

UNIVERSIDAD DEL ROSARIO



Análisis de la cadena de abastecimiento de la energía eléctrica en Colombia

Trabajo de grado

Autores:

Nadia Katima Bolaño Cuesta

Jessica Fontalvo Romero

Bogotá, Colombia

2015

UNIVERSIDAD DEL ROSARIO



Análisis de la cadena de abastecimiento de la energía eléctrica en Colombia

Trabajo de grado

Autores:

Nadia Katima Bolaño Cuesta

Jessica Fontalvo Romero

Tutora:

Clara Inés Pardo Martínez

Programas:

Administración de Negocios Internacionales

Bogotá, Colombia

2015

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a nuestras familias y amigos cercanos, por su colaboración, apoyo incondicional, consejos y palabras de aliento en todo el transcurso del desarrollo del presente trabajo.

A nuestra tutora Clara Ines Pardo Martínez, quien nos ha enseñado a lo largo de nuestra carrera, lo importante de enlazar la temática ambiental a las actividades de cualquier negocio, le agradecemos por su acompañamiento, paciencia y ayuda en la realización de este trabajo de grado y por haber confiado en nosotros y nuestra labor.

TABLA DE CONTENIDO

GLOSARIO	1
RESUMEN	5
Palabras claves	5
ABSTRACT	6
Key Word	6
1. INTRODUCCION.....	7
2. FUNDAMENTACIÓN TEORICA Y CONCEPTUAL.....	9
3. GENERALIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	12
3.1. Caracterización del sector	12
3.2. SIN (Sistema Interconectado Nacional).....	13
3.3. Demanda de energía eléctrica	14
3.4. Capacidad instalada.....	15
4. ANÁLISIS LOGÍSTICO Y AMBIENTAL DE LA CADENA DE ABASTECIMIENTO..	20
4.1. Generación	21
4.1.1. Cargo por Confiabilidad (CC)	23
4.1.2. Generación hidroeléctrica	24
4.1.2.1. Análisis logístico	26
4.1.2.1.1. Variables logísticas:	26
4.1.2.1.2. Indicadores logísticos:.....	27
4.1.2.2. Análisis ambiental	30
4.1.2.2.1. Diagrama de flujo de procesos	30
4.1.2.2.2. Variables ambientales:	32

4.1.2.2.3. Indicadores ambientales:	32
4.1.3. Generación termoeléctrica	34
4.1.3.1. Análisis logístico	36
4.1.3.1.1. Variables logísticas:	36
4.1.3.1.2. Indicadores logísticos:.....	37
4.1.3.2. Análisis ambiental	42
4.1.3.2.1. Diagrama de flujo de procesos	43
4.1.3.2.2. Variables ambientales:	45
4.1.3.2.3. Indicadores ambientales:	45
4.2. Transmisión.....	50
4.2.1. Remuneración de la transmisión.....	53
4.2.2. Análisis logístico.....	54
4.2.2.1. Variables logísticas:	55
4.2.2.2. Indicadores logísticos:.....	55
4.2.3. Análisis ambiental.....	56
4.2.3.1. Diagrama de flujo de procesos	57
4.2.3.2. Variables ambientales:	58
4.2.3.3. Indicadores ambientales:	58
4.3. Distribución.....	60
4.3.1. Cobertura energía eléctrica en Colombia.....	62
4.3.2. Remuneración de la distribución	63
4.3.3. Análisis logístico.....	64
4.3.3.1. Variables logísticas:	65
4.3.3.2. Indicadores logísticos:.....	65
4.3.4. Análisis ambiental.....	67

4.3.4.1.	Diagrama de flujo de procesos	67
4.3.4.2.	Variables ambientales:	68
4.3.4.3.	Indicadores ambientales:	69
4.4.	Comercialización.....	70
4.4.1.	Transacciones en el mercado de la energía eléctrica	73
4.4.2.	Remuneración de la comercialización	76
4.4.3.	Procesos de la comercialización	77
4.4.4.	Análisis logístico.....	78
4.4.4.1.	Variables logísticas:	78
4.4.4.2.	Indicadores logísticos:.....	78
4.4.5.	Análisis ambiental.....	80
4.4.5.1.	Diagrama de flujo de procesos	80
4.4.5.2.	Variables ambientales:	81
4.4.5.3.	Indicadores ambientales:	81
5.	POTENCIAL DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	82
5.1.	Tendencia eléctrica mundial.....	82
5.2.	Economía mundial vs Economía Colombiana	83
5.3.	Tendencias y oportunidades del sector eléctrico Colombiano	92
5.4.	Colombia y sus competidores potenciales	95
6.	CONCLUSIONES.....	97
7.	RECOMENDACIONES	101
8.	BIBLIOGRAFIA	104

INDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Mercado eléctrico</i>	13
<i>Figura 2. Cadena de abastecimiento de la energía eléctrica.....</i>	14
<i>Figura 3. Tasa de crecimiento anual y proyección de la demanda de energía</i>	15
<i>Figura 4. Participación por tipo de producción de energía</i>	17
<i>Figura 5. Participación por tipo de producción de energía-noroeste del país</i>	18
<i>Figura 6. Participación por tipo de producción de energía- región caribe del país.....</i>	18
<i>Figura 7. Participación por tipo de producción de energía-nordeste del país</i>	19
<i>Figura 8. Participación por tipo de producción de energía-oriente del país.....</i>	19
<i>Figura 9. Participación por tipo de producción de energía-suroccidente del país.....</i>	20
<i>Figura 10. Diagrama simplificado del proceso de producción de la energía eléctrica.....</i>	21
<i>Figura 11. Histórico mensual de generación por tecnologías</i>	22
<i>Figura 12. Valor a distribuir por cargo de confiabilidad y TRM promedio del mes</i>	24
<i>Figura 13. Hidroeléctrica.....</i>	26
<i>Figura 14. Diagrama del flujo de procesos de una hidroeléctrica.....</i>	31
<i>Figura 15. Termoeléctrica</i>	35
<i>Figura 16. Diagrama del flujo de procesos de una termoeléctrica</i>	44
<i>Figura 17. Sistema de Transmisión Nacional de Colombia</i>	52
<i>Figura 18. Red de transmisión de energía eléctrica</i>	53
<i>Figura 19. Diagrama del flujo de procesos de la transmisión</i>	57
<i>Figura 20. Agentes distribución de energía eléctrica</i>	61
<i>Figura 21. Red de distribución de energía eléctrica</i>	62
<i>Figura 22. Cobertura Energía Eléctrica.....</i>	63
<i>Figura 23. Diagrama de flujo de procesos de la distribución.....</i>	68
<i>Figura 24. Intercambios internacionales de energía.....</i>	73
<i>Figura 25. Precio de bolsa y Precio contratos- mercados regulado y no regulado</i>	75
<i>Figura 26. Formula de costo variable en la remuneración de la comercialización</i>	77

<i>Figura 27. Diagrama de flujo de procesos de la comercialización.....</i>	81
<i>Figura 28. Crecimiento económico, inflación y desempleo EE.UU 2003-2014.....</i>	84
<i>Figura 29. Tasa de Intervención Reserva Federal EE. UU (FED) Vs Inflación</i>	85
<i>Figura 30. Riesgo País (Índice Embi) Latinoamérica, Mercados Emergentes (EM) y Colombia</i>	86
<i>Figura 31. Cotización Petróleo Brent Vs Embi Colombia</i>	87
<i>Figura 32. Cotización Petróleo Brent Vs Cotización Dólar en Pesos Colombianos.....</i>	87
<i>Figura 33. Participación del Petróleo en Ingresos por Exportaciones.....</i>	88
<i>Figura 34. Precio del petróleo vs Valor del dólar con respecto al peso Colombiano</i>	89
<i>Figura 35. Deuda Externa Pública y Privada Colombia (% PIB)</i>	90
<i>Figura 36. Participación de la Inversión, el Comercio y el Consumo en el PIB de Colombia 1994 – 2014</i>	91
<i>Figura 37. Crecimiento Económico Colombia de los Sectores Primario y Secundario Oferta 1995 – 2014</i>	91
<i>Figura 38. Inflación Comparativa en Colombia de Energía Eléctrica, Gas, Combustibles Vs Inflación Total</i>	92

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Capacidad Instalada por tecnología</i>	16
Tabla 2 <i>Capacidad instalada por región y recurso</i>	17
Tabla 3 <i>Generación Enero 2015 por tipo de tecnología</i>	22
Tabla 4 <i>Valor a distribuir por cargo de confiabilidad</i>	24
Tabla 5 <i>Porcentaje de participación de hidroeléctrica</i>	27
Tabla 6 <i>Coficiente de eficiencia de producción</i>	28
Tabla 7 <i>Factor de capacidad</i>	29
Tabla 8 <i>Superficie del embalse</i>	32
Tabla 9 <i>Biomasa inundada</i>	33
Tabla 10 <i>Longitud del río embalsado</i>	34
Tabla 11 <i>Porcentaje de participación de termoeléctrica a gas</i>	37
Tabla 12 <i>Porcentaje de participación de termoeléctrica a carbón</i>	38
Tabla 13 <i>Factor de capacidad- termoeléctrica a gas</i>	39
Tabla 14 <i>Factor de capacidad- termoeléctrica a carbón</i>	40
Tabla 15 <i>Eficiencia de producción de termoeléctrica a carbón</i>	41
Tabla 16 <i>Eficiencia de producción de termoeléctrica a gas</i>	42
Tabla 17 <i>Factor de emisión de MP por central térmica a carbón</i>	45
Tabla 18 <i>Factor de emisión de SOx por central térmica a carbón</i>	46
Tabla 19 <i>Factor de emisión de NOx por central térmica a carbón</i>	47
Tabla 20 <i>Factor de emisión de MP por central térmica a gas</i>	48
Tabla 21 <i>Factor de emisión de SOx por central térmica a gas</i>	48
Tabla 22 <i>Factor de emisión de NOx por central a térmica a gas</i>	49
Tabla 23 <i>Longitud de las líneas de transmisión por voltaje</i>	50
Tabla 24 <i>Empresas en el STN</i>	51
Tabla 25 <i>Capacidad de intercambios interconexiones internacionales</i>	51
Tabla 26 <i>Cargos por uso STN</i>	54

Tabla 27 <i>Variación de la pérdida de energía en el sistema de transmisión</i>	55
Tabla 28 <i>Porcentaje de los cargos por uso del STN</i>	56
Tabla 29 <i>Servidumbre líneas de transmisión</i>	58
Tabla 30 <i>Porcentaje de aves muertas por colisión</i>	59
Tabla 31 <i>Cargos por uso STR- SDL</i>	64
Tabla 32 <i>Porcentaje de pérdida de energía con respecto al consumo</i>	65
Tabla 33 <i>Porcentaje de déficit de cobertura de energía eléctrica</i>	66
Tabla 34 <i>Porcentaje de población muerta por electrocución debido a las líneas de distribución</i>	70
Tabla 35 <i>Agentes registrados: Usuarios regulados, usuarios no regulados y alumbrado público</i>	71
Tabla 36 <i>Exportaciones de energía de Colombia 2013-2014</i>	72
Tabla 37 <i>Energía transada en el mercado energético en Colombia</i>	74
Tabla 38 <i>Valor transado y precio en bolsa nacional</i>	74
Tabla 39 <i>Valor transado y precio en contratos</i>	75
Tabla 40 <i>Porcentaje del valor transado en bolsa nacional en el mercado</i>	79
Tabla 41 <i>Porcentaje del valor transado en contratos en el mercado</i>	79

GLOSARIO

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC): Es el encargado del registro de las fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) (Compañía de Expertos en Mercados, 2015).

Aspecto ambiental: Es el elemento de las actividades, productos o servicios de una organización que puede interferir con el medio ambiente, por ejemplo: Emisiones atmosféricas, generación de residuos etc. (Rodríguez, Alcaide, Castro, & Rodríguez, 2012).

Cadena de abastecimiento: Es la red creada entre diferentes empresas productoras, de manipulación y/o distribución de un producto específico. La cadena de abastecimiento abarca los pasos que se necesitan para obtener un bien o servicio, desde el proveedor hasta el cliente (Investopedia, 2015).

Cargo por confiabilidad (CC): Es un esquema de remuneración, que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica, necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador (XM, 2007).

Centro Nacional de Despacho (CND): Es el encargado de la planeación, la supervisión y el control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica. El CND está sujeto al cumplimiento del Código de Operación y a los Acuerdos Técnicos del CNO (Compañía de Expertos en Mercados, 2015).

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): Es una entidad técnica con el objetivo de lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión (CREG, 2015).

Consejo Nacional de Operación (CNO): Acuerda los aspectos técnicos para garantizar que la operación del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación (CNO, 2009).

Costes medioambientales: Son un parámetro que permite medir el daño medioambiental causado por un producto, actividad o proceso. Es la estimación del costo global que supone la mitigación de todos los daños medio ambientales que éste haya podido ocasionar (Chacón, 2009).

Energía eléctrica: Es un fenómeno físico que se origina a raíz de las cargas eléctricas y de la interacción entre ellas. La electricidad se puede originar o transmitir provocando el movimiento de cargas eléctricas de un punto a otro (Endesa, 2014).

Energía firme: Corresponde a la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales (CREG, 2015).

Energía Hidroeléctrica: Es la energía generada por la fuerza del movimiento del agua, una maquina primaria la transforma inicialmente en energía mecánica y luego una maquina secundaria la transforma en energía eléctrica (Torres.O, 2011).

Energía Térmica: Es la energía liberada en forma de calor, obtenida de la naturaleza (energía geotérmica), mediante la combustión de algún combustible fósil (petróleo, gas natural o carbón), mediante energía eléctrica por efecto Joule, por rozamiento, por un proceso de fisión nuclear o como residuo de otros procesos mecánicos o químicos (Energía Renovable, 2008).

Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Las Zonas Rurales Interconectadas (FAER): Permite que los entes territoriales, con el apoyo de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica en la zona de influencia, sean los gestores de planes, programas y proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica. El objetivo es ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales interconectadas, conforme con los planes de ampliación de cobertura que estructuran cada uno de los Operadores de Red y que deberá contar con la viabilidad de la Unidad de Planeación Minero Energética (Ministerio de Minas y Energía, 2015).

Fuente de energía: Es toda materia o sistema material que desprende energía por medio de un movimiento relativo o sus transformaciones químicas y/o físicas. Esta puede ser captada, almacenada, transformada y aprovechada por el ser humano (Fuente de energía, 2010).

Impacto ambiental: Se dice que existe impacto ambiental cuando una acción consecuencia de un proyecto o actividad produce una alteración, favorable o desfavorable, en el medio o en alguno de los componentes del medio (Conesa, 1996).

Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC): Es el encargado de la Liquidación y Administración de Cuentas por los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación que emite la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Compañía de Expertos en Mercados, 2015).

Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE): Consiste en la financiación por parte del Gobierno Nacional de Planes de los planes, programas o proyectos elegibles de conformidad con las reglas establecidas en el Decreto 1123 de 2008 y las normas que lo sustituyan o complementen, cuya vigencia será igual a la establecida para los diferentes fondos que financian el programa. Este es financiado con un 20% de los recursos del FAER y está a cargo de ASIC (Ministerio de Minas y Energía, 2015)

Sistema interconectado nacional (SIN): Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las

redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios (Consejo Nacional de Operación, 2009).

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME): Es una unidad administrativa especial nacional de orden técnico, adscrito al Ministerio de Minas y Energía. Se encarga de planear con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas (UPME, 2015)

RESUMEN

El sector eléctrico es considerado como uno de los sectores con mayor importancia y sensibilidad en temas económicos, sociales y ambientales, ya que este es impulsado por el crecimiento de las industrias y desarrollo de las ciudades, lo que a su vez, genera impactos de gran magnitud en cada uno de estos ámbitos. El sector se ha convertido en uno de los referentes institucionales y regulatorios para otros servicios públicos. La contextualización de las generalidades del sector, el análisis de los eslabones de la cadena de abastecimiento y el análisis del potencial eléctrico Colombiano, hacen posible un conocimiento amplio de sus condiciones, fortalezas y debilidades, que permiten dar un pronóstico aproximado de la viabilidad de llevar a cabo los proyectos de expansión e internacionalización que se han propuesto.

Palabras claves

Impacto ambiental, Medio ambiente, Cadena de Abastecimiento, Transporte, Energía, Exportación, Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización

ABSTRACT

The electricity sector is considered as one of the sectors with major importance and sensitivity in economic, social and environmental issues. As this is driven by the growth of industries and cities development, generates great magnitude of impacts in each of these areas. The sector has become in one of the institutional and regulatory reference for other public services. The sector overview, the electricity supply chain links analysis and the Colombian electric potential analysis, enable to have an extensive knowledge of the sector's conditions, strengths and weaknesses, and allow a rough prediction of the ability to carry out expansion and internationalization projects that have been proposed.

Key Word

Environmental Impact, Environment, Supply Chain, Transportation, Energy, Export, Generation, Transmission, Distribution, Marketing.

1. INTRODUCCION

El sector eléctrico es considerado como uno de los sectores con mayor importancia y sensibilidad en temas económicos, sociales y ambientales, ya que este es impulsado por el crecimiento de las industrias y desarrollo de las ciudades, lo que a su vez genera impactos de gran magnitud en cada uno de los ámbitos mencionados. El sector cuenta con un gran dinamismo, por lo cual se ha convertido en uno de los referentes institucionales y regulatorios para otros servicios públicos, así como uno de los ejes de la locomotora que el gobierno nacional definió en el Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014 (UPME, 2010).

Colombia en el 2032 será reconocida como uno de los líderes en América Latina en el sector de energía eléctrica, según las estadísticas estimadas, podrá llegar a generar ingresos de al menos 19 mil millones de dólares americanos enfocándose en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, a través de exportaciones en un mercado regional e Inversión Extranjera Directa de Salida, incrementando las ventas en el mercado global y exportando servicios con base en conocimientos y capacidades distintivas (diseño, ingeniería, construcción, administración, operación de mercados) (McKinsey & Company, 2009)

De acuerdo al Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2011- 2025, el sistema eléctrico colombiano requiere la instalación progresiva de 7,914 MW, lo que representa un aumento de más del 50% sobre la capacidad instalada actual (15508,8 MW), para suplir la demanda futura; esta capacidad estará conformada por 6,088 MW de proyectos hídricos, 760 MW de proyectos de gas natural, 864 MW de proyectos de carbón y 202 MW de combustibles líquidos. Con esta expansión se estima que las emisiones de CO₂ se duplicarán, por uso de carbón mineral pasará de un 2.9% a un 5.9% y del uso de combustibles líquidos de un 34.3% a un 41.2% (García, Corredor, Calderón, & Gómez, Medio ambiente: Fedesarrollo, 2013)

Este gran potencial de crecimiento con el que cuenta Colombia en este sector, trae consigo muchos cuestionamientos en el tema de sostenibilidad ambiental, ya que en cada punto del proceso por el que pasa este servicio tan importante para todos los ciudadanos, se encuentran involucrados agentes estatales, privados o personas naturales para las que tiene un tipo de

impacto. Dentro de este grupo de agentes involucrados existe una preocupación creciente por el estado del medio ambiente y todo lo relacionado a las consecuencias del aprovechamiento inadecuado de este, como lo es el cambio climático; desastres naturales; epidemias etc.

En la actualidad, es la propia comunidad la que exige que se trate con mayor rigurosidad las licencias y trámites para el desarrollo de nuevos proyectos de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía; ya que en cada uno de estos eslabones se evidencian impactos ambientales y sociales asociados importantes.

Para el presente trabajo se tomó como objeto de estudio la cadena de abastecimiento de la energía eléctrica proveniente principalmente de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, las cuales representan el 70,41% y el 18,42% respectivamente de la capacidad instalada efectiva en Colombia (Unidad de Planeación Minero Energética , 2015), esta cadena de abastecimiento será desglosada de manera que se pueda comprender mejor cada proceso, determinando unos indicadores logísticos y ambientales que permitan llegar a identificar las fortalezas y debilidades que luego nos lleven a una visión más amplia del potencial exportador del país en esta materia.

Este documento está estructurado en 5 partes: La primera parte está compuesta por la fundamentación teórica y conceptual, en donde es posible observar otros estudios relacionados con la cadena de abastecimiento de la energía eléctrica en diferentes países del mundo; la segunda parte está conformada por las generalidades del sector, en el cual se realiza una caracterización del sector, del sistema interconectado nacional, teniendo en cuenta la demanda y la capacidad instalada nacional; en la tercera sección se encuentra un análisis tanto logístico como ambiental de la cadena de abastecimiento de la energía eléctrica en Colombia (Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización); en la cuarta parte del documento se encuentra un análisis del potencial del sector eléctrico Colombiano, teniendo en cuenta las tendencias eléctricas mundiales, el comportamiento de la economía mundial con respecto a la colombiana, el comportamiento eléctrico en Colombia y sus posibles competidores en el mercado; y por último en la quinta y sexta parte, se observan respectivamente las conclusiones y las propuestas

2. FUNDAMENTACIÓN TEORICA Y CONCEPTUAL

En este capítulo se exponen los principales referentes teóricos para el estudio de la cadena de abastecimiento del sector eléctrico alrededor del mundo desde distintas perspectivas que sirven de base para el presente análisis.

En Estados Unidos se desarrolló un modelo para el sector eléctrico de este país, teniendo en cuenta a los distintos tomadores de decisión que operan de manera descentralizada en los diferentes eslabones de la cadena, relación entre ellos, tipo de decisiones (cooperativas y no cooperativas), flujos, y precios. De este modelo surge la definición de la condición óptima del sector en la que la cantidad transada, entre los generadores y los proveedores de energía (transmisores, distribuidores o comercializadores), debe coincidir con la que estos últimos acepten; y además la cantidad de energía que obtienen los consumidores debe ser igual a la cantidad de energía que los generadores ofrezcan. Desarrollan un algoritmo que les permite encontrar un punto de equilibrio, flujos y precios aplicados a casos específicos de análisis (Narguney & Matsypura, 2005).

En la India, se realizó un estudio de la cadena de abastecimiento del sector eléctrico, a través de un análisis de la demanda, la operación de las distintas partes de la cadena y de las perspectivas del sector en un futuro. Se identifican puntos débiles, por ejemplo la poca eficiencia en la transmisión y de la distribución, y se proponen mejoras significativas, como lo es la adición de un eslabón que se encargaría del almacenamiento de energía, y también la implementación de un sistema de red inteligente basado en las tecnologías de la información (Mishra, 2013).

El autor concluye que el sector eléctrico en su país ha dejado de ser emergente, a formar parte de los sectores en desarrollo, pero para que alcance madurez debe afrontar grandes retos como lo son la absorción de los costos de materias primas, así como un mejor trabajo conjunto entre los agentes del sector; también reconoce la importancia social que cumple este sector en la industrialización y urbanización de la India y dice que tiene un papel fundamental en la

reducción de la disparidad entre las ciudades y las zonas rurales, al proveer energía eléctrica comercial a accesible y asequible a la comunidad (Mishra, 2013).

Cabe resaltar los estudios realizados en países latinoamericanos como Cuba, en donde se le da una vital importancia a evitar los desperdicios de energía en cada uno de los eslabones de la cadena de abastecimiento, con mejoras de comunicación de los eslabones mediante redes inteligentes eficientes, que permitan una mejor retroalimentación entre todos los procesos y usuarios dentro de la red, permitiendo llegar a tener un mayor control (Gomez & Viego, 2013).

El sector eléctrico colombiano a su vez ha sido objeto de una variedad de investigaciones desarrolladas desde diferentes perspectivas, como lo son análisis de prospectiva, legales, financieros, económicos y de evolución del sector. Al hacer revisión de la literatura a cerca del comportamiento de la cadena de abastecimiento se encontró el estudio “Cooperación en la cadena de suministro de la energía eléctrica en Colombia”, el cual se enfoca principalmente en el aspecto de la negociación de la energía eléctrica, analizando únicamente a tres de sus agentes; los generadores, los comercializadores y los usuarios no regulados, desde la teoría de juegos cooperativa. Aquí el autor plantea que la clave para el buen funcionamiento del sistema es la coordinación entre las partes interesadas y que para esto es necesario un sistema centralizado que distribuya las beneficios de la mejor manera (Ramirez D. , 2008).

En otro estudio, López (2013) se adentra en el tema de almacenamiento de energía eléctrica, y explica que esto podría ayudar a alisar la carga del sistema en gestión valle-punta, lo que él indica como necesario cuando se tienen sistemas de generación de energías limpias, las cuales depende básicamente de la naturaleza (caudales de ríos, vientos, etc.) y que tienen un carácter intermitente. En su investigación plantea un modelo de dinámica de sistemas constituido de dos módulos, uno de despacho de electricidad y otro del almacenamiento de energía, con el cual busca entender el efecto que tendría la implementación de este mecanismo dentro del mercado eléctrico mayorista en el país. En el modelo se evalúa la utilización de almacenamiento por hidro-bombeo y bacterias, y finalmente se concluye que la mejor alternativa sería la primera, por ser la que mayor efecto tuvo en curva de carga y curva de precio de energía, además la más viable económicamente hablando.

También se encuentran investigaciones como la realizada por Lemos (2012), en la cual se analiza cómo debería estar compuesta la generación del sector eléctrico colombiano, para enfrentar los retos que representan la demanda, debido a que estimulada por el crecimiento que experimenta el país y la exigencia de calidad, seguridad y confiabilidad por parte de los usuarios; así como también la oferta debido a la incertidumbre sobre el abastecimiento de combustibles, los precios en los mercados y las variaciones climáticas que afectan a las hidroeléctricas.

En este estudio, el autor utiliza como base la teoría de portafolio para evaluar las diferentes opciones de generación para el país, buscando minimizar el riesgo esperado para un nivel de rentabilidad determinado. En los resultados obtenidos se hace obvio que el mayor riesgo o volatilidad del sistema proviene de las hidroeléctricas ya que estas dependen básicamente del clima, y varían su generación de acuerdo al mismo, por lo tanto no se cuenta con ellas cuando existe la demanda sino cuando existe el recurso para que estas operen. Es por esto que el estudio sugiere una diversificación del sistema, mediante una mayor inclusión de generación térmica, ya que esta permite aminorar el impacto que los eventos climáticos causan. Dentro de esta opción, la generación a carbón presenta un buen desempeño dentro del interior de los portafolios ya que regula la volatilidad y aumenta la rentabilidad cuando se es combinado con otras fuentes como hidroeléctricas y gas natural (Lemos, 2012).

3. GENERALIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

Las generalidades del sector, son de gran ayuda para tener una visión más amplia sobre funcionamiento y constitución del sector eléctrico en Colombia, así como se describen a continuación.

