millones.

¹² Colombia: Balance 2012 y perspectivas 2013. ANDI.

A su vez, la participación dentro de la inversión extranjera directa total, pasó de un 6% en el 2000, a un casi 60% en 2011. Para el primer semestre de 2012, la inversión recibida en petróleo, hidrocarburos y minería asciende a US\$ 5,227 millones, con un crecimiento del 17% frente a igual período de 2011.

Cabe resaltar que dentro de este crecimiento, electricidad, gas y agua fue el rubro que más aumentó en este primer semestre con respecto al mismo período del año anterior, al pasar de US\$ 245 millones a US\$ 452 millones, cifra que se traduce en un crecimiento de 84%, mientras que el petróleo y sus derivados aumentaron un 15% frente al mismo período del año anterior, y minas y canteras un 10%.¹³

2.1.1 Comercio Internacional de Energía Eléctrica

El comercio internacional de Energía Eléctrica entre Colombia y Ecuador actúa por medio de las TIEs; esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad; el cual opera a través de transacciones spot a corto plazo, realizadas en el marco de las Decisiones CAN 536 y 537 de 2005, de la Comunidad Andina de Naciones, que reglamenta el intercambio intracomunitario de electricidad entre los países miembros de la CAN.

Tras la Decisión CAN 757 de 2011; se permite la libre contratación de agentes de Colombia, Ecuador y Perú con agentes de otros países. La gran mayoría de las operaciones se han dado por exportaciones de Colombia a Ecuador, siendo significativas para Ecuador y marginales para Colombia.

Para el caso de Venezuela; existen dos interconexiones a 230 kV (Circuitos Cuestecitas – Cuatricentenario y Coroza – San Mateo); dichas interconexiones no operan bajo el esquema de TIES. La primera ha presentado operación básicamente para cubrir contingencias de generación en el Área Caribe por salidas forzadas de las centrales térmicas de la costa y ante aislamientos del área Caribe.

La segunda se encuentra actualmente en uso bajo un esquema de contrato bilateral entre agentes de los dos países mediante el cual Colombia realiza la venta de energía y potencia al Estado Táchira en Venezuela. Desde septiembre de 2008 se reactivaron los intercambios de electricidad entre Colombia y Venezuela a través de los dos circuitos mencionados, alcanzando en promedio diario hasta 2.5 GWh de exportación.¹⁴

Tabla 32. Comercio Internacional de Energía eléctrica 2007-2012

Año	Energía (GWh)		Valor (miles \$USD)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2007	876.6	39.5	66,269.2	1,336
2008	611.9	37.5	35,908.4	2,309.4
2009	1,358.3	20.8	107,711.7	1,118.5
2010	797.7	9.7	73,812	565
2011	1,543.4	8.2	92,995.8	231.3
2012	714.5	6.5	24,150.9	243.2

Fuente: Informes XM 2007-2012.

2.1.1.1 Exportaciones e Importaciones de Energía Eléctrica por Origen y Destino

Las Exportaciones de electricidad a Ecuador están cobijadas bajo el esquema regulatorio centralizado TIE, y permiten el recaudo de rentas de congestión destinadas a aliviar el monto de restricciones y al Fondo de Energía Social (FOES). Por otro lado, las exportaciones a Venezuela se clasifican como consumo internacional y se denominan como parte de un acuerdo comercial bilateral.

¹³ Colombia: Balance 2012 y perspectivas 2013. ANDI.

¹⁴ Regulación Sector Eléctrico. <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/colombia>

2.1.1.1.1 Exportaciones e Importaciones de Energía Eléctrica a Ecuador

En 2008 las exportaciones de electricidad a Ecuador en GWh decrecieron respecto al volumen exportado en el año 2007; así de 877 GWh exportados en 2007; bajaron a 612 GWh; representando una baja del 42%. Por otra parte, de acuerdo al informe de XM; de febrero a julio de 2008 se observaron bajos valores de rentas de congestión, dado que en dicho periodo se presentaron las menores exportaciones a Ecuador en GWh (Ver Tabla 33).

Tabla 33. Exportaciones e Importaciones de Energía Eléctrica ECUADOR 20007-2012

Año	Energía (GWh)		Valor (miles USD)	
	Ecuador		Ecuador	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2007	876.6	38.4	66,269.2	1,336
2008	611.9	37.5	35,908.4	2,309.4
2009	1,076.7	20.8	107,711.7	1,118.5
2010	797.7	9.7	73,812	565
2011	1,294.6	8.2	92,995.8	231.3
2012	236.1	6.5	24,150.9	243.2

Fuente: Informes XM 2007-2012.

Bajo las TIE con Ecuador, en el año 2009 Colombia exportó 1,076.7 GWh, lo que representó un total de US\$ 107,712 miles de dólares (incremento del 210.6% frente a 2008). Mientras que Ecuador exportó a Colombia 20.8 GWh por un total de US\$ 1,119 miles de dólares (disminuyó en un 51.6% frente a 2008). En cuanto a las rentas de congestión recibidas en Colombia, según el informe XM del año en mención; se incrementaron en 2009 en un 70%, y alcanzaron un valor de US\$ 12.6 millones de dólares. En el lapso del año 2010 al 2011 se presentó un incremento del volumen exportado a Ecuador de 497 GWh, lo que representó un ingreso de 92,996 miles de dólares. Respecto a las Importaciones de Colombia con origen de Ecuador, se ubicaron en 8.2 GWh para el año 2011; las cuales tuvieron un descenso del 54% con respecto al año 2009. En el año 2012, la exportación de Colombia hacia Ecuador fue de 236.1 GWh, con una disminución del 82% respecto al año anterior y representando 24,151 miles de dólares. La importación de Colombia desde Ecuador fue de 6.5 GWh, decreciendo en 26% respecto al mismo mes del año anterior y representando 243,000 de dólares.

2.1.1.1.2 Exportaciones e Importaciones de Energía Eléctrica a Venezuela

En el año 2007, no se presentaron exportaciones hacia Venezuela y de acuerdo al informe XM del año en mención, se importaron desde este país por emergencias del Sistema, cerca de 1.1 GWh durante todo el año 2007 (en el año 2006 Venezuela exportó a Colombia 27 GWh).

Tabla 34. Exportaciones e Importaciones de Energía Eléctrica VENEZUELA 20007-2012

Año	Energía (GWh)	
	Venezuela	
	Exportaciones	Importaciones
2007	0.0	1.1
2008	101.8	1.1
2009	281.6	0.0
2010	0.0	0.0
2011	248.80	0.0
2012	478.40	0.0

Fuente: Informes XM 2007-2012.

En referencia al informe XM del año 2009; desde octubre se observó una disminución de las exportaciones internacionales, como parte de las acciones ejecutadas para enfrentar la drástica disminución del recurso hídrico debida al evento El Niño. A pesar de la reducción en las exportaciones desde octubre, al finalizar el año 2009, las exportaciones totales de energía se incrementaron en un 122%, que corresponde a un incremento del 111.2% en las exportaciones hacia Ecuador y del 176% en las destinadas a Venezuela.

Durante el año 2011, se registraron exportaciones de alrededor de 230 GWh/año. La energía exportada hacia Venezuela en 2011 casi duplicó la cifra de 2010. De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía, durante el año 2012, se registraron exportaciones de aproximadamente 480 GWh/año a través de las dos interconexiones: Corozo-San Mateo (350 GW) y Cuestecitas-Cuatricentenario (130 GW), para un promedio de 40 GWh/mes. Para el año 2012, la exportación de Colombia a Venezuela fue de 478.40 GWh, representando un crecimiento del 92% respecto al año anterior, para este mismo año no hubo importaciones de Colombia desde Venezuela.

El balance de la cartera energética indica que hasta el 23 de febrero del año 2013 se han exportado alrededor de 100 GWh/mes hacia Venezuela. Enero registró 58 GWh/ mes y febrero registró 40.9 GWh/mes. El acuerdo entre Colombia y Venezuela tiene requerimientos de demanda máxima por parte de Venezuela de 150 MW en horas de punta (18:00 - 21:00) hasta el 20 de marzo de 2013.¹⁵

2.1.2 Transmisión. Interconexiones internacionales de Energía Eléctrica

Entre las rutas para el transporte de Interconexiones internacionales de energía para las operaciones de Exportación están:

- Tulcán - Panamericana 138 kV
- Pomasqui - Ecuador 230 kV
- Cadafe - Zulia 115 kV
- Corozo - San Mateo 230 kV
- Cuestecitas – Cuatricentenario 230 kV

Entre las rutas para el transporte de Interconexiones internacionales de energía para las operaciones de Importación están:

- Tulcán - Panamericana 138 kV
- Pomasqui - Ecuador 230 kV
- Corozo - San Mateo 230 kV
- Cuestecitas – Cuatricentenario 230 kV

2.1.3 Capacidad de exportación

Colombia cuenta con una capacidad de exportación de 535 MW hacia Ecuador y de 336 MW hacia Venezuela. Así mismo, desde estos países se pueden importar 215 y 205 MW, respectivamente. Durante el 2011 se realizaron intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, exportándose hacia Ecuador un total de 1,294.6 GWh, valor superior en un 62.3% frente al registrado en el 2010 (797.7 GWh) y a Venezuela 248.8 GWh, en el 2010 no se realizaron exportaciones. Por su parte, Colombia importó desde Ecuador 8.2 GWh valor inferior al registrado en 2010 (9.7 GWh). Tabla 35.

¹⁵<http://colombiaenergia.com/node/105>

Desde la implementación en el 2003 de las Transacciones Internacionales de Electricidad TIE con Ecuador, se han exportado a Ecuador alrededor de 10,747 GWh por un valor cercano a 871 millones de dólares. Colombia cuenta con una capacidad de exportación de 535 MW hacia Ecuador y de 336 MW hacia Venezuela. Así mismo, desde estos países se pueden importar 215 y 205 MW, respectivamente.

Durante el 2012 se realizaron intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, exportándose hacia Ecuador un total de 236.1 GWh, valor inferior al registrado en el 2011 (1,294.6 GWh) y a Venezuela 478.02 GWh, aumentando en 229.21 GWh con respecto al año 2011 (248.81 GWh). Por su parte, Colombia importó desde Ecuador 6.5 GWh valor inferior al registrado en 2011 (8.2 GWh).

Desde la implementación en el 2003 de las Transacciones Internacionales de Electricidad TIE con Ecuador, se han exportado a Ecuador alrededor de 10,983 GWh por un valor cercano a USD 895 millones.

Tabla 35. TIE's en 2011 y 2012

TIE 2011 y 2012

Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE-				
Año	Energía (GWh)		Valor (miles USD)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2011	1,294.6	8.2	92,995.8	231.3
2012	236.1	6.5	24,150.9	243.2
Total desde 2003	10,983.6	240.4	895,153.5	9,436.2

Fuente XM

2.1.4 Acuerdos Comerciales y TLC

A continuación se citan los acuerdos comerciales vigentes de Colombia, en términos de intercambios de energía:

- Tratado de Libre Comercio entre Colombia y dos de los países miembros de la Asociación Europea de Libre Comercio -AELC- o EFTA, Suiza y Liechtenstein.
 - Acuerdo de Libre Comercio entre la República de Colombia y Canadá
 - Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI
 - Acuerdo Colombia - Chile
 - CAN - Mercosur
 - Comunidad Andina
 - Centroamérica y Caribe
 - Acuerdo de Asociación CAN – UE
 - El Gobierno Nacional expidió la Ley 1191, del 6 de mayo de 2008, mediante la cual se aprueba el “Acuerdo de Cooperación para la Promoción de la Ciencia y la Tecnología Nucleares en América Latina y El Caribe, ARCAL”.