3.1. Caracterización del sector

El sector de energía eléctrica en Colombia, está constituido por cuatro tipos de agentes, clasificados por funciones según el marco regulatorio, estas entidades o empresas se encuentran dentro de los generadores, transmisores, distribuidores o comercializadores, y así mismo, es potenciado por grandes bloques de energía liderados por las empresas comercializadoras y los grandes consumidores operando libremente en condiciones de oferta y demanda (Compañía de Expertos en Mercados, 2015).

Para poder promover la competencia entre generadores, se permite que mientras se encuentren integrados al SIN (sistema interconectado nacional), tanto agentes económicos, como públicos y privados puedan participar en el mercado de energía mayorista. El establecimiento del precio de electricidad está fuera de la intervención del estado pero con supervisión de la CREG, este es generado a partir de acuerdos entre generadores y comercializadores o grandes consumidores (Compañía de Expertos en Mercados, 2015).

La operación y administración del mercado es realizada por XM, esta tiene a su cargo las funciones del CND (Centro Nacional de Despacho), del ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales) y del LIC (Liquidador y administrador de cuentas de cargos por uso de las redes del SIN (Compañía de Expertos en Mercados, 2015) (Ver figura 1).

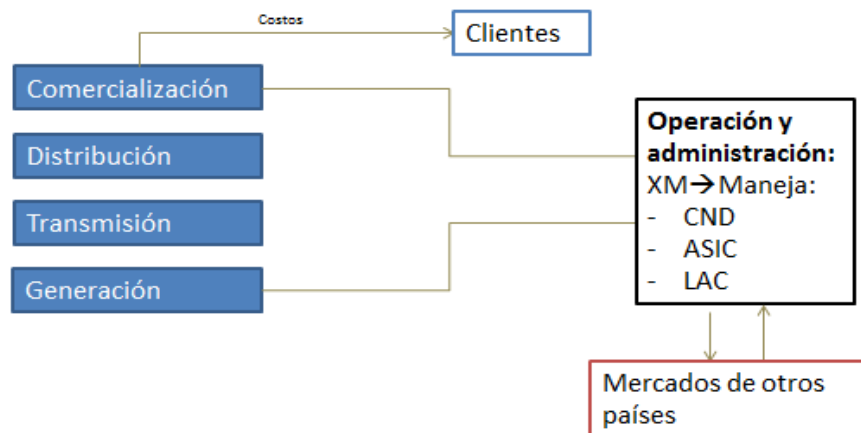


Figura 1. Mercado eléctrico

Fuente: Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

3.2. SIN (Sistema Interconectado Nacional)

El sistema interconectado nacional está compuesto por plantas y equipos de generación, la red de interconexión, redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios (Consejo Nacional de Operación, 2009). En la Figura 2 se aprecia la cadena de abastecimiento de la energía eléctrica.

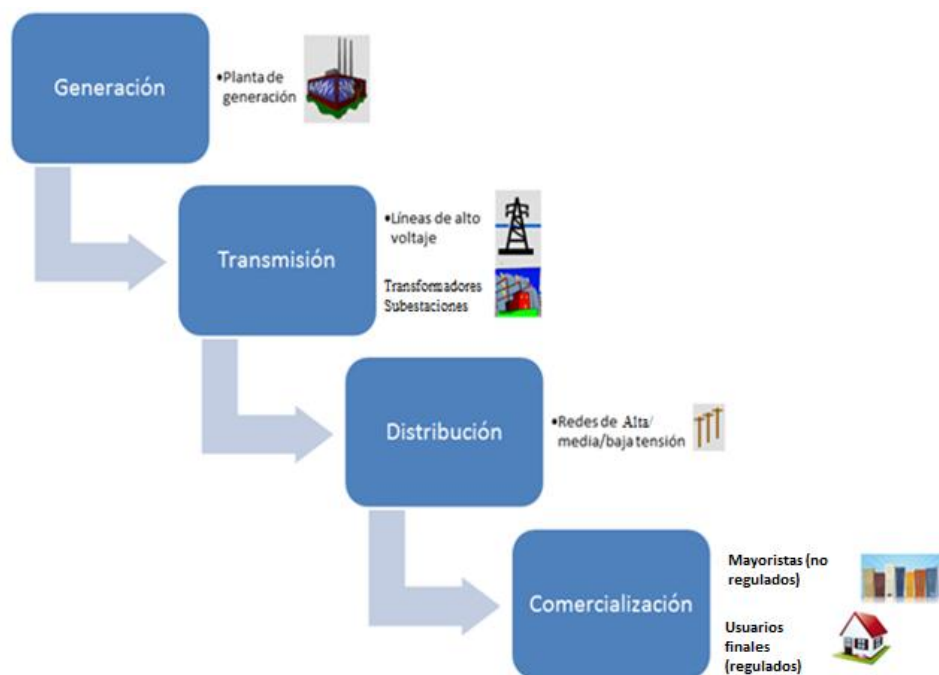


Figura 2. Cadena de abastecimiento de la energía eléctrica

Fuente: Elaboración propia. Ministerio de Comercio, Industria y Turismo - Informe final Sector Energía Eléctrica, Bienes y servicios Conexos (2009).

3.3.Demanda de energía eléctrica

El comportamiento de la demanda de la energía eléctrica va muy de la mano con el comportamiento económico del país, por lo que cada cambio en el porcentaje del crecimiento de la demanda representa un evento económico importante (Compañía de Expertos en Mercados, 2015), esto se ve reflejado en la figura 3, en donde se puede observar que por el racionamiento eléctrico de 1992, la recesión económica de 1999 y la desaceleración económica del 2009, ocurrieron bajas en el porcentaje de crecimiento de la demanda según el punto medio.

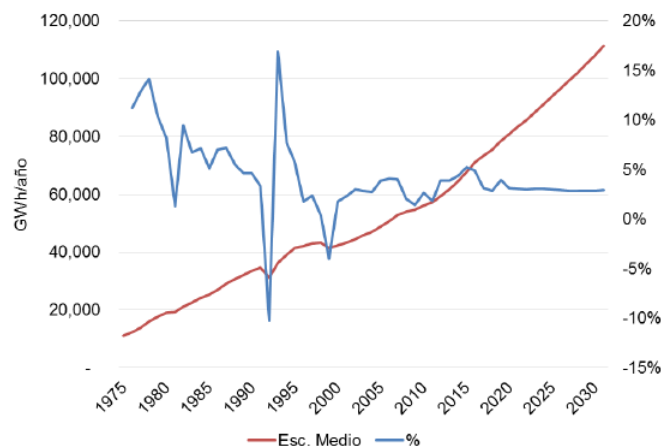


Figura 3. Tasa de crecimiento anual y proyección de la demanda de energía

Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

Debido a lo expuesto anteriormente, el 2012 se convirtió en una recuperación de la desaceleración de los años pasados. Del 2011 al 2012 ocurrió un crecimiento de un 3,8%, pero en los años anteriores la tasa de crecimiento de la demanda estuvo en un promedio anual de 2,9% (Macías & Andrade, 2012). En el 2014 la demanda alcanzó su mayor crecimiento en comparación con los 10 años anteriores (4,4%) con un consumo de 63.571 GWh, lo que obedeció al incremento del 5.0% de la demanda de energía del mercado regulado (consumo de energía del sector residencial y pequeños negocios) (XM, 2015).

Según las proyecciones realizadas por UPME, entre el 2020 y 2030, existirá un crecimiento en promedio del 3,1% de la demanda de la energía eléctrica en Colombia (Macías & Andrade, 2012).

3.4.Capacidad instalada

En la Tabla 1, se puede apreciar que al 2015 Colombia cuenta con una capacidad instalada de 15.508,8 MW, lo cual significa una disminución de 46 MW, debido al retiro de la capacidad de Jet A1. A principios del año 2015, los dos tipos de generación de energía en los que

se basa este estudio, hidráulica y térmica (gas natural y carbón), contaban con una capacidad instalada de 10.919,8 MW y de 2856 MW respectivamente, constituyendo entre estas dos, una capacidad instalada conjunta de 13.775,8 MW, lo que abarca un 89% de la capacidad instalada total nacional, dentro del Sistema Interconectado Nacional (Unidad de Planeación Minero Energética , 2015)

Tabla 1 *Capacidad Instalada por tecnología*

Tecnología	Potencia (MW)	Participación
Hidráulica	10919,8	70,41%
Térmica Gas	1684,4	10,86%
Térmica Carbón	1172	7,56%
Líquidos	1366	8,81%
Gas Líquidos	276	1,78%
Viento	18,4	0,12%
Biomasa	72,3	0,47%
Total	15508,8	100%

Fuente: Elaboración propia. UPME, Unidad de Planeación Minero Energética

En la Figura 4, podemos observar la participación de las clases de producción de energía, en la capacidad instalada total nacional, en donde las hidroeléctricas predominan con un porcentaje del 70,41% en la capacidad instalada total y las termoeléctricas (gas y carbón) en un 18,42%.

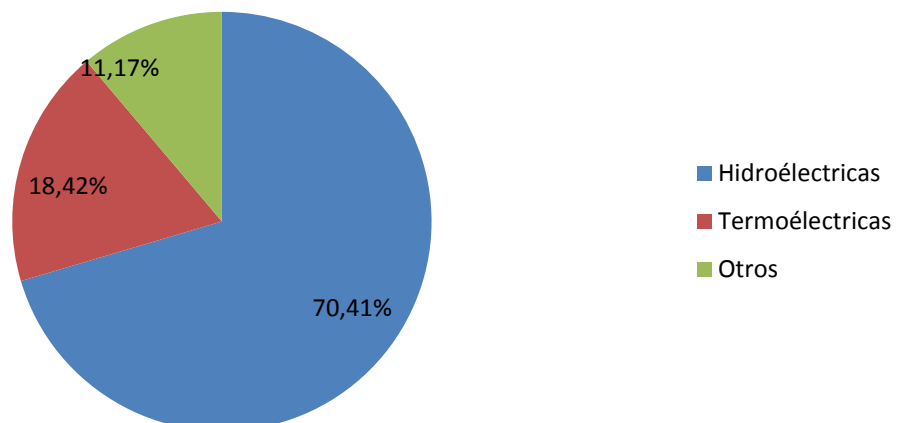


Figura 4. Participación por tipo de producción de energía

Fuente: Elaboración propia. UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

La mayor concentración de capacidad instalada nacional se encuentra en el noroeste del país (Antioquia y Chocó), debido a la disponibilidad de recursos energéticos primarios y a la localización de la demanda; podemos observar en la tabla 2 la manera en cómo se encuentra distribuida la capacidad instalada nacional por regiones y departamentos.

Tabla 2 *Capacidad instalada por región y recurso*

	ACPM	AGUA	BIOMASA	CARBON	COMBUSTOLEO	GAS	JET- A1	MEZCLA GAS - JET-A1	VIENTO	Total general
ANTIOQUIA	364,0	4.369,7		5,0						4.738,7
ANTIOQUIA	364,0	4.369,7		5,0						4.738,7
CHOCÓ										0,0
CARIBE	462,0	338,0		296,0		297,0	1.331,0		18,4	2.742,4
ATLÁNTICO	153,0					110,0	1.241,0			1.504,0
BOLÍVAR	309,0					187,0	90,0			586,0
CÓRDOBA		338,0								338,0
GUAJIRA				296,0					18,4	314,4
CESAR										0,0
MAGDALENA										0,0
SUCRE										0,0
NORDESTE		1.838,0		482,0		276,6		276,0		2.872,6
BOYACÁ		1.000,0		327,0						1.327,0
CASANARE						109,6				109,6
NORTE SANTANDER				155,0						155,0
SANTANDER		838,0				167,0		276,0		1.281,0
ORIENTAL		2.092,9		225,0						2.317,9
BOGOTÁ D.E.		4,3								4,3
CUNDINAMARCA		2.088,6		225,0						2.313,6
META										0,0
GUAVIARE										0,0
SUROCCIDENTE	197,0	2.281,2	72,3			240,8	46,0			2.837,2
CALDAS		585,6					46,0			631,6
CAUCA		322,7	25,0							347,7
HUILA		551,1								551,1
NARIÑO		23,1								23,1
PUTUMAYO		0,5								0,5
QUINDÍO		4,3								4,3
RISARALDA		8,5	5,5							14,0
TOLIMA		142,0				11,8				153,8
VALLE DEL CAUCA	197,0	643,4	41,8			229,0				1.111,2
CAQUETÁ										0,0
Total general	1.023,0	10.919,8	72,3	1.008,0		297,0	1.848,4	46,0	276,0	18,4 15.508,8

Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

En el noroeste del país, constituido por los departamentos de Antioquia y Chocó, se cuenta con una capacidad instalada total de 4738,7 MW de la cual el 92% pertenece a la producción hidráulica y el 0,1 % a generación térmica de carbón (ver figura 5).

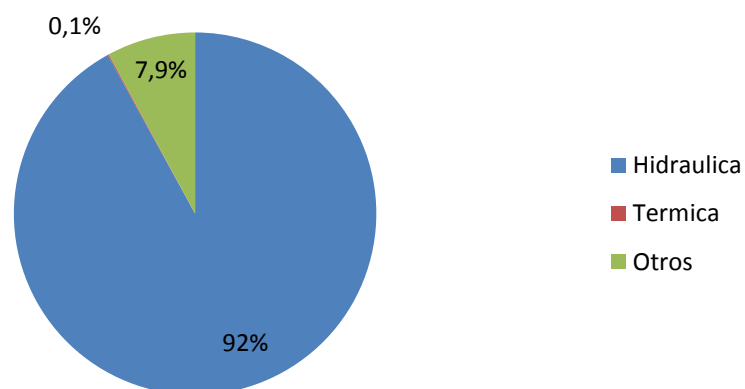


Figura 5. Participación por tipo de producción de energía-noroeste del país

Fuente: Elaboración propia. UPME, Unidad de Planeación Minero Energética

El caribe Colombiano cuenta con una capacidad instalada de 2742,4 MW, de la cual el 52% pertenece a generación térmica, en su mayoría proveniente de gas natural y el 12% a la generación proveniente de hidroeléctricas (ver figura 6).

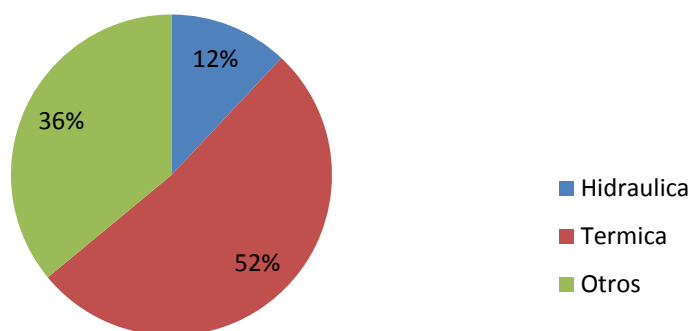


Figura 6. Participación por tipo de producción de energía- región caribe del país

Fuente: Elaboración propia. UPME, Unidad de Planeación Minero Energética

El nordeste del país cuenta con una capacidad de generación de energía eléctrica en su mayoría proveniente de termoeléctricas e hidroeléctricas, esta tiene una capacidad instalada total de 2872,6 MW, lo que la coloca en el segundo lugar de capacidad luego de la zona noroeste, de la cual el 64% pertenece a la de generación proveniente de fuentes hidráulicas y el 26% a la producción térmica de carbón y gas natural (ver figura 7).

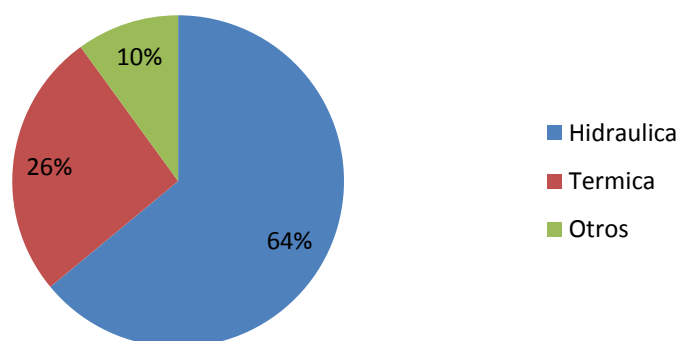


Figura 7. Participación por tipo de producción de energía-nordeste del país

Fuente: Elaboración propia. UPME, Unidad de Planeación Minero Energética

La zona oriental del país, cuenta con una capacidad de 2317,9 MW constituida meramente de producción hidráulica y térmica de carbón, con una participación del 90% y 10% respectivamente (ver figura 8).

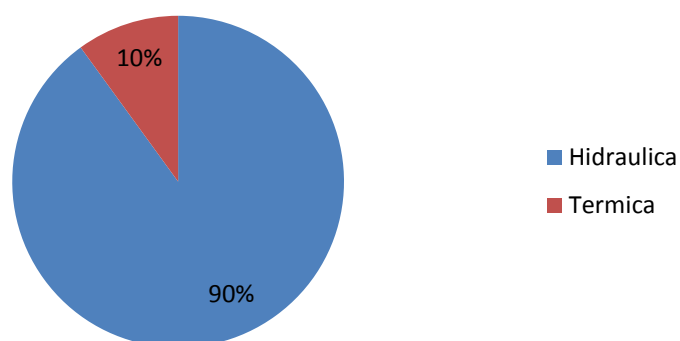


Figura 8. Participación por tipo de producción de energía-oriental del país

Fuente: Elaboración propia. UPME, Unidad de Planeación Minero Energética

La región suroccidente cuenta con una capacidad instalada de 2837,2 MW, de la cual, un 80% corresponde a capacidad hidráulica y un 8% a térmica de gas natural (ver figura 9).

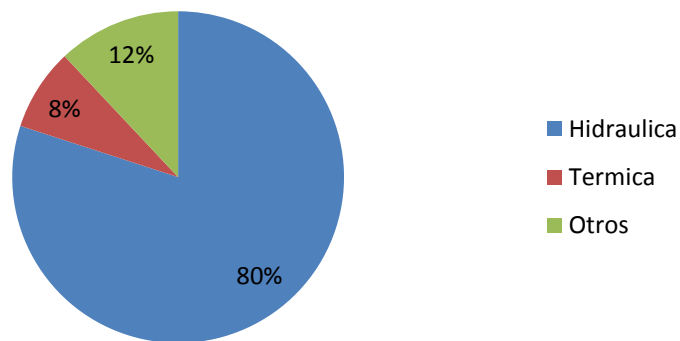


Figura 9. Participación por tipo de producción de energía-suroccidente del país

Fuente: Elaboración propia. UPME, Unidad de Planeación Minero Energética

4. ANÁLISIS LOGÍSTICO Y AMBIENTAL DE LA CADENA DE ABASTECIMIENTO

Según el tipo de fuente primaria de energía, la cadena de abastecimiento puede tener algunas variaciones en los procesos, sobre todo en la generación, pero al pasar por la transformación normalmente se unifican y siguen la transmisión, distribución y comercialización de la misma manera (ver figura 10).

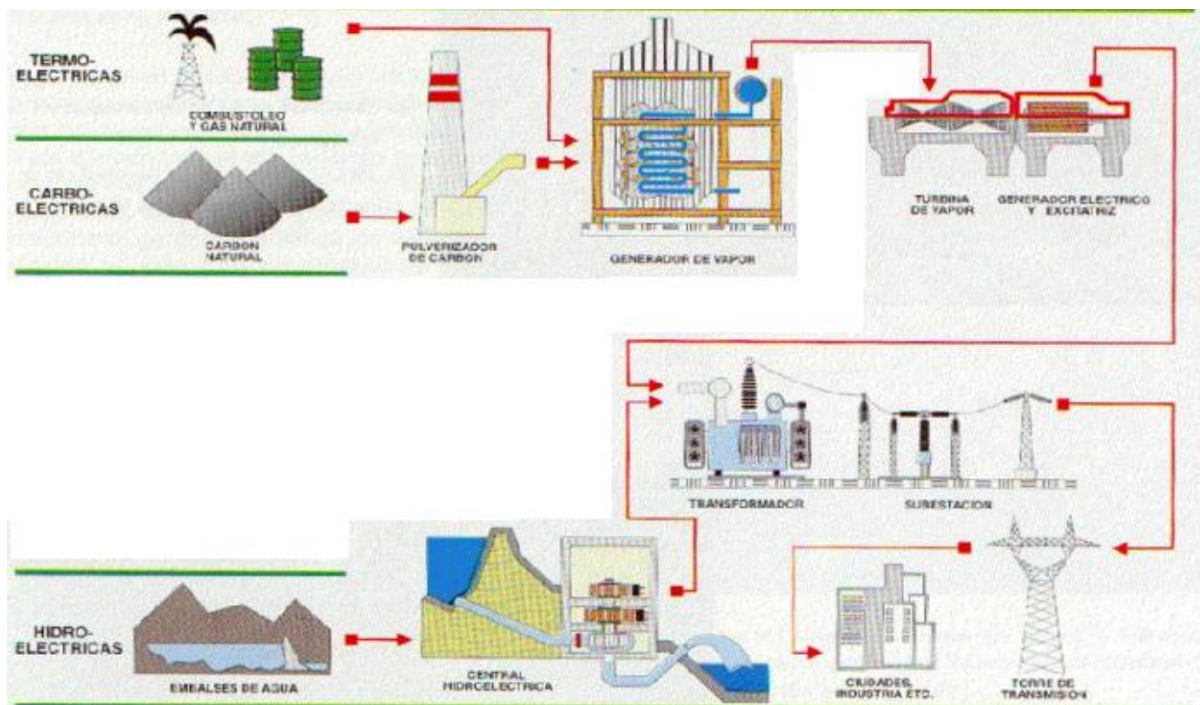


Figura 10. Diagrama simplificado del proceso de producción de la energía eléctrica

Fuente: Adaptado de: SNM, Sociedad Nuclear Mexicana

4.1. Generación

La generación constituye el primer eslabón del sistema de suministro de energía eléctrica, esta consiste en la transformación de cualquier clase de energía química, mecánica, térmica, hidráulica, luminosa, entre otras. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, las cuales ejecutan alguna de las transformaciones mencionadas anteriormente (Acolgen , 2015)

Para efectos de este trabajo se realizará un enfoque en las 2 principales fuentes de generación de energía en nuestro país, termoeléctrica (de carbón y gas natural) e hidroeléctrica. La producción de energía eléctrica, se realiza por medio de generadores, los cuales normalmente no difieren entre sí en los principios de funcionamiento, solo en el tipo de fuente de energía primaria utilizada.

En enero del 2015, el SIN recibió del parque generador 5392,5 GWh, dicha energía disminuyó con respecto a diciembre del 2014 en 138 GWh, además de esto las centrales hidráulicas se ubican por debajo del promedio del año y disminuyeron 294,2 GWh, pero la generación térmica agregada si tuvo un crecimiento de 162,4 GWh (Unidad de Planeación Minero Energética , 2015) (ver figura 11)

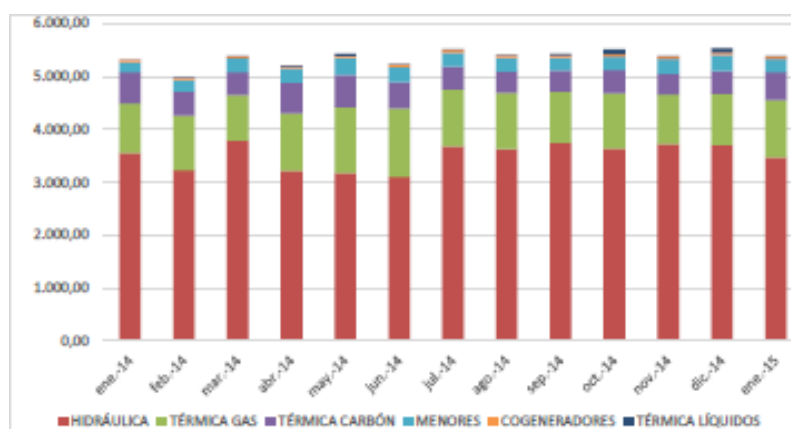


Figura 11. Histórico mensual de generación por tecnologías

Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

El mayor aporte para el mes de enero del 2015 lo realizaron las centrales hidráulicas, con un 64,36% de total de electricidad generada, es decir 3470,41 GWh, por su parte, las plantas térmicas entregaron (gas natural y carbón) de manera agregada 1611,68 GWh al SIN, lo que equivale a una participación del 30%. La hidroeléctricas junto con las termoeléctricas (gas natural y carbón) en conjunto tuvieron un 94,35% de participación en el parque de generación del SIN (Compañía de Expertos en Mercados, 2015) (ver tabla 3).

Tabla 3 Generación Enero 2015 por tipo de tecnología

Tecnología	Generación (GWh)	Participación (%)
Acpm	2,57	0,05%
Agua	3470,41	64,36%
Cogeneración	37,82	0,70%
Carbón	520,87	9,66%
Combustóleo	1,27	0,02%
Gas	1090,81	20,23%
Jet-A1	0,19	0,00%

Mezcla Gas- Carbón	0,0	0,00%
Mezcla Gas- Jet-A1	6,56	0,12%
Mezcla Gas- Fuel Oil (Acpm o combustóleo)	0	0,00%
Menores Agua	194,01	3,60%
Menores Gas	62,29	1,16%
Viento	5,63	0,10%
Total	5392,54	100,00%

Fuente: Elaboración propia. UPME, Unidad de Planeación Minero Energética

En este eslabón no existen barreras de entrada de agentes, existe libre competencia de generadores. Se permite que mientras se encuentren integrados al SIN (sistema interconectado nacional), tanto agentes económicos, como públicos y privados puedan participar en el mercado de energía mayorista. Estos cuentan con una gran capacidad de negociación ya que a pesar de estar regulados por la CREG, el estado no interfiere en la colocación de precios, sino que esto es determinado por el precio en bolsa y los contratos fijados con otros generadores, comercializadores o grandes consumidores (Compañía de Expertos en Mercados, 2015).

4.1.1. Cargo por Confiabilidad (CC)

Los generadores reciben un ingreso adicional proveniente del cargo por confiabilidad cuyo pago depende del aporte que la energía que cada generador aporta a la firmeza del sistema y de su disponibilidad real. Si una generadora hidráulica o térmica, se le asigna una Obligación de Energía Firme (OEF), esta entra a subastar por el Cargo de Confiabilidad con el valor máximo correspondiente a su energía firme, todo esto se hace con el fin de poder contar con la energía necesaria en caso de bajos caudales de agua (XM, 2015) (ver tabla 4).

Tabla 4 Valor a distribuir por cargo de confiabilidad

Valor a distribuir por cargo de confiabilidad (millones COP)	
2013	2014
1.962.095	1.909.027

Fuente: Elaboración propia. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P

A partir de la tabla 4 se deduce que del 2013 al 2014 ocurrió una disminución del valor de confiabilidad brindado por el estado a los generadores en un 2,7%.

En diciembre del 2014 ocurre un aumento significativo del valor a distribuir por CC superando los 190 mil millones de pesos; lo que obedece al inicio del nuevo período de vigencia de las Obligaciones de Energía Firme y al aumento significativo de la TRM durante el mes de diciembre. En el período anterior la Obligación de Energía Firme anual correspondió a 64, 131, 157, 440 kWh-año y para el nuevo período, la Obligación de Energía Firme anual corresponde a 67, 145, 633, 939 kWh-año (XM, 2015) (ver figura 12)

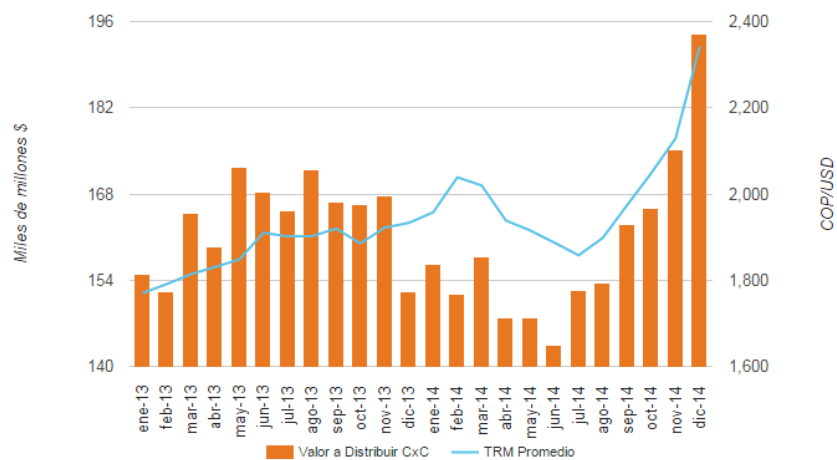


Figura 12. Valor a distribuir por cargo de confiabilidad y TRM promedio del mes

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

4.1.2. Generación hidroeléctrica

Una central hidroeléctrica es aquella que utiliza energía hidráulica para la generación de energía eléctrica, esta utiliza la energía potencial del agua almacenada y la convierte en energía mecánica que luego pasa a ser convertida a energía eléctrica. Este tipo de plantas permiten aprovechar las masas de agua en movimiento que circulan por los ríos, utilizando turbinas acoplada a los alternadores que transforman esto en energía eléctrica (Fernández & Robles, 2015).

La hidroeléctrica de embalse, es uno de los tipos de hidroeléctricas más encontrados en nuestro país, la figura 13 muestra sus componentes. El proceso para poder generar la energía eléctrica es el siguiente:

- **Almacenamiento de agua en el embalse:** La presa ataja el río y remansa las aguas para contenerla y almacenarla en un embalse.
- **Entrada:** El agua que está acumulada en el embalse ingresa por unas compuertas o rejas que evitan el paso de ramas o peces al sistema de conducción o tomas.
- **Paso a las tomas:** En las tomas se dirige la caída de agua hacia las hidro-turbinas.
- **Producción de energía cinética:** La caída desde el embalse produce una energía cinética que produce movimiento en las turbinas.
- **Transformación de energía cinética en energía eléctrica:** Esta transformación se realiza mediante los generadores acoplados que luego pasará a las líneas de transmisión (líneas de alto voltaje- transformadores subestaciones)
- **Desfogue del agua:** Una vez el agua cede su energía esta es restituida al río a través de un canal de desagüe.

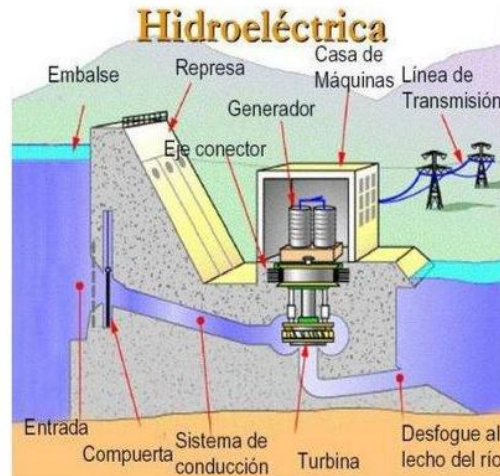


Figura 13. Hidroeléctrica

Fuente: Blog Wordpress, Ahorro de energía

4.1.2.1. Análisis logístico

Las siguientes variables e indicadores permiten una mejor medición de las condiciones para la realización de los procesos de una hidroeléctrica y optimización de los mismos.

4.1.2.1.1. Variables logísticas:

Energía de central hidroeléctrica: Energía generada por la central hidroeléctrica al año (GWh-MWh).

Capacidad de la central: Capacidad efectiva de la energía a generarse por la central hidroeléctrica (MW).

Caudal de agua: Cantidad de agua medida en volumen que se mueve en una unidad de tiempo (m³/s).

Energía a plena capacidad: Es la energía que podría generar una central hidroeléctrica si trabajara con toda su capacidad nominal y con un factor de disponibilidad del 100% durante un año (MWh).

4.1.2.1.2. Indicadores logísticos:

Porcentaje de participación de hidroeléctrica: Sirve para medir el porcentaje de energía que genera una central hidroeléctrica en el SIN (%).

$$\frac{\text{Energía de central hidroeléctrica (GWh)}}{\text{Energía de hidroeléctricas total SIN (GWh)}} \times 100$$

Para los efectos de la explicación de este indicador, se toman los datos de la energía firme anual generada por las centrales de Troneras, ubicada en la jurisdicción del municipio de Carolina del Príncipe en Antioquia; Guadalupe III, ubicada agua abajo de la central Troneras; Porce II, en el nordeste del departamento de Antioquia; y Porce III a 147 km de Medellín (Empresas Publicas de Medellín, 2015). La energía total anual generada por las hidroeléctricas en el SIN se toma a partir de la información brindada en el informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano-Enero de 2015, bajo el supuesto de que en cada mes del 2015 se generan 3470,41 GWh (ceteris paribus), y por lo cual se obtiene una generación hidráulica nacional anual en el 2015 de 41644,92 GWh (Unidad de Planeación Minero Energética , 2015) (ver tabla 5)

Tabla 5 *Porcentaje de participación de hidroeléctrica*

	Guadalupe III	Porce II	Porce III
Troneras			

Energía generada por central hidroeléctrica (GWh)	208	1377	1294,5	3416,4
Porcentaje de participación de hidroeléctrica (%)	0,50	3,31	3,11	8,20

Fuente: Elaboración propia. EPM Empresas Públicas de Medellín - UPME, Unidad de Planeación Minero Energética

A partir de la tabla 5 se puede deducir que de las centrales hidroeléctricas utilizadas para el ejemplo, la que más participación, dentro de la generación de energía de las hidroeléctricas en el SIN tuvo en el 2014 fue la central Porce II y la que menos aporte tuvo fue la central de Troneras.

Coeficiente de eficiencia de producción: Indica la cantidad de energía eléctrica que se produce de acuerdo a la capacidad y al caudal del agua (MW/m3/s).

$$\frac{\text{Capacidad de la central (MW)}}{\text{Caudal de agua (m3/s)}}$$

Se toman para la explicación de este indicador la central hidroeléctrica Guadalupe IV, ubicada en el nordeste del departamento de Antioquia; la central Playas, ubicada en el oriente de Medellín; la central de Ayurá, en Envigado (Empresas Publicas de Medellín, 2015); y la central del río Amoyá- la esperanza ubicada en el sur del Tolima (ISAGEN, 2015) (ver tabla 6).

Tabla 6 *Coeficiente de eficiencia de producción*

	Guadalupe IV	Playas	Ayurá	Amoyá
Capacidad de la central (MW)	202	201	19	80
Caudal de agua (m3/s)	23,48	42,10	8,20	18,40

Eficiencia de producción (MW/m3/s)	8,60	4,77	2,32	4,35
---	-------------	-------------	-------------	-------------

Fuente: Elaboración propia. EPM Empresas Públicas de Medellín - ISAGEN

A partir de la tabla 6 se puede deducir que la mayor eficiencia de producción de energía dentro de este grupo de centrales hidroeléctricas la tiene Guadalupe IV ya que esta es la que tiene más capacidad de producir energía con el caudal de agua con el que cuenta.

Factor de capacidad: Indica el porcentaje de utilización de la capacidad de la central hidroeléctrica en el tiempo (%)

$$\frac{\text{Energía de central hidroeléctrica (MWh)}}{\text{Energía a plena capacidad (MWh)}} \times 100$$

Se toman los datos de la central hidroeléctrica de Sogamoso, ubicada en Santander, en el cañón donde el río Sogamoso cruza la Serranía de La Paz; la central Miel I en el municipio de Norcasi Caldas (ISAGEN, 2015); la central Porce II en el nordeste antioqueño; y la central Guatapé, ubicada en el oriente Antioqueño (Empresas Publicas de Medellín, 2015) (ver tabla 7).

Tabla 7 *Factor de capacidad*

	Sogamoso	Guatapé	Porce II	Miel I
Energía de central hidroeléctrica (MWh)	5056000	2730000	1294500	412000
Capacidad nominal (MW)	820	560	405	396
Energía a plena capacidad (MWh)	7084800	4838400	3499200	3421440
Factor de capacidad (%)	71%	56%	37%	12%

Fuente: Elaboración propia. EPM Empresas Públicas de Medellín - ISAGEN

A partir del análisis de la tabla 7 se puede llegar a la conclusión de que la central de Sogamoso es la central hidroeléctrica con un mayor porcentaje de aprovechamiento de su

capacidad con un 71% y que la central Miel I no está aprovechando a cabalidad su capacidad obteniendo un 12% en el factor de capacidad.

4.1.2.2. Análisis ambiental

La generación de energía eléctrica por medio de fuentes hidráulicas, es considerada como una de las fuentes de energía tradicionales más limpias, ya que esta utiliza como insumo un recurso renovable, el agua; la contaminación causada por este tipo de producción energética al medio ambiente es mínima en comparación a otras fuentes de energías tradicionales que utilizan combustibles (Grupo Enel, 2014).

Los mayores impactos ambientales provenientes de este tipo de generación de energía eléctrica generalmente no proceden directamente de su funcionamiento y sus procesos, sino, de la fase de construcción, ya que el establecimiento de represas o ensambles de gran tamaño podrían llegar a causar cambios ambientales irreversibles en el ecosistema en donde se encuentran; a pesar de esto los costes ambientales y sociales pueden ser evitados o reducidos a un nivel aceptable mientras se evalúen con cuidado y se implanten medidas correctivas. (Grupo Enel, 2014).

4.1.2.2.1. Diagrama de flujo de procesos

En la figura 14, se puede observar las entradas y salidas ambientales para cada una de las actividades que conforman la producción de energía eléctrica mediante fuentes hidráulicas, es necesario incluir el proceso de construcción de la hidroeléctrica debido a la importancia de los impactos ambientales que este provoca.

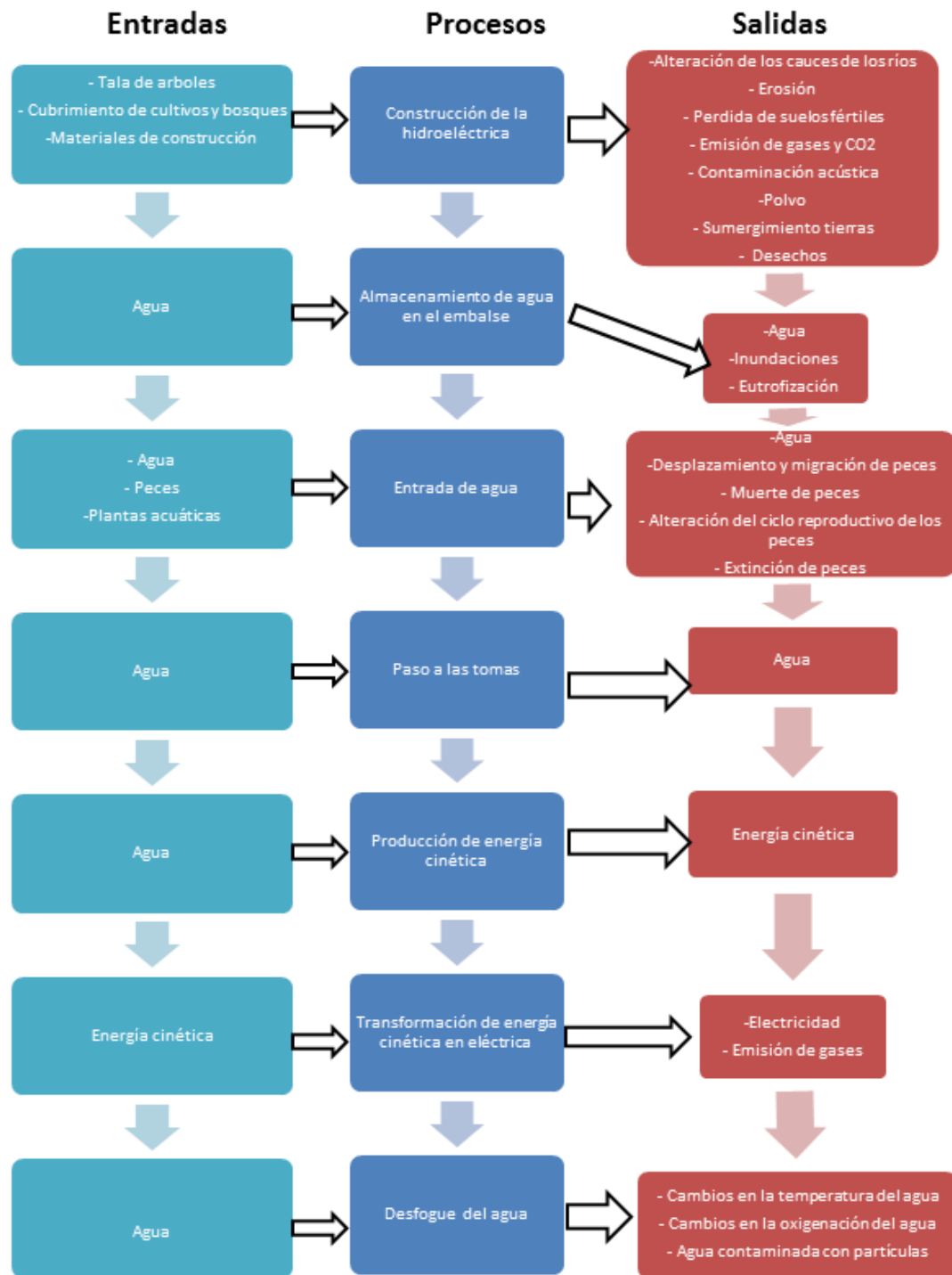


Figura 14. Diagrama del flujo de procesos de una hidroeléctrica

Fuente: Elaboración propia.

4.1.2.2.2. Variables ambientales:

Área inundada: Área inundada debido al embalse (Ha).

Potencia de generación: Potencia de generación de energía de la central hidroeléctrica (MW).

Biomasa: Cantidad de materia orgánica susceptible de ser aprovechada energéticamente (RENOVETEC, 2013) (Ton).

Área de cobertura vegetal: Área de la vegetación cubierta por el embalse (Ha).

Medición de río embalsado: Parte del río tomado por el embalse (Km)

4.1.2.2.3. Indicadores ambientales:

Superficie del embalse: Indica la cantidad de área inundada de acuerdo a la potencia de energía que se genera (Ha/MW).

$$\frac{\text{Área inundada (Ha)}}{\text{Potencia de generación (MW)}}$$

Para la explicación de este indicador se toman los datos de las centrales hidroeléctricas Calima, San Carlos, Chivor y Urrá (ver tabla 8)

Tabla 8 *Superficie del embalse*

	Calima	San Carlos	Chivor	Urrá
Área inundada (Ha)	1934	350	1280	7400
Potencia de generación (MW)	132	1240	1000	340
Superficie de embalse (Ha/MW)	14,65	0,28	1,28	21,76

Fuente: Elaboración propia. Hernández (2009), Análisis ambiental de las grandes centrales hidroeléctricas de Colombia aplicando metodología multiobjetivo

A medida que este indicador aumenta también aumentan los costos ambientales por la pérdida de hábitat natural, flora y fauna; a partir de la tabla 8, se puede deducir que la central hidroeléctrica de Urrá cuenta con la mayor cantidad de área inundada con respecto a la potencia de generación y la central San Carlos cuenta con la menor proporción, siendo esta última, la que menos impacto ambiental produce en este aspecto.

Biomasa inundada: Indica la cantidad de biomasa que ha sido cubierta por el embalse de agua (Ton/Ha).

$$\frac{\text{Biomasa (Ton)}}{\text{Área de cobertura vegetal (Ha)}}$$

Para explicar este indicador se toman los datos de las centrales hidroeléctrica, del alto Anchicayá, central San francisco, central Guavio y central Guatapé. La cantidad de biomasa se toma como un dato constante en las centrales hidroeléctricas de 162,10 Ton (Hernandez. T, 2011) (Ver tabla 9)

Tabla 9 *Biomasa inundada*

	Anchicayá	San francisco	Guatapé	Guavio
Área cobertura vegetal (Ha)	347	164	16507	1200
Biomasa Inundada (Ton/Ha)	0,47	0,99	0,01	0,14

Fuente: Elaboración propia. Hernández (2009), Análisis ambiental de las grandes centrales hidroeléctricas de Colombia aplicando metodología multiobjetivo

La disminución de la cantidad de biomasa inundada es ideal para la protección del ecosistema, en donde se encuentran las centrales hidroeléctricas, la tabla 9 muestra que la central de Guatapé y Guavio cuentan con una cobertura de materia orgánica bastante baja, a diferencia de las centrales San francisco y Anchicayá, por lo que estas últimas deben tomar medidas inmediatas en la mejora de este indicador.

Longitud del río embalsado: Indica la longitud del río que es tomado por el embalse, medida en periodos de alto flujo (Km) (Hernandez. T, 2011). Para la explicación de este

indicador se toman los datos de la central hidroeléctrica de Betania, central Jaguas, central Tasajeras y San francisco (ver tabla 10)

Tabla 10 *Longitud del río embalsado*

	Betania	Jaguas	Tasajera	San francisco
Longitud del río embalsado (km)	1488,15	185,5	236,35	2,1

Fuente: Elaboración propia. Hernández (2009), Análisis ambiental de las grandes centrales hidroeléctricas de Colombia aplicando metodología multiobjetivo

El objetivo de este indicador, es que la longitud del río donde se encuentra la presa o el embalse sea disminuida, debido a esto, y a partir de lo mostrado en la tabla 10, se puede deducir que la presa de la central hidroeléctrica San francisco cuenta con una longitud del río embalsada bastante reducida en comparación a las demás centrales y que Betania debe implementar medidas ya que está tomando 1488,15 km del cauce o afluentes del río.

4.1.3. Generación termoeléctrica

Una central termoeléctrica es aquella que genera energía eléctrica a partir de energía liberada en forma de calor, generalmente a partir de la combustión de combustibles fósiles como gas natural, carbón o petróleo, en donde el calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica. Hay 2 tipos de ciclos termodinámicos, el convencional que es el que viene de la combustión de combustibles fósiles (FCE) y el no convencional que viene de otras fuentes como biomasa (FNCE) (Garcia et al., Fedesarrollo, 2013)

Este trabajo se enfoca en la generación de energía térmica convencional proveniente de carbón y gas natural, debido a que estas son las más representativas en Colombia, el proceso de producción de energía por medio de estas fuentes térmicas puede ser observado en la figura 15.

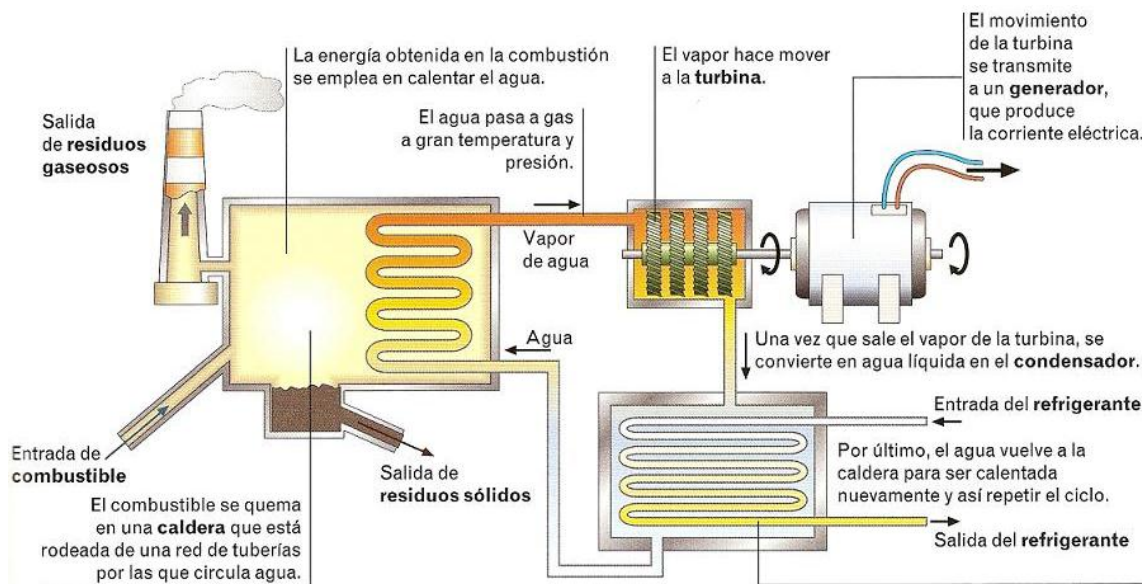


Figura 15. Termoelectrica

Fuente: TecnoBlog San Martín Blog, centrales térmicas de combustión

Los procesos de una termoelectrica pueden ser explicados bajos los siguientes pasos:

- **Almacenamiento de combustible:** El combustible es almacenado en depósitos situados en las inmediaciones de la central (carbón o gas natural).
- **Transporte del combustible:**
 - En el caso del carbón este es transportado por cintas hasta el molino.
 - El gas es transportado por conductos desde el almacenamiento o directamente desde gaseoductos hasta la caldera.
- **Triturado (Carbón):** El carbón es triturado y pulverizado para luego ser enviado por medio de ductos a la caldera.
- **Combustión de carbón o gas:** Los quemadores provocan la combustión del carbón o gas generando energía calorífica. En la caldera el agua que circula por una extensa red de tubos (serpentines) es convertida a su vez en vapor de alta temperatura y pasa a gran presión a la turbina central.
- **Movimiento de la turbina:** El vapor entra a gran presión en la turbina, haciendo girar los álabes de ella generando energía mecánica. La turbina tiene un

complejo sistema de presiones y temperaturas que permite que se mueva el eje que la atraviesa, además está compuesta por tres cuerpos, de alta, media y baja presión para lograr aprovechar mejor el vapor de agua. El eje que atraviesa los diferentes cuerpos está conectado con el generador.

- **Transformación de tipo de energía:** El generador recoge la energía mecánica generada en el eje que atraviesa la turbina y la transforma en energía eléctrica mediante inducción electromagnética.

- **Paso al transformador:** La energía se transporta a las redes de alta tensión por medio de un transformador.

- **Enfriamiento:** El vapor debilitado de presión, que sale de la turbina se envía al condensador en donde es enfriado y transformado de nuevo en agua líquida para iniciar de nuevo el proceso.

4.1.3.1. Análisis logístico

Por medio de las siguientes variables e indicadores se puede realizar una medición de las condiciones para la realización de los procesos de una termoeléctrica y optimización de los mismos.

4.1.3.1.1. Variables logísticas:

Energía de termoeléctrica: Energía generada por la central termoeléctrica al año (GWh - MWh)

Energía a plena capacidad: Es la energía que podría generar una central térmica si trabajara con toda su capacidad nominal y con un factor de disponibilidad del 100% durante un año (MWh)

Capacidad de la central: Capacidad efectiva de la energía a generarse por la central térmica (MW).

Consumo de carbón: Cantidad de carbón consumido por una central térmica medida en miles de toneladas (mTon).

4.1.3.1.2. Indicadores logísticos:

Porcentaje de participación de termoeléctrica (Gas): Sirve para medir el porcentaje de energía que genera una central térmica que funciona a base de gas en el SIN (%).

$$\frac{\text{Energía de termoelectrica a gas (GWh)}}{\text{Energía de termoelectricas a gas total SIN (GWh)}} \times 100$$

Para efectos de la explicación de este indicador se toman los datos de la central térmica más grande del Colombia, Termobarranquilla S.A (TEBSA), ubicada en Soledad Atlántico; y de la central Termopalenque. La energía total anual generada por las termoeléctricas a gas en el SIN se toma a partir de la información brindada en el informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano de Enero del 2015, bajo el supuesto de que en cada mes del 2015 se generan 1090,81 GWh (ceteris paribus), y por lo cual se obtiene una generación térmica nacional a gas anual en el 2015 de 13089,72 GWh (Unidad de Planeación Minero Energética , 2015) (ver tabla 11)

Tabla 11 *Porcentaje de participación de termoeléctrica a gas*

TEBSA	Termopalenque
-------	---------------

Energía de termoeléctrica a gas (GWh)	4167	99
Porcentaje de participación de termoeléctrica (Gas) (%)	31,83	0,76

Fuente: Elaboración propia. Termobarranquilla - ESSA.

A partir de la información suministrada por la tabla 11 se puede llegar a la conclusión que la termoeléctrica TEBSA tiene una participación del 31,83% dentro de la generación térmica a gas en el SIN y que la central Termopalenque de un 0,76%.

Porcentaje de participación de termoeléctrica (Carbón): Sirve para medir el porcentaje de energía que genera una central térmica que funciona a base de carbón en el SIN (%).

$$\frac{\text{Energía de termoelectrica a carbón (GWh)}}{\text{Energía de termoelectricas a carbón total SIN (GWh)}} \times 100$$

Se toma la información de la central de generación Térmica a Carbón más grande del país, Termopaipa, y de la central térmica Termozipa. La energía total anual generada por las termoeléctricas a carbón en el SIN se toma a partir de la información brindada en el informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano-Enero de 2015, bajo el supuesto de que en cada mes del 2015 se generan 520,87 GWh (ceteris paribus), y por lo cual se obtiene una generación térmica a carbón nacional anual en el 2015 de 6250,44 GWh (Unidad de Planeación Minero Energética , 2015) (ver tabla 12).

Tabla 12 *Porcentaje de participación de termoeléctrica a carbón*

	Termopaipa	Termozipa
Energía de termoeléctrica a carbón (GWh)	1663	147
Porcentaje de participación de termoeléctrica (Carbón) (%)	26,61	2,35

Fuente: Elaboración propia. GENSA – Endesa Chile

Con la información de la tabla 12, se puede deducir que la central térmica Termopaipa, cuenta con un 26,61% de participación en la generación térmica a carbón en el SIN y que Termozipa cuenta con un 2,35%.

Factor de capacidad termoeléctrica a gas: Indica el porcentaje de utilización de la capacidad de la central térmica a gas en el tiempo (%)

$$\frac{\text{Energía de termoeléctrica a gas (MWh)}}{\text{Energía a plena capacidad (MWh)}} \times 100$$

Se toman los datos de las centrales termoeléctricas a gas Termobarranquilla (TEBSA) y Termopalenque (ver tabla 13).