2.2 GAS NATURAL

Las exportaciones de gas natural de Colombia se ubicaron en 53.655 Millones de Pies Cúbicos para el año 2008, representando ingresos FOB por 163,025 miles de dólares. (Véase tabla 36). Para el año 2009

se presentó un incremento en el volumen exportado de gas natural, representando en un 22.5% con un ingreso de 275,938 miles de dólares en valor FOB.

El año 2010 registro una disminución de 9,125 Millones de Pies Cúbicos respecto al año anterior; mientras que para el año 2011 se registró un crecimiento del 32%, pasando de 56,575 Millones de Pies Cúbicos a 74.825 Millones de pies cúbicos y registrando un valor FOB en miles de dólares de 333,615.

Tabla 36. Comercio Internacional de Gas Natural 2008-2012

	Exportaciones	
	Millones Pies Cúbicos Año	Miles de dólares FOB
2008	53,655	163,024.8
2009	65,700	275,938
2010	56,575	184,635.7
2011	74,825	333,615.9
2012	ND	462,706.6

Fuente: UPME.

Por otro lado, existe potencial para exportar gas hacia otros destinos. Se está considerando la posibilidad de implementar un sistema de licuefacción de gas natural en mediana escala para exportar hasta un máximo de 70 MPCD. El proyecto se encuentra en ejecución y su mercado es Centroamérica y las islas del Caribe. Venezuela ha planteado su interés de exportar gas natural a través de Colombia. Para ello ya construyó el gasoducto transcaribeño Antonio Ricaute (Figura 54).

2.2.1 Transporte de Gas Natural

El gasoducto Ballenas-Maracaibo, cuya operación comenzó en 2008, es el primer paso hacia la integración de los mercados de gas de Colombia con los de otros países de la región Caribe y Andina. El Sistema Nacional de Transporte de gas natural colombiano, vincula los centros de producción de gas con los centros de consumo, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, sistemas de distribución, usuarios no regulados, interconexiones internacionales y sistemas de almacenamiento.

La Red Nacional de Gasoductos está conformada por dos subsistemas claramente definidos por su propiedad y operación, así como su funcionamiento. De un lado se encuentra el subsistema de la Costa Atlántica con la línea Ballena-Barranquilla-Cartagena-Cerromatoso el cual pertenece a PROMIGÁS, empresa privada con una participación de capital extranjero a través de ENRON de Estados Unidos. Por otra parte, el subsistema que comprende principalmente las líneas Ballena-Barrancabermeja-Vasconia-Cali, Cusiana-APIAY-Bogotá y Cusiana-La Belleza-Vasconia-Cali, propiedad de ECOGAS, más las líneas Sebastopol-Medellín de la empresa TRANSMETANO, Payoa-Provincia-Bucaramanga de TRANSORIENTE, Estación de entrega Yumbo-Cali de propiedad de TRANSOCCIDENTE, Campo de producción de Hobo Neiva de PROGASUR, estación Cogua-Bogotá de TRANSCOGÁS y el Gasoducto del Tolima compuesto de dos líneas pequeñas, es conocido como el subsistema de transporte del interior.

La evolución del sistema de transporte de la Costa Atlántica, a diferencia del interior del país, se encontraba plenamente constituida con anterioridad al inicio del plan de gas en la década de los 90. A partir de esa fecha fue necesario realizar ampliaciones en cuanto a nuevos gasoductos regionales con el fin de ampliar la cobertura de población atendida, ya que los grandes mercados ya estaban cubiertos y desarrollados en ese momento por el sistema troncal de transporte.

El sistema de transporte del interior del país se desarrolló como eje fundamental del Plan de Masificación de Gas. Sin embargo, antes del Plan, el interior del país contaba con pequeños gasoductos regionales que proveían gas a poblaciones cercanas a los campos de producción. Estos fueron: Gasoducto Apiay-Bogotá y Gasoducto Payoa Provincia-Bucaramanga.

El gasoducto Antonio Ricaute puede transportar hasta un máximo de 500 MPCD. La idea del gobierno venezolano, ya desde 2008, es que se pueda llevar en un futuro gas, además de Colombia, hacia Centroamérica y hacia Ecuador a través de esta última. Las exportaciones de grandes volúmenes por gasoducto, hacia Ecuador y hacia Centroamérica, requieren de qué se den dos circunstancias, las cuales son, primero que Venezuela o Colombia tengan excedentes exportables para un horizonte razonable de tiempo, y segundo, que una vez confirmado lo primero, que se construya un gasoducto de capacidad razonable entre Cali y Quito. Ninguna de estas dos circunstancias se da por el momento.

Figura 54. Gasoducto transcaribeño Antonio Ricaute



2.3 CARBÓN

La industria del carbón reportó un crecimiento en la producción de 15.4% en el año 2011, con respecto al año 2010, valorada en alrededor de US\$ 1,184 millones FOB y determinada por el incremento en los precios y el mayor volumen producido. La variación anual de las exportaciones fue de 12.46%, al aumentar las exportaciones de carbón en aproximadamente 9 millones de toneladas para el 2011, principalmente por una mayor producción de los departamentos de Cesar, La Guajira, Boyacá y Cundinamarca.

El valor del PIB del carbón en el 2011 asciende a \$ 7.04 billones en pesos contantes de 2005 y representa el 70.54% del PIB minero sin hidrocarburos.¹⁶ La mayor parte de la producción de Carbón, es decir, el 90.8%, se destina a la exportación, mientras que el 9.20%, para consumo nacional y para la producción de coque. Se debe resaltar que las exportaciones de coque para este trimestre fueron de 549,335 toneladas, con un incremento del 6.55% en comparación con las 515,586 toneladas del 2010.¹⁷

¹⁶ <http://www.simco.gov.co/Portals/0/publicaciones/Boletin%20Baja%20Estadistico%20UPME%202007-2011.pdf>.

¹⁷ <http://www.simco.gov.co/Portals/0/estadisticas/COMPORTAMIENTO%20DE%20LA%20PRODUCCION%20Y%20EXPORTACIONES%20EN%20COLOMBIA.pdf>

Tabla 37. Comercio Internacional de Carbón 2007-2013

Año	Miles de Dólares FOB	Toneladas Métricas
2007	3.494.544	69.309.768
2008	5.043.330	63.515.383
2009	5.416.385	68.684.309
2010	6.015.184	72.226.880
2011	8.396.866	81.225.010
2012	7.805.190	77.403.030
2013*	2.454.361	26.525.927

Fuente: DIAN-DANE-UPME.

En el periodo 2007 a 2011 las exportaciones colombianas de productos minerales, sin incluir hidrocarburos, han presentado un aumento progresivo en valor FOB, reflejando en los últimos cinco años un crecimiento promedio anual del 22.26% y consolidando la participación de las exportaciones mineras para el año 2011 en 21.87% del total de exportaciones nacionales.

El salto, que significó un aumento de cerca del 32.19% con respecto al año inmediatamente anterior, fue el resultado del incremento en valor que tuvieron las exportaciones de carbón, al pasar de 6,015.2 a 8,396.9 millones dólares.

2.3.1 Exportaciones Colombianas de Carbón por Destinos

Los principales destinos de las exportaciones de carbón en el 2011 fueron, Países Bajos con el 23.46%, Estados Unidos con el 10.14%, Islas Malvinas con el 10.06%, Israel con el 7.49% y Turquía con el 7.24%.

Tabla 38. Exportaciones Colombianas de Carbón por Destinos (Cifras en Miles de toneladas)

PAIS	2007	2008	2009	2010	2011
Países Bajos	11,956.3	7,460.96	14,914.98	14,754.60	19,053.15
Estados Unidos	21,158.75	16,959.06	17,138.97	12,481.96	8,233.1
Islas Malvinas	3,261.64	3,295.55	4,565.08	4,190.32	8,171.38
Israel	2,950.97	1,802.49	2,203.96	3,420.75	6,083.07
Turquía	2,454.85	2,745.22	3,077.94	2,708.23	5,883.84
Dinamarca	2,730.61	1,564.23	1,813.95	1,352.08	4,354.48
Chile	2,018.16	3,689.67	4,271.65	3,626.07	4,064.17
España	2,127.11	1,525.45	2,420.81	2,521.36	3,216.49
Portugal	2,716.85	1,760.08	1,994.06	1,211.94	2,805.29
Brasil	604.78	1,118.36	1,486.25	2,183.67	2,761.49
Italia	2,123.09	1,610.03	2,315.31	1,850.75	1,984.88
Francia	2,821.31	2,044.45	1,327.62	2,804.73	1,828.59
Irlanda	467.13	977.56	811.41	972	1,753.64
Canadá	1,738.72	1,973.09	2,210.64	1,947.25	1,596.12
China	0.00	57.15	0.1	4,655.94	1,536.55
Otros	6,186.22	14,932.03	8,131.59	11,545.22	7,898.75
Total Exportaciones	63,193.40	63,515.38	68,684.32	72,226.87	81,224.99

Fuente: SIMCO, DANE-DIAN

Nótese la caída de las exportaciones hacia los Estados Unidos desde el año 2007, que han descendido al año 2011 a casi la tercera parte, esto ha de ser atribuido al descenso de los precios del gas natural en Estados Unidos, gracias a la aparición del llamado shale gas, o gas de esquistos. Este gas de esquistos ha hecho que Estados Unidos haya pasado de ser importador de gas natural a ser autosuficiente.

Entonces vemos que si bien Colombia ha aumentado sus exportaciones de carbón en estos años, esto ha sido en dirección a otros mercados, concretamente hacia Europa o Chile, y hacia nuevos mercados como son China, Israel, y Brasil.

La tabla 39 muestra los precios internacionales al 2011 - 2013¹⁸, allí se pueden observar las diferencias por regiones del mundo:

Tabla 39. Precios internacionales de Carbón

Coal: Prices				
US dollars per tonne	Northwest Europe marker price †	US Central Appalachian coal spot price index	Japan steam coal import cif price	Asian Marker price
2011	121,52	87,38	136,21	125,74
2012	92,50	72,06	133,61	105,5

Fuente BP Stistical Review 2013.

Nótese que los precios en Estados Unidos son más bajos que en Europa o en Asia. La tabla 40 muestra las cifras correspondientes a las exportaciones de carbón por departamento de origen.

Tabla 40. Exportaciones colombianas de carbón por departamento de origen (Cifras en Miles de toneladas)

DEPARTAMENTO	2007	2008	2009	2010	2011
Guajira	3,069.45	31,939.86	31,430.93	31,098.25	33,355.61
Cesar	32,896.18	33,354.46	33,397.75	34,427.37	43,232.37
Córdoba	62.05	24.56	-	-	15
Antioquia	5.46	0.55	-	24.53	-
Boyacá	117.86	397.42	229.76	410.53	719.83
Casanare	-	0.06	0.26	0.15	-
Cundinamarca	296.61	503.54	503.86	759.47	917.57
Santander	38.00	17.11	9.00	4.86	4.93
Norte de Santander	1,089.42	1,523.30	1,184.63	1,423.21	1,027.65
Total	37,575.03	67,760.92	66,756.19	68,148.37	79,272.96

Fuente: UPME.