Tabla 13 *Factor de capacidad- termoeléctrica a gas*

	TEBSA	Termopalenque
Energía de termoeléctrica gas (MWh)	4167000	99000
Capacidad nominal (MW)	918	15
Energía a plena capacidad (MWh)	7931520	129600
Factor de capacidad termoeléctrica a gas (%)	53%	76%

Fuente: Elaboración propia. Termobarranquilla - ESSA

A partir de la tabla 13, se puede inferir que de estas dos termoeléctricas a gas, la que está aprovechando en mayor medida su capacidad es la central Termopalenque con un 76% en el factor de capacidad.

Factor de capacidad termoeléctrica carbón: Indica el porcentaje de utilización de la capacidad de la central térmica a carbón en el tiempo (%)

$$\frac{\text{Energía de termoeléctrica a carbón (MWh)}}{\text{Energía a plena capacidad (MWh)}} \times 100$$

Se toman los datos de las centrales termoeléctricas a carbón Termopaipa y Termozipa (ver tabla 14).

Tabla 14 *Factor de capacidad- termoeléctrica a carbón*

	Termopaipa	Termozipa
Energía de termoeléctrica carbón (MWh)	1663000	147000
Capacidad nominal (MW)	321	34
Energía a plena capacidad (MWh)	2773440	293760
Factor de capacidad termoeléctrica a carbón (%)	60%	50%

Fuente: Elaboración propia. GENSA– Endesa chile - EMGESA (2012)

A partir de la tabla 14 se deduce que la central Termopaipa, aprovecha su capacidad al 60% y Termozipa a un 50%.

Eficiencia de producción de termoeléctrica a carbón: Indica la cantidad de energía eléctrica que se produce de acuerdo a la capacidad y a la cantidad de carbón consumido (MW/mTon).

$$\frac{\text{Capacidad de la central (MW)}}{\text{Consumo de carbón (mTon)}}$$

Se toman para la explicación de este indicador la central termoeléctrica Termopaipa, Termozipa y Tasajero (ver tabla 15)

Tabla 15 *Eficiencia de producción de termoeléctrica a carbón*

	Termopaipa	Termozipa	Tasajero
Capacidad instalada efectiva (MW)	321	34	163
Consumo de carbón (mTon)	635,71	137,63	325,15
Eficiencia de producción (MW/mTon)	0,50	0,25	0,50

Fuente: Elaboración propia. GENSA - EMGESA – Termotasajero

A partir de la información de la tabla 15 se puede deducir que de acuerdo a la cantidad de energía producida y carbón consumido, las que mayor aprovechamiento le dan a su principal recurso energético son las centrales Termopaipa y Tasajero.

Eficiencia de producción de termoeléctrica a gas: Indica la cantidad de energía eléctrica que se produce de acuerdo a la capacidad y a la cantidad de gas consumido (MW/10³ pies cúbicos).

$$\frac{\text{Capacidad de la central (MW)}}{\text{Consumo de gas (10}^3 \text{ pies cúbicos)}}$$

Para efectos de este indicador, se toman los datos de las centrales térmicas a gas de Termosierra, ubicada en el departamento de Antioquia (Empresas Publicas de Medellín, 2015); Termocentro, que se encuentra en el corregimiento de Puerto Olaya, municipio de Cimitarra (Santander) (ISAGEN, 2015); y Merieléctrica, ubicada en Barrancabermeja, Santander (Celsia, 2015) (ver tabla 16)

Tabla 16 *Eficiencia de producción de termoeléctrica a gas*

	Termosierra	Termocentro	Merieléctrica
Capacidad instalada efectiva (MW)	294	300	167
Consumo de gas (10³ pies cúbicos)	707,07	1626,72	1211,48
Eficiencia de producción	0,42	0,18	0,14

Fuente: Elaboración propia. López, Sánchez (2007)- EPM Empresas Públicas de Medellín–ISAGEN –Celsia

Con la información suministrada en la tabla 16 se puede concluir que de acuerdo a la cantidad de energía producida y gas consumido, la que mayor aprovechamiento le da a su principal recurso energético es la central Termosierra con 0,42 MW/10³pies cúbicos.

4.1.3.2. Análisis ambiental

La generación de energía eléctrica por medio de termoeléctricas de gas natural y carbón, representa impactos ambientales importantes, debido a los gases y desechos tóxicos expulsados en el proceso, los cuales podrían llegar a causar daños significativos en el ecosistema y en el bienestar de los seres que conviven en este.

Los principales componentes generados por la combustión en una termoeléctrica son los óxidos de carbono (CO y CO₂), óxidos de azufre (SO₂ y SO₃), óxidos nitrosos (NO y NO₂) y Material Particulado (MP), los cuales están directamente relacionados con el efecto invernadero, lluvia ácida y enfermedades respiratorias; y Además, este tipo de producción de energía,

demanda una gran cantidad de agua para los procesos de enfriamiento para la condensación de los vapores, genera disposición de reactores grasos y químicos, emisiones electromagnéticas y aguas contaminadas (Garcia et al., Fedesarrollo, 2013)

Las termoeléctricas que tienen el carbón como fuente de energía son consideradas las más contaminantes debido a la gran cantidad de desechos y gases obtenidos durante la quema y combustión de este componente; contrario a esto, el gas natural es considerado el combustible fósil más limpio debido a su composición química, pero aun así sigue siendo causante de impactos ambientales importantes, solo que con menores cantidades de emisiones de gases y desechos que otros combustibles (Prieto, 2009).

4.1.3.2.1. Diagrama de flujo de procesos

En la figura 16, se puede observar un flujo de procesos general de las entradas y salidas ambientales para cada una de las actividades que conforman la producción de energía eléctrica mediante fuentes térmicas de carbón y gas natural.

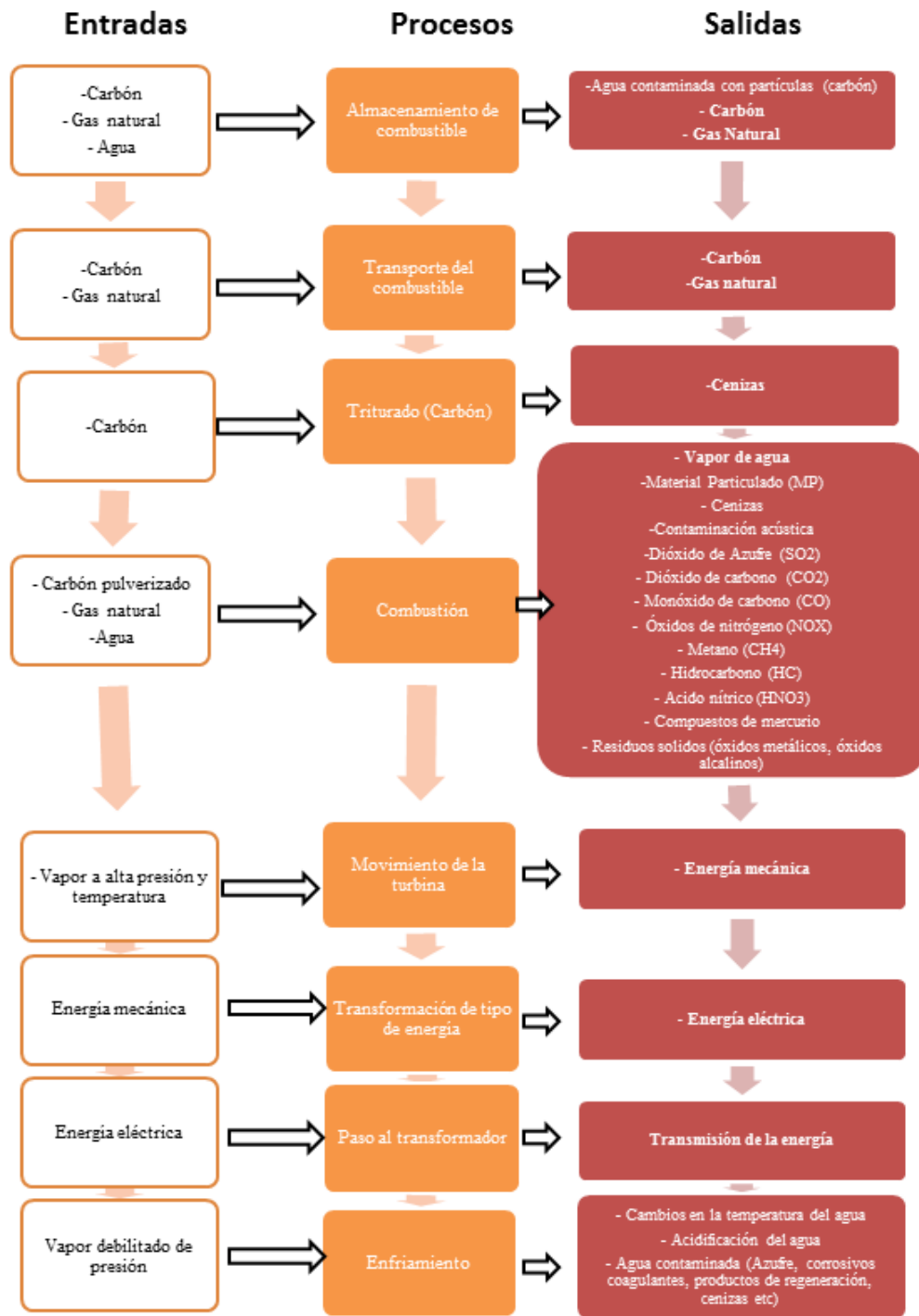


Figura 16. Diagrama del flujo de procesos de una termoeléctrica
Fuente: Elaboración propia.

4.1.3.2.2. Variables ambientales:

Concentración de material particulado: Concentración de la emisión de material particulado (mg/m³)

Capacidad de la central: Capacidad de energía a producir por la termoeléctrica (MW).

Concentración óxidos de azufre: Concentración de la emisión de óxidos de azufre (mg/m³)

Concentración óxidos de nitrógeno: Concentración de la emisión de óxidos de nitrógeno (mg/m³)

4.1.3.2.3. Indicadores ambientales:

Factor de emisión de material particulado por central térmica a carbón: Cantidad de material particulado aportado con respecto a su concentración y la capacidad que tiene la central térmica a carbón (mg/m³.MW).

$$\frac{\text{Concentración material particulado (mg/m}^3\text{)}}{\text{Capacidad de la central (MW)}}$$

Para efectos de la explicación de este indicador, se toman los datos de las centrales termoeléctricas a carbón Termopaipa, Termozipa y Tasajero (ver tabla 17).

Tabla 17 *Factor de emisión de MP por central térmica a carbón*

	Termopaipa	Termozipa	Tasajera
--	------------	-----------	----------

Concentración MP (mg/m3)	2590,62	769,99	30,95
Capacidad central (MW)	321	34	163
Factor de emisión de MP por central térmica a carbón (mg/m3.MW)	8,07	22,65	0,19

Fuente: Elaboración propia. GENSA - EMGESA – Termotasajero- López, Sánchez (2007)

Siempre será deseada la implementación de medidas que puedan lograr una disminución de este indicador. Según la tabla 17, de las termoeléctricas tomadas para el ejemplo, la que menor concentración de material particulado aporta con respecto a su capacidad, es la central Tasajero con un 0,19 mg/m3.MW.

Factor de emisión de óxidos de azufre por central térmica a carbón: Cantidad de óxidos de azufre aportados con respecto a su concentración y la capacidad que tiene la central térmica a carbón (mg/m3.MW).

$$\frac{\text{Concentración óxidos de azufre (mg/m3)}}{\text{Capacidad de la central (MW)}}$$

Al igual que el indicador ambiental anterior se toman los datos de las centrales térmicas de Termopaipa, Termozipa y Tasajero (ver tabla 18)

Tabla 18 *Factor de emisión de SOx por central térmica a carbón*

	Termopaipa	Termozipa	Tasajera
Concentración SOx (mg/m3)	11479,92	4272,39	933,46
Capacidad central (MW)	321	34	163
Factor de emisión de SOx por central térmica a carbón (mg/m3.MW)	35,76	125,66	5,73

Fuente: Elaboración propia. GENSA - EMGESA – Termotasajero - López, Sánchez (2007)

En la tabla 18, se observa que la termoeléctrica que cuenta con una menor concentración de óxidos de azufre, es la central Tasajero con 5,73, le sigue Termopaipa con 35,76 y la última Termozipa con un 125,66 en este indicador.

Factor de emisión de óxidos de nitrógeno por central térmica a carbón: Cantidad de óxidos de nitrógeno aportados con respecto a su concentración y la capacidad que tiene la central (mg/m³.MW).

$$\frac{\text{Concentración óxidos de nitrógeno (mg/m}^3\text{)}}{\text{Capacidad de la central (MW)}}$$

Se toman los datos de las centrales térmicas de Termopaipa, Termozipa y Tasajero (ver tabla 19)

Tabla 19 *Factor de emisión de NOx por central térmica a carbón*

	Termopaipa	Termozipa	Tasajera
Concentración NOx (mg/m³)	3617,79	761,76	289,00
Capacidad central (MW)	321	34	163
Factor de emisión de NOx por central térmica a carbón (mg/m³.MW)	11,27	22,40	1,77

Fuente: Elaboración propia. GENSA - EMGESA – Termotasajero - López, Sánchez (2007)

De la tabla 19 se puede deducir que Tasajero es la central térmica que cuenta con una menor concentración de NOx con respecto a su capacidad con un 1,77 y que la central Termozipa es la que mayor proporción tiene con un 22,40 en este indicador.

Factor de emisión de material particulado por central térmica a gas: Cantidad de material particulado aportado con respecto a su concentración y la capacidad que tiene la central (mg/m³.MW).

$$\frac{\text{Concentración material particulado (mg/m}^3\text{)}}{\text{Capacidad de la central (MW)}}$$

Se toman para efectos de la explicación de este indicador las centrales térmicas de Termosierra, Termocandelaria y Termovalle (ver tabla 20).

Tabla 20 *Factor de emisión de MP por central térmica a gas*

	Termosierra	Termocandelaria	Termovalle
Concentración de MP (mg/m3)	7,90	0,80	6,36
Capacidad central (MW)	294	314	205
Factor de emisión de MP por central térmica a gas (mg/m3.MW)	0,03	0,00	0,03

Fuente: Elaboración propia. López, Sánchez - EPM Empresas Públicas de Medellín.

A partir de la tabla 20, se puede deducir, que la concentración de material particulado en una central térmica que trabaja con gas es muy baja, en comparación con las que son a base de carbón. En general todas las centrales térmicas a gas utilizadas para este ejemplo tuvieron un resultado casi nulo en este indicador.

Factor de emisión de óxidos de azufre por central térmica a gas: Cantidad de óxidos de azufre aportados con respecto a su concentración y la capacidad que tiene la central térmica a gas (mg/m3.MW).

$$\frac{\text{Concentración óxidos de azufre (mg/m3)}}{\text{Capacidad de la central (MW)}}$$

Se toman los datos de las termoeléctrica a gas Termosierra, Termocandelaria y Termoflores (ver tabla 21)

Tabla 21 *Factor de emisión de SOx por central térmica a gas*

	Termosierra	Termocandelaria	Termoflores
Concentración de SOx (mg/m3)	6,85	1,88	1,36
Capacidad central (MW)	294	314	447

Factor de emisión de SOx por central térmica a gas (mg/m3.MW)	0,02	0,01	0,00
--	-------------	-------------	-------------

Fuente: Elaboración propia. López, Sánchez (2007)- EPM Empresas Públicas de Medellín.

En la tabla 21, se puede observar que la concentración de azufre en estas termoeléctricas a gas es muy baja, además, la central Termoflores cuenta con un indicador con resultados en 0, lo que quiere decir que la proporción de emisión de azufre con la energía que puede producir la central es nula.

Factor de emisión de óxidos de nitrógeno por central térmica a gas: Cantidad de óxidos de nitrógeno aportados con respecto a su concentración y la capacidad que tiene la central térmica a gas (mg/m3.MW).

$$\frac{\text{Concentración óxidos de nitrógeno (mg/m3)}}{\text{Capacidad de la central (MW)}}$$

Al igual que en el indicador anterior se toman los datos de las centrales térmicas a gas Termosierra, Termocalendaria y Termoflores (ver tabla 22)

Tabla 22 *Factor de emisión de NOx por central a térmica a gas*

	Termosierra	Termocandelaria	Termoflores
Concentración de NOx (mg/m3)	64,12	53,93	426,10
Capacidad central (MW)	294	314	447
Factor de emisión de NOx por central térmica a gas (mg/m3.MW)	0,22	0,17	0,95

Fuente: Elaboración propia. López, Sánchez (2007)- EPM Empresas Públicas de Medellín

Si se observa la tabla 22, se puede concluir que de las termoeléctricas utilizadas para la explicación, la central Termoflores es la que mayor concentración de NOx produce con respecto

a su capacidad con 0,95, y la central Termocandelaria es la que menos concentración de NOx produce con 0,17 en este indicador.

4.2. Transmisión

La segunda parte de la cadena de abastecimiento de la energía eléctrica es la transmisión, esta consiste en el transporte o conducción de la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los grandes centros de consumo (entrada a las regiones, ciudades o entrega a grandes consumidores) (CREG, 2014); en Colombia esto se realiza por medio de un conjunto de elementos y equipos llamado Sistema de Transmisión Nacional (STN).

Dentro del STN se encuentran las subestaciones, cables y torres de alta tensión, las cuales permiten el transporte de la energía eléctrica a altos niveles de voltaje que van en el orden de los 220 kV y 500 KV, estas líneas de transmisión tienen una longitud total en Colombia de 14626,1 km y su discriminación con respecto al voltaje puede ser observado en la tabla 23 (UPME, 2013).

Tabla 23 *Longitud de las líneas de transmisión por voltaje*

<i>Líneas de transmisión</i>	<i>Longitud (km)</i>
Transmisión 220kV	2539,05
Transmisión 230kV	9597,46
Transmisión 500kV	2489,5
Total	14626,01

Fuente: Elaboración propia. XM, Compañía de expertos en mercados S.A. E.S.P

La transmisión de energía eléctrica en Colombia es considerada como un monopolio natural, ya que todos los servicios dentro de este, pueden ser suministrados por una sola empresa a un costo menor de lo que conseguirían varias empresas compitiendo en este campo, por lo dicho anteriormente existen barreras de entrada de nuevas empresas transmisoras, y además tienen un poder de negociación alto. Existe un libre acceso a la red, el cual viabiliza la

competencia y optimiza mediante los intercambios, el uso de los recursos de generación (Intercolombia, 2014). En la tabla 24 se puede observar la participación de las 9 empresas que transan dentro de las 11 de registradas en el STN, en donde es posible observar que Intercolombia cuenta con más de la mitad de la participación en todo el sistema con el 70,99%.

Tabla 24 *Empresas en el STN*

Empresa	Participación %
INTERCOLOMBIA	70,99
TRANSELCA	9,81
EEB	8,02
EPM	6,49
EPSA	2,66
ESSA	1,32
DISTASA	0,36
CENS	0,19
EBSA	0,17
TOTAL	100

Fuente: Elaboración propia. Intercolombia.

Colombia actualmente cuenta con interconexiones de transmisión para exportación e importación de energía con Ecuador y Venezuela (ver tabla 25). La energía exportada a Venezuela proviene de las plantas Termoeléctricas Guajira, Tasajero, Paipa y Yopal; y la energía que es exportada a Ecuador proviene de la hidroeléctrica Betania (XM, 2015).

Tabla 25 *Capacidad de intercambios interconexiones internacionales*

	Importaciones (MW)	Exportaciones (MW)
Total Interconexiones Internacionales	600	871
Total Interconexión con Ecuador	395	535
Ecuador 230	360,00	500
Ecuador 138	35	35
Total Interconexión con Venezuela	205	336
Corozo 1	55	150
Cadafe	0	36
Cuatricentenario 1	150	150

Fuente: Elaboración propia. XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

La red del Sistema de Transmisión Nacional en Colombia para el 2015 puede ser observado en la figura 17.



Figura 17. Sistema de Transmisión Nacional de Colombia

Fuente: SIMEC, Sistema de Información Minero Energético Colombiano. Datos: UPME

Para que la energía pueda ser transportada a los grandes centros de consumo, esta debe pasar por los siguientes procesos (ver figura 18):

- **Transformación del nivel de energía:** Luego que la energía sale de la planta, esta pasa a las subestaciones y mediante transformadores se eleva el nivel de

tensión, ya que con esto a determinado nivel de potencia a transmitir, se reduce la corriente que circulará, así las pérdidas se reducen por Efecto Joule.

- **Transporte de la energía:** La energía pasa a las líneas de transporte de alta tensión con un voltaje en el orden los 220kV y 500kV, pasando por el elemento conductor (cables de acero, cobre o aluminio) y las torres o postes de alta tensión que funcionan como soporte, para lograr llegar a los grandes centros de consumo y a la subestación de distribución.

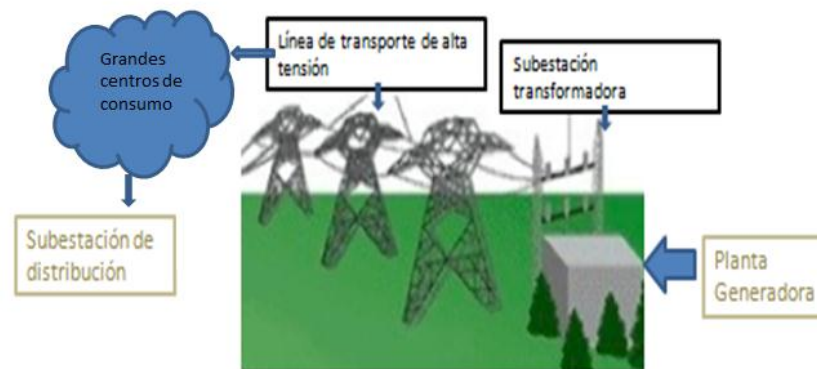


Figura 18. Red de transmisión de energía eléctrica

Fuente: Elaboración propia.

4.2.1. Remuneración de la transmisión

Para que el servicio que ofrecen las Empresas de Transmisión o Transmisores Nacionales (TN) sea óptimo, estas deben invertir en los equipos, en las líneas de transmisión, en los transformadores de las subestaciones, en los equipos de desconexión, en los equipos de protección, y en equipos de control; los cuales permiten interconectar las centrales generadoras con los grandes centros de consumo a lo largo del país. Los Transmisores Nacionales adicionalmente, tienen gastos denominados AOM, de operación, mantenimiento y administración del sistema, necesarios para la prestación del servicio (CREG, 2014).

Es por lo dicho anteriormente que los Transmisores Nacionales reciben ingresos fijados por la CREG por el uso de sus redes, este cargo se calcula con base a la energía consumida en el país y es expresado en \$/kWh. Este cargo lo deben pagar los usuarios por cada unidad de energía consumida y permite que el TN recupere la inversión que realizó en los activos utilizados para prestar el servicio, obtenga la rentabilidad aprobada; y cubra los gastos asociados con la operación, mantenimiento y administración de los activos usados en la actividad (CREG, 2014).

El fin de la remuneración a la actividad de transmisión, es el establecimiento de unas condiciones de calidad del servicio y confiabilidad; ya que con estos cargos, las empresas son incentivadas a realizar inversiones importantes en la reposición de su sistema, mejoren la calidad del servicio y compartan las ganancias en eficiencia con los usuarios finales (CREG, 2014) (ver tabla 26)

Tabla 26 *Cargos por uso STN*

Cargos por uso STN (millones COP)	
2013	2014
1.261.828	1.332.605

Nota: El valor de cargos por uso del STN incluye la contribución al FAER y la contribución PRONE.

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

4.2.2. Análisis logístico

Los indicadores y variables mostrados a continuación, ayudan a realizar una medición de las condiciones de la red de transmisión de la energía eléctrica, que permiten la optimización de la misma.

4.2.2.1. Variables logísticas:

Pérdida de energía año: Porcentaje de energía perdida en las líneas de transmisión en un año determinado (%).

Cargos por uso del STN: Cargo pagado a los Transmisores Nacionales por el uso de las líneas (Millones COP).

Total transacciones del mercado: Es el valor en pesos colombianos de todas las transacciones realizadas en el mercado de energía eléctrica en un año (Millones COP)

4.2.2.2. Indicadores logísticos:

Variación de la pérdida de energía en el sistema de transmisión: Indica la variación entre dos años de las pérdidas de energía eléctrica en las líneas de transmisión (%).

$$\text{Pérdida de energía año 2(\%)} - \text{Pérdida de energía año 1(\%)}$$

Para efectos del análisis de este indicador se toman los datos comprendidos entre el año 2008 y 2012, tomando como base enero de cada año (UPME, 2012) (ver tabla 27).

Tabla 27 *Variación de la pérdida de energía en el sistema de transmisión*

	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012
Variación de la pérdida de energía en el sistema de transmisión (%)	0,02	-0,06	0,78	-0,77

Fuente: Elaboración propia. UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

A partir de la tabla anterior se puede deducir, que en el 2009 ocurrió un aumento de pérdidas de energía en un 0,02% y en el 2011 de un 0,78% pero en el 2010 y 2012 ocurrieron

disminuciones en las pérdidas de energía en la transmisión con un 0,06 % y un 0,77% de disminución respectivamente.

Porcentaje de los cargos por uso del STN: Indica el porcentaje de cargos por uso del STN en un año, con respecto al total de transacciones (%)

$$\frac{\text{Cargos por uso del STN (Millones COP)}}{\text{Total transacciones del mercado (Millones COP)}} \times 100$$

Para el ejemplo de este indicador se utilizan los datos de los años 2013 y 2014 (ver tabla 28).

Tabla 28 *Porcentaje de los cargos por uso del STN*

(Millones COP)	2013	2014
Cargos por uso del STN	1.261.828	1.332.605
Total transacciones del mercado	12.354.382	13.285.608
Porcentaje de los cargos por uso del STN	10%	10%

Nota: El valor de cargos por uso del STN incluye la contribución al FAER y la contribución PRONE.

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

La tabla 28 muestra que para los dos años analizados, los cargos por uso del STN ocupan un 10% de las transacciones totales del mercado de la energía eléctrica en el país.

4.2.3. Análisis ambiental

Durante el proceso de transmisión, pueden ocurrir afectaciones paisajísticas y vegetales, estos daños son directamente proporcionales a la distancia recorrida entre la planta eléctrica y los grandes centros de consumo y también el voltaje de la línea; tanto la construcción como la operación y mantenimiento de estas redes producen impactos ambientales directos al ecosistema. En la figura 18 se observan las entradas y salidas en cada eslabón del proceso de transmisión,

para efectos de este análisis se agregó la fase de construcción ya que esta aporta impactos ambientales importantes (Gallipoliti, 2015)

4.2.3.1. Diagrama de flujo de procesos

En la figura 19, se puede observar un flujo de procesos general de las entradas y salidas ambientales para cada una de las actividades que conforman la transmisión de energía eléctrica en Colombia (ver figura 19).