Los departamentos que más contribuyen a las exportaciones como punto de origen son Cesar y la Guajira.

2.3.2 Las exportaciones y la Inversión Extranjera Directa (IED)

A pesar del menor crecimiento de la economía mundial y la variabilidad de los precios de los principales productos de exportación mineros (carbón, metales preciosos y ferroníquel), pero con un aumento en los volúmenes de exportación, para el año 2011 la IED presenta un gran crecimiento, siendo del 91.82% en 2011 frente al 2010, pasando de US\$ 6,899.26 a US\$ 13,234.16 millones, lo que reafirma el movimiento de capitales de las sociedades transnacionales o sociedades multinacionales en países extranjeros manteniendo la confianza en la estabilidad macroeconómica del país¹⁹.

El crecimiento de 14.62% para el primer trimestre de 2012, genera un valor agregado a la economía de US\$ 2,030.77 millones de dólares FOB en las exportaciones, consolidándose el carbón como el producto

¹⁸ BP Statistical Review 2013

¹⁹ <http://www.simco.gov.co/Portals/0/publicaciones/Boletin%20Baja%20Estadistico%20UPME%202007-2011.pdf>

más representativo del PIB minero. La variación de las exportaciones fue de 7.75%, al registrarse un incremento en las exportaciones de carbón térmico y metalúrgico de aproximadamente 1,438,710 toneladas para el primer trimestre de 2012 en comparación con el mismo período de 2011, al pasar de 18,564,677 a 20,003,387 toneladas, principalmente por el incremento en la producción de los departamentos de Cesar, Guajira y Norte de Santander. La variación en las exportaciones de carbón térmico fue de 6.06%, incrementando las exportaciones en aproximadamente 1.11 millones de toneladas, al pasar de 18,385,148 toneladas en el primer trimestre de 2011 a 19,498,845 toneladas en el mismo período de 2012²⁰. Dentro del sector, la mayor parte de la Inversión Extranjera Directa, en el primer trimestre de 2012 fue absorbida por el subsector de Extracción de carbón, lignito y turba, con 407 USD millones, seguido por el subsector de extracción de minerales metalíferos con 144 USD millones y otras actividades con 57 USD millones, representando el 67.04%, 23.65% y 9.31% respectivamente.²¹

2.3.3 Transporte de Carbón

El carbón generalmente es transportado desde la mina en volquetas de 10t, camiones de doble troque de 20 toneladas y tracto mulas de 40t y en otros casos por barcazas, bandas transportadoras, cables aéreos y vías férreas. Es llevado a los patios de acopio, las plantas de beneficio, consumidores internos y a los puertos de embarque para su posterior exportación. La tabla 41 muestra los principales puertos de exportación colombiano:

Tabla 41. Principales puertos de exportación

Puerto - Terminales	Ubicación
Puerto Bolívar	Bahía Portete - La Guajira
Prodeco	Puerto Zuñiga – Magdalena
Terminal de Drummond	Cienaga – Magdalena
Terminal de Carbosan	Santa Marta – Magdalena
Terminal Colclinker	Bahía de Cartagena – Bolivar
Terminal de Cementos de Caribe	Barranquilla – Atlántico
Puerto de Buenaventura	Buenaventura - Valle del Cauca
Sociedad Portuaria Regional	
Puerto de Buenaventura	
Muelle 13 (Sociedad Grupo Portuario)	
Puerto Santander	Puerto Santander - Norte de Santander
Puerto seco de Cúcuta	Cucuta - Norte de Santander

Fuente: UPME (2004).

2.3.3.1.1 *Características Generales del Transporte de Carbón*²²

El escenario básico para el transporte de carbón en Colombia está conformado por las diferentes regiones productoras del mineral, las principales ciudades y lugares donde están ubicadas las grandes industrias consumidoras, los puertos y los corredores de transporte empleados, ya sean terrestres (modo carretero y férreo) o fluviales, que unen dichos puntos de origen y destino del carbón.

²⁰ <http://mre.cancilleria.gov.co/wps/wcm/connect/b12352004c8d0666a771a73821b866fa/PERFIL+MINERO+ESPA%C3%91OL+FINAL.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=b12352004c8d0666a771a73821b866fa>

²¹ <http://www.simco.gov.co>

²² http://www.minambiente.gov.co/documentos/guia_ambiental_transporte_carbon.pdf

Es importante recordar que existen escalas de tamaño o niveles de magnitud del transporte, según se trate de grandes o pequeños volúmenes a movilizar. Los grandes volúmenes de carbón de exportación se movilizan por el modo férreo, el cual es un modo de transporte cerrado, donde no existen tantos puntos de transferencia como ocurre en el modo carretero, empleado para el transporte y acopio del carbón para mercado doméstico. Este último, a diferencia del caso anterior, es un sistema abierto, con recorridos cortos iniciales entre las minas y los acopios, por caminos veredales o municipal que luego, según el nivel de comercialización y el destino final, se convierten en recorridos más largos, por carreteras departamentales o nacionales.

Se mencionan a continuación, de manera genérica, las principales características de los sistemas de transporte férreo, fluvial y carretero.

2.3.3.1.2 Transporte Férreo

El transporte férreo de carbón en Colombia es utilizado, en la Guajira, por Carbones del Cerrejón L.L.C. y en el Cesar, por Drummond Ltd. En la Guajira la infraestructura está constituida por una línea férrea de 150 km de longitud con especificaciones de trocha ancha o estándar de 1.44 m, que comunica la mina de Cerrejón Zona Norte con la terminal portuaria conocida como Puerto Bolívar, ubicada en Bahía Portete.

El equipo empleado está conformado por 3 trenes, los cuales se desplazan a una velocidad de 70 km/h, cada uno con 3 locomotoras que mueven aproximadamente 100 vagones carboneros con una capacidad promedio de carga de 100 toneladas en cada uno de ellos. Estos equipos operan 24 h/día.

En el Cesar, la línea férrea utilizada por Drummond Ltda. es de trocha angosta (0.914 m), comunica a La Loma, en el departamento del Cesar y Ciénaga en el departamento de Magdalena, tiene 192 km de longitud, más ramales dentro de las instalaciones de la empresa con una longitud de 24 km, incluyendo la mina y el puerto. La flota de operación ferroviaria es de 1,004 góndolas carboneras de 50 t netas de capacidad cada una y 29 locomotoras diésel - eléctricas. El equipo transita por una vía pública, por donde actualmente, se movilizan 12 trenes por día que hacen un ciclo completo mina-puerto-mina, cada uno compuesto por 98 góndolas y 3 locomotoras, con un peso total promedio de 4,900 toneladas.

2.3.3.1.3 Acuerdos Comerciales y TLC : Oportunidades para el Carbón

Los acuerdos existentes para Carbón son:

- Acuerdo comercial entre Colombia y UE
- TLC Israel y Colombia
- TLC Colombia y Corea
- TLC Colombia Chile

Aunque tratándose de un bien energético transable mundialmente, realmente no tiene el mismo tipo de barreras comerciales que los bienes manufacturados o los productos agrícolas. Las barreras pueden ser más bien por la introducción de tasas ambientales en algunos países, por el uso de combustibles contaminantes, concretamente de carbón. Tal es el caso de muchos países europeos: Finlandia, Noruega, entre otros.

2.4 PETRÓLEO Y DERIVADOS

La Agencia Nacional de Hidrocarburos viene realizando las Rondas Colombia, con las cuales se busca encontrar inversionistas interesados en la exploración y explotación de hidrocarburos en nuestro país.

Durante la Ronda Colombia 2010, la ANH recibió ofertas por US\$ 1,000 millones para exploración de hidrocarburos en 80 bloques de un potencial de 230, dentro de los próximos 15 años. Como resultado de esto, se aumentaron los contratos firmados entre 2010 y 2011 así: los contratos E&P aumentaron de 7 a 67 y los contratos TEA aumentaron de 1 a 9.

La inversión extranjera en el sector petrolero en Colombia había crecido en 2007 a US\$ 3,333 millones, con un crecimiento del 67% respecto a 2006, mientras que en 2011 se presentó el máximo nivel histórico de inversión con un valor de US\$ 5,083 millones, representando un crecimiento del 83% respecto a 2010.

Durante 2011, las exportaciones tradicionales crecieron un 56.9% debido fundamentalmente a las mayores exportaciones de petróleo y sus derivados, las cuales representaron el 69.6%. La tabla 42 presenta las cifras asociadas a exportaciones de Petróleo y sus derivados 2007-2013.

Tabla 42. Comercio Internacional del Petróleo y sus derivados

Año	Miles de Dólares FOB	Toneladas Métricas
2007	7.317.855	16.712.916
2008	12.212.578	21.413.599
2009	10.267.502	25.542.729
2010	16.501.625	32.507.872
2011	28.420.665	41.005.964
2012	31.707.385	44.106.394
2013*	13.205.562	19.182.435

Fuente: DIAN-DANE-UPME. * Enero a Mayo.

De los países asiáticos, el incremento más alto se registró en las ventas hacia China con un 107.7%, lo que significó un aporte de 6 puntos porcentuales a la variación total. En el mes de referencia, las ventas externas destinadas a China alcanzaron un monto de US\$ 414.7 millones, las de Japón US\$ 29.2 millones y las de Corea US\$ 26.9 millones. Durante los cinco primeros meses de 2011, las exportaciones destinadas a China acumularon un crecimiento de 14.7%, las de Japón crecieron 44.1% y las de República de Corea aumentaron un 30%. Un año atrás, las ventas externas a Japón, China y República de Corea habían crecido 38.5%, 226.2% y 484.8%, respectivamente.²³ De los 54,689 Millones de Dólares que entre enero y noviembre de 2012 exportó Colombia, la mitad, unos 27,454 millones, correspondió a petróleo y sus derivados, según el informe que reveló El Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE).

Adicionalmente, si a los despachos de petróleo se les agrega otros combustibles y productos de las industrias extractivas, resulta que el valor de las exportaciones alcanza el 65.5 % del total de las ventas a otros países. Si se mira por volúmenes, de las 117 millones de toneladas métricas exportadas, una tercera parte (35.5 millones), también corresponde a petróleo y sus derivados.

Se destaca como las exportaciones destinadas a España registraron un aumento de 96.7%, ocasionado, justamente, por las mayores ventas de combustibles y aceites minerales y sus productos.²⁴

²³ <http://www.eluniversal.com.co/monteria-y-sincelejo/economica/exportaciones-de-petroleo-y-sus-derivados-crecieron-184-34478>

²⁴ http://www.elcolombiano.com/BancoConocimiento/P/petroleo_impulsa_las_exportaciones_1/petroleo_impulsa_las_exportaciones_1.asp

2.4.1 Importaciones de Colombia. Petróleo y sus Derivados

Son el segundo rubro en las compras externas, con una participación del 10%. El aumento en el consumo de combustibles en el país ha provocado que el petróleo y sus derivados sean el segundo rubro que más está importando Colombia, después de los vehículos. Entre enero y abril de 2013, las compras de petróleo, productos derivados y conexos registraron un incremento de 47%, al superar los 1,812 millones de dólares. Con estas cifras, ya alcanzan una participación del 10% en el total de las importaciones colombianas, frente al 7.5% que tenían un año atrás.