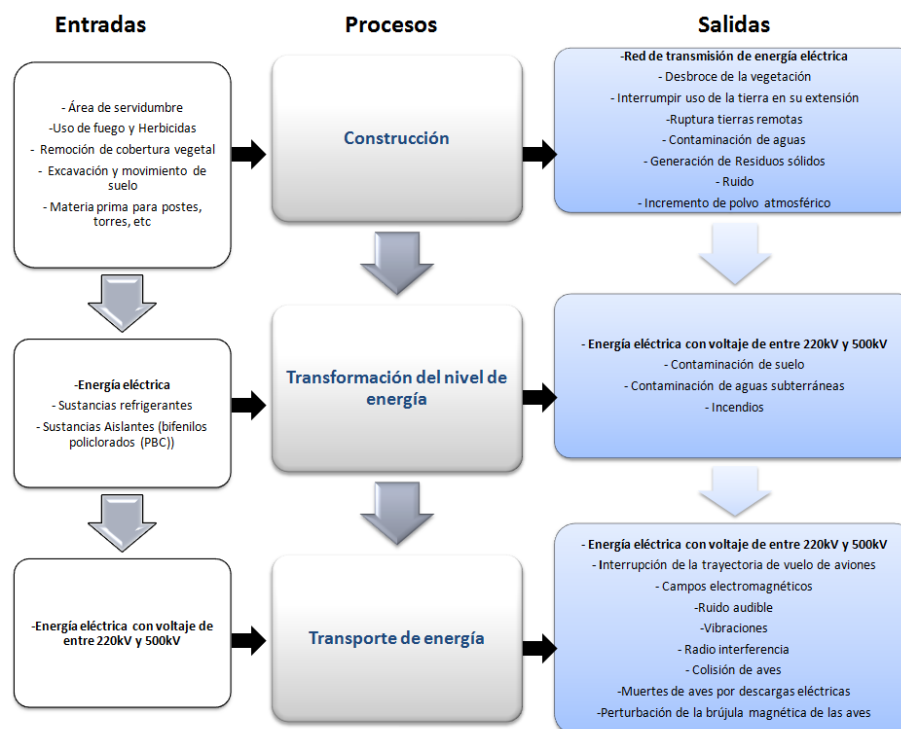


Figura 19. Diagrama del flujo de procesos de la transmisión

Fuente: Elaboración propia.

4.2.3.2. Variables ambientales:

Aves que sobrevuelan las líneas de transmisión: Cantidad de aves que pasan mensualmente por la línea de transmisión (#).

Aves muertas por colisión o electrocución en el mes: Cantidad de aves que mueren mensualmente debido a la electrocución o colisión con líneas de transmisión (#).

Ancho mínimo de servidumbre: Longitud mínima que debe mantenerse entre una torre o poste del sistema de transmisión y una construcción (m)

4.2.3.3. Indicadores ambientales:

Servidumbre líneas de transmisión: Indica las medidas cercanas a las torres, cables o subestaciones de transmisión en donde no se deben realizar construcciones y ciertas actividades a diferencia de pastoreo o uso agrícola (m)

En la tabla 29 se pueden observar los límites de servidumbre dispuestos para las líneas de alta tensión

Tabla 29 *Servidumbre líneas de transmisión*

Ancho mínimo	Tensión	Estructuras
28m-30 m	220/230 kV	Postes y torres (un circuito)
30m-32 m	220/230 kV	Postes y torres (doble circuito)
60 m	500 kV	Torres

Fuente: Elaboración propia. CODENSA (2014)

Para ejemplificar este indicador se toman los datos del proyecto de las subestaciones de Ituango y Medellín, en donde se realizará una servidumbre de 65m para las líneas de 500 kV y

de 32m para las líneas de 230kV (ISA Intercolombia, 2014), con esto y los límites mostrados en la tabla 29 se puede deducir que estas líneas cumplen con el ancho mínimo de área de servidumbre. Entre mayor sea las áreas de servidumbre ocurre una mayor pérdida o fragmentación del hábitat, por lo cual una línea de 500kV podría llegar a causar un mayor impacto en este sentido que una de 230 kV.

Porcentaje de aves muertas por colisión o electrocución: Mide el porcentaje de aves al mes que mueren debido a la colisión con las líneas de transmisión de energía (%).

$$\frac{\text{Aves muertas por colisión o electrocución en el mes (\#)}}{\text{Cantidad de aves que sobrevuelan las líneas de transmisión(\#)}} \times 100$$

Para efectos de la explicación de este indicador, se toman los datos de noviembre de 1997 y noviembre de 1999 del estudio “Mitigación de colisión de aves contra líneas de transmisión eléctrica con marcaje del cable de guarda”, de la línea de transmisión de 500kV Chinú-Sabanalarga ISA (De La Zerda & Rosselli, 2003) (ver tabla 30).

Tabla 30 *Porcentaje de aves muertas por colisión*

	nov-97	nov-99
Aves muertas por colisión o electrocución en el mes	76	83
Cantidad de aves que sobrevuelan las líneas de transmisión	365	1.240
Porcentaje de aves muertas por colisión o electrocución (%)	20,82%	6,69%

Fuente: Elaboración propia. De La Zerda & Rosselli (2013)

A partir de la tabla 30, se puede deducir que en la línea de transmisión a 500kV Chinú Sabanalarga de ISA, en noviembre de 1997, el 20,82% de las aves que sobrevolaron las líneas de transmisión colisionaron o fueron electrocutadas, y en 1999 solo el 6,69% de las aves que sobrevolaron las líneas murieron, por lo que es posible que se hayan mejorado las condiciones de la línea de transmisión para el segundo año.

4.3.Distribución

La distribución, consiste en el transporte de energía desde los grandes centros de consumo hasta las instalaciones del consumidor final, se hace mediante cables sostenidos por estructuras de menor tamaño que en el STN, los cuales llevan menores cantidades de energía a través de una misma región, para luego distribuirla en pequeñas cantidades para el consumo de cada usuario. El conjunto de elementos que componen este sistema se denominan sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SDL) (CREG, 2014).

Al igual que en la transmisión, en la distribución existe un monopolio natural con barreras de entrada y poder de negociación alto. Los altos costos iniciales de la infraestructura, la naturaleza tecnológica y los altos costos fijos y la inexistencia de un sustituto, imposibilitan la introducción de competencia en esta actividad y favorecen la aparición de economías de escala dado el comportamiento decreciente de los costos medios para la prestación del servicio, en la medida que crecen o se conectan más usuarios finales pertenecientes a su mercado relevante (Arias & Cadavid, 2014).

La existencia del monopolio natural en la red de distribución, impide que el cliente o el usuario puedan elegir quién le transporta o distribuye la energía que desea demandar, esta situación se traduce en una posición dominante del distribuidor o poder de negociación más alto con respecto al del cliente, en donde el distribuidor podría tomar una posición oportunista en donde suba los precios y baje la calidad y confiabilidad del servicio, por tal motivo sus ingresos son regulados por la CREG (Arias & Cadavid, 2014).

Al 2011 en Colombia existían 32 agentes de distribución registrados y 29 transando (Ministerio de minas, 2011), dentro de estos agentes están CODENSA con un 24,89% de participación, Electricaribe con un 22,17%, Grupo EPM con un 26,31%, EMCALI con 7,39%, EPSA con 3,81%, y EEC con 1,46% (Endesa, 2012) (ver figura 20)

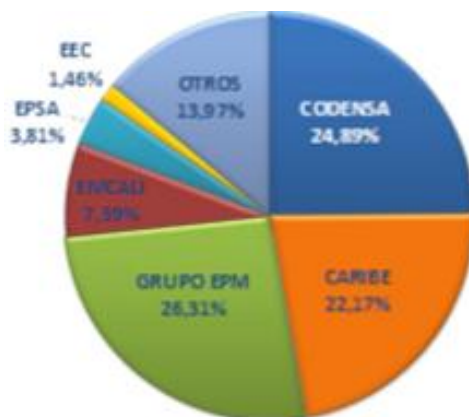


Figura 20. Agentes distribución de energía eléctrica

Fuente: Endesa, sector eléctrico colombiano (2012)

Los sistemas de distribución, se clasifican según su construcción en redes de distribuciones aéreas y subterráneas. Las redes de distribución aéreas son las más comunes en Colombia por el bajo gasto inicial que ameritan, son de fácil mantenimiento y tienen tiempos de construcción más bajos; pero aun así se recomiendan las redes de distribución subterráneas en las zonas urbanas céntricas debido a que es mucho más estético, son más seguras con los transeúntes y están exentas de que los factores que afectan las redes aéreas, como lluvia, temblores, vientos y vandalismo (Ramírez S. , 2004)

La distribución de electricidad en Colombia se realiza en los siguientes niveles de tensión clasificados de la siguiente manera:

SDL:

- Baja tensión: Menor a 1 kV
- Media tensión: Mayor o igual a 1 kV y menor a 57,5 kV

STR:

- Alta tensión: Mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV

Para que la energía pueda ser distribuida y transportada hasta el consumidor final, esta debe pasar por los siguientes procesos (Ramírez S. , 2004) (ver figura 21):

- **Transformación del nivel de energía de transmisión:** Luego que la energía llega a los grandes centros de consumo pasa a la subestación de distribución donde los niveles de tensión de la energía proveniente de la transmisión es reducida para su ramificación
- **Reparto de la energía:** Se reparte la energía mediante la red del circuito primario, mediante anillos que recorren cada uno de los sectores urbanos y rurales hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución.
- **Transformación de energía a media tensión:** En las transformadoras de distribución se reduce la tensión desde el nivel de reparto (alta tensión) al de distribución en media tensión.
- **Unión de estaciones transformadoras y centros de transformación:** Estas dos son unidas por el circuito secundario, el cual corresponde a la última etapa en media tensión
- **Transformación de energía a baja tensión:** En los centros de transformación la media tensión es transformada en baja tensión, la cual es distribuida a los consumidores finales.

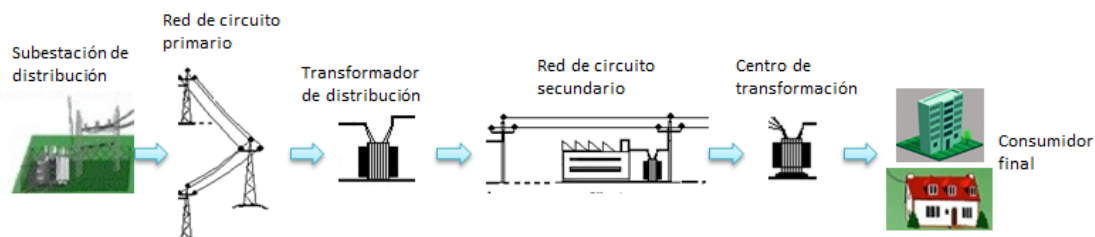


Figura 21. Red de distribución de energía eléctrica

Fuente: Elaboración propia.

4.3.1. Cobertura energía eléctrica en Colombia

Al año 2012 Colombia contaba con 11.594.208 usuarios de energía eléctrica, 12.064.452 viviendas, 470.244 viviendas sin servicio y un 96,10 % de cobertura de energía eléctrica

nacional. En la figura 21 se puede observar cómo está distribuido este porcentaje de cobertura en todos los departamentos del país (UPME, 2014) (ver figura 22).



Figura 22. Cobertura Energía Eléctrica

Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

4.3.2. Remuneración de la distribución

Para que la electricidad llegue a todos los lugares donde están los usuarios, con la mejor calidad, las empresas Distribuidoras u Operadores de Red (OR) deben realizar inversiones en las redes y subestaciones instaladas a lo largo del país; y además en los equipos de desconexión, de protección, y equipos de control. Las empresas distribuidoras adicionalmente, tienen gastos

denominados AOM, de operación, mantenimiento y administración del sistema, necesarios para la prestación del servicio (CREG, 2014).

Es por lo dicho anteriormente que la CREG fija para cada OR, unos ingresos y un cargo por uso de sus redes de distribución, el cual se expresa en \$/kWh. Este cargo lo deben pagar los usuarios por cada unidad de energía consumida y permite que el OR recupere la inversión que realizó en los activos utilizados para prestar el servicio, obtenga una rentabilidad adecuada, y cubra los gastos asociados con la operación, mantenimiento y administración de la actividad (CREG, 2014).

El objetivo de la remuneración a los distribuidores, es el establecimiento de unas condiciones de calidad del servicio, confiabilidad y pérdidas; ya que con estos cargos, las empresas se ven motivadas a realizar inversiones importantes en la reposición y expansión de su sistema, mejoren la calidad del servicio, reduzcan las pérdidas de energía y compartan las ganancias en eficiencia con los usuarios finales (CREG, 2014) (ver tabla 31).

Tabla 31 *Cargos por uso STR- SDL*

	2013	2014
Cargos por uso STR (millones COP)	953.414	1.003.869
Cargos por uso SDL (millones COP)	2.995.375	3.231.165

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

4.3.3. Análisis logístico

Las siguientes variables e indicadores, permiten realizar una medición de las condiciones de la red de distribución de la energía eléctrica, para lograr la optimización de la misma.

4.3.3.1. Variables logísticas:

Pérdida de energía año: Porcentaje de energía perdida en las líneas de transmisión en un año determinado (%).

4.3.3.2. Indicadores logísticos:

Porcentaje de pérdida de energía con respecto al consumo: Indica la cantidad de energía perdida en el sistema de distribución con respecto al consumo de energía (%).

$$\frac{\text{Pérdida de energía (GWh)}}{\text{Consumo de energía (GWh)}} \times 100$$

Para efectos de la explicación de este indicador, se toman los datos de los años comprendidos entre el 2006 y el 2009 en Colombia (UPME, 2010) (ver tabla 32).

Tabla 32 *Porcentaje de pérdida de energía con respecto al consumo*

	2006	2007	2008	2009
Pérdida de energía (GWh)	10191	10616,00	9329	9601
Consumo de energía (GWh)	40624	42237	44541	46358

Porcentaje de pérdida de energía con respecto al consumo (%)	25%	25%	21%	21%
---	------------	------------	------------	------------

Fuente: Elaboración propia. UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

A partir de lo mostrado en la tabla 32, se puede concluir que el porcentaje de pérdida de energía con respecto al consumo fue mayor en los años 2006 y 2007 con un 25% y que en los años 2008 y 2009 ocurrió una disminución de un 3 % de este indicador.

Porcentaje de déficit de cobertura de energía eléctrica: Indica el porcentaje de viviendas por departamento o ciudades que no están teniendo cobertura del servicio de energía eléctrica en el país (%)

$$\frac{\text{Viviendas sin el servicio de energía eléctrica (\#)}}{\text{Total de viviendas (\#)}} \times 100$$

Para la explicación de este indicador se toman los datos de los departamentos de Cundinamarca (sin incluir a Bogotá), Antioquia, Atlántico y Bolívar (UPME, 2014) (ver tabla 33).

Tabla 33 *Porcentaje de déficit de cobertura de energía eléctrica*

	Cundinamarca	Antioquia	Atlántico	Bolívar
Viviendas sin servicio de energía eléctrica (#)	4.962	35.381	3.197	25.919
Total de viviendas (#)	695.712	1.882.700	529.537	462.217
Porcentaje de déficit de cobertura de energía eléctrica (%)	0,71%	1,88%	0,60%	5,61%

Fuente: Elaboración propia. UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

Con la información de la tabla 33, se puede concluir que de los 4 departamentos escogidos para la ejemplificación de este indicador, el departamento con mayor déficit en cobertura del servicio de energía eléctrica en Colombia, es el departamento de Bolívar con un 5,61% y el que menor déficit tiene es Atlántico con un 0,60%.

4.3.4. Análisis ambiental

Las líneas de distribución y sobre todo aquellas más frecuentes en el país, líneas aéreas, se encuentran normalmente ubicadas en las cercanías de las actividades humanas, tanto en zonas rurales como urbanas, por lo cual un mal manejo o descuidos en su mantenimiento podrían traer peligrosas consecuencias tanto en a las personas como en el ecosistema que lo rodea.

4.3.4.1. Diagrama de flujo de procesos

Cada una de las actividades que conforman la distribución de energía eléctrica en Colombia, se puede observar en el flujo de procesos general de las entradas y salidas ambientales en la figura 23. El proceso de construcción es incluido en el diagrama, debido a los importantes impactos ambientales que provoca (ver figura 23).

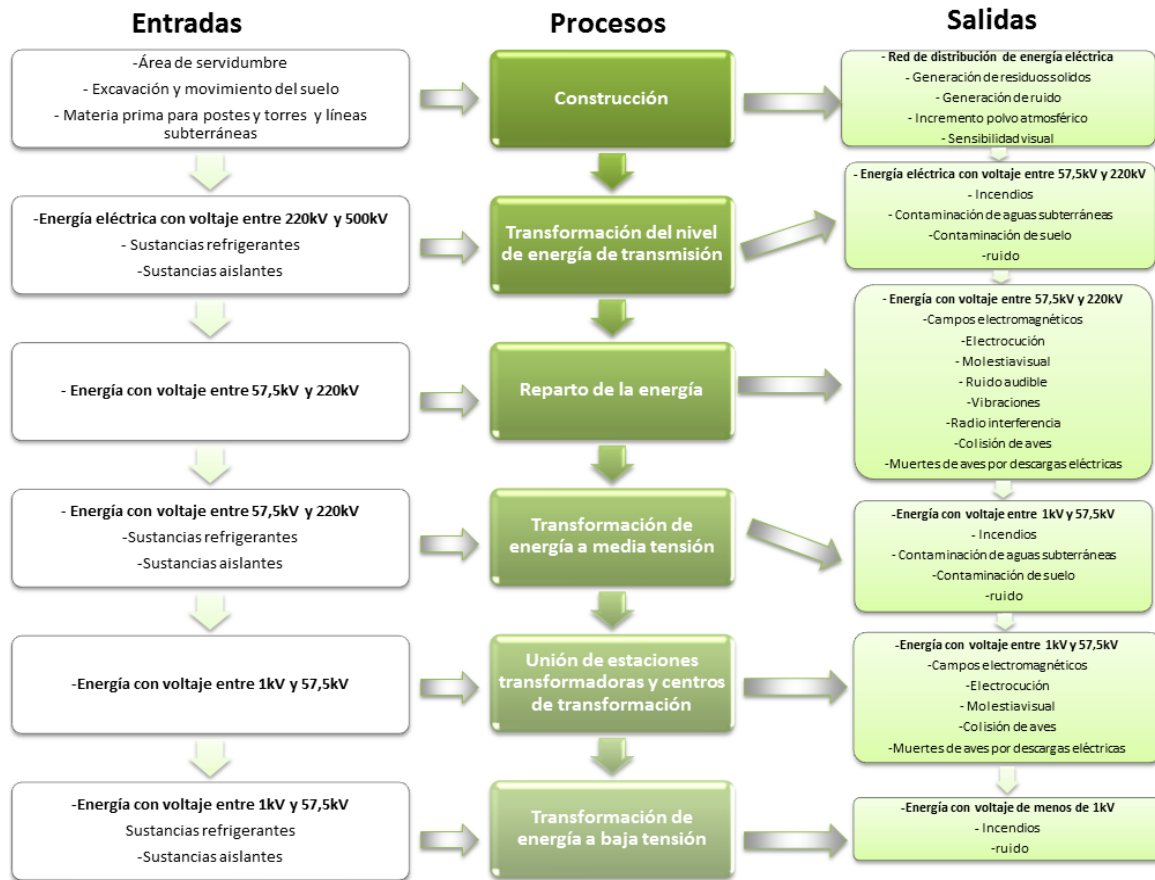


Figura 23. Diagrama de flujo de procesos de la distribución

Fuente: Elaboración propia.

4.3.4.2. Variables ambientales:

Aves que sobrevuelan las líneas de distribución: Cantidad de aves que pasan mensualmente por la red de distribución (#).

Aves muertas por colisión o electrocución en el mes: Cantidad de aves que mueren mensualmente debido a la electrocución o colisión con líneas de distribución (#).

Muertes por electrocución: Cantidad de muertes reportadas en un departamento o municipio en un tiempo determinado (#)

Mortalidad: Tasa de muertes al año reportadas por el DANE (#)

4.3.4.3.Indicadores ambientales:

Porcentaje de aves muertas por colisión o electrocución: Mide el porcentaje de aves al mes que mueren debido a la colisión con las líneas de distribución de energía (%).

$$\frac{\text{Aves muertas por colisión o electrocución en el mes (\#)}}{\text{Cantidad de aves que sobrevuelan las líneas de distribución(\#)}} \times 100$$

Se propone la utilización de este indicador debido a la gran cantidad de aves que diariamente sobrevuelan y se posan en las líneas de distribución. Actualmente no existen estudios con respecto a este fenómeno en Colombia, pero es importante recordar el caso de los 16 aves de la especie 'Vireo olivaceus', que murieron el 9 de octubre del 2015 debido a la electrocución en árboles que eran atravesados con cables de la línea de distribución de CODENSA en Bogotá (VIDA, 2015).

Porcentaje de población muerta por electrocución debido a las líneas de distribución: Mide el porcentaje de personas muertas por electrocución, debido las líneas de distribución con respecto a la tasa de mortalidad (%).

$$\frac{\text{Muertes por electrocución (\#)}}{\text{Mortalidad (\#)}} \times 100$$

Para la explicación de este indicador se realiza un promedio de la mortalidad entre los años 2004 y 2012 de los departamentos de la región caribe de Colombia, proveniente de las estadísticas vitales proporcionadas por el DANE (DANE, 2004-2012); además, los datos con

respecto a la cantidad de electrocutados fueron anunciadas por la prensa el día 16 de noviembre del 2013 (Periódico el Meridiano, 2013) (ver tabla 34)

Tabla 34 *Porcentaje de población muerta por electrocución debido a las líneas de distribución*

	Atlántico	Bolívar	Cesar	Córdoba	Guajira	Magdalena	Sucre
Muertes por electrocución	152	115	57	63	27	83	32
Mortalidad	9017	5912	3363	5055	1603	4293	2626
Porcentaje de población muerta por electrocución debido a las líneas de distribución (%)	1,69%	1,95%	1,70%	1,25%	1,68%	1,93%	1,22%

Fuente: Elaboración propia. DANE (2008-2012) - Periódico el Meridiano (2013)

A partir de la tabla 34, se deduce que de acuerdo a la mortalidad por departamento en la región caribe, el mayor porcentaje de electrocuciones por las redes de distribución estuvo en el departamento de Bolívar con un 1,95% y el menor en Sucre con un 1,22% en este indicador.

4.4.Comercialización

La comercialización de energía eléctrica, es una actividad de competencia y esencialmente un negocio de intermediación económica, similar a la comercialización de bienes y servicios que se producen en otros sectores de la economía, este es el proceso de comprar grandes cantidades de energía a los productores, para venderla a los usuarios o a otras empresas del sector. Los usuarios, tienen una relación más directa con el distribuidor por ser el responsable de la red a la que se conecta su servicio, y con el comercializador por ser el encargado de la facturación (CREG, 2015). Los clientes están clasificados de la siguiente manera:

Usuarios regulados: Participan principalmente los usuarios residenciales e industriales de menor consumo, con demandas de energía inferiores a los 55 MWh/Mes o demandas de potencia inferiores a 0,1 MW; el mercado donde estos se encuentran es contratado y servido por compañías de distribución, y la CREG es el encargado de establecer la estructura de las tarifas. Por ley, todas las áreas urbanas en Colombia están clasificadas en seis escalas socioeconómicas, para determinar el nivel de tarifa correspondiente para los servicios públicos, de manera que las personas que son consideradas pobres y utilizan bajas cantidades de energía, puedan ser subsidiados y financiados por los consumidores que viven en áreas afluentes y que utilizan más electricidad (Enertolima, 2015). La demanda en el 2014 de este tipo de usuario es de 42323 GWh, lo que quiere decir un aumento del 5% con respecto al 2013 (Ministerio de Minas y Energía, 2014-2015) (ver tabla 35).

Usuarios no regulados: Participan voluntariamente la industria y todos aquellos usuarios que tengan un alto consumo de energía, con demandas de energía en promedio durante los últimos 6 meses, superiores o iguales a 55MWh/mes o demandas de potencias superiores o iguales a 0,1 MW, las cuales deben ser negociadas y contratadas libremente en el mercado mayorista por medio de entidades comerciales (Ministerio de Minas y Energía, 2014-2015).

Se les llama no regulados por que sus tarifas no son reguladas por la CREG, sino, que son acordadas mediante un proceso de negociación entre el consumidor y el comercializador (Enertolima, 2015), estos usuarios tuvieron una demanda en el 2014 de 20867,1 GWh, lo que corresponde a un aumento del 3% con respecto al 2013 (Ministerio de Minas y Energía, 2014-2015) (ver tabla 35).

Alumbrado público: Comprende el conjunto de luminarias, redes, transformadores de uso exclusivo y en general, todos los equipos necesarios para la prestación del servicio de alumbrado público, que no formen parte del sistema de distribución (Congreso de la República de Colombia, 2006) (ver tabla 35).

Tabla 35 *Agentes registrados: Usuarios regulados, usuarios no regulados y alumbrado público*

Actividad	Registrados
------------------	--------------------

Frontera usuarios regulados	9670
Frontera usuarios no regulados	5546
Frontera alumbrado público	393

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Exportaciones a otros países: Por medio de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE), actualmente Colombia exporta energía a Ecuador y a Venezuela. Durante el 2014 se exportaron a Ecuador un total de 824 GWh y a Venezuela 25 GWh (ver tabla 36). El total de exportaciones en el 2014 tuvieron un valor de 95.997,1 (miles USD) lo que significa un aumento de 17.555 (miles USD) con respecto al 2013 (XM, 2015).