En el caso del combustible diésel, el incremento de la demanda y la necesidad de cumplir con las normas, en el sentido de utilizar un diésel con menores niveles de azufre, son los principales factores que han motivado las compras de este combustible en el exterior. El consumo pasó de 60,000 a 110,000 barriles por día. Adicionalmente, el país debe cumplir con altos estándares ambientales, según los cuales la calidad del diésel debe mejorar.

La norma indica que no debe haber más de 50 partes de azufre por cada millón desde 2013, y en la medida que la producción nacional no da abasto, se necesita comprarlo en el exterior para hacer la mezcla. Sólo en 2012, las compras de diésel superaron los 33,000 barriles por día y este valor podría seguir aumentando. Por otro lado, también ha sido necesario traer más gasolina del exterior, para garantizar el abastecimiento en el país. En este punto, el principal responsable ha sido Ecopetrol. En su informe del primer trimestre, la compañía señaló que compró este combustible en el exterior “para asegurar el abastecimiento durante el mantenimiento de algunas unidades de nuestras refinerías”. Como se recuerda, en dicho lapso se adelantaron algunos trabajos en sus instalaciones de Cartagena y Barrancabermeja.

Otro de los combustibles que hay que importar es nafta, que se utiliza principalmente como diluyente en la industria petrolera para facilitar el transporte de crudos pesados.

2.4.2 Acuerdos Comerciales y TLC: Oportunidades para el Petróleo y sus derivados

TLC entre Colombia y Panamá: Una vez sea ratificado y firmado.

2.5 COQUE

De la producción de carbón metalúrgico la mayor parte se emplea para la producción de coque que se destina para exportación y consumo interno en la industria, principalmente la siderúrgica.

La producción de coque en Colombia en el primer trimestre de 2012 fue de 788,343 toneladas, con un crecimiento de 86.44%, frente a 442,846 toneladas del 2011.

Tabla 43. Comercio Internacional de Coque

Año	Miles de Ton	Miles de Dólares FOB
2007	1,148	155,427.72
2008	2,347	317,760.33
2009	818	158,994.66
2010	1,695	493,990.8
2011	1,511	539,850.08

Fuente: UPME.

Para el año 2009 se evidencia una caída importante en las exportaciones del mineral, representando una caída de 1,529 miles de toneladas de coque respecto al año 2008. Para los años 2010 y 2011, se vuelve a reactivar el comportamiento de las exportaciones de coque, ubicándose en 1,695 y 1,511 miles de toneladas respectivamente.

Así mismo para el periodo en estudio 2007 a 2011 las exportaciones de coque representaron ingresos para el país del orden de 1,666 Millones de Dólares FOB. Las exportaciones de coque tienen como principales destinos a Brasil, Bélgica, India, Estados Unidos, México, Suecia y Noruega entre otros.²⁵Transporte²⁶

2.5.1 Acuerdos Comerciales y TLC

Acuerdo comercial entre Colombia y UE: Oportunidades para el Coque.

²⁵ Colombia- Perfil Minero Enero - Junio 2012.

<http://mre.cancilleria.gov.co/wps/wcm/connect/b12352004c8d0666a771a73821b866fa/PERFIL+MINERO+ESPA%C3%91OL+FINAL.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=b12352004c8d0666a771a73821b866fa>

²⁶ El Heraldo. Colombia

3 ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO PARA LA IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA

En el caso de la comercialización los productos energéticos, la autoridad energética es el Ministerio de Minas y Energía, es quien define las reglas para la exportación e importación de productos energéticos. A esta autoridad, para los energéticos que son servicios públicos, también existe la autoridad de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

A continuación se explican las reglamentaciones para cada uno de los energéticos.

3.1 ELECTRICIDAD

La exportación eléctrica ha sido reglamentada por la CREG. Cabe recordar que la exportación de electricidad se remonta a antes de la creación del sistema regulatorio actual en 1994. El comercio con Ecuador actualmente opera bajo el esquema de las llamadas Transacciones Internacionales de Electricidad - TIEs.

Las TIEs son transacciones spot de corto plazo, que se realizan en el marco de las Decisiones CAN 536 y 757, de la Comunidad Andina de Naciones que reglamenta el intercambio intracomunitario de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina. Con la expedición de la Decisión CAN 757 del 2011, se permite la libre contratación de los agentes de Colombia, Ecuador y Perú con agentes de otros países. El otro sistema de exportaciones eléctricas vigente, es el que opera con Venezuela. Por ejemplo con los circuitos a 230 kV (Circuitos Cuestecitas – Cuatricentenario y Corozo – San Mateo).

Estas interconexiones no operan bajo el esquema de TIES. La primera ha presentado operación básicamente para cubrir contingencias de generación en el Área Caribe por salidas forzadas de las centrales térmicas de la costa y ante aislamientos del área Caribe. La segunda se encuentra actualmente en uso bajo un esquema de contrato bilateral entre agentes de los dos países mediante el cual Colombia realiza la venta de energía y potencia al Estado Táchira en Venezuela. La regulación de las exportaciones se basa en la Resolución 112 de 1998, la Resolución 004 de 2003, y 014 de 2004, así como la circular 014 de 1998.

En el caso de la exportaciones a Panamá ya se encuentran definidas las bases regulatorias que tanto la CREG por Colombia como la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos –ASEP- de Panamá, han adaptado para la viabilización de intercambios de energía y confiabilidad entre los países.

Dentro de los principios básicos sobre los cuales se desarrollaran las transacciones se destacan:

- La remuneración de los activos asociados a la interconexión se desarrollara mediante un mecanismo de subasta de derechos financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión (DFACI)
- Los Generadores y Comercializadores, en el caso de Colombia, y los Generadores, Cogeneradores, Autogeneradores, Grandes Clientes y Agentes de Interconexión Internacional, en el caso de Panamá podrán realizar transacciones de Potencia Firme y/o Energía, mediante la celebración de contratos, según las opciones vigentes en cada mercado y en los mercados regionales.
- Los intercambios de energía serán el resultado de la aplicación de un modelo de Despacho Coordinado Simultáneo. Esta aplicación se implementará en la medida en que cada país ajuste su horario y se dé el inicio de la operación comercial de la línea de Interconexión Colombia Panamá.

- La demanda de energía respaldada a través del Enlace Internacional Colombia-Panamá, entrará en igualdad de condiciones a la demanda del otro país en el mecanismo de confiabilidad respectivo. De esta manera la demanda de cada país en el otro, para efectos de situación de escasez y racionamiento, será tratada de manera proporcional ya que será considerada como parte del mercado nacional, siempre que existan contratos de largo plazo que involucren asignaciones de Cargo por Confiabilidad en Colombia o Potencia Firme en Panamá.
- La información diaria para la formación de los precios en los mercados eléctricos de ambos países estará disponible oportunamente sin reservas ni restricciones de ningún tipo, de acuerdo a la programación de despacho de cada país.

3.2 GAS NATURAL

Las exportaciones del gas natural están reglamentadas por el Ministerio de Minas y Energía. El Decreto 2100 de 2011 reglamenta junto con el Decreto 2100 de 2011, el Decreto 2730 de 2010, y 2087 de 2008. También están los Decretos 4670 de 2008 y el Decreto 1514 de 2010. La Resolución 181704 de 2011 define: “Por la cual se establece la metodología de cálculo para la determinación del índice de abastecimiento de gas natural.

El Decreto 2100, define que solo se podrá exportar gas natural libremente cuando se cumplan dos requisitos: a) Que el Potencial de Producción Nacional para el año t sea mayor o igual a la Demanda Total Esperada para ese mismo año y b) Que el índice de Abastecimiento de Gas Natural para el año t sea mayor o igual a 8 años. Los contratos pactados previamente son respetados pero sometiéndose a las condiciones antes planteadas. A aquellos que se les interrumpa su exportación se les paga al costo de oportunidad.

El Índice de Abastecimiento de Gas Natural, tiene en cuenta las reservas así como el comportamiento de la demanda, las exportaciones y las importaciones. Se expresa en años.

El Potencial de Producción Nacional, es la sumatoria del potencial de producción declarado por los productores. Se expresa en MBTU por día, promedio año.

3.3 PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS

Las exportaciones de petróleo y derivados en Colombia son libres no requieren de permiso previo. Sin embargo el Código de Petróleos define que en caso de necesidad de petróleo crudo, las refinerías nacionales tienen opción de compra prioritaria (Artículos 58 y 215 del Código de Petróleos).

3.4 CARBÓN

Las exportaciones de carbón son libres y no requieren de permiso previo.

4 ANÁLISIS DEL MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO, HACIENDO ÉNFASIS EN LO RELACIONADO CON EL COMERCIO INTERNACIONAL DE ENERGÍA

Las instituciones que manejan el tema de las exportaciones de energéticos en Colombia, son básicamente el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, y el Ministerio de Relaciones Exteriores. Sin embargo, el papel del segundo es muy marginal en lo que a energéticos se refiere. Las grandes decisiones se toman en el MME.

El MME, es apoyado en la reglamentación de las exportaciones por la CREG, la comisión de Regulación de Energía y Gas. La CREG tiene injerencia en lo que se relaciona con las exportaciones de gas natural y de electricidad y gas natural. En lo que se refiere a los combustibles líquidos es el MME, quien da los permisos para las exportaciones e importaciones.

En el caso de la exportación de petróleo crudo, también es el MME quién fija las políticas y quién da los permisos respectivos. Igualmente sucede con el carbón, el MME quién fija las políticas los permisos respectivos. El ministerio de minas y energía, depende de la política que define el gobierno nacional con el presidente de la República a la cabeza.

Dentro de las funciones que tiene el MME definidas en el Decreto 0381 de febrero de 2012 en su Artículo 2° están:

Punto 8. Expedir los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles.

Nótese que se incluyen las exportaciones dentro de los respectivos reglamentos.

Punto 28. Asistir al Gobierno Nacional y al Ministerio de Relaciones Exteriores en el establecimiento y fortalecimiento de las relaciones internacionales del país en lo referente a convenios acuerdos y tratados en materia minero energética.

Punto 29. Liderar la participación del Gobierno Colombiano en entidades, organizaciones y asociaciones internacionales dedicadas a la integración y cooperación en materia minero energética.

Como puede verse en los puntos 28 y 29, el Ministerio es quién lidera todo lo relacionado con la política energética a nivel regional en las relaciones de Colombia con los demás países del área.

En cuanto al Ministerio de Relaciones Exteriores, el Decreto 3355 de 2009, en su Artículo 3°, puntos 12 y 18.

12. Participar en la formulación y en la ejecución de la política de comercio exterior y de integración comercial en todos sus aspectos.

18. Formular, orientar, ejecutar y evaluar la política exterior en materia de integración y desarrollo fronterizo, en coordinación con las autoridades sectoriales del orden nacional y territorial cuando sea del caso.

Es decir el Ministerio de Relaciones Exteriores le sirve de apoyo al Ministerio de Minas y Energía quien es el que define las políticas.

Teniendo en cuenta la reciente reforma al sector energético, mediante el cual se reestructuraron varias instituciones adscritas al sector mediante decretos²⁷, se realizará un análisis más extenso de la configuración del sector energético en Colombia para la entrega final de la consultoría

²⁷ **DECRETO 1258**, Por el cual se modifica la estructura de la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME, **DECRETO 1259**, Por el cual se modifica la planta de personal de la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME y se dictan otras disposiciones, **DECRETO 1260**, Por el cual se modifica la estructura de la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG, Por el cual se modifica la planta de personal de la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG. Todos ellos fueron emitidos el 17 de Junio de 2013

5 INVENTARIO DE INFRAESTRUCTURA EXISTENTE Y EN PROYECTO, PARA EL COMERCIO INTERNACIONAL DE ENERGÍA

Colombia cuenta con una infraestructura adecuada para la exportación e importación de energéticos. La sola excepción en este momento es el caso del gas natural licuado (GNL), pero está previsto construir una planta de regasificación en el futuro próximo.

En el presente capítulo se hará un recuento de la infraestructura existente.

5.1 ELECTRICIDAD

Colombia cuenta con un sistema interconectado sólido. La siguiente figura de la UPME, muestra la estructura del SIN (Sistema Interconectado Nacional) al año 2011²⁸.

Figura 55. Sistema Interconectado Nacional (SIN) 2011



Fuente: UPME.

²⁸ UPME, Plan de Expansión de Referencia 2012 - 2025.

El sistema interconectado colombiano cuenta con líneas a 220 Kv y a 500 Kv. La siguiente figura ilustra sobre las perspectivas de expansión al año 2025.

Figura 56. Perceptivas de Expansión SIN 2025



Fuente: UPME.

En lo que se refiere a interconexiones internacionales, corresponde se observa el refuerzo de la interconexión con Ecuador, la interconexión con Panamá. El siguiente mapa ilustra las principales interconexiones eléctricas de Colombia.

Figura 57. Interconexiones principales Colombia 2007

Fuente CIER 2007.

5.1.1 Interconexiones Internacionales

En el caso de las conexiones internacionales se tiene:

Interconexiones con Ecuador. Tres interconexiones: Ipiates (Colombia)/ Tulcán (Ecuador) a 13,2 Kv. Dos de 230 Kv, Pasto – Quito y Jamondino – Santa Rosa. Con una capacidad de Capacidad de interconexión con Ecuador de 500 MW. Exportaciones promedio de 250 MW.

Interconexiones con Ecuador. Actualmente cinco interconexiones. Las dos interconexiones eléctricas principales entre Colombia y Venezuela son: Cuestecita-Cuatricentenario y San Mateo-Corozo.

Cuestecitas – Cuatricentenario (230 Kv de de doble terna), ubicada entre La Guajira (Colombia) y Zulia (Venezuela). Data de 1992. La interconexión Cuestecita-Cuatricentenario permite intercambiar un máximo de 150 MW y operar en forma sincronizada. Esta línea de transmisión tiene 128 Km (42 Km. En Colombia y 86 Km. en Venezuela).

Luego está la línea Corozo – San Mateo (230 Kv y 230 MW), entre Norte de Santander y Tachira. Esta interconexión permite intercambiar 140 MW y tiene una longitud de 48 Km. (10 Km. en Colombia y 38 en Venezuela)²⁹. Data de 1996. En la misma región (Norte de Santander – Tachira) también está la interconexión Tibú – La Fria, con 115 Kv y capacidad de 36 MW. Data de 1969.

Luego están las interconexiones más pequeñas por el sector de Puerto Carreño³⁰ (Colombia)- Puerto Paez (Venezuela). Puerto Carreño, es una población que no está conectada al SIN colombiano. Próximamente se interconectarán Puerto Inirida y San Fernando de Atabapo, poblaciones en la selva de la cuenca del alto Orinoco, ambas aisladas de los sistemas interconectados de cada país³¹. Con Panamá se piensa hacer una interconexión eléctrica para conectar el sistema colombiano con el sistema SIEPAC de América Central.

El presupuesto de este Proyecto es de alrededor de 400 millones de dolares. Se hará en corriente directa (HVCD), con voltaje entre 250 y 450 kV, con capacidad de 300 MW ampliables a 600 MW. Longitud 614 km (340 en Colombia y 274 en Panamá). Tiene un tramo marino y otro terrestre.

²⁹ Fuente INICIATIVA PARA LA INTEGRACION DE LA INFRAESTRUCTURA REGIONAL SURAMERICANA (IIRSA)

³⁰ ³⁰ Ver Web del IPSE (Colombia)

³⁰ Ver Web del IPSE (Colombia)

³¹ Ver Web del IPSE (Colombia)

5.2 PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS

La siguiente figura muestra la infraestructura de poliductos de Colombia:

Figura 58. Poliductos de Colombia



Fuente: Ecopetrol.

Como puede observarse el sistema de poliductos, corre de norte al sur y al occidente. Comunica con el Caribe (Cartagena y Santa Marta) y con el Pacífico (Buenaventura). Esta red comunica además las dos refinerías del país, la refinería de Cartagena y la refinería de Barrancabermeja.

Esta intercomunicación permite tres cosas:

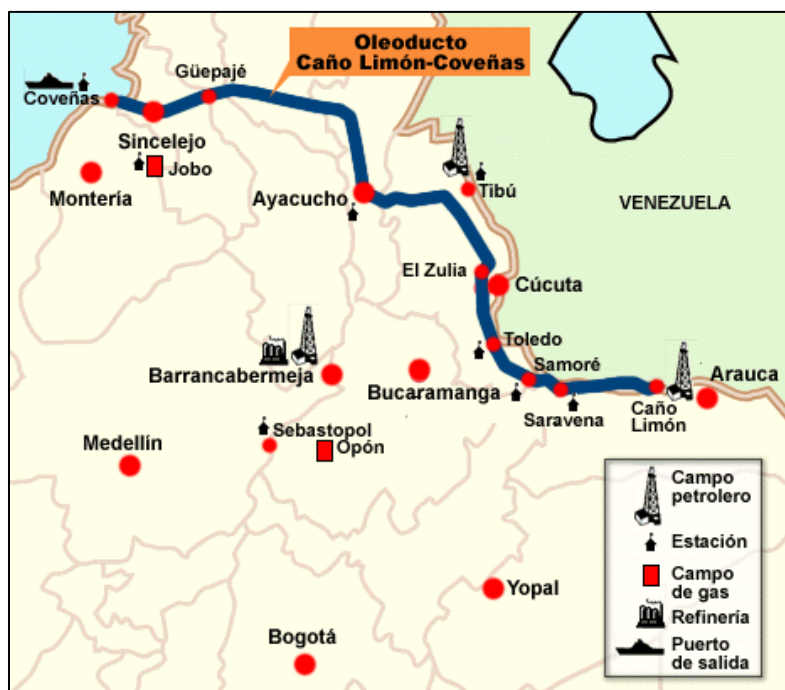
- Primero: Conectar los centros de producción (refinerías) con los centros de consumo (principales ciudades: Bogotá, Cali, Barranquilla, Medellín, Bucaramanga).
- Segundo: Conectar los centros de producción con los puertos del Caribe y del Pacífico.
- Tercero: Conectar los puertos con los centros de consumo.

De esta manera, Colombia se dota de capacidad de importar y exportar productos refinados. En el caso de la explotación y exportación, de petróleo, la figura siguiente muestra que se unen las áreas productoras, magdalena medio, alto magdalena y llanos orientales, con el punto de exportación que es el puerto de Coveñas en el Caribe.

Los oleoductos principales que comunican con Coveñas, son:

- Oleoducto Caño Limón – Coveñas.
- Oleoducto OCENSA (Oleoducto central de los llanos)
- Oleoducto de Colombia
- Oleoducto bicentenario

Figura 59. Oleoducto Caño Limón – Coveñas.



Fuente: Ecopetrol.

Figura 60. Oleoducto OCENSA



Fuente: Ecopetrol.

Figura 61. Oleoducto Colombia

Fuente: Ecopetrol.

5.2.1 Inversiones

El presupuesto para explotación y producción 2012 – 2015: USD 16 mil millones. En transporte se invertirán entre 2011 a 2015 USD 1 235 millones, mediante la ampliación de capacidad de oleoductos y poliductos, y construcción³²:

- Apiay – El Porvenir
- Cartilla – Chichimene – Apiay
- Poliducto de oriente y poliducto andino
- Oleoducto bicentenario
- Incremento de capacidad OCENSA
- Expansión almacenamiento Coveñas
- Orito – Tumaco
- Factibilidad del oleoducto del Pacífico

El oleoducto bicentenario fue inaugurado a finales de 2012, va de Araguaneý en los llanos orientales, hasta Coveñas. Tiene 42 pulgadas, y una extensión de 960 Km, con una capacidad máxima de 450 mil barriles. Se construyen en Coveñas, cinco tanques de 600 mil barriles, se instala una nueva monoboya y se construye una cuarta línea de carga, todo para permitir cargas de 500 mil a 2 millones de barriles. El otro puerto para realizar exportaciones de crudo es el terminal de Tumaco en el Pacífico, el cual está conectado con los campos del Putumayo mediante el oleoducto Transandino.

³² Fuente ACP, Asociación Colombiana del Petróleo

Cabe comentar que hay una conexión de oleoductos entre Colombia y Ecuador en la región del Putumayo, que permite en caso de ser necesario, sacar petróleo de la región petrolera ecuatoriana de Lago Agrio, hacia el pacífico a través del oleoducto Transandino. Es una conexión para suplir casos de emergencia en el transporte interno ecuatoriano. Por otra parte, a nivel de plan, y es de exportar crudos venezolanos por el pacífico colombiano. El llamado Oleoducto al Pacífico (OAP) que financiaría y construiría China. También está contemplada la construcción de un oleoducto de 24 kilómetros entre los campos de Caño Limón (Arauca) y Guafita, en Apure, que permitiría sacar crudos colombianos por Venezuela.

Por otra parte, en lo que se refiere a refinación se están haciendo inversiones en el Plan maestro de Cartagena (USD 3892) con entrada en operación finales 2013, y la modernización de la refinería de Barrancabermeja (USD 3386) con entrada en operación finales 2015. Con Venezuela se hace importación de combustibles por vía terrestre, con carrotaques por la Guajira y por Cúcuta. Los cupos mensuales de importación están en 3,8 millones de galones y 2,5 millones de galones, respectivamente.

En lo que se refiere a los puertos para importar productos se tiene los terminales de Santa Marta (Pozos Colorados) en el Caribe y de Buenaventura. Para exportar productos se tienen los puertos de Cartagena. El muelle de la refinería de Cartagena y el terminal "Néstor Pineda", comunican al negocio de la refinación con los mercados del mundo y con la refinería de Barrancabermeja, en el Magdalena Medio.

5.3 GAS NATURAL

La red de gasoductos en Colombia está diseñada para llevar el gas de los centros productores de la Guajira y Cusiana a las grandes ciudades. (Figura 62)

Figura 62. Gasoductos de Colombia



Fuente: Ecopetrol.

A esta red existente, se conectó el gasoducto Colombo – Venezolano, Antonio Ricaute, construido en el año de 2007, el cual tiene una capacidad de 500 MPCD. Este gasoducto tiene una longitud de 224 kilómetros, de los cuales 89 Km se encuentran en el territorio colombiano. Fue construido por PDVSA entre los campos colombianos de Chuchupa - Ballenas en la Guajira hasta la zona del lago Maracaibo.