Tabla 36 *Exportaciones de energía de Colombia 2013-2014*

	Exportaciones (GWh)	
	2013	2014
Ecuador	662,3	824
Venezuela	714,98	25

Fuente: Elaboración propia. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P

La figura 24 muestra los intercambios internacionales de energía entre enero del 2013 y diciembre del 2014 de Colombia con Venezuela y Ecuador

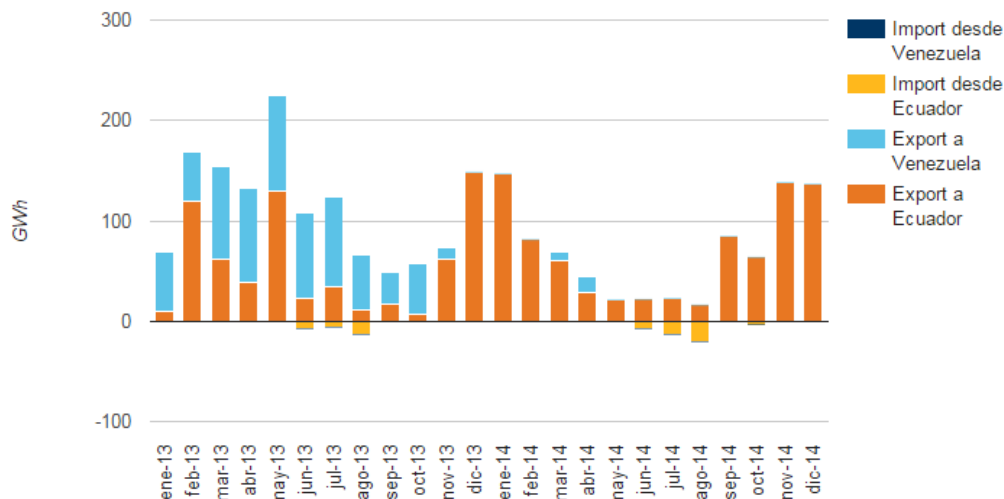


Figura 24. Intercambios internacionales de energía

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

4.4.1. Transacciones en el mercado de la energía eléctrica

El mercado mayorista en Colombia es un mercado competitivo, en el cual participan generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados (XM, 2015).

Los generadores transan la energía con otros generadores, comercializadores o directamente con los grandes consumidores o usuarios no regulados por medio de los segmentos de mercado de contratos bilaterales (largo plazo) o la bolsa de energía (corto plazo); este último es un mercado para las 24 horas del día siguiente, donde todos los generadores registrados en el mercado están obligados a participar con reglas explícitas de cotización, independiente del precio de la energía por contratos (XM, 2015).

Los comercializadores, por su parte, venden la energía tanto a usuarios regulados como no regulados; con estos últimos se celebran contratos a precios libres, en cambio con los

primeros, los precios impuestos deben estar acorde a los precios del mercado y deben ser regulados por la CREG (XM, 2015) (ver tabla 37).

Tabla 37 *Energía transada en el mercado energético en Colombia*

Energía Transada (GWh)		
	2013	2014
En bolsa nacional	14.948	15.544
En contratos	71.374	69.846
Total	86.322	85.390

Fuente: Elaboración propia. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P

En el Mercado de corto plazo, los generadores diariamente y con resolución horaria, realizan ofertas de precio por la disponibilidad de energía puesta a disposición del sistema. La demanda, representada por los Comercializadores, es tomadora de precios con respecto al precio de bolsa, el cual es un único precio para todo el sistema en cada hora del día, determinado por medio de la corrida de un modelo de despacho de optimización horaria sin restricciones de transmisión (Despacho Ideal), pero considerando las características técnicas de los recursos de generación (XM, 2015) (ver tabla 38)

Tabla 38 *Valor transado y precio en bolsa nacional*

Bolsa nacional		
	2013	2014
Valor transado (millones COP)	2.669.659	3.452.384
Precio promedio ponderado (\$/kWh)	178,88	22.551

Fuente: Elaboración propia. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A

En el mercado de largo plazo, los agentes Comercializadores y Generadores registran sus contratos de compra y venta de energía ante el ASIC, para que éste determine hora a hora sus transacciones en la bolsa de energía, las cuales corresponden a la diferencia entre sus obligaciones de compra (y/o de atención de la demanda, en el caso de los comercializadores) y de venta (y/o de entrega de energía en el caso de los generadores), valoradas al precio de mercado (Precio de Bolsa). La facturación y recaudo de las transacciones de los contratos de

largo plazo es responsabilidad de las partes y el registro de los contratos en el ASIC no implica el recaudo de los dineros transados (XM, 2015) (ver tabla 39).

Tabla 39 *Valor transado y precio en contratos*

Contratos		
	2013	2014
Valor transado (millones COP)	8.980.568	9.181.926
Precio promedio ponderado (\$/kWh)	125,96	131,46

Fuente: Elaboración propia. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

En el modelo empleado en Colombia, los contratos de compra y venta de energía entre agentes Generadores y Comercializadores son financieros y no intervienen en la formación del precio de bolsa ni en el despacho de los generadores. Se observa a continuación la evolución del precio promedio ponderado mensual de bolsa y contratos por tipo de mercado entre enero del 2012 y diciembre del 2014 en pesos constantes de diciembre del 2014 (XM, 2015) (ver figura 25)

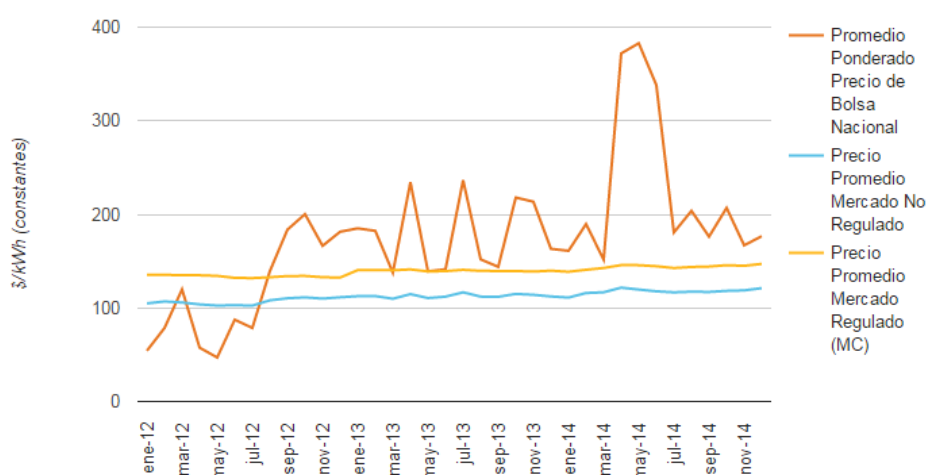


Figura 25. Precio de bolsa y Precio contratos- mercados regulado y no regulado

Nota: Pesos constantes de diciembre de 2014.

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A

En la figura 25 se evidencian altos precios de bolsa en abril, mayo y junio del 2014, ya que en estos meses se presentó poca disponibilidad del parque de generación hidráulico y una gran oleada de calor (XM, 2015), situación que también se estará presentando a partir de

noviembre del 2015 hasta aproximadamente mediados del 2016, debido a uno de los fenómenos del niño más fuertes de la historia de Colombia (Periódico Portafolio, 2015).

4.4.2. Remuneración de la comercialización

En el mercado regulado, algunas de las actividades que realiza el comercializador tienen costos fijos, mientras que otras dependen de la cantidad de energía que consume el usuario. Por ejemplo, el pago total que realiza el comercializador por usar las redes de transmisión y distribución para llevar la energía hasta los domicilios, depende de la cantidad de energía consumida. Por su parte, los costos de leer los medidores, imprimir las facturas y entregarlas a los usuarios no dependen de la energía consumida por los usuarios sino que son costos fijos (CREG, 2015).

La tarifa de energía eléctrica en Colombia está dividida en los componentes de: Cargo fijo, el creado con el objetivo de cubrir o remunerar los costos fijos; y de cargo variable, que cubre los costos variables. El cargo fijo lo debe pagar el usuario así su consumo de energía sea igual a cero, porque son las actividades que se requieren para lograr la prestación del servicio, este componente recibe el nombre de Costo Base de Comercialización (CREG, 2015).

El cargo variable depende del consumo de cada usuario. En los costos variables se agregan los cargos por generación, transmisión, distribución, pérdidas reconocidas a los distribuidores y transportadores, sobrecostos por efecto de operar centrales de generación costosas para cubrir restricciones en la red de transmisión; y desde luego la comercialización, este cargo recibe el nombre de Margen de Comercialización. En la figura 26 se muestran los porcentajes de peso para cada uno de los componentes dentro del costo variable (CREG, 2015) (ver figura 26)

$$Cuv = G + T + D + Cv + PR + R$$

6.13% 6.39%
 Transmisión Pérdidas Reconocidas
 Generación 32.42% Distribución 39.87% Restricciones 2.19%
 Margen de Comercialización 13.00%

Figura 26. Formula de costo variable en la remuneración de la comercialización

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG

En el caso del mercado no regulado, el precio del suministro de energía pagado por el consumidor final no regulado, está dado el precio anual de energía transada en contratos de largo plazo, adicionándole los cargos de transporte, los costos de restricciones y perdidas reconocidas. En el mercado no regulado, el precio acordado incluye el componente de comercialización (Vélez, 2015).

4.4.3. Procesos de la comercialización

Para que la energía pueda ser vendida a los usuarios finales, se debe pasar por los siguientes procesos:

- **Compra de energía a los generadores:** Los comercializadores transan la energía con los generadores por medio de contratos bilaterales (largo plazo) o la bolsa de energía (corto plazo).
- **Venta de energía a sus clientes:** Los comercializadores venden la energía a los usuarios regulados, a los que impone un precio de acuerdo al mercado y la regulación ; y a los usuarios no regulados, con los que celebra contratos a precios libres. Además también transa la energía con los municipios (alumbrado público) o con las entidades de los países a donde se exporta.

- **Facturación:** Los comercializadores facturan el costo del servicio que el cliente recibió, para que este pueda cubrir los cargos de toda la cadena.

4.4.4. Análisis logístico

Las siguientes variables e indicadores permiten realizar una medición de las condiciones de la comercialización de la energía eléctrica, para lograr la optimización de la misma.

4.4.4.1. Variables logísticas:

Transacciones en bolsa nacional: Son las transacciones que se realizan por medio de la bolsa nacional expresadas en pesos Colombianos (Millones COP)

Total transacciones del mercado: Son las transacciones totales en el mercado expresadas en pesos Colombianos (Millones COP)

Transacciones en contratos: Son las transacciones que se realizan por medio de la bolsa nacional expresadas en pesos Colombianos (Millones COP)

4.4.4.2. Indicadores logísticos:

Porcentaje del valor transado en bolsa nacional en el mercado: Indica la participación de la bolsa nacional dentro de las transacciones totales del mercado (%).

$$\frac{\text{Transacciones en bolsa nacional (Millones COP)}}{\text{Total transacciones del mercado (Millones COP)}} \times 100$$

Para la explicación de este indicador se toman los datos de las transacciones del 2013 y 2014 (ver tabla 40)

Tabla 40 *Porcentaje del valor transado en bolsa nacional en el mercado*

	2013	2014
Transacciones bolsa nacional (millones COP)	2.669.659	3.452.384
Total transacciones del mercado (millones COP)	12.354.382	13.285.608
Porcentaje del valor transado en bolsa nacional en el mercado (%)	22%	26%

Fuente: Elaboración propia. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P

A partir de la tabla 40, se puede deducir que en el 2013 las transacciones en la bolsa nacional ocuparon un 22% del total de las transacciones del mercado y en el 2014 un 26%.

Porcentaje del valor transado en contratos en el mercado: Indica la participación de los contratos dentro de las transacciones totales del mercado (%).

$$\frac{\text{Transacciones en contratos (Millones COP)}}{\text{Total transacciones del mercado (Millones COP)}} \times 100$$

Para la explicación de este indicador se toman los datos de las transacciones del 2013 y 2014 (ver tabla 41)

Tabla 41 *Porcentaje del valor transado en contratos en el mercado*

	2013	2014
--	------	------

Transacciones bolsa nacional (millones COP)	8.980.568	9.181.926
Total transacciones del mercado (millones COP)	12.354.382	13.285.608
Porcentaje del valor transado en contratos en el mercado (%)	73%	69%

Fuente: Elaboración propia. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P

Con la tabla 40, se evidencia que en el 2013 las transacciones en contratos ocuparon un porcentaje bastante grande dentro de las transacciones del mercado con un 73%, y que en el 2014 esta participación tuvo una disminución del 4% debido al incremento de las transacciones en bolsa nacional.

4.4.5. Análisis ambiental

La comercialización, constituye un eslabón de gran importancia dentro de la cadena de abastecimiento de la energía eléctrica en Colombia, debido a la cercanía con el usuario final, el comercializador es el encargado de mostrarle al usuario la importancia del razonamiento de energía eléctrica mediante campañas de concientización, sobre todo teniendo en cuenta la situación de sequía por la que pasará el país a partir de finales del 2015 hasta mediados del 2016.

4.4.5.1. Diagrama de flujo de procesos

Cada una de las actividades que conforman la comercialización de energía eléctrica en Colombia, se pueden observar en el flujo de procesos general de las entradas y salidas ambientales en la figura 27.

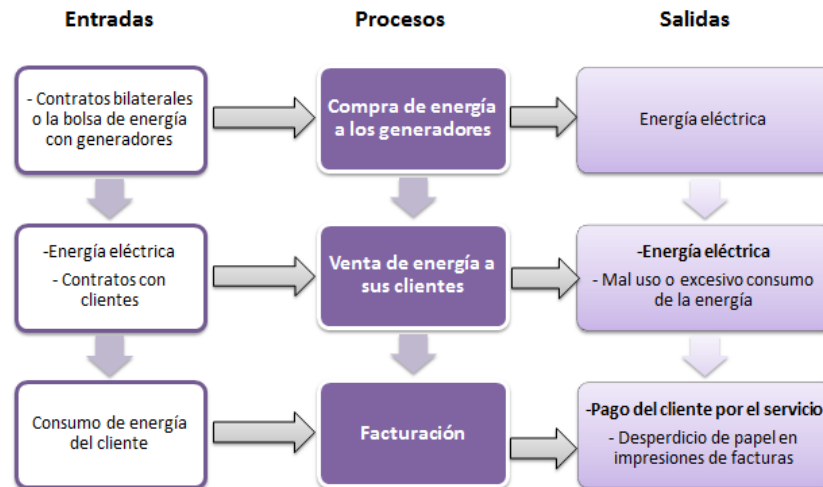


Figura 27. Diagrama de flujo de procesos de la comercialización

Fuente: Elaboración propia.

4.4.5.2. Variables ambientales:

Facturas físicas: Cantidad de facturas impresas utilizadas por una empresa de comercialización, para que el usuario pueda hacer el pago de su servicio (#).

Cantidad de usuarios: Cantidad de usuarios que atiende una empresa de comercialización de energía (#)

4.4.5.3. Indicadores ambientales:

Porcentaje de papel utilizado en facturación: Mide el porcentaje de papel que es utilizado por una empresa de comercialización en la facturación de la energía consumida por los clientes (%).

$$\frac{\text{Facturas físicas (\#)}}{\text{Cantidad de usuarios (\#)}} \times 100$$

Resulta de gran importancia, que los comercializadores por tener un contacto tan cercano al consumidor, incentiven mediante sus comunicaciones, al ahorro de energía y promuevan buenas prácticas, en las que puedan ayudar a mejoras ambientales. Se propone la utilización de este indicador, debido a la gran cantidad de usuarios que actualmente tiene el SIN, los cuales, en su mayoría reciben la facturación de su servicio de energía por medio físico, lo que trae consigo el desperdicio de papel no reciclable. El objetivo de este indicador es siempre estar en lo más bajo posible, ya que entre más bajo esté, demuestra que se están utilizando más estrategias virtuales para que el usuario pueda realizar sus pagos.

5. POTENCIAL DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

El potencial que puedan tener los procesos de la energía eléctrica en Colombia, es dependiente de las tendencias eléctricas mundiales, el comportamiento de la economía del país con respecto la economía mundial, la inversión e investigación en esta área y el comparativo con los países competidores.

5.1.Tendencia eléctrica mundial

El mundo está pasando por una transición energética, los países están tomando conciencia de la necesidad del razonamiento energético y de los efectos negativos en el medio ambiente de algunas fuentes de energía, como combustibles fósiles y carbón. El cambio climático, la escasez del agua y la posibilidad de agotamiento de los recursos no renovables, han hecho que muchos países empiecen a diversificar su canasta de energía con tecnologías más limpias, para así poder mejorar la adaptabilidad, seguridad y eficiencia del sistema de energía (UPME, 2015).

El ideario energético mundial es poder llegar a una sostenibilidad del sistema, por medio de fuentes alternativas y renovables como solar, eólica, biomasa etc.; con las cuales se pueda garantizar una seguridad del servicio por medio del almacenamiento de energía, para así evitar intermitencias; y mediante redes inteligentes, una combinación de tecnologías de información y comunicación para un manejo de la demanda eficiente (UPME, 2015).

Con la nueva tendencia energética mundial, se espera poder aumentar la cobertura y poder reducir o acabar la pobreza energética; además, que se pueda transformar la manera en cómo se maneja el sector de transporte de carga y pasajeros, reduciendo cada vez más el uso de vehículos individuales e incluyendo el hidrogeno como fuente de energía, para así poder disminuir las emisiones de CO₂ en el ambiente (UPME, 2015).

Países desarrollados como Inglaterra han venido desarrollando proyectos enfocados hacia la captura, almacenamiento (usualmente subterráneo) y uso del CO₂, proveniente de plantas de generación eléctrica, sobre todo las que utilizan como fuente de generación el carbón. Entre los posibles usos que se le pueden dar al CO₂, está el de refrigerante utilizado para hielo seco y refrigeración, como extractor para sabores y fragancias, supresión de fuego utilizado para extinguidores, entre otros (UPME, 2015).

5.2.Economía mundial vs Economía Colombiana

La economía de Estados Unidos, ha sido el principal impulsor de la economía mundial desde la primera década del siglo XX, para el tercer trimestre del 2014, mostró la tasa de

crecimiento más alta de los anteriores 11 años (5%), un desempleo que desciende sostenidamente desde el primer trimestre del 2010 y una inflación que se mantiene por debajo de la meta de la FED¹ (2%), a pesar de la alta dinámica de la inversión y consumo de los hogares (UPME, 2015) (ver figura 28).

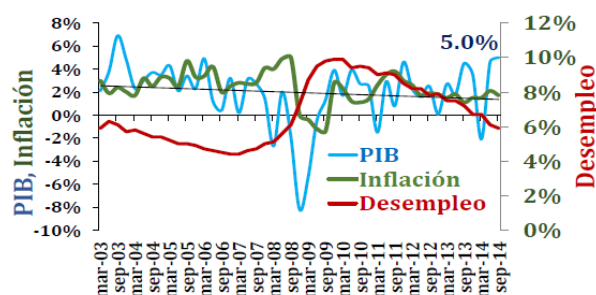


Figura 28. Crecimiento económico, inflación y desempleo EE.UU 2003-2014

Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

El fortalecimiento de la economía estadounidense, ha conducido a la apreciación del dólar en los mercados mundiales de divisas. La historia, nos indica que siempre que el dólar se fortalece, las materias primas tienden a bajar, debido a que para los inversionistas y fondos, el dólar y las materias primas son activos financieros sustitutos. Además, un dólar fuerte, incrementa la capacidad adquisitiva de EE. UU, y valoriza activos de cero riesgo como el caso de los bonos del tesoro americano, y de bajo riesgo, como lo es la deuda corporativa de empresas norteamericanas con calificación AAA² y AA³ (UPME, 2015).

La reducción de los precios de la energía, por la caída en la cotización del petróleo, y la mayor oferta de gas, además del incremento de programas de energía sostenible, están contribuyendo a un alto crecimiento con una baja inflación en EE.UU; y así, dar mayor margen a la FED⁴, para mantener en un rango de 0% – 0.25% sus tasas de interés, nivel en el que se encuentran desde enero de 2009 (UPME, 2015) (ver figura 29).

¹ Federal Reserve System o Reserva Federal de los Estados Unidos

² AAA es la calificación más alta u optima en cuanto a calidad crediticia, es conocida como mejor grado de inversión (Universidad Javeriana, 2015)

³ AA+ representa una calificación crediticia dada a empresas con emisiones de una alta calidad crediticia, Los factores protección son muy fuertes. El riesgo es modesto. Alta calidad de crédito. Los factores de protección ante los inversionistas son muy fuertes (Universidad Javeriana, 2015)

⁴ Federal Reserve System o Reserva Federal de los Estados Unidos

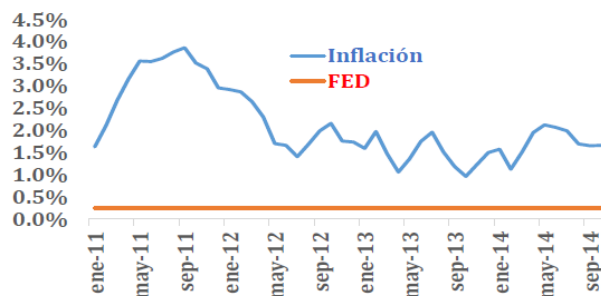


Figura 29. Tasa de Intervención Reserva Federal EE. UU (FED) Vs Inflación

Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

Actualmente, se está gestando un nuevo cambio en el panorama energético internacional, Estados Unidos está por sobrepasar a Arabia Saudita y Rusia como el principal productor de crudo en el mundo, esto sumado a los nuevos desarrollos en gas natural lo colocarán como el jugador dominante en el mercado mundial. Por otra parte, China es ahora el importador más grande de crudo, reemplazando a EE.UU. y la importación de India continúa en aumento (Jones, Steven, & O'Brien, 2014)

Estados Unidos ha venido realizando esfuerzos para reducir su vulnerabilidad energética, lo que ha llevado consigo, a la disminución de sus importaciones de manera sustancial, tanto así, que en menos de una década es posible que este se convierta en exportador neto. Existen otros países preocupados por la independencia externa de los hidrocarburos, como por ejemplo la mayoría de los países europeos, los cuales están pensando en reducir dependencia del gas proveniente de Rusia; y en Latinoamérica, México, que busca atraer inversión privada a su sector energético y sobre todo en petróleo, para poder constituirse como un jugador importante y lograr la autosuficiencia (UPME, 2015).

Esta situación geopolítica de los hidrocarburos, tiene un impacto importante sobre la economía de Colombia, ya que por ser un país productor pequeño de hidrocarburos, se ve presionado por la batalla de precios, en la cual el bloque del Golfo Pérsico⁵, con tal de mantener su cuota de mercado, arroja como perdedores a los países que por su capacidad de producción, no influyen en el mercado (UPME, 2015).

⁵ El bloque del golfo pérsico, está conformado por Bahrein, Kuwait, Omán, Qatar, Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos (Pérez, 2013).

Con el fortalecimiento del dólar y el crecimiento de la economía de EE.UU, la percepción de riesgo sobre las economías emergentes se ha incrementado, lo que converge en mayores costos de financiación para gobiernos y empresas de estas economías, y la contracción o reducción del crecimiento de los flujos de inversión extranjera. Al realizar una comparación con la región y las economías emergentes, el índice de riesgo de mercados emergentes (Embi)⁶ para Colombia se mantiene en niveles históricamente bajos, y lejanos de niveles alcanzados en la crisis de 1999, destacándose como el país con menor percepción de riesgo en Latinoamérica (UPME, 2015) (ver figura 30)

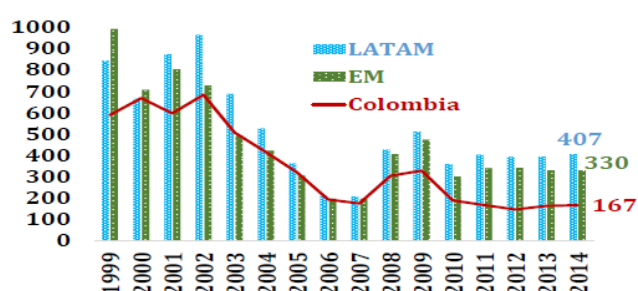


Figura 30. Riesgo País (Índice Embi) Latinoamérica, Mercados Emergentes (EM) y Colombia

Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

La preocupación sobre la percepción del riesgo de inversión en Colombia, se asocia a la caída en el precio del petróleo y la alta dependencia que el petróleo tiene para la generación de ingresos del Gobierno. Sin embargo, cuando se examina en un contexto de largo plazo la relación entre el precio del Brent ⁷(referente del crudo colombiano) con el Embi⁸, no se encuentra una asociación estructural entre éstas dos variables (ver figura 31). Lo que demuestra que otros factores, como las finanzas públicas (donde el recaudo en impuestos ha tenido un salto importante al pasar de 9% al 16% del PIB en los últimos 20 años), la diversificación de las fuentes de crecimiento (ningún sector de la oferta explica más del 20% del PIB), el desempeño

⁶ Embi es el índice de bonos emergentes, mide el diferencial de tasas de títulos soberanos de un grupo de países emergentes frente a las tasas de títulos del tesoro norteamericano con la misma madurez. Es decir, mide el riesgo implícito en la tenencia de títulos del gobierno Colombiano en comparación con la tenencia de títulos americanos (Icesi, 2015)

⁷ El Brent es un tipo de petróleo, que surge de la combinación de crudos de 19 campos de extracción ubicados en el mar del norte. El petróleo Brent es usado como referencia principalmente en los mercados de Europa, pero también en África y Oriente Medio (Zona Económica, 2011).

⁸ Embi es el índice de bonos emergentes, mide el diferencial de tasas de títulos soberanos de un grupo de países emergentes frente a las tasas de títulos del tesoro norteamericano con la misma madurez. Es decir, mide el riesgo implícito en la tenencia de títulos del gobierno Colombiano en comparación con la tenencia de títulos americanos (Icesi, 2015).

relativo frente al contexto regional, podrían ser más determinantes en las decisiones de inversión de largo plazo; aunque en el corto plazo, el deterioro en el precio del petróleo genere temores en inversionistas sobre su impacto en el crecimiento económico (UPME, 2015).

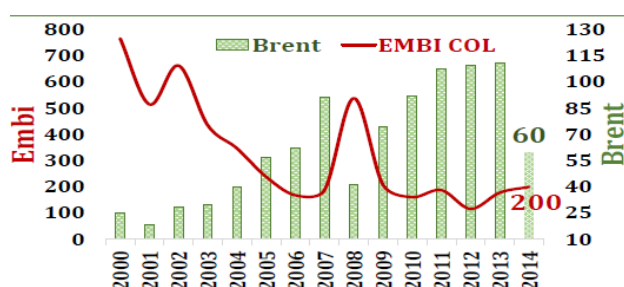


Figura 31. Cotización Petróleo Brent Vs Embi Colombia

Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

La depreciación del peso Colombiano, es el efecto más visible del deterioro en el precio del crudo. Con la inversión en bonos de deuda soberana, en marzo del 2014 se pudo interrumpir la tendencia al alza que el dólar traía desde el último trimestre del 2013, pero en julio del 2014 al reducir nuevamente la participación en bonos soberanos de Colombia, empezó a decaer la cotización del petróleo, al punto en que el peso pasó a tener un 18% de depreciación frente al dólar (UPME, 2015) (ver figura 31).

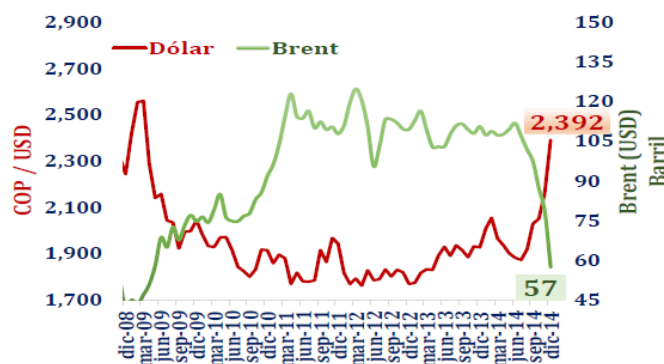


Figura 32. Cotización Petróleo Brent Vs Cotización Dólar en Pesos Colombianos

Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

La razón de vulnerabilidad de la economía de Colombia, frente a la caída de precios del petróleo, se aloja en: la alta participación del petróleo en los ingresos por exportaciones, y la significativa contribución que hacen sobre los ingresos fiscales por concepto de impuestos,

además de la suma por utilidades y dividendos, como recurso de capital, que gira anualmente Ecopetrol (UPME, 2015). Se puede observar en la figura 33, que hasta el tercer trimestre del 2015, el petróleo ha tenido una participación del 41%, lo que representa una disminución del 12% con respecto al 2014.

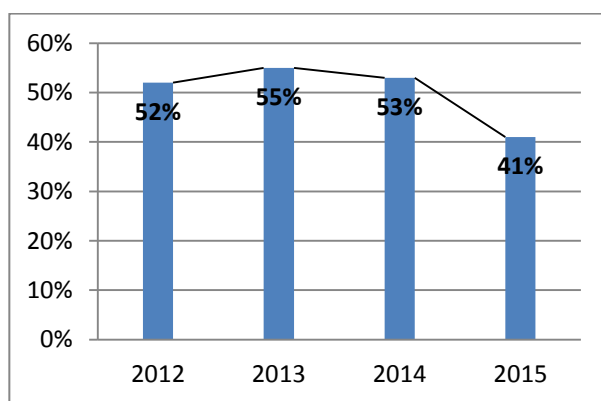


Figura 33. Participación del Petróleo en Ingresos por Exportaciones

Nota: El valor del 2015 toma la información entre los meses de enero y septiembre.

Fuente: Elaboración propia. Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE).

Según lo estimado, Colombia al final del 2015, estará presentando un crecimiento alrededor del 3%, a pesar de la caída del precio del crudo (Portafolio, 2015). Además, el aumento del dólar podría llegar a compensar la disminución de los precios de petróleo, ya que del 2013 a noviembre del 2015, el dólar tuvo una apreciación del 73,69% y la caída del petróleo estuvo en el 56,45% (ver figura 34)



Figura 34. Precio del petróleo vs Valor del dólar con respecto al peso Colombiano

Fuente: Bloomberg.

A pesar que Colombia cuenta con una disminución considerable del nivel de riesgo país desde el 2003, en un nivel hasta por debajo de países desarrollados como Portugal, es afectado por el deterioro del perfil de riesgo de Latinoamérica, lo que a su vez genera menores expectativas de crecimiento de flujos de capital (UPME, 2015).

Una característica de los ciclos económicos cuando se desaceleran las economías emergentes y se fortalece el dólar, es el deterioro de la calificación de riesgo de la deuda soberana; en el caso colombiano, el riesgo cambiario derivado de la depreciación del peso, es bajo, dado que la deuda pública como porcentaje del PIB es actualmente del 14%, lo que corresponde a un 9% por debajo del nivel que presentaba en 2002, año en que el país había por última vez experimentado una depreciación del peso por encima del 10%; además la deuda pública está concentrada en obligaciones de largo plazo, por lo cual a corto plazo, la depreciación del peso colombiano no compromete la capacidad de pago de la deuda (UPME, 2015) (ver figura 32).

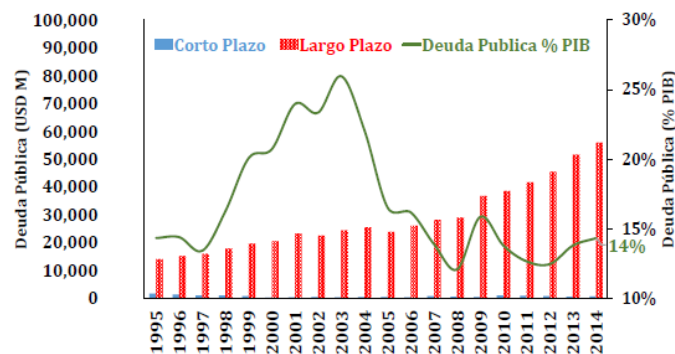


Figura 35. Deuda Externa Pública y Privada Colombia (% PIB)

Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

Los niveles de endeudamiento externo de Colombia en términos relativos (como porcentaje del PIB), son inferiores a los exhibidos por los sectores público y privado en 2002, cuando aconteció el último episodio de fuerte depreciación del peso, lo que da mayor margen de maniobra para que dado el caso, con la aceptación de un dólar aún más fuerte a mediano plazo, el país pudiera por efecto tipo de cambio, tolerar un incremento relativo de sus niveles de endeudamiento, compensado con el ajuste positivo que debería producir en los términos de intercambio. Incluso, el actual nivel de endeudamiento público, está por debajo del límite establecido por la regla fiscal, por lo cual, el aumento del stock del valor de mercado de la deuda frente a una depreciación en el rango del 10 – 20%, no afectaría el cumplimiento de las metas fiscales acordadas según el Marco Fiscal de Mediano Plazo (UPME, 2015).

La inversión, representó el 25% del Producto Interno Bruto Nacional en la última década, debido a la disminución del nivel de las tasas de interés, además, esto permitió que la demanda interna, impulsara el crecimiento con un nivel de consumo del 80% del PIB y un grado de apertura (suma de exportaciones e importaciones como porcentaje del PIB) del 46% en el 2014, lo que refleja una economía cada vez más integrada al resto del mundo, y con una mayor dinámica en el comercio (UPME, 2015) (ver figura 33)

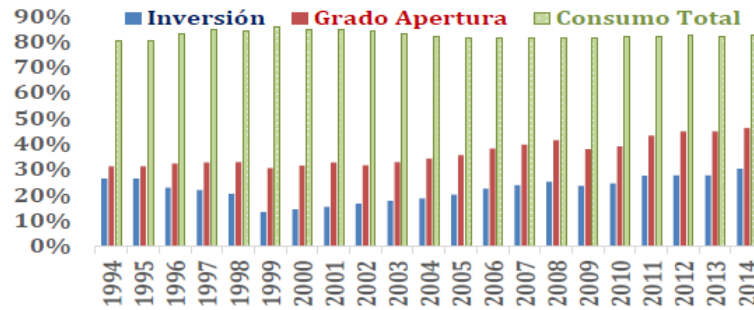


Figura 36. Participación de la Inversión, el Comercio y el Consumo en el PIB de Colombia 1994 – 2014

Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

La oferta agregada para Colombia, en los sectores primario y secundario tuvo un crecimiento del 4,7% al 2014, año en que ocurrió una disminución en el crecimiento de la minería y un crecimiento de la electricidad al nivel general de la economía, esta última, usualmente con una menos volatilidad de crecimiento, que el sector Agro (UPME, 2015) (ver figura 35)

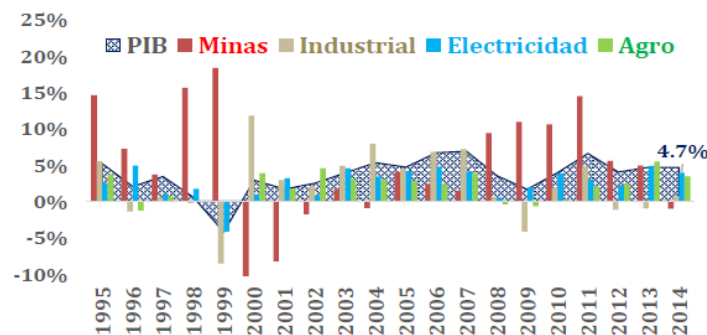


Figura 37. Crecimiento Económico Colombia de los Sectores Primario y Secundario Oferta 1995 – 2014

Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

En la figura 36 se puede observar la inflación del gas natural, combustibles (para uso vehicular y la energía eléctrica, con respecto a la inflación total. Se puede observar que a finales del 2014, tanto la energía eléctrica como el gas natural, se encontraban por encima de la inflación total (variación anual positiva del índice de precios al consumidor), esta situación se debe a la presencia de un esquema de competencia imperfecta, el marco regulatorio, y la carga impositiva en un país como Colombia, que está en proceso de implementación de infraestructura e incremento de la cobertura de energía eléctrica y con alta participación de fuentes variables (UPME, 2015).

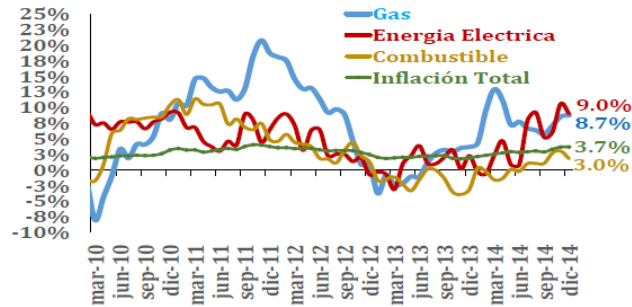


Figura 38. Inflación Comparativa en Colombia de Energía Eléctrica, Gas, Combustibles Vs Inflación Total
Fuente: UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.

5.3. Tendencias y oportunidades del sector eléctrico Colombiano

Con la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994, el sector eléctrico nacional ha vivido cambios trascendentales encaminados a fomentar la competencia en el mercado, tales como la desintegración vertical y la separación de actividades. De igual forma, se ha pasado de un Estado en el ejercicio de sus funciones como ente regulador, planeador y de control, a uno centrado en la fijación de lineamientos de política y la delegación de las responsabilidades anteriormente citadas a la CREG, UPME y SSPD⁹. También es de resaltar, la inclusión de agentes e inversiones privadas en las empresas estatales y nuevos proyectos de infraestructura. Todos estos factores han estimulado el gran dinamismo en el sector, convirtiéndolo en uno de los ejes de la locomotora que el Gobierno Nacional definió en el Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014 (UPME, 2010).

De acuerdo a las proyecciones, se espera que Colombia pueda cumplir al 2025 con una capacidad de alrededor de 23.422 MW, representado en un aumento de 760 MW de proyectos de gas natural, 864 MW de proyectos de carbón y 202 MW de combustibles líquidos (García, Corredor, Calderón, & Gómez, Medio ambiente: Fedesarrollo, 2013); con lo que se logrará cumplir con una demanda de alrededor de 93.851 GWh (Aponte & Andrade, 2013).

⁹ Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD): Es un organismo de carácter técnico, creado por la Constitución de 1991, que por delegación del Presidente de la República de Colombia, ejerce inspección, vigilancia y control las entidades y empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios (Superservicios, 2014).

Colombia, impulsado por las tendencias eléctricas mundiales y el cambio ambiental, ha estado desarrollando proyectos encaminados a la diversificación de la canasta energética, para mejorar la seguridad, eficiencia y sostenibilidad del sistema de energía eléctrica. En el plan de expansión 2014-2028, se evidencia un escenario (14), en el cual se propone la mejora y expansión de las plantas existentes, realizando una combinación de fuentes convencionales y no convencionales, en donde las energías renovables no convencionales ocupan el 10% de participación para el 2028 (UPME, 2015).

A partir del escenario anterior, se formuló el escenario 15, el cual se basa en interconexiones internacionales, que puedan ayudar al soporte de las exportaciones, teniendo en cuenta la expansión propuesta, sin necesidad de capacidad adicional (UPME, 2015)

Al 2028, se llevarán a cabo 8 nuevos proyectos en el Sistema de Transmisión Nacional, que ayudaran a tener una mayor cobertura de energía eléctrica y a la disminución de la pobreza energética. Se espera que al 2018, el 88,13% de las familias sin cobertura energética (470.000), puedan ser conectadas al SIN, esto equivale a 414.435 viviendas. Para el desarrollo de este plan, los operadores de red o distribuidores, cuentan con una capacidad de inversión de \$463.603 millones de pesos, lo que equivale al 12% del total (3,8 billones de pesos) necesario para llevarlo a cabo (UPME, 2015).

En el primer semestre del 2015, Colombia recibió 49 millones USD en inversión extranjera directa en los sectores de electricidad, gas y agua; lo que equivale al 21% de la inversión recibida en el primer semestre del 2014 (Banco de la Republica , 2015), esta disminución pudo ser el resultado de la caída del precio del petróleo y apreciación del dólar.

Colombia, cuenta con la oportunidad de exportar el bien de la energía eléctrica y la realización de inversión extranjera directa de salida en generación, transmisión y distribución, en algunos mercados objetivos, que impulsen las exportaciones y el incremento de la participación en las ventas locales de bienes de bajo valor agregado; y partes y servicios especializados, tales como ingeniería, diseño, montaje, operación de mercados, entre otros (McKinsey & Company, 2009).

En los últimos años, el sector de energía eléctrica se ha orientado hacia la internacionalización, impulsado por las empresas líderes del sector. Colombia cuenta con el conocimiento, la operación, desarrollo local y una ubicación geográfica estratégica, por lo que según la proyecciones, al 2032, podría aspirar a generar al menos US \$19 mil millones, impactando a la economía sustancialmente y generando 15 mil empleos (McKinsey & Company, 2009)

Actualmente, el SIN Colombiano, se encuentra interconectado con los sistemas del Ecuador y Venezuela, con capacidad de exportación de 535 MW y 336 MW respectivamente. En estos momentos, el proyecto de la interconexión entre Colombia y Panamá, se encuentra en fase de evaluación bajo el apoyo del BID¹⁰, este constaría de una línea de alto voltaje de 300 MW. Según UPME se estima que la línea entraría en operación para el 2018 y tendría un costo aproximado de 450 millones de dólares (UPME, 2015).

Al proyecto de interconexión con Panamá, se le confiere gran importancia, en la medida que dicho enlace llegaría a ser parte del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) y el Mercado Eléctrico Regional (MER). La infraestructura con la que actualmente cuenta el SIEPAC es una línea eléctrica de 230kV con capacidad de 300 MW y 1800 kilómetros de longitud. Esta línea conecta Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá (UPME, 2015).

Además de la anteriormente mencionada, otra alternativa con la que cuenta Colombia con respecto a la expansión internacional, se trata del Sistema de Integración Eléctrica Andina (SINEA). Esta iniciativa cuenta con la participación además de Colombia, de Ecuador, Perú, Chile y Bolivia (UPME, 2015).

En el largo plazo, podría pensarse que Colombia podría desempeñar un papel importante para la interconexión eléctrica entre sur y centro América. De lograrse la interconexión con el SIEPAC y el SINEA, se posibilitaría el intercambio de energía eléctrica desde Guatemala e incluso potencialmente desde México, hasta Chile. En esta gran interconexión, Colombia sería el eje de unión de los dos sistemas (UPME, 2015). Además se espera que al 2032, se cuente con

¹⁰ Acrónimo de Banco Interamericano de Desarrollo

una interconexión, vía cable submarino con Puerto Rico y república dominicana (McKinsey & Company, 2009).

Las interconexiones internacionales, también pueden ser consideradas como una solución de abastecimiento en las Zonas No Interconectadas ZNI. Actualmente, existen 7 proyectos para conectar poblaciones que se encuentran cerca de la frontera con países vecinos y que no están conectadas al SIN. La mayoría de proyectos se ubican en los departamentos de Guainía, Vichada y Vaupés para conectarse con Venezuela, Brasil y Panamá (UPME, 2015).

5.4.Colombia y sus competidores potenciales

Teniendo en cuenta las ventajas, oportunidades y retos del sector de la energía eléctrica en Colombia, descritos a lo largo de este trabajo, se hace necesario realizar un análisis de la competencia internacional, para así, lograr establecer un comparativo con los demás países. Se toman los países de Brasil, Chile y Perú debido a las similitudes con Colombia en cuanto a ubicación, estructuración del sector, composición de generación y productividad (McKinsey & Company, 2009).

Para el análisis, se toman en cuenta factores como la generación a plena capacidad, demanda, sobrantes de generación, porcentaje de energía renovable dentro de la capacidad total, crecimiento de la economía, Indicador de Bonos de Mercados Emergentes (Embi)¹¹, la inflación y las exportaciones de energía que realiza el país, tomando como base el año 2014.

Se puede observar en el anexo 1, que Brasil, debido a su gran extensión (superior a la de Colombia en un 86%) y su gran tamaño poblacional (quinto país más poblado del mundo, superior a Colombia en un 76,8%) (Geohive, 2015), excede de manera sustancial a los demás países en capacidad instalada, generación a plena capacidad y sobrantes de generación.

¹¹ Embi es el índice de bonos emergentes, mide el diferencial de tasas de títulos soberanos de un grupo de países emergentes

Teniendo en cuenta la cantidad sobrante de energía luego que se atiende la demanda interna (sobrantes de generación) (ver anexo 1), Brasil cuenta con la mayor cantidad de energía que puede llegar a utilizarse en exportaciones, a este le sigue Chile, Colombia y en último lugar se encuentra Perú. Además, Brasil es el país con mayor proporción de energías renovables en su canasta energética, en segundo lugar se encuentra Colombia, le sigue Chile y por ultimo Perú.

La única economía de los países analizados, que en el 2014 contó con un crecimiento sobre el 3%, fue la economía de Colombia, la cual tuvo un crecimiento del 5,1%. Según el comportamiento promedio del Indicador de Bonos de Mercados Emergentes (Embi)¹², en el 2014 el país que contó con un mayor riesgo de inversión fue Brasil, en segundo lugar se encuentra Colombia, le sigue Perú y el que mejor situación presenta en este ámbito es Chile, a pesar de tener una alta inflación.

Tanto Colombia como Brasil ya cuentan con una experiencia de exportación, lo que los hace más confiables frente a otros países que no se han incursionado en este negocio; este último, podría llegar a considerarse como el competidor más fuerte para Colombia por su gran conocimiento del mercado, cantidad de interconexiones y capacidad de generación. Chile por su parte, se muestra como un jugador sólido, debido a su estabilidad política y económica, gran capacidad de producción de energía eléctrica y bajo riesgo de inversión, además, es el coordinador del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) (Ministerio de Energía Gobierno de Chile, 2015). Perú es el más rezagado de los países analizados, aunque cabe resaltar que se encuentra adelantando esfuerzos para fortalecer su capacidad de generación y transmisión, para así poder entrar con fuerza al SINEA (Apurímac, 2015).

¹² Embi es el índice de bonos emergentes, mide el diferencial de tasas de títulos soberanos de un grupo de países emergentes

6. CONCLUSIONES

- El sector eléctrico Colombiano, resulta de gran importancia, ya que es impulsado por el crecimiento de las industrias y de las ciudades, por lo que cualquier cambio en este, puede afectar en forma positiva o negativa a los demás sectores de la economía. Un ejemplo claro, está en el sector de transporte de carga y pasajeros, el cual depende directamente del uso de la energía; al poder lograr una optimización energética, este podría presentar un servicio a la comunidad más eficiente, de mejor calidad y sostenible, utilizando como fuentes, la electricidad o el hidrogeno.

- La participación de la energía eléctrica proveniente de fuentes hidráulicas, representa para Colombia más de la mitad de su capacidad eléctrica. Este tipo de generación es ambientalmente sostenible y es considerada como un tipo de generación limpia, por su bajo impacto ambiental; aun así, no representa un tipo de producción de energía que pueda brindar seguridad al sistema, ya que esta depende del cambio climático.

En tiempos de escasez de agua o bajos caudales, las hidroeléctricas podrían encontrarse en problemas para cumplir con la energía firme requerida por la demanda. Es probable, que el país se encuentre en esta situación, desde noviembre del 2015 hasta mediados del 2016, debido a uno de los fenómenos del niño más fuertes de la historia; teniendo en cuenta las condiciones, al no tomar medidas adecuadas de forma inmediata, se podría estar hablando de una posible crisis energética.

- Colombia muestra en sus proyecciones de transmisión y distribución, cada vez más crecimiento y expansión para poder lograr una mayor cobertura y conexión con poblaciones alejadas de los cascos urbanos. La situación de expansión de estas líneas y redes no son del todo económica y ambientalmente sostenible, debido a los altos costos de construcción, problemas de servidumbres y daños de los ecosistemas (fauna, flora y visual).

- Las redes de distribución aéreas, son las más comunes en Colombia, debido a su bajo costo, fácil mantenimiento y poco tiempo necesario para dedicar en construcción, pero estas, son afectadas fácilmente por la lluvia, temblores, vientos y vandalismo. Este tipo de redes constituyen grandes impactos ambientales, debido al contacto directo que tienen con los árboles y animales que se encuentran a su alrededor, provocando además de una contaminación visual, de la muerte de flora y electrocución de animales como pájaros y ardillas.

- Los usuarios no regulados, transan su energía a precios libres con el comercializador, y a los usuarios no regulados los precios impuestos deben estar acorde a los precios del mercado y deben ser regulados por la CREG. Existe un modelo de remuneración de los precios pagados por energía eléctrica por los usuarios regulados, en donde los ciudadanos pagan un valor, dependiendo de la escala socioeconómica a la que pertenecen, de manera, que las personas que son consideradas pobres y utilizan bajas cantidades de energía, puedan ser subsidiados y financiados por los consumidores que viven en áreas afluentes y que utilizan más electricidad.

Este modelo no es óptimo, debido a que existe una gran cantidad de personas, que cuentan con viviendas pertenecientes a una escala socioeconómica baja, pero que realmente tienen altos consumos de energía, tanto así, que en ocasiones pueden llegar a límites de consumo de energía más alto que personas pertenecientes a una escala socioeconómica alta.

- Los contratos de compra y venta de energía, entre agentes Generadores y Comercializadores en Colombia, son meramente financieros y no intervienen en la formación del precio de bolsa ni en el despacho de energía por parte de los generadores. La historia nos dice que cada vez que se presentan tiempos escasez de agua, el precio de bolsa tiende a subir, lo que se debe a una cantidad de energía demanda mayor a la que serían capaz de proveer las plantas generadoras, esta es una situación que se espera para el próximo fenómeno del niño presentado entre noviembre del 2015 y mitad del 2016.

- El mundo, cada vez adquiere más conciencia de la necesidad del razonamiento energético y del impacto ambiental que causan fuentes de energía como combustibles fósiles y carbón. La tendencia mundial eléctrica está orientada hacia la diversificación de la canasta de energía eléctrica, con la utilización de tecnologías alternativas y renovables, que puedan brindar adaptabilidad, seguridad y eficiencia al sistema, contribuyendo a la reducción de la pobreza energética.

Países desarrollados como Inglaterra, van adelante con el desarrollo de alternativas tanto económicas como ambientalmente sostenibles, para mejorar la eficiencia del sistema de energía eléctrica, como lo son el almacenamiento de energía, utilización de redes inteligentes en la distribución y transmisión, y el almacenamiento y reutilización del CO₂ expulsado por las plantas generadoras.

- Colombia está encaminando sus proyecciones, a las tendencias eléctricas mundiales, con la inclusión de fuentes de energías renovables no convencionales. Además, el país viene realizando esfuerzos para la disminución de la pobreza energética y aumento de la cobertura al 2018, de al menos el 88,13% de las familias sin este servicio.

- El fortalecimiento de la economía de Estados Unidos y su independencia energética en petróleo, trajo consigo la apreciación del dólar en el mercado de divisas, esto a su vez, provocó una baja en los precios de materias primas, en las que se encuentra el petróleo. Esta baja ocurre ya que el dólar es considerado por los inversionistas como un sustituto de las materias primas.

Con lo anterior, países emergentes como Colombia, que son productores pequeños de hidrocarburos y con alta dependencia del petróleo en sus ingresos por exportación, se ven afectados debido a la alta percepción de riesgo al corto plazo. Esto se ve reflejado en la disminución del 79% de la inversión para el primer semestre del 2015 en los sectores de electricidad, gas y agua.

- Además de la exportación del bien de energía eléctrica, Colombia tiene la oportunidad de la realización de inversión extranjera directa de salida en generación,

transmisión y distribución en los mercados objetivos. El país cuenta con una ubicación geográfica estratégica, el conocimiento, la operación y el desarrollo local.

La orientación hacia la internacionalización del sector en los últimos años, ha permitido la realización de las líneas de interconexión con Ecuador y Venezuela; Además de los proyectos de interconexión con Panamá, el cual pertenecería al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) y el Mercado Eléctrico Regional (MER), y el proyecto de interconexión con el Sistema de Integración Eléctrica Andina (SINEA). Estos proyectos, convertirían a Colombia en un agente fundamental en el transporte de energía entre sur y centro américa. Y además, existe la oportunidad de tener un mayor contacto comercial con las islas del caribe, comenzando con el desarrollo del proyecto vía cable submarino con Puerto rico y república dominicana.

Esta internacionalización no solo beneficia a los agentes que ya se encuentran en el SIN, sino también sirve como solución para las Zonas No Interconectadas ZNI, que se encuentran cerca de las fronteras con los países vecinos.

- A pesar de que Colombia no es el mayor productor de energía en Latinoamérica, se encuentra bien posicionado en el mercado debido a su ubicación geográfica, al impulso que le da el alto crecimiento de la economía total al sector, su experiencia en el mercado, implementación y desarrollo continuo de fuentes renovables de generación y su baja inflación.

7. RECOMENDACIONES

Con el fin de mejorar la situación actual del sector eléctrico Colombiano y la cadena de abastecimiento, se propone la implementación de las siguientes propuestas:

- La diversificación de la canasta de energía eléctrica, con fuentes de energía renovables no convencionales, como eólica y solar, podría mejorar la dependencia a fuentes de energía que causan grandes impactos ambientales (carbón, combustibles fósiles, etc.), que dependen del cambio climático (hidráulico) o que tienen precios manejados por un grupo de poder (el petróleo y el gas)

- Para evitar la intermitencia en el sistema por el uso de fuentes de energía renovables, en donde se incluye la hídrica, se sugiere adicionar un eslabón dentro de la cadena de abastecimiento de energía eléctrica en Colombia, este sería de almacenamiento de energía eléctrica. Con el almacenamiento de energía, se podría tener una mayor seguridad del abastecimiento de la energía eléctrica, haciendo que se aproveche al máximo, los momentos de producción de altos flujos de energía (el día para solar, caudales abundantes para hídrica y gran cantidad de vientos para eólica), para así lograr sopesar los momentos de poca producción de energía eléctrica (noche o nublado para solar, escasez de agua para hídrica, poca cantidad de vientos para eólica).

- La utilización de redes inteligentes, no solo facilitaría el transporte de energía, sino que también, ayudaría a la comunicación eficiente entre los eslabones de la cadena de abastecimiento de energía eléctrica en Colombia; permitiendo un mejor manejo de la demanda, con mediciones de consumo en tiempo real, supervisión de los sistemas, y sistemas de control auto-reparadores. Además, impulsaría la penetración de renovables y sistemas de almacenamiento.