El gasoducto ha venido transportando desde su inauguración entre 150 y 300 MPCD, dependiendo de la época. En segundo término, se construyó el gasoducto con el objetivo de hacer el primer tramo de un ambicioso proyecto de exportar en el mediano término, gas natural desde Venezuela hacia Colombia, en primera instancia y luego hacia Centroamérica a través de Panamá³³. También se habló en su momento de llevar gas hasta el Ecuador a través del sistema de gasoductos colombiano.

Así, se ha hablado de montar una infraestructura para exportar gas natural a Ecuador, tanto desde Colombia como desde Venezuela utilizando a Colombia como puente. Actualmente en Colombia se está pensando en instalar una capacidad de importar gas natural licuado, mediante la construcción de una planta de regasificación en Cartagena. Esta planta podría tener una capacidad aproximada de 350 millones de pies cúbicos por día y un costo cercano a los 400 millones de dólares. La idea es que esta planta sirva para importar gas para las plantas de generación eléctrica a gas natural ubicadas en Cartagena y Barranquilla.

5.4 EXPORTACIONES DE CARBÓN

La exportación de carbón colombiano está en manos de empresas privadas, las cuales también manejan un criterio global y no regional. Actualmente Colombia está exportando 83 millones de toneladas / año (cifra de 2012).

La infraestructura para exportar carbón en Colombia es la siguiente:

Para la mina del Cerrejón en la Guajira (propiedad de un consorcio compuesto por BHP Billington, Angloamerican, y Xstrata), conecta con una línea férrea de 150 Km con el puerto de exportación de Puerto Bolívar, con una capacidad de 35 MTA, ampliables. Para la mina de La Loma de Drummond, tiene una conexión por tren con un puerto en la localidad de Cienaga (Magdalena). Para las minas de Prodeco de Glencore, La Jagua y Calenturitas, tiene un puerto de 20 MTA. También están conectadas por tren con el puerto de Cienaga.

³³ Estudio ITANSUCA para PDVSA, donde se analizan las opciones para exportar gas a Centroamérica.

6 ANÁLISIS DE FUENTES Y MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO PARA EL COMERCIO INTERNACIONAL DE ENERGÍA

El alcance del siguiente capítulo es la identificación agentes financiadores y mecanismos de financiación para el **comercio internacional de energía**. Este análisis se realiza partiendo de las restricciones.

- a. El comercio de Energía Eléctrica solo se puede dar por medio de los 5 puntos de interconexión internacional, que involucran 2 países.

Ecuador: Transacciones Internacionales de energía TIEs.

(Comunidad Andina de Naciones, Decisión CAN 536, 720, 757, 789 la cual contiene el Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad)

- Tulcán - Panamericana 138 kV (Importación-Exportación)
- Pomasqui - Ecuador 230 kV (Importación-Exportación)

Venezuela: Resoluciones CREG [057](#) y [112](#) de 1998

- Cadafe - Zulia 115 kV (Exportación)
- Corozo - San Mateo 230 kV (Importación-Exportación)
- Cuestecitas – Cuatricentenario 230 kV (Importación-Exportación)

- b. El comercio de gas solo se ha dado con Venezuela, y aun el país no cuenta con plantas de regasificación, que permitan ampliar las exportaciones a otras naciones.
- c. Las exportaciones de otros energéticos se realizan en procesos de comercio exterior estándar que no requieren de infraestructura de dedicación exclusiva: gasoducto, poliducto, interconexión eléctrica, etc. Para el caso colombiano el carbón, crudo y derivados se exportan en buques desde puertos específicos.

De acuerdo a las restricciones mencionadas, el documento hace énfasis en los intercambio de energía eléctrica – Transacciones Internacionales de energía TIEs, esto se justifica en que las exportaciones de gas las realiza un solo actor del mercado y en el caso de carbón al no existir una restricción en el canal de exportación (gasoducto, línea de interconexión etc.), los requerimientos de financiación se concentran en el requerimiento de cartas de crédito.

6.1 FINANCIACIÓN DE TIES ECUADOR Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA A VENEZUELA

En Colombia, los mecanismos de financiación a la actividad de comercio exterior, no presentan diferencias significativas para el mercado de energía, los agentes del mercado financiero no han desarrollado productos financieros dirigidos al financiamiento de la operación de las TIEs o los intercambios de energía con Venezuela.

De igual manera, La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), establece bajo reglamento; y de conformidad con las leyes 142 y 143 de 1994; las características comerciales del Mercado de Energía Mayorista (MEM) en lo referente a las obligaciones que tiene el MEM de asegurar y responder ante el pago de las transacciones comerciales del mercado en referencia.

Por otra parte, bajo la Resolución CREG 019 de 2006, modificada por la Resolución 13 de 2010 y la Resolución 158 de 2011; se establece que las garantías admisibles aprobadas bajo dichas resoluciones, afectan los cupos de endeudamiento por parte de las empresas; garantías enumeradas a continuación:

- Garantía Bancaria
- Aval Bancario
- Carta de Crédito

Como otros mecanismos alternativos de financiación estándar requeridos por otro tipo de exportaciones están:

- La Cesión de derechos de crédito de transacciones administradas por el Administrados del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), quien compensa y liquida las transacciones Spot en el mercado, llamado Bolsa de Energía.
- El Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC)
- Prepagos mensuales
- Prepagos Semanales

De esta forma, lo que establece el acceso a la financiación desde el punto de vista de volumen de recursos, plazos, garantías y tasas; son atributos como la reputación, el manejo financiero de años pasados, el riesgo y la capacidad de pago de cada agente del mercado. La *Financiera Energética Nacional FEN* presta servicios financieros encaminados a las transacciones comerciales del mercado mayorista. Así, bajo la Ley 11 de 1982 fue creada la FEN con el objetivo de conducir recursos crediticios hacia las empresas del sector eléctrico, promoviendo el desarrollo del país en este dicho sector.

Luego, bajo la Ley 25 de 1990, la FEN reemplazó su nombre a Financiera Energética Nacional S.A. FEN, ampliando su campo de acción a todo el sector energético. La FEN es considerada una sociedad de orden nacional y de economía mixta, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, en la cual Colombia cuenta con un 99.36% de participación en su capital social; cuenta además con otros accionistas del sector energético nacional.

De acuerdo a lo anterior, la Financiera Energetics Nacional S.A. FEN concede garantías bancarias; ofreciendo este producto a los proyectos energéticos tales como Boot's y Boo a los agentes del MEN, a favor de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP por el valor de las transacciones comerciales en el mercado de energía mayorista. Debido a que los agentes del mercado de energía mayorista han sido afectados en su situación financiera por las compras de energía en bolsa a precios influidos por el fenómeno del niño y por la vulnerabilidad del sector al cambio climático; la FEN ha creado una línea de crédito con el objetivo de financiarlos.

Para las diferentes actividades del mercado cambiario como son las Importaciones, Exportaciones, Endeudamiento Externo, Inversión Extranjera en Colombia, de Residentes en el exterior y transferencia de divisas por servicios; la Financiera Energética Nacional S.A. FEN como intermediario cambiario, proporciona a sus clientes asesoría para el cumplimiento del Régimen Cambiario de las diferentes operaciones que realicen en moneda extranjera.

Dentro del portafolio de productos que la FEN ofrece a sus clientes está la posibilidad de adquirir y vender divisas y títulos representativos de estas; así mismo permite acceder a créditos en moneda extranjera, realizar inversiones de capital en el exterior, efectuar transacciones de derivados, permitir avales y garantías para amparar obligaciones provenientes de operaciones de cambio.

Por otra parte, Bancoldex, es el banco de desarrollo empresarial colombiano. Diseña y ofrece nuevos instrumentos, financieros y no financieros, para impulsar la competitividad, la productividad, el crecimiento y el desarrollo de las micro, pequeñas, medianas y grandes empresas colombianas, ya sean exportadoras o del mercado nacional. Sin embargo no cuenta con servicios específicamente dirigido al mercado mayorista de energía.

Otro mecanismo utilizado por los agentes del mercado es el mercado de valores, en el 2010 las Compañías del Sector Energético obtuvieron recursos para el financiamiento de sus proyectos emitiendo deuda en el mercado de capitales por \$2.79 billones.

Sin embargo estos mecanismos de financiación no son comúnmente utilizados para la financiación del comercio internacional de Energía.

7 COYUNTURA ECONÓMICA REGIONAL Y GLOBAL DE LOS COMMODITIES ENERGÉTICOS

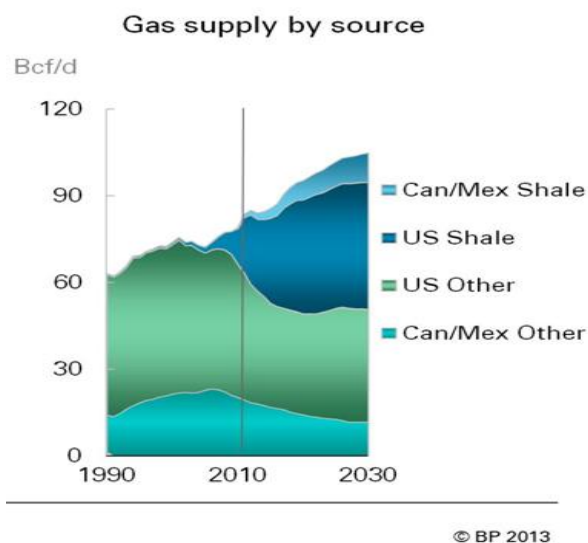
Regionalmente, en materia de energéticos, Colombia se mueve principalmente de cara a los siguientes mercados: El del Caribe, el Centroamericano, el mercado Venezolano, el mercado del pacífico suramericano, el mercado norteamericano. En términos globales, Colombia se enfoca a los mercados norteamericanos y europeos. Para cada energético, dichos mercados tienen comportamientos y necesidades diferentes.

7.1 GAS NATURAL

En el caso norteamericano, una nueva realidad ha marcado un rumbo diferente que ha tenido consecuencias globales. Se trata de la producción de hidrocarburos, y sobre todo de gas de esquistos, producidos con la tecnología del fracturamiento. Hasta hace muy poco no se contaba con dichos hidrocarburos, a pesar de que en muchos casos se conocía de su existencia.

Esta nueva realidad ha modificado el panorama del gas natural en el mercado mundial, pues los USA han pasado de ser importadores de gas a ser autosuficientes, y potencialmente exportadores. La figura 63 ilustra sobre la importancia del gas de esquistos en la oferta de gas en USA durante los próximos años.

Figura 63. Oferta de Gas Por tipo de recurso



Fuente: Fuente : BP Statistical Review 2013.

Esto ha tenido como consecuencia que el precio del gas natural haya bajado, y que haya mayor disponibilidad de gas en el mercado internacional y concretamente del GNL. Esto de cara a Colombia, que tiene expectativas en el mediano futuro de ser importador de gas, mediante una planta de GNL.

En el mercado del Caribe, existe un país que es productor y exportador de GNL, se trata de Trinidad y Tobago. Este país será un potencial proveedor de Colombia. La siguiente tabla ilustra sobre las reservas de gas en los países de la órbita de Colombia.

Tabla 44. Reservas de gas en los países de la órbita de Colombia.

Natural gas

Proved reserves

	At end 1992 Trillion cubic metres	At end 2002 Trillion cubic metres	At end 2011 Trillion cubic metres	At end 2012			
				Trillion cubic feet	Trillion cubic metres	Share of total	R/P ratio
US	4.7	5.3	8.8	300.0	8.5	4.5%	12.5
Canada	2.7	1.7	2.0	70.0	2.0	1.1%	12.7
Mexico	2.0	0.4	0.4	12.7	0.4	0.2%	6.2
Total North America	9.3	7.4	11.2	382.7	10.8	5.8%	12.1
Argentina	0.5	0.7	0.3	11.3	0.3	0.2%	8.5
Bolivia	0.1	0.8	0.3	11.2	0.3	0.2%	17.0
Brazil	0.1	0.2	0.5	16.0	0.5	0.2%	26.0
Colombia	0.2	0.1	0.2	5.5	0.2	0.1%	12.9
Peru	0.3	0.2	0.4	12.7	0.4	0.2%	27.9
Trinidad & Tobago	0.2	0.6	0.4	13.3	0.4	0.2%	8.9
Venezuela	3.7	4.2	5.5	196.4	5.6	3.0%	*
Other S. & Cent. America	0.2	0.1	0.1	2.0	0.1	*	15.5
Total S. & Cent. America	5.4	7.0	7.5	268.3	7.6	4.1%	42.8

Fuente : BP Statistical Review 2013.

La relación con Venezuela en el caso del gas natural, es muy interesante. Venezuela es el país de Latinoamérica con las mayores reservas de gas, y con una enorme producción. Además ha hecho recientemente grandes descubrimientos como es el proyecto Rafael Urdaneta (costa afuera, en la península de Paraguaná). Sin embargo, importa gas colombiano, desde hace cuatro años, y seguirá importándolo por algún tiempo.

Potencialmente Venezuela es un proveedor de gas para Colombia en el futuro. Sin embargo los elementos de incertidumbre son grandes. Es importante considerar que una parte muy importante del gas venezolano es gas asociado al petróleo, y por lo tanto su ritmo de producción está asociado a los ritmos del petróleo. Además la industria petrolera de Venezuela requiere de grandes volúmenes, así como la generación eléctrica. Mientras no surta su demanda interna, Venezuela no podrá pensar en exportar gas natural. Otro productor que ha aparecido regionalmente en la esfera de influencia colombiano, es el caso peruano. Esta producción podría eventualmente ser interesante para Colombia, pues es un potencial proveedor hacia la costa pacífica colombiana.

7.2 PETRÓLEO Y DERIVADOS

Colombia se encuentra rodeada de países productores de petróleo, entre sus vecinos suramericanos: Venezuela, Ecuador, Perú. El mercado está entonces hacia el norte: Centromérica, Caribe y USA, quienes importan crudo y productos refinados colombianos. Se trata de mercados que han estado estables a lo largo de muchos años, y han sido los compradores tradicionales de los productos colombianos.

Este es un mercado que compra toda la producción que se coloque por lo que no se prevé ningún sobresalto en el horizonte del 2030.

7.3 ELECTRICIDAD

El mercado eléctrico en la región está muy segmentado, por razones obvias. Como ya se ha dicho existe un mercado Ecuador - Colombia – Venezuela. Recientemente se ha constituido un mercado centroamericano, al constituirse el SIEPAC. Los demás países tienen mercados aislados.

7.4 CARBÓN

El mercado del carbón es mundial. Las exportaciones colombianas van hacia USA y hacia Europa. En Colombia este es un mercado privado en manos de empresas transnacionales, las cuales pagan impuestos y regalías. Estas empresas no tienen problema para colocar su producción. La tendencia mundial es hacia la estabilidad de la demanda, y quizás al lento decrecimiento de la misma.

8 DIAGNÓSTICO DEL NIVEL DE INTEGRACIÓN REGIONAL DE COLOMBIA

La posición de Colombia en el mapa energético latinoamericano es privilegiada. Su posición geográfica y la disponibilidad suficiente de recursos, hace que sea interesante explotar el potencial de exportar recursos energéticos, así como de importarlos. Existen recursos disponibles y excedentes de carbón, petróleo y derivados, gas natural y electricidad. También se requiere para el mercado nacional importar combustibles líquidos, gas natural y electricidad en algunos puntos del país.

Con respecto a sus vecinos, en el momento actual, Colombia tiene un muy buen nivel de integración energética con Ecuador y Venezuela, y pobre con Perú, Brasil y Panamá. Esta integración energética va de la mano con la tradición histórica y las comunicaciones terrestres. En el caso de Brasil y de Panamá, Colombia no tiene comunicación terrestre ni con Brasil ni con Panamá.

Por otra parte, en lo que se refiere a comercio de energéticos, Colombia es un exportador de productos refinados en el área y de crudo y carbón hacia el mercado norteamericano y europeo. Continuación se hace un recuento país por país, cuales son los niveles de integración mutuos con los países vecinos.

8.1 ELECTRICIDAD

A continuación se presenta la situación actual del sector eléctrico para Colombia en relación con países vecinos.

8.1.1 Ecuador

Ecuador y Colombia cuentan con tres interconexiones eléctricas, donde hay un activo comercio de exportación hacia el vecino del sur, con esporádicas importaciones desde allí. Las interconexiones son, de Ipiales (Colombia)/ Tulcán (Ecuador) a 13,2 Kv. Dos de 230 Kv, Pasto – Quito y Jamondino – Santa Rosa. Con una capacidad de Capacidad de interconexión con Ecuador de 500 MW. Exportaciones promedio de 250 MW.

La interconexión se basa en lo establecido en las decisiones CAN 720 y CAN 536, que regula las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) regulando sobre temas como la diferenciación de precios para la demanda nacional y la demanda internacional, la distribución de las rentas de congestión y las condiciones para las exportaciones de energía.

El siguiente gráfico muestra el histórico mes a mes de las exportaciones de Colombia a Venezuela y Ecuador entre agosto de 2012 y julio de 2013.

8.1.2 Venezuela

Con Venezuela existen muchas interconexiones eléctricas, que son índice de un intercambio permanente desde hace muchos años. Las dos interconexiones eléctricas principales entre Colombia y Venezuela son: Cuestecita-Cuatricentenario y San Mateo-Corozo.

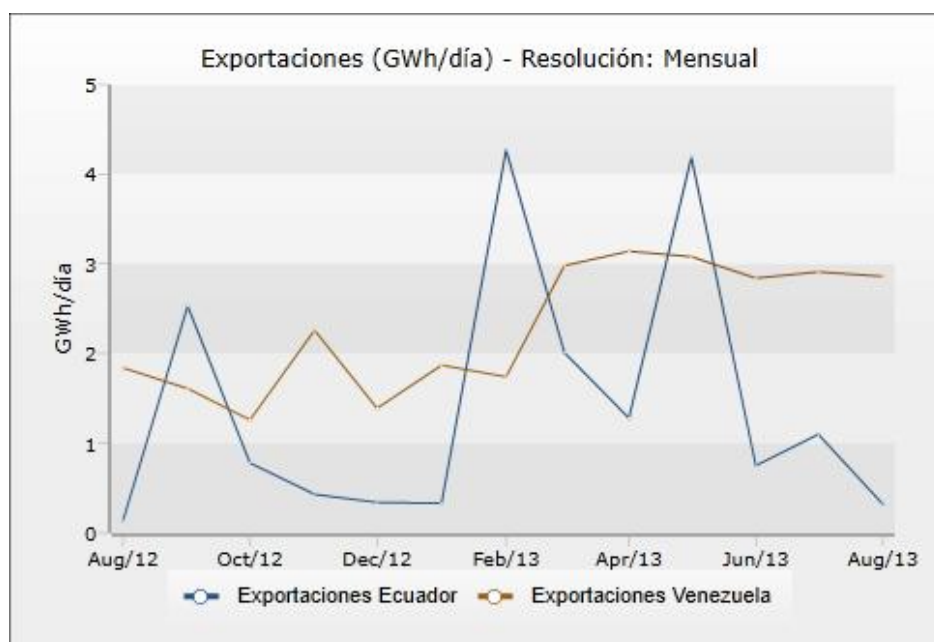
Yendo de norte a sur, podemos citar en primer término la línea Cuestecitas – Cuatricentenario (230 Kv de de doble terna, ubicada entre La Guajira (Colombia) y Zulia (Venezuela). Data de 1992. La interconexión Cuestecita-Cuatricentenario permite intercambiar un máximo de 150 MW y operar en forma sincronizada. Esta línea de transmisión tiene 128 Km (42 Km. En Colombia y 86 Km. en Venezuela).

Luego está la línea Corozo – San Mateo (230 Kv y 230 MW), entre Norte de Santander y Tachira. Esta interconexión permite intercambiar 140 MW y tiene una longitud de 48 Km. (10 Km. en Colombia y 38 en Venezuela)³⁴. Data de 1996. En la misma región (Norte de Santander – Tachira) también está la interconexión Tibú – La Fria, con 115 Kv y capacidad de 36 MW. Data de 1969. Luego están las interconexiones más pequeñas por el sector de Puerto Carreño³⁵ (Colombia)- Puerto Paez (Venezuela). Puerto Carreño, es una población que no está conectada al SIN colombiano.

Próximamente se interconectarán Puerto Inirida y San Fernando de Atabapo, poblaciones en la selva de la cuenca del alto Orinoco, ambas aisladas de los sistemas interconectados de cada país³⁶. Como puede apreciarse, entre Colombia y Venezuela existe un alto nivel de interconexión para respaldo mutuo.

En la actualidad se está exportando energía hacia Venezuela, pero ha habido otras épocas donde el flujo ha sido en sentido inverso. En el caso de puerto Carreño la energía fluye hacia Colombia, quedando esta población conectada al sistema venezolano. La figura 64 permite ver el comportamiento de las exportaciones de energía eléctrica desde Agosto de 2012.

Figura 64. Exportaciones a Ecuador y Venezuela



Fuente: XM Expertos en Mercados

8.1.3 Panamá

Con Panamá desde el año 2005 se viene hablando de realizar una interconexión eléctrica, de gran capacidad, de unos 600 MW, para conectar el sistema colombiano con el sistema SIEPAC de América Central, para poder exportar energía a dicho sistema. El diseño del proyecto y las conversaciones de armonización regulatoria iban bastante adelantadas, sin embargo, en los primeros meses de 2013, el gobierno panameño declinó su interés de participar en este proyecto.

³⁴ Fuente INICIATIVA PARA LA INTEGRACION DE LA INFRAESTRUCTURA REGIONAL SURAMERICANA (IIRSA)

³⁵ ³⁵ Ver Web del IPSE (Colombia)

³⁵ Ver Web del IPSE (Colombia)

³⁶ Ver Web del IPSE (Colombia)

Se trataba de un proyecto conjunto entre ISA (Colombia), y ETESA (Panamá), quienes constituyeron la Empresa Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá S.A. (ICP), responsable de viabilizar, construir y operar la línea de transmisión de energía entre ambos países.

En este momento se está estudiando la posibilidad de financiar el 100% del proyecto por parte de empresas eléctricas colombianas interesadas en el mercado centroamericano. Se requiere también la autorización del gobierno panameño.

8.1.4 Brasil

A pesar de la enorme frontera común, el único punto donde hay interconexión entre los dos países es la conurbación de Leticia (Colombia) y Tabatinga (Brasil), quienes están interconectadas e intercambian energía.