Al largo plazo, Colombia podría transformar sus ciudades, en ciudades inteligentes, en donde las diferentes redes y plataformas (Electricidad, transporte, manejo de basuras,

manejo de agua, suministro de combustible, comunicaciones etc.) se interconecten y comuniquen, para mejorar la calidad de vida y sostenibilidad ambiental.

- Las líneas de transmisión en Colombia, van en un constante crecimiento, esto ayuda a aumentar la cobertura, pero representa impactos ambientales importantes. Se sugiere el cambio del modelo de producción centralizada a uno de generación distribuida, en donde pequeñas plantas generadoras se encuentren cerca de los puntos de consumo; esto contribuiría a la disolución de los monopolios actuales, existentes en la transmisión y distribución, direccionando el sector hacia la democratización de la generación eléctrica

- Las redes de distribución aéreas, representan un peligro para la seguridad de la ciudadanía, y de la flora y fauna circundante a estas. Se propone de la implementación de redes de distribución subterráneas, ya que estas están exentas de daños debido a lluvias, temblores o vandalismo, y además permiten tener un entorno visualmente más estético y verde en las zonas urbanas.

- El comercializador, debido a su gran cercanía con el usuario, debería incentivar en sus comunicaciones al razonamiento energético. Además, implementar un modelo más eficiente de estructuración de las tarifas impuestas a los usuarios regulados, en el cual, se impongan castigos económicos a los usuarios que pasen las líneas de consumo óptimas, así como también, se premie a los que han disminuido su consumo.

- Debido al gran daño que causa el CO₂ proveniente de las plantas de generación térmica, en el medio ambiente y en la salud de la comunidad, se propone la implementación de la captura, almacenamiento y reutilización del CO₂.

El almacenamiento podría realizarse de manera subterránea y este podría ser reutilizado para actividades como: Extractor (sabores, fragancias), producción de químicos, refrigerante (refrigeración, hielo seco), supresión de fuego (extinguidores), producción de plásticos, en producción de comida o productos (bebidas carbonadas), entre otros (UPME, 2015).

- Para que Colombia pueda llevar a cabo los proyectos de internacionalización de energía eléctrica trazados, debe optimizar su matriz generadora, tratando de incluir cada vez más el uso de fuentes de energía renovables no convencionales, incentivar la inversión extranjera directa en el sector, mejorar la calidad las líneas de transmisión y redes de distribución existentes, contar con personal altamente capacitado en cada uno de los eslabones de la cadena de abastecimiento y diversificar los servicios conexos a ofrecer

8. BIBLIOGRAFIA

- Acolgen . (5 de Febrero de 2015). *Sectores: Acolgen (Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica)*. Recuperado el 5 de Febrero de 2015, de Sitio web de Acolgen (Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica): <http://www.acolgen.org.co/index.php/sectores-de-generacion/preguntas-frecuentes>
- Andina (11 de Febrero de 2015). *Economía: Andina*. Recuperado el 27 de Noviembre de 2015, de sitio web de Andina: <http://www.andina.com.pe/agencia/noticia-capacidad-instalada-para-generacion-electrica-crecio-88-los-ultimos-10-anos-542996.aspx>
- Aponte, J., & Andrade, J. (2013). *Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia*. Bogotá, Colombia: UPME.
- Apurímac, A. (17 de Julio de 2015). *Energía, Perú se alista para iniciar exportación de energía eléctrica: ProActivo*. Recuperado el 28 de Noviembre de 2015, de sitio web de ProActivo: <http://proactivo.com.pe/peru-se-alista-para-iniciar-exportacion-de-energia-electrica/>
- Arias, E., & Cadavid, J. (Abril de 2014). *Publicaciones: Universidad Eafit*. Recuperado el Noviembre de 16 de 2015, de sitio web de Universidad Eafit: <http://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/ecos-economia/article/view/2014>
- Banco de la Republica . (2015). *Estadísticas, sector externo, Flujos de inversión directa: Banco de la Republica de Colombia*. Recuperado el 24 de Noviembre de 2015, de sitio web del Banco de la Republica de Colombia: http://www.banrep.gov.co/es/series-estadisticas/see_s_externo.htm
- Banco de la Republica de Perú (2015). *Estadísticas, Indicadores de riesgo para países emergentes (EMBIG): Banco de la Republica de Perú*. Recuperado el 24 de Noviembre de 2015, de sitio web de Banco de la Republica de Perú: www.bcrp.gob.pe/docs/Estadisticas/Cuadros-Estadisticos/NC_037.xls

- Celsia. (2015). *Nuestra Empresa: Celsia*. Recuperado el 22 de Octubre de 2015, de Sitio web de Celsia: <http://www.celsia.com/Nuestra-Empresa/Generaci%C3%B3n-de-energ%C3%ADa/Termoel%C3%A9ctrica/Meril%C3%A9ctrica>
- Chacón, Y. (Junio de 2009). *Revista OIDLES*. Recuperado el 1 de Octubre de 2015, de eumed: <http://www.eumed.net/rev/oidles/06/ycp.htm>
- CNO. (2009). *Quienes somos: CNO*. Recuperado el 10 de Noviembre de 2015, de sitio web de CNO: <http://www.cno.org.co/content/quienes-somos>
- Compañía de Expertos en Mercados. (2015). *Descripción del sistema eléctrico Colombiano*. Recuperado el 13 de Abril de 2015, de Sitio Web de XM: <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>
- Conesa, V. (1996). Guía Metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental. En V. Conesa, *Guía Metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental* (pág. 25). Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.
- Congreso de la República de Colombia. (18 de Julio de 2006). Decreto 2424 . *Regulación de la prestación del servicio de alumbrado público*. Bogotá, Colombia.
- Consejo Nacional de Operación. (2009). *CNO*. Recuperado el 10 de Mayo de 2015, de CNO: <http://www.cno.org.co/content/qu%C3%A9-es-el-sistema-interconectado-nacional>
- Consejo Nacional de Operación. (2009). *Preguntas frecuentes: CNO*. Recuperado el 1 de Octubre de 2015, de CNO: <http://www.cno.org.co/content/qu%C3%A9-es-el-sistema-interconectado-nacional>
- CREG. (2014). *Publicaciones, Metodología para remunerar la distribución de energía eléctrica: CREG Comisión de regulación energía y gas*. Recuperado el 28 de Octubre de 2015, de Sitio web de CREG Comisión de regulación energía y gas: <http://www.creg.gov.co/phocadownload/publicaciones/metodologia%20operador.pdf>
- CREG. (2014). *Publicaciones, Metodología para transmisión de la energía eléctrica: CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas*. Recuperado el 4 de Noviembre de 2015, de

sitio web de CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas:
<http://www.creg.gov.co/phocadownload/publicaciones/metodologa%20para%20remunerar%20la%20transmision%20de%20energia%20elctrica.pdf>

CREG. (2015). *Acerca de la CREG: CREG*. Recuperado el 4 de Noviembre de 2015, de sitio web de CREG:
http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion_energia_firme/obligacion_energia_firme.htm

CREG. (2015). *Nuestra historia: CREG*. Recuperado el 3 de Noviembre de 2015, de sitio web de CREG: <http://www.creg.gov.co/index.php/es/creg/quienes-somos/historia>

CREG. (2015). *Publicacione, Metodología para la remuneración de la actividad de comercilaización de energía eléctrica: CREG*. Recuperado el 3 de Noviembre de 2015, de Sitio web de CREG:
http://www.creg.gov.co/phocadownload/publicaciones/remuneracion_comercializacion_energia_usuarios_regulados.pdf

DANE. (2004-2012). *Demografía y población: DANE*. Recuperado el 3 de Noviembre de 2015, de Sitio web del DANE: <http://www.dane.gov.co/index.php/poblacion-y-demografia/nacimientos-y-defunciones>

DANE (2015). *Comercio internacional: DANE*. Recuperado 3 de Noviembre de 2015, de Sitio web de DANE: <http://www.dane.gov.co/index.php/comercio-y-servicios/comercio-exterior/exportaciones>

De La Zerda, S., & Rosselli, L. (2003). *Revista: Asociación colombiana de ornitologia*. Recuperado el 31 de Octubre de 2015, de Sitio web de Asociación colombiana de ornitologia: <http://asociacioncolombianadeornitologia.com/wp-content/uploads/revista/oc1/Roselli.pdf>

ECSIM Centro de Estudios de Economía Sistemática. (03 de Septiembre de 2014). *Acolgen-Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica*. Obtenido de <http://www.acolgen.org.co/index.php/biblioteca/estudios-acolgen/item/37-analisis-del->

impacto-de-la-regulacion-y-de-las-estructuras-productiva-e-industrial-del-sector-de-energia-electrica-sobre-el-nivel-final-de-las-tarifas-y-precios-del-servicio-de-energi

Emgesa (2012). *Prensa: Emgesa*. Recuperado el 31 de Octubre de 2015, de sitio web de Emgesa: http://www.emgesa.com.co/ES/PRENSA/CENTRODOCUMENTAL/Informes%20Anuales/memoria_anual_emgesa_2012.pdf

Empresas Publicas de Medellín. (8 de Octubre de 2015). *Nuestras plantas: EPM*. Recuperado el 15 de Octubre de 2015, de Sitio Web de EPM: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/Centraleshidroeléctricas.aspx>

Empresas Publicas de Medellín. (8 de Octubre de 2015). *Termoeléctrica*. Recuperado el 22 de Octubre de 2015, de Sitio web de EPM: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/Termoel%C3%A9ctrica.aspx>

Endesa. (2012). *Slide player*. Recuperado el 28 de Octubre de 2015, de Slide player: El sector eléctrico Colombiano, restos y avances, Endesa: <http://slideplayer.es/slide/1732971/>

Endesa. (2014). *Materia y carga eléctrica : Endesa educa*. Recuperado el 1 de Octubre de 2015, de Endesa educa: http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/ii.-la-naturaleza-electrica-de-la-materia

Endesa Chile. (2015). Conócenos, centrales generadoras: Endesa Chile. Recuperado el 2 de Octubre de 2015, de sitio web de Endesa Chile: <http://www.endesa.cl/es/conocenos/nuestroNegocio/centrales/Paginas/centraltermozipa.aspx>

Energía Renovable. (18 de Julio de 2008). *¿Que es la Energía Térmica?: Energía Renovable*. Recuperado el 1 de Octubre de 2015, de sitio web de Energía Renovable: <http://www.energiayrenovable.es/%C2%BFque-es-la-energia-termica/>

- Enertolima. (2015). *Venta de energía: Enertolima*. Recuperado el 3 de Noviembre de 2015, de sitio web de Enertolima: <http://www.enertolima.com/portal/index.php/venta-de-energia/mercado-regulado-y-no-regulado.html>
- Epe. (2014). *Relatorio final BEN: Balanço Energético Nacional*. Recuperado el 27 de Noviembre de 2015, de sitio web de Epe: https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf
- ESSA. (2015). *Generación: ESSA*. Recuperado el 3 de Noviembre de 2015, de sitio web de ESSA: https://www.essa.com.co/essaold/generacion_termica5.aspx
- Fernández, I., & Robles, A. (2015). *Enseñanzas técnicas, centrales de generación de energía eléctrica: Universidad de Cantabria*. Recuperado el 29 de Noviembre de 2015, de sitio web de Universidad de Cantabria: <http://ocw.unican.es/ensenanzas-tecnicas/centrales-de-generacion-de-energia-electrica/materiales/bloque-energia-III.pdf>
- Forero, Javier (11 de enero de 2015). *Tasas de inflación: Javier Forero*. Recuperado el 27 de Noviembre de 2015, de sitio web de Javier Forero: <http://www.javierforero.com/2015/01/tasas-de-inflacion-en-america-latina.html>
- Fuente de energía. (16 de Octubre de 2010). *Fuente de energía*. Recuperado el 1 de Octubre de 2015, de Wordpress: <https://fuentesdeenergia.wordpress.com/2010/10/16/fuente-de-energia-definicion/>
- Gallipoliti, V. (2015). *SIGEA. Sistema de Información y Gestión Ambiental*. Recuperado el 30 de Julio de 2015, de CEGAE. Centro de Gestión Ambiental y Ecología: <http://cegae.unne.edu.ar/sigea/index.htm>
- Garcia, H., Corredor, A., Calderón, L., & Gómez, M. (Octubre de 2013). *Medio ambiente: Fedesarrollo*. Recuperado el 16 de Marzo de 2015, de sitio web de Fedesarrollo: http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/WWF_Analisis-costo-beneficio-energias-renovables-no-convencionales-en-Colombia.pdf

- Generadoras de Chile A.G. (2015). *Generación eléctrica: Generadoras de Chile A.G.* Recuperado el 27 de Noviembre de 2015, de sitio web de Generadoras de Chile A.G: <http://generadoras.cl/generacion-electrica/sector-generacion-electrica/>
- Gensa (2015). *Proyectos: Gensa*. Recuperado el 10 de Octubre de 2015, de sitio web de Gensa: http://www.gensa.com.co/proyectos.php?uid_tpy=35&uid=35
- Geohive. (27 de Noviembre de 2015). *Population: Geohive*. Recuperado el 28 de Noviembre de 2015, de sitio web de Geohive: http://www.geohive.com/earth/population_now.aspx
- Gomez, J., & Viego, P. (2013). *Redes eléctricas inteligentes*. Recuperado el 08 de Junio de 2014, de Cubasolar: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia62/HTML/Articulo06.htm>
- Grupo Enel. (2014). *Generación: Centrales Hidroeléctricas*. Recuperado el 10 de Junio de 2015, de Sitio web Endesa Educa: http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xi.-las-centrales-hidroelectricas
- Hernandez, T, C. A. (2011). *ANÁLISIS AMBIENTAL DE LAS GRANDES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE COLOMBIA APLICANDO METODOLOGÍA MULTIOBJETIVO*. Bogotá: Universidad de la Salle.
- Icesi. (2015). *Cienfi: Icesi*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2015, de sitio web de Icesi: <http://www.icesi.edu.co/cienfi/images/stories/pdf/glosario/indice-bonos-emergentes.pdf>
- Intercolombia. (2014). *Nuestro negocio, Transmisión de energía eléctrica: Intercolombia*. Recuperado el 16 de Noviembre de 2015, de sitio web de Intercolombia: <http://www.intercolombia.com/Negocio/Paginas/transmision-energia-electrica.aspx>
- Investopedia. (2015). *Supply Chain: Definition of Supply Chain*. Recuperado el 29 de Septiembre de 2015, de Investopedia-Website: <http://www.investopedia.com/terms/s/supplychain.asp>

- ISA Intercolombia. (2014). *Cartilla general proyecto Sogamoso: ISA Intercolombia*. Recuperado el 27 de Octubre de 2015, de Sitio web de ISA Intercolombia: <http://www.intercolombia.com/Negocio/Documents/Cartilla%20General.pdf>
- ISA Intercolombia. (2014). *Nuestro negocio: ISA Intercolombia*. Recuperado el 28 de Octubre de 2015, de Sitio web de ISA Intercolombia: <http://www.intercolombia.com/Negocio/Paginas/Subestaciones-Ituango-y-Medell%C3%ADn,-y-l%C3%ADneas-de-transmisi%C3%B3n-asociadas.aspx>
- ISAGEN. (2015). *Generación hidroeléctrica: ISAGEN*. Recuperado el 16 de Octubre de 2015, de Sitio web ISAGEN: <https://www.isagen.com.co/nuestra-empresa/generacion-de-energia/generacion-hidroelectrica/central-hidroelectrica-amoya/>
- ISAGEN. (2015). *ISAGEN: Energía Térmica*. Recuperado el 22 de Octubre de 2015, de Sitio web ISAGEN: <https://www.isagen.com.co/nuestra-empresa/generacion-de-energia/generacion-termica/central-termocentro/>
- Jones, B., Steven, D., & O'Brien, E. (Marzo de 2014). *Research: Brookings*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2015, de sitio web de Brookings: http://www.brookings.edu/~media/research/files/papers/2014/04/14-geopolitical-security-consequences-energy-jones/14-geopolitical-security-energy-jones-steven_fixed.pdf
- Lemos, S. (28 de Mayo de 2012). Optimización de portafolio de generación hidro-térmico en el mercado eléctrico colombiano. Medellín, Antioquia, Colombia.
- Longart, J. (16 de Octubre de 2010). *Fuentes de energía: Wordpress*. Recuperado el 31 de Mayo de 2015, de Wordpress: <https://fuentesdeenergia.wordpress.com/tag/energia-alternativa/>
- Lopez, F. (2013). Efecto del almacenamiento de energía en el mercado eléctrico mayorista de Colombia. Medellín, Antioquia, Colombia.
- Macías, M., & Andrade, J. (2012). *ESTUDIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BAJO ESCENARIO DE CAMBIO CLIMATICO*. Recuperado el 27 de Mayo de 2015, de ESTUDIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BAJO ESCENARIO DE CAMBIO

CLIMATICO:

http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/generacion_electrica_bajo_escenarios_cambio_climatico.pdf

McKinsey & Company. (15 de Mayo de 2009). *Energía Eléctrica, Bienes y Servicios Conexos: Programa de Transformación Productiva*. Recuperado el 1 de Junio de 2015, de Programa de Transformación Productiva: <https://www.ptp.com.co/documentos/Plan%20de%20Negocios%20Energia%20Electrica%20bienes%20servicios.pdf>

Minem (2014). *Archivos: Minem*. Recuperado el 27 de Noviembre de 2015, de sitio web de Minem: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Capitulo%2010%20Evoluciones%20en%20el%20SE%202014.pdf>

Ministerio de Energía Gobierno de Chile. (20 de Enero de 2015). *Noticias: Ministerio de Energía Gobierno de Chile*. Recuperado el 28 de Noviembre de 2015, de sitio web de Ministerio de Energía Gobierno de Chile: <http://www.minenergia.cl/ministerio/noticias/generales/chile-es-el-nuevo-pais-coordinador-del.html>

Ministerio de minas. (2011). *Capitulo energía: Ministerio de minas*. Recuperado el 28 de Octubre de 2015, de Sitio web de Ministerio de minas: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/615654/5-CapituloEnergia.pdf/d870abb7-3eeb-4659-8241-1e57ce20ccdb>

Ministerio de Minas y Energía. (2014-2015). *MEMORIAS AL CONGRESO DE LA REPUBLICA: Ministerio de Minas y Energía*. Recuperado el 5 de Noviembre de 2015, de Ministerio de Minas y Energía: https://www.minminas.gov.co/documents/10180/6102055/MEMORIAS_2014-2015.pdf/f54c27ed-df34-4bd4-ab9f-65313147ffc1

- Ministerio de Minas y Energía. (2015). *Energía eléctrica, FAER: Ministerio de Minas y Energía*. Recuperado el 5 de Noviembre de 2015, de sitio web de Ministerio de Minas y Energía: <https://www.minminas.gov.co/faer1>
- Ministerio de Minas y Energía. (2015). *Energía eléctrica, PRONE: Ministerio de Minas y Energía*. Recuperado el 5 de Noviembre de 2015, de Sitio web de Ministerio de Minas y Energía: <https://www.minminas.gov.co/prone1>
- Mishra, S. (2013). A comprehensive study and analysis of power sector value chain in India. Ghaziabad, Uttar Pradesh, India.
- MME (Dezembro 2014). *Documents, Boletim Mensual de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro: MME*. Recuperado el 27 de Noviembre de 2015, de Sitio web de Ministério de Minas e Energia: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139093/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Dezembro-2014.pdf/9f7261af-89ef-4f00-b917-24e244fbe69a>
- Narguney, A., & Matsypura, D. (Enero de 2005). A supply chain network perspective for electric power generation, supply, transmission, and consumption. Amherst, Massachusetts, Estados Unidos.
- Pérez, J. (10 de Abril de 2013). *Geopolítica: El orden mundial*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2015, de sitio web del orden mundial: <http://elordenmundial.com/relaciones-internacionales/un-mundo-de-bloques/>
- Periódico el Meridiano. (16 de Noviembre de 2013). *Región: El Meridiano*. Recuperado el 3 de Noviembre de 2015, de Sitio web del Meridiano: <http://elmeridianodecordoba.com.co/region/item/46976-63-muertes-por-electrocuci%C3%B3n>
- Periódico Portafolio. (3 de Noviembre de 2015). *Economía: Periódico Portafolio*. Recuperado el 5 de Noviembre de 2015, de Sitio web de Periódico Portafolio: <http://www.portafolio.co/especiales/fenomeno-del-nino-emergencia-sequia/agua-no-hay-fenomeno-el-nino-gobierno-alerta-gobierno>

- Portafolio. (10 de Septiembre de 2015). *Economía: Portafolio*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2015, de sitio web de Portafolio: <http://www.portafolio.co/economia/pib-colombia-2015-segundo-trimestre-dane>
- Prieto, J. (23 de Octubre de 2009). *Cómo funcionan las centrales térmicas: Energía eficiente*. Recuperado el 29 de Noviembre de 2015, de sitio web de Energía eficiente: <https://energiaeficiente.wordpress.com/2009/10/23/como-funcionan-las-centrales-termicas/>
- Ramirez, D. (12 de 2008). Cooperación en la cadena de suministro de la energía eléctrica en Colombia. Barranquilla, Atlántico, Colombia.
- Ramirez, S. (2004). *Redes de Distribución de energía*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- RENOVETEC. (2013). *Plantas de biomasa: RENOVETEC*. Recuperado el 19 de Octubre de 2015, de Sitio web de RENOVETEC: <http://www.plantasdebiomasa.net/index.php/que-es-la-biomasa>
- Rodríguez, J., Alcaide, A., Castro, J., & Rodríguez, P. (2012). Auditoría Ambiental. En J. Rodríguez.R, A. Alcaide.A, J. Castro.G, & P. Rodríguez.F, *Auditoría Ambiental* (págs. 10-20). Madrid, Espana: UNED.
- Superservicios. (2014). *Institucional: Superservicios*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2015, de Superservicios : <http://www.superservicios.gov.co/Institucional/Nuestra-Entidad>
- Tebsa. (2006). *Historia: Tebsa*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2015, de sitio web de Tebsa: <http://tebsa.com.co/historia.htm>
- Termotasajero (2008). *Información corporativa: Termotasajero*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2015, de sitio web de Termotasajero: http://www.termotasajero.com.co/page/index.php?option=com_content&task=view&id=17&Itemid=36

- Torres.O, J. (5 de Noviembre de 2011). *ABC de las hidroeléctricas*. Recuperado el 1 de Octubre de 2015, de *Hydroenergía*: http://hidroenergia.net/index.php?option=com_content&view=article&id=268:ique-es-la-energia-hidroelectrica&catid=39:abc-de-las-hidroelectricas&Itemid=67
- Unidad de Planeación Minero Energética . (Enero de 2015). *INFORME MENSUAL DE VARIABLES DE GENERACIÓN Y DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO – ENERO DE 2015: UPME*. Recuperado el 30 de Mayo de 2015, de Sitio web de UPME: http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2015/Seguimiento_Variables_Enero_2015.pdf
- Universidad Javeriana. (2015). *Presentaciones: Universidad Javeriana*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2015, de sitio web Universidad Javeriana: <http://www.javeriana.edu.co/decisiones/Julio/presentaciones/riesgopais.pdf>
- UPME. (2010). *INFORME SECTORIAL SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA*. Bogotá: siel.
- UPME. (2012). *PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MAXIMA*. Bogotá.
- UPME. (10 de Diciembre de 2013). *Memorias, Sistema de Transmisión Nacional Eléctrico Colombiano: UPME*. Recuperado el 28 de Noviembre de 2015, de sitio web de UPME: http://www.upme.gov.co/Memorias%20Convocatoria%20Redes%20de%20Alto%20Voltaje/UPME_Alberto_Rodriguez.pdf
- UPME. (2014). *Cobertura del sistema interconectado nacional, publicaciones: SIEL*. Recuperado el 30 de Octubre de 2015, de Sitio web de SIEL: http://www.siel.gov.co/Siel/Portals/0/Piec/Libro_PIEC.pdf
- UPME. (2015). *Nuestra entidad: UPME*. Recuperado el 10 de Noviembre de 2015, de sitio web de UPME: <http://www1.upme.gov.co/quienes-somos>

- UPME. (2015). *Plan Energetico Nacional: UPME*. Recuperado el 18 de Noviembre de 2015, de sitio web de UPME: http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf
- UPME. (2015). *Planes- PLAN DE EXPANSION DE REFERENCIA GENERACIÓN TRANSMISIÓN 2014-2028: UPME*. Recuperado el 23 de Noviembre de 2015, de sitio web de UPME: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2015/Plan_GT_2014-2028.pdf
- Vélez, L. (Julio de 2015). *Sala de prensa, El precio de la electricidad en Colombia y comparación con referentes internacionales 2012-2015: Acolgen*. Recuperado el 6 de Noviembre de 2015, de Sitio web de Acolgen: <http://www.acolgen.org.co/index.php/sala-de-prensa/noticias/item/314-el-precio-de-la-electricidad-en-colombia-y-comparacion-con-referentes-internacionales-2012-2015>
- VIDA. (9 de Octubre de 2015). *Ciencia,Secretaría de Ambiente pide investigar cableado por muerte de aves: El Tiempo*. Recuperado el 31 de Octubre de 2015, de El Tiempo: <http://www.eltiempo.com/estilo-de-vida/ciencia/muerte-de-aves-migratorias-en-bogota/16398232>
- XM. (2007). *Primera subasta energía firme: XM*. Recuperado el 4 de Noviembre de 2015, de sitio web de XM: <http://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/a-bc2.pdf>
- XM. (2015). *Informes anuales, Intercambios internacionales: XM*. Recuperado el 4 de Noviembre de 2015, de XM: <http://informesanuales.xm.com.co/2014/SitePages/operacion/5-5-Intercambios-internacionales.aspx>
- XM. (2015). *Informes anuales, Precio promedio de bolsa y contratos: XM*. Recuperado el 5 de Noviembre de 2015, de sitio web de XM: <http://informesanuales.xm.com.co/2014/SitePages/operacion/5-2-Precio-promedio-de-bolsa-y-contratos.aspx>

- XM. (2015). *Informes anuales, Valor a distribuir por confiabilidad y TRM promedio: XM*. Recuperado el 5 de Noviembre de 2015, de sitio web de XM: <http://informesanuales.xm.com.co/2014/SitePages/operacion/5-6-Valor-a-distribuir-por-confiabilidad-y-TRM-promedio.aspx>
- XM. (2015). *Paratec: XM*. Recuperado el 29 de Noviembre de 2015, de sitio web de XM: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/transmision.aspx?q=capacidad>
- XM. (2015). *Preguntas frecuentes: XM*. Recuperado el 4 de Noviembre de 2015, de sitio web de XM: <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>
- XM. (27 de Enero de 2015). *Sala de prensa: XM*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2015, de sitio web de XM: <http://www.xm.com.co/Pages/DemandaEnergia-2014.aspx>
- Zona Economica. (2011). *Petroleo: Zona Economica*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2015, de sitio web de Zona Economica: <http://www.zonaeconomica.com/petroleo/brent>