8.1.5 Proyecto Andino a Chile

Desde el año 2008 se han hecho conversaciones entre los países andinos y Chile, para estudiar la posibilidad de establecer una “autopista”, eléctrica de norte a sur del subcontinente. En septiembre del 2012, las autoridades del sector energético de los países de la Comunidad Andina y de Chile como país asociado, se dieron cita en la Reunión del Consejo de Ministros del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina – SINEA.

Si se llegase a concretar este proyecto de integración energética Colombia – Chile, sería necesario llevar la red a 500 kV hasta Nariño y sería necesario un nuevo enlace entre Colombia y Ecuador en este mismo nivel de tensión³⁷.

Para que este proyecto sea viabilizado se requiere además de las inversiones necesarias en cada uno de los países interesados, también de la voluntad política de los gobiernos. No se visualiza su puesta en operación ni en el corto ni en el mediano plazo.

8.2 PETRÓLEO Y DERIVADOS

A continuación se presenta la situación actual del sector Petróleo y derivados para Colombia en relación con países cercanos.

8.2.1 Ecuador

Se cuenta con una conexión de oleoductos entre Colombia y Ecuador en la región del Putumayo, que permite en caso de ser necesario, sacar petróleo de la región petrolera ecuatoriana de Lago Agrio, hacia el pacífico a través del oleoducto Trans- Andino hasta el puerto de Tumaco (Colombia), para ser exportado por allí. Se trata de una conexión para suplir casos de emergencia en el transporte interno ecuatoriano.

8.2.2 Venezuela

En lo que se refiere a combustibles líquidos, y debido al contrabando de combustibles, Colombia y Venezuela, tienen una larga tradición de negociaciones para regularizar por cauces legales el flujo.

³⁷ UPME, Plan de Expansión de Referencia.2012- 2025

Existe la exportación de gasolinas por la Guajira, a través de las cooperativas de la etnia Wayú. También se realiza la exportación de gasolinas venezolanas a Cúcuta. Los cupos mensuales están en 3,8 millones de galones y 2.5 millones de galones, respectivamente. Por otro lado, hay un plan que se remonta a mediados de la década pasada de exportar crudos venezolanos por el pacífico colombiano. El llamado Oleoducto al Pacífico (OAP) que financiaría y construiría China. Mucho menos ambiciosa es la construcción de un oleoducto de 24 kilómetros entre los campos de Caño Limón (Arauca) y Guafita, en Apure, que permitiría sacar crudos colombianos por Venezuela.

8.2.3 Panamá, Perú y Brasil

No existe ningún tipo de interconexión o de comercio de combustibles o de crudos dignos de ser mencionados con estos países a través de las fronteras comunes, excepto en el caso de Leticia sobre el río Amazonas, que importa combustibles desde Iquitos y desde Manaus.

8.2.4 Exportaciones de combustibles y crudo por parte de Ecopetrol

El único productor de refinados del petróleo en Colombia es Ecopetrol. De Cartagena salen buques cargados de butano, propano, nafta virgen, nafta craqueada, turbosina, ACPM, aceite liviano de ciclo, combustóleo y gasolinas. Los destinos son diversos: la costa del golfo de México, el Caribe y sus innumerables países, Perú, Ecuador. Todo depende de las transacciones hechas por las agencias especializadas que compran los cargamentos y los colocan en las geografías que señalan los mercados. Desde este punto de vista la exportación de combustibles no obedecen a una estrategia regional sino a una estrategia global. Aunque la mayor parte de las exportaciones se vendan en la región.

8.2.5 Exportaciones de crudo

La exportación de petróleo colombiano, las cuales ha alcanzado en 2013, la barra del millón de barriles/día, se hace a través del puerto de Coveñas. En este caso también se hace con criterio global, máxime cuando mucho de este crudo es de empresas privadas.

8.2.6 Exportaciones de carbón

La exportación de carbón colombiano está en manos de empresas privadas, las cuales también manejan un criterio global y no regional. Actualmente Colombia está exportando 83 millones de toneladas / año (cifra de 2012). Entre los países a donde se exporta el carbón colombiano está Chile.

8.3 GAS NATURAL

A continuación se presenta la situación actual del sector Gas Natural para Colombia en relación con países cercanos.

8.3.1 Venezuela

En el año de 2007, se inauguró el gasoducto Colombo – Venezolano, Antonio Ricaute el cual tiene una capacidad de 500 MPCD. El gasoducto tiene una longitud aproximada de 224 kilómetros, de los cuales 89 se encuentran en el territorio colombiano. Fue construido por PDVSA entre los campos colombianos de Chuchupa - Ballenas en la Guajira hasta la zona del lago Maracaibo.

Este gasoducto, cumple un doble papel, en primer término, ha servido para poder importar a Venezuela gas natural desde Colombia, necesario para cubrir el déficit actual del sistema del occidente de Venezuela. El gasoducto ha venido transportando desde su inauguración entre 150 y 300 MPCD, dependiendo de la época.

En segundo término, se construyó el gasoducto con el objetivo de hacer el primer tramo de un ambicioso proyecto de exportar en el mediano término, gas natural desde Venezuela hacia Colombia, en primera instancia y luego hacia Centroamérica a través de Panamá³⁸. También se habló en su momento de llevar gas hasta el Ecuador a través del sistema de gasoductos colombiano.

Por el momento el desarrollo de estas ideas está a la espera, mientras Venezuela no resuelva su déficit interno en el occidente, el cual piensa cubrir con el gas descubierto en el proyecto Rafael Urdaneta en el Golfo de Venezuela³⁹.

8.3.2 Ecuador

Se hablado de montar una infraestructura para exportar gas natural a Ecuador, tanto desde Colombia como desde Venezuela utilizando a Colombia como puente. La realización de esta idea, solo podrá concretarse cuando se resuelvan los problemas de escasez de reservas en el caso de Colombia, y de desarrollo de reservas y de abastecimiento del mercado interno del occidente, en el caso de Venezuela.

Existe por el momento el gasoducto Antonio Ricaurte como prueba de este interés. Lo mismo puede decirse de la exportación de gas natural hacia Centroamérica. Allí habría que añadir también que habría que evaluar si el gobierno panameño estaría interesado, de haber la posibilidad. En este momento en Panamá se está evaluando la posibilidad de construir una planta de importación de GNL.

8.3.3 Exportaciones de carbón

La exportación de carbón colombiano está en manos de empresas privadas, las cuales también manejan un criterio global y no regional. Actualmente Colombia está exportando 83 millones de toneladas / año (cifra de 2012). Como aspecto regional cabría mencionar que entre los países a donde se exporta el carbón colombiano, está Chile.

8.4 CONCLUSIONES DE INTEGRACIÓN REGIONAL

De todo lo mostrado en el presente capítulo, se concluye que Colombia tiene un buen nivel de integración regional, pero que este se concentra realmente en sus relaciones con Ecuador y Venezuela. Con los demás países de la región esta integración es prácticamente inexistente en lo que se refiere a interconexiones.

Con Perú y Brasil, porque están separados por selvas poco habitadas. En el caso Centroamérica, existe la voluntad por parte de Colombia de interconectarse, sin embargo no se observa un mismo nivel de interés por parte de Panamá el país que representa la puerta de entrada a Centroamérica.

En el caso de los combustibles líquidos y el carbón. Existe un activo mercado de venta de los primeros a Centroamérica y el Caribe así como con Perú, Ecuador. En el caso del carbón, en el mercado, se observa un mercado pequeño pero estable hacia Chile.

Respecto al tema de la agenda energética compartida en América y Latina y el Caribe, Andesco ha planteado siete puntos clave para avanzar en estos temas a nivel regional en el marco de la Jornada Técnica de Estudios del World Energy Council⁴⁰:

³⁸ Estudio ITANSUCA para PDVSA, donde se analizan las opciones para exportar gas a Centroamérica.

³⁹ Ambicioso proyecto exploratorio offshore al oriente de la península de Paraguana.

⁴⁰ Evento en el que participaron instituciones como Aladi, Arpel, Cepal, Cler, OEA, Olade, CAF entre otras.

- **Marco energético y económico mundial.** Aspectos generales para ayudar a comprender el contexto y avance del tema energético en el mundo. Cambio Climático, crecimiento económico mundial, en particular China e India, aspectos geopolíticos sobre el mercado de energía, evolución de los Precios de los *commodities*, Incorporación de nuevas tecnologías de energía.
- **Análisis de los aspectos legales e institucionales vigentes.** Papel del Estado en los aspectos del mercado y modificaciones normativas y regulatorias necesarias para el mejoramiento del sector energético.
- **Oferta y Demanda energéticos situación actual y prospectiva.**
- **Integración Energética.** Utilización de economías de escala a nivel de cada uno de los países para resolver problemas de demanda.
- **Eficiencia Energética.** Todavía la eficiencia Energética recibe poca atención a nivel institucional en América Latina. Fijar metas de ahorro a través de marcos institucionales estables y dinámicos.
- **Aspectos sociales del acceso a la Energía.** Resolver problemas en zonas apartadas y atención del Estado a nivel energético para poblaciones en situaciones de pobreza especialmente en zonas de pobreza.
- **Aspectos ambientales de la Energía.** Energías renovables y medición de impactos de los proyectos. Compromisos de reducción de emisiones.

9 REFERENCIA

9.1 INFORMES:

Andesco. Hacia una nueva agenda energética compartida: Retos y oportunidades región LAC.

Ecopetrol. Reporte integrado de gestión sostenible 2012.

Ministerio de Minas y energía. Memorias al Congreso de la República. 2011 – 2012.

Promigas. Informe del sector Gas natural 2011.

UPME. La Cadena del Carbón en Colombia. 2005.

UPME. Actualización y Revisión de los Balances Energéticos Nacionales de Colombia 1975 – 2009.

UPME. BOLETÍN ESTADÍSTICO DE MINAS Y ENERGÍA 1990 – 2010.

UPME. Escenarios de Oferta y Demanda de Hidrocarburos en Colombia. 2012

UPME. Informe de avance plan de expansión de generación y transmisión. 2013.

UPME. Plan de desarrollo para las Fuentes no Convencionales de Energía en Colombia 2010.

UPME. PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2006-2025.

UPME. Plan de Expansión Referencia Transmisión – Generación 2010-2024.

UPME. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA. 2011.

UPME. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA. 2012.

UPME. PROYECCIÓN DE DEMANDA GAS NATURAL.PEN 2006-2025.

UPME. Proyección de Demanda de Combustibles Líquidos y GNV en Colombia. 2012.

XM. Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2012.

9.2 PRESENTACIONES

PERSPECTIVAS DE LA INDUSTRIA MINERO ENERGÉTICA PARA COLOMBIA. Ángela Inés Cadena Monroy.

Encuentro: capital humano para la competitividad minero - energética Noviembre 6 de 2012.

9.3 WEB

Acolgen. <http://www.acolgen.org.co/>

ASOCODIS. <http://www.asocodis.org.co/cms/Default.asp?Page=149>

CONCENTRA. Inteligencia en energía: <http://www.concentra.co/>

Ecopetrol: <http://www.ecopetrol.com.co/default.aspx>

Ministerio de Minas y Energía. <http://www.minminas.gov.co/>

UPME. <http://www1.upme.gov.co/>

XM. Filial de Isa: <https://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx>