

# **Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia**

**Documento preparado para WWF**

**Octubre 2013**

Helena García

Alejandra Corredor

Laura Calderón

Miguel Gómez

## Contenido

Introducción.....	1
1. Generación de electricidad.....	4
1.1 Fuentes convencionales .....	4
1.2 Fuentes renovables .....	4
1.3 Situación mundial.....	6
1.4 Situación en Colombia.....	8
1.5 Tendencias internacionales.....	15
1.6 Cambio climático .....	17
2. Sector eléctrico en Colombia.....	19
2.1 Historia y actualidad.....	19
2.2 Actividad de generación .....	21
3. Metodología .....	29
3.1 Análisis Costo Beneficio.....	29
3.2 LCOE .....	30
3.3 Factores de cálculo.....	30
3.4 Externalidades .....	31
4. Proyectos seleccionados.....	41
4.1 Hidroeléctrica .....	42
4.2 Pequeñas hidroeléctricas – filo de agua.....	44
4.3 Eólica .....	46
4.4 Biomasa/Cogeneración .....	47
4.5 Geotermia.....	49
4.6 Termoeléctrica .....	50
5. Estadísticas descriptivas de costos y externalidades de los casos de estudio .....	55
6. Resultados análisis LCOE .....	61
6.1 Con y sin financiación de largo plazo .....	61
6.2 LCOE con y sin considerar externalidades.....	62
6.3 Valor presente neto: tasa de descuento y cargo por confiabilidad .....	64
7. Conclusiones y recomendaciones .....	68
Referencias.....	71

Anexos..... 79

## Cuadros, gráficos y figuras

Cuadro 1: Factor de emisiones 2009-2010 México, China y Colombia .....	10
Cuadro 2: Sistema de Transmisión Nacional -STN .....	11
Cuadro 3: Estructura institucional del sector eléctrico.....	20
Cuadro 4: Clasificación de agentes generadores conectados al SIN.....	21
Cuadro 5: Cuadro comparativo entre cargo por capacidad y cargo por confiabilidad .....	26
Cuadro 6: Resultado de las subastas del cargo por confiabilidad.....	27
Cuadro 7: Análisis costo beneficio privado y social .....	29
Cuadro 8: Externalidades consideradas en inversión .....	35
Cuadro 9: Proyectos seleccionados por tecnología .....	41
Cuadro 10: Características del proyecto Ituango.....	43
Cuadro 11 Características del proyecto Amoyá.....	44
Cuadro 12 Características de los proyectos La Vuelta y La Herradura .....	45
Cuadro 13 Características del proyecto Wayúu.....	46
Cuadro 14 Características del proyecto Providencia .....	49
Cuadro 15: Características del proyecto Nevado del Ruiz .....	50
Cuadro 16 Características del proyecto Gecelca 3 .....	52
Cuadro 17 Características del proyecto Termocentro.....	54
Cuadro 18: Capacidad y factor de planta.....	55
Cuadro 19: Externalidades .....	57
Cuadro 20: % Energía en firme con respecto la capacidad instalada. ....	65
Gráfico 1: Emisiones CO2 equivalente Escenario Básico de Generación PERGT 2010-2024.....	2
Gráfico 2: Fuentes de generación de producción de electricidad 1973 y 2010 .....	6
Gráfico 3: Crecimiento promedio anual de capacidad instalada de diferentes fuentes renovables .....	7
Gráfico 4: Capacidad instalada para generación eléctrica en Colombia por fuente de energía 2012 .....	8
Gráfico 5: Producción de electricidad en Colombia por fuente de energía 1975 y 2012.....	9
Gráfico 6: Proyección de la demanda para generación eléctrica por fuente 2008-2030 .....	15
Gráfico 7: Exportaciones colombianas de carbón por destino 2010 .....	16
Gráfico 8: Proyección de precios nominales de gas y carbón, 2010-2040 (\$/mmBtu).....	17
Gráfico 9: Evolución del número de agentes en las actividades de la cadena eléctrica 1995-2012 .....	21

Gráfico 10: Participación por agentes en la capacidad instalada de generación .....	24
Gráfico 11: Precios de bolsa y contratos.....	25
Gráfico 12: Subasta de reloj descendente .....	27
Gráfico 13: Costo de inversión por MW instalado.....	56
Gráfico 14: Costos de operación por KWh.....	57
Gráfico 15: Externalidades por tecnología.....	58
Gráfico 16: Externalidades de las plantas térmicas no consideradas en PMA .....	60
Gráfico 17: Costos nivelados - con y sin financiación de la inversión.....	62
Gráfico 18: Costos nivelados sin y con externalidades .....	63
Gráfico 19: Costos nivelados según la localización de las plantas térmicas .....	64
Gráfico 20: VPN para diferentes tasas de descuento .....	65
Gráfico 21: VPN con cargo por confiabilidad .....	66
Gráfico 22: TIR con y sin financiación .....	67
Figura 1: Esquema de las energías renovables .....	5
Figura 2: Mapa del Sistema Transmisión Nacional .....	12
Figura 3: Mapa de Zonas no Interconectadas.....	13
Figura 4: Despacho por mérito .....	23
Figura 5: Ubicación de proyectos seleccionados .....	41

## Lista de siglas y abreviaciones

ACB	Análisis Costo Beneficio
C	Carbono
CH <sub>4</sub>	Metano
CIER	Comisión de Integración Energética Regional
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CO <sub>2e</sub>	Dióxido de carbono equivalente
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
COP	Pesos colombianos
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DNP	Departamento Nacional de Planeación
EEB	Empresa de Energía de Bogotá
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental
EIA	US Energy Information Administration / Administración de Información energética de los Estados Unidos
EPM	Empresas Públicas de Medellín
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GJ	Gigajoule
ICEL	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
IMCO	Instituto Mexicano para la Competitividad
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas
IRENA	International Renewable Energy Agency
kWh	Kilovatio/hora
LCOE	Levelized Cost of Energy / Costos nivelados de energía
MDL	Mecanismos de Desarrollo Limpio
MJ	Megajulio
MME	Ministerio de Minas y Energía
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
NAMA	Nationally Appropriate Mitigation Action / Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación
NO <sub>x</sub>	Óxidos nitrosos
OEF	Obligaciones de Energía Firme
OIEA	Organización Internacional de Energía Atómica
PJ	Petajoule
PM <sub>10</sub>	Material Particulado

PMA	Plan de Manejo Ambiental
PSA	Pago por Servicios Ambientales
QUERI	Quick Estimation of Respiratory health Impacts
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
Semarnat	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SO <sub>2</sub>	Dióxido de azufre
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN	Sistema de Transmisión Nacional
tCO <sub>2</sub> e	Tonelada de dióxido de carbono equivalente
TIR	Tasa Interna de Retorno
TWh	Teravatio/hora
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
VPN	Valor Presente Neto
ZNI	Zonas No Interconectadas

## Introducción

La electricidad es un elemento indispensable para la humanidad; no solo ha permitido mejorar la calidad de vida al permitir acceder a servicios salud y educación, sino también es un elemento importante para el confort y el entretenimiento. Hoy en día para trabajar, en hospitales y escuelas, para el sector comercial y en todo el sector industrial la electricidad es un insumo fundamental en la cadena productiva. Es por esto que el crecimiento de la población, el desarrollo económico de los países, la urbanización, el acceso cada vez a más electrodomésticos y dispositivos eléctricos ha ocasionado que la demanda de electricidad tenga una tendencia creciente.

Más allá de la importancia de contar con electricidad, es necesario tener en cuenta que toda su cadena productiva desde la generación, pasando por la transmisión, distribución y uso final, tienen asociados una serie de impactos ambientales y sociales. La creciente preocupación por el estado del medio ambiente y por el cambio climático, y la mayor información que tienen las comunidades exige hoy mayor rigurosidad en las licencias y trámites para construcción de proyectos de generación y transporte de electricidad. Esto ha generado mucho interés por buscar alternativas de generación que tengan un menor impacto social y ambiental y que puedan satisfacer las necesidades crecientes de la población así como brindar acceso a aquellas comunidades que hoy no lo tienen.

Con el fin de mejorar el acceso de electricidad a toda la población, aumentar la eficiencia energética e incrementar la participación de energía renovable en la matriz energética mundial, la Organización de las Naciones Unidas designó el 2012 como el año oficial de las energías renovables. Como resultado de esta designación se diseñó la iniciativa Energía Sostenible para Todos - SE4ALL, mediante la cual se plantean tres objetivos que deberán ser alcanzados con la participación y contribución de los países miembro de la ONU: 1) Acceso universal a servicios modernos de energía, 2) Mejora en eficiencia energética y 3) Duplicación de la participación de energías renovables en la matriz energética mundial.

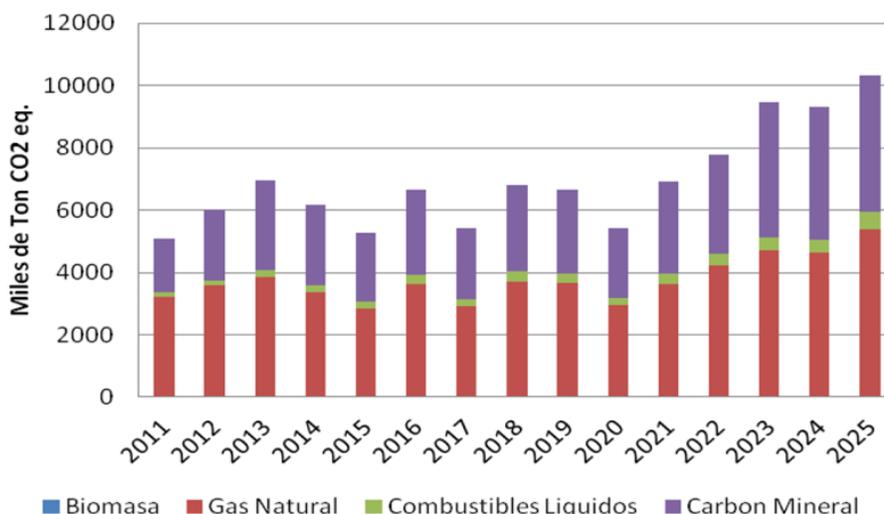
Adicionalmente, el desarrollo y uso de energías renovables son herramientas importantes para la mitigación y adaptación al cambio climático en la medida en que reducen gases de efecto invernadero (GEI) y diversifican la canasta energética de los países.

En Colombia el tema es primordial, ya que el país y su red de generación eléctrica es altamente vulnerable al cambio climático. En 2012 el parque de generación eléctrica estaba compuesto en 67% por generación hidroeléctrica (64,88% grandes centrales y 2,12% plantas hidráulicas menores), y 32,73% por generación térmica, de la cual 27,79% es con turbinas de gas natural, 4,94% con plantas de carbón y 0,14% en cogeneración y 0,13% en generación eólica (UPME, 2012). En cuanto a la generación total de energía, la generación hídrica oscila entre 45% y el 95% según la disponibilidad del recurso hídrico y el resto se produce a partir de centrales térmicas (Behrentz, Cadena, Mutis, Pérez, & Rosales, 2012). Esta composición hace que la generación eléctrica en Colombia tenga una menor huella de carbono que otros países, pero en los años en los que la generación térmica ha tenido una alta participación por escasez hídrica, la intensidad de emisiones de carbono ha aumentado. Es así que ante escenarios de

cambio climático con fenómenos más marcados de El Niño puede aumentarse la producción a partir de centrales térmicas que generan un mayor nivel de emisiones de GEI.

De acuerdo al Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2011- 2025, el sistema eléctrico colombiano requiere la instalación progresiva de 7,914 MW, un aumento de casi 60% sobre la capacidad instalada actual, 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<sup>1</sup>. Con base en lo anterior, se espera que las emisiones de CO<sub>2e</sub> se dupliquen entre 2011 y 2025, como se observa en el Gráfico 1 . En este escenario hay un aumento importante de las emisiones generadas por el uso de carbón mineral y combustibles líquidos, que pasan de representar el 2.9% y 34.3% de las emisiones al 5.9% y 41.2% respectivamente.

**Gráfico 1: Emisiones CO2 equivalente Escenario Básico de Generación PERGT 2010-2024**



Fuente: (UPME, 2010)

Ante esto, se vuelve más relevante aprovechar el potencial que tiene el país para el desarrollo de energías renovables no convencionales para generación eléctrica de modo que el aumento en emisiones no sea más que proporcional al aumento en la capacidad instalada para generación.

Este trabajo busca aportar elementos para la discusión de política pública sobre el desarrollo de este tipo de energías y su implementación en Colombia. Su objetivo es calcular los costos económicos y sociales de la generación de energía eléctrica en Colombia a partir de tecnologías tradicionales (centrales térmicas, centrales hidroeléctricas) y fuentes renovables no convencionales (hídricas a filo de agua, eólica, geotérmica y co-generación con biomasa).

El documento está dividido en siete secciones: la primera presenta una visión general sobre la generación de electricidad, la situación mundial y en Colombia, así como la relación con el cambio

<sup>1</sup> En el SBT2 se decidió incluir las metas del PROURE en el escenario de referencia de generación eléctrica.

climático. La segunda sección presenta en más detalle al sector eléctrico en Colombia, y analiza el marco regulatorio para la generación a partir de fuentes renovables no convencionales. La tercera sección presenta la metodología de análisis costo beneficio, seguida de la descripción de los proyectos seleccionados para el estudio. Las siguientes dos secciones presentan las estadísticas descriptivas y los resultados del análisis. La séptima sección concluye.

## 1. Generación de electricidad

### 1.1 Fuentes convencionales

A finales del siglo XIX cuando empezó el desarrollo y la masificación de la generación de electricidad, las primeras plantas desarrolladas fueron hidroeléctricas y térmicas a carbón. Si bien por esta misma época hubo desarrollos de generadores eólicos o utilización de biomasa, finalmente la batalla tecnológica fue ganada por lo que hoy conocemos como fuentes convencionales de energía y que son principalmente la energía hidroeléctrica y la utilización de combustibles fósiles mediante procesos térmicos, es decir la generación termoeléctrica a partir de carbón, gas natural o derivados del petróleo. Durante aproximadamente un siglo estas fueron las únicas fuentes de generación de electricidad hasta que hacia 1970 se desarrolla el uso masivo de energía nuclear, que utiliza el mismo principio de la generación térmica tradicional pero cambiando el combustible fósil por nuclear.

Estas fuentes de generación fueron testigo de grandes avances en la ciencia y la tecnología y por ello fue posible pasar de centrales de unos pocos megavatios (MW) a grandes centrales de cientos y hasta miles de MW. Adicionalmente, al principio estas plantas eran descentralizadas, es decir solo alimentaban a las cargas cercanas. Con los avances tecnológicos que posibilitaron la transmisión y la distribución de energía en grandes cantidades y a grandes distancias fue posible tener centrales mucho más grandes y alejadas de los usuarios y conectadas a sistemas complejos de redes de interconexión.

Cuando se habla de fuentes convencionales con frecuencia se asocia a recursos no renovables. Esto es verdad para los combustibles fósiles y el uranio empleado en la energía nuclear: son recursos naturales que tomaron miles de años en formarse y que son finitos, por ello no pueden regenerarse en un periodo de tiempo racional respecto a la tasa de uso que de ellos hace la humanidad.

La generación hidroeléctrica es considerada con una fuente convencional, dado su desarrollo de más de 100 años y su participación como fuente de generación eléctrica en el mundo; sin embargo dado que el agua es un recurso renovable (ya que se su regeneración mediante el ciclo del agua es más rápido que el uso del recurso), no hay un consenso sobre si la generación eléctrica a partir de agua es renovable o no. No obstante, hay que considerar que el agua es un recurso vital para la vida humana, por lo que el crecimiento de la población y la necesidad de abastecimiento de agua potable ha ocasionado una alta demanda por un recurso limitado y adicionalmente con disponibilidad desigual en todo el planeta. Por ello, cuando se trata el tema de generación eléctrica a partir del agua se hace mucho énfasis en la capacidad de las instalaciones, considerando que las grandes centrales hidroeléctricas son generadoras de mayores impactos en el medio ambiente.

### 1.2 Fuentes renovables

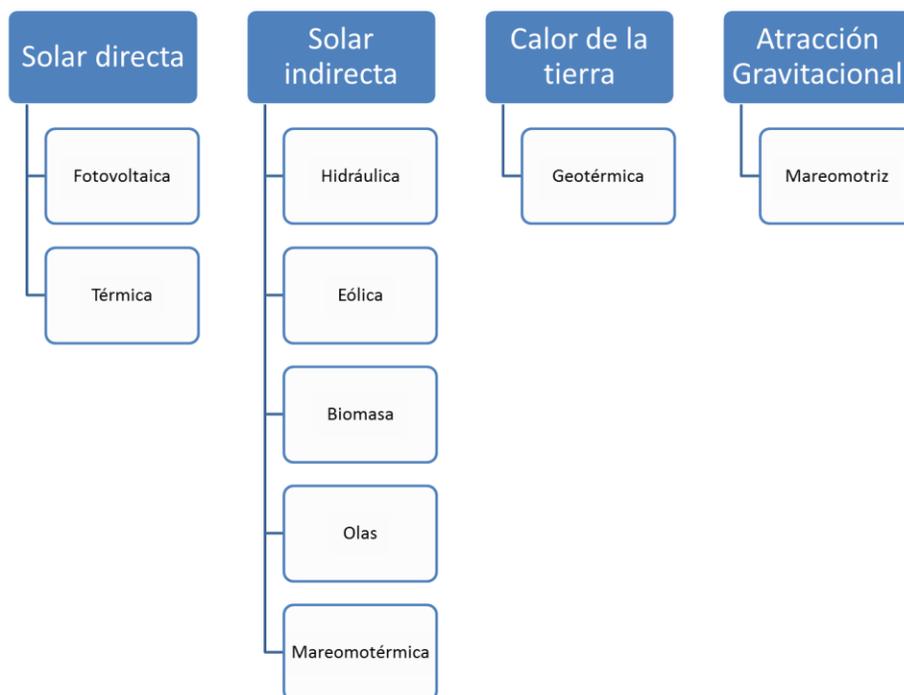
Las fuentes renovables son aquellas fuentes primarias inagotables o con capacidad de regeneración en un periodo de tiempo inferior al de su uso. En general todas las fuentes provenientes directa o indirectamente del sol son consideradas renovables. Adicionalmente se clasifican como fuentes

renovables el calor proveniente de la tierra y las mareas ocasionadas por la atracción gravitacional entre la Tierra y la Luna. La Figura 1 muestra un esquema de las energías renovables.

Algunos de los principales inconvenientes de la explotación a gran escala de las energías renovables o en cantidades suficientes para desplazar energías convencionales radican en que su disponibilidad está sujeta a la geografía: recursos como el viento, el agua o el sol tienen altos potenciales de explotación en sitios específicos. Existe además una gran variabilidad en el recurso, esto es particularmente cierto para la energía eólica, solar e hidráulica sin embalse, cuya capacidad de generación está asociada directamente a la disponibilidad del recurso y este puede presentar grandes variaciones de una hora a otra o entre el día y la noche. Otra barrera es la dificultad o imposibilidad en el transporte; a diferencia de los combustibles fósiles estos recursos deben ser utilizados y transformados en electricidad en el punto donde existen y solo así pueden ser transportados.

Por estas razones en los actuales sistemas de generación eléctrica, con grandes plantas de generación asociadas a sistemas centralizados con picos de consumo muy altos, no es fácil lograr una alta participación de energía renovable, lo que sumado al hecho de que algunas de las tecnologías renovables siguen teniendo costos de inversión altos y que muchos de los sistemas eléctricos funcionan en mercados competitivos, esta penetración será mucho más lenta, sobre todo si no se empiezan a tener cada vez más en cuenta las externalidades para la determinación real de los costos, ya que es precisamente en este aspecto donde las energías renovables pueden tener una ventaja competitiva frente a los combustibles fósiles.

**Figura 1: Esquema de las energías renovables**



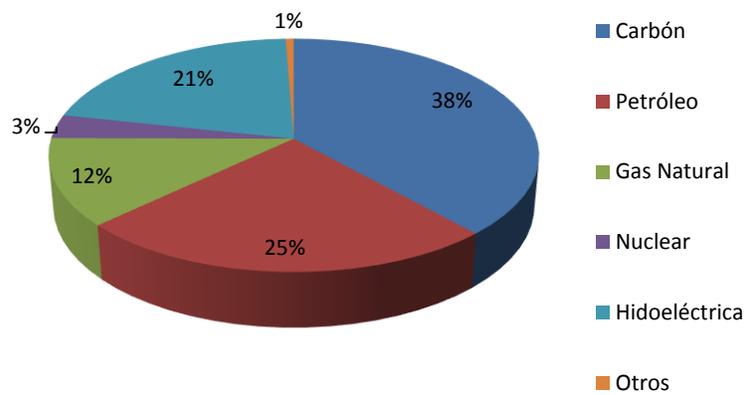
Fuente: Elaboración propia

### 1.3 Situación mundial

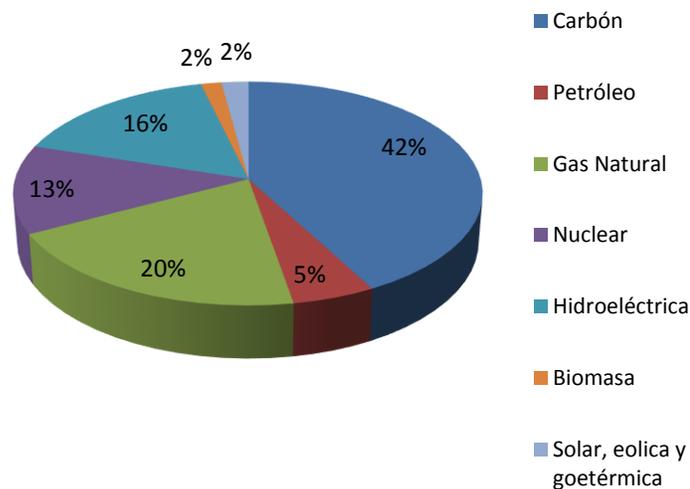
Entre 1973 y 2010 la producción neta de electricidad mundial paso de 6.139 TWh a 25.283 TWh, lo que representa un crecimiento anual promedio de 3,4%. Para 2010 el 67,2% de la electricidad fue generada a partir de combustibles fósiles, 16,3% a partir de plantas hidroeléctricas, 12,8% de plantas nucleares, 1,6% de biomasa y residuos y el restante 2,1% de otras fuentes renovables (IEA, 2013). Los siguientes gráficos muestran el cambio de participación por fuentes de generación entre 1973 y 2010.

**Gráfico 2: Fuentes de generación de producción de electricidad 1973 y 2010**

**Producción de electricidad 1973 (6115 TWh)**



**Producción de electricidad 2010 (25283 TWh)**



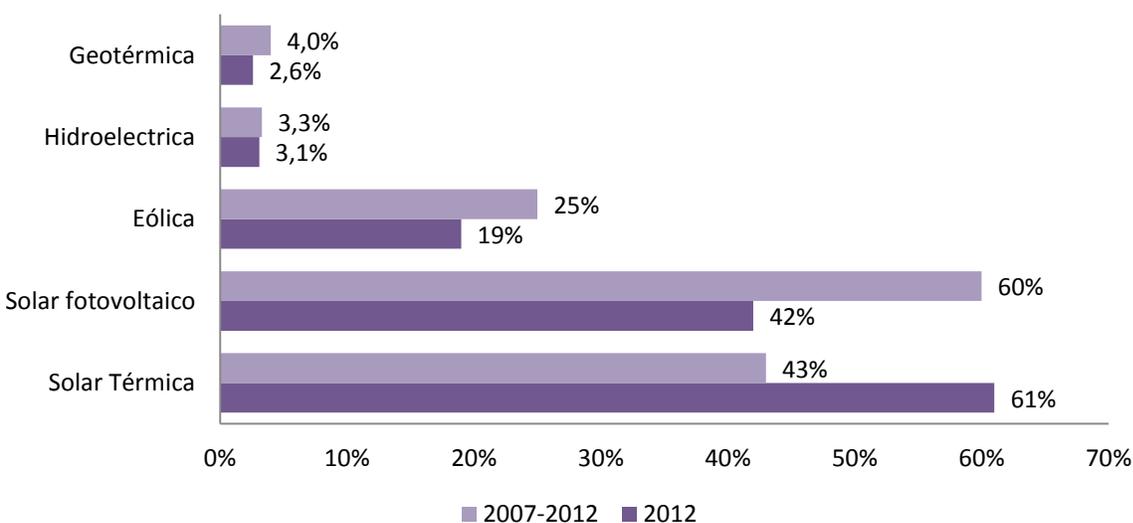
Fuente:IEA (2013)

Como se puede ver en el Gráfico 2, el cambio fundamental de las fuentes de producción de electricidad en los últimos 30 años se concentró en la reducción de la generación a base de petróleo y sus derivados pasando de 25% a solo 5% durante el periodo analizado. Esta reducción se dio debido a la penetración de la generación nuclear que paso de 3% a 13% y el aumento de la participación de gas natural pasando de 12% a 20%. La hidroeléctrica por el contrario, redujo su participación pasando del 21% al 16% como resultado de la saturación de las cuencas hídricas en países desarrollados. Por su parte el carbón sigue siendo la principal fuente de generación eléctrica, pasando de 38% a 42%.

En cuanto a las fuentes de energía renovables no convencionales, es decir, excluyendo grandes centrales hidroeléctricas, se puede observar que en 1973 eran casi inexistentes, mientras que para 2010 contribuían con el 4% entre energía de la biomasa, geotérmica, solar y eólica, lo que, a pesar de su crecimiento, sigue siendo una participación marginal.

Sin embargo, en general todas las fuentes renovables han crecido durante los últimos años, el Gráfico 3 muestra el comportamiento del crecimiento de la capacidad instalada de diferentes tecnologías de generación.

**Gráfico 3: Crecimiento promedio anual de capacidad instalada de diferentes fuentes renovables**



Fuente: REN21 (2013)

De acuerdo con el Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21, 2013), las tecnologías que han presentado un mayor crecimiento tanto en 2012 como los últimos 5 años son las tecnologías de energía solar tanto fotovoltaica como solar térmica, impulsadas por un fuerte decrecimiento en los costos de las mismas. En tercer lugar se encuentra la energía eólica que a pesar de que ha presentado una reducción en su tasa de crecimiento, ha aumentado 25% su capacidad instalada en los últimos 5 años. Por otra parte, se observa que la generación hidroeléctrica tiene un crecimiento relativamente bajo, dado a que ya existe una gran capacidad instalada y por tanto aumentarla en porcentajes considerables requeriría grandes proyectos, mientras que la geotérmica no es una tecnología que tenga

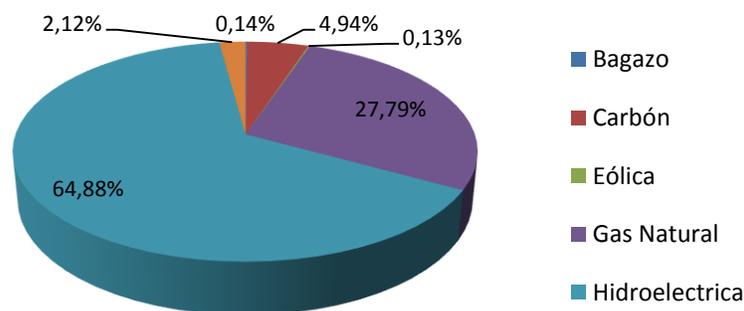
un crecimiento dinámico, debido a las limitaciones geográficas de los yacimientos geotérmicos sumado a que generalmente se encuentran en zonas de alto riesgo sísmico y geológico.

## 1.4 Situación en Colombia

Colombia posee una ubicación privilegiada que le permite la explotación de recursos hídricos para la generación de electricidad. Desde los comienzos de la producción de electricidad en el país se aprovechó la abundante presencia de cuencas hídricas y el pronunciado relieve del país; condiciones ideales para el aprovechamiento de este recurso. Es debido a esta condición que la matriz eléctrica colombiana presenta una composición totalmente diferente a la matriz eléctrica mundial, en la cual predomina la generación a partir de combustibles fósiles. En el caso colombiano esta es dominada por la generación hídrica.

Para 2012 el país contaba con una capacidad instalada de 14.179 MW, de los cuales más del 70% corresponde a capacidad hidroeléctrica, con 64,88% correspondiente a centrales mayores a 20MW y 4,94% correspondiente a plantas hidroeléctricas menores. Se observa igualmente una baja capacidad instalada en cogeneración con bagazo debido a que muchas de estas plantas son cogeneradoras y/o utilizan otros combustibles por lo que es probable que reporten otro combustible diferente al bagazo o no reporten la totalidad de su capacidad instalada.

**Gráfico 4: Capacidad instalada para generación eléctrica en Colombia por fuente de energía 2012**



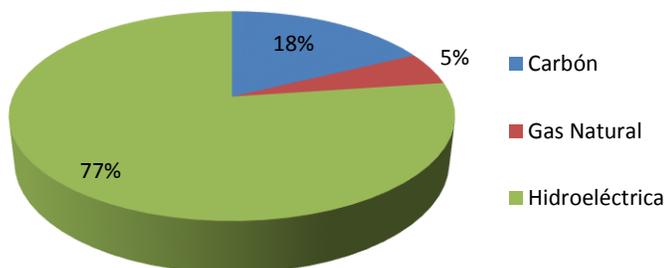
*Fuente: (UPME, 2012)*

La energía generada refleja la composición de la capacidad instalada. La generación eléctrica está dominada por la generación hídrica como puede verse en el Gráfico 5 que compara la producción de energía eléctrica en 1975 y en 2012.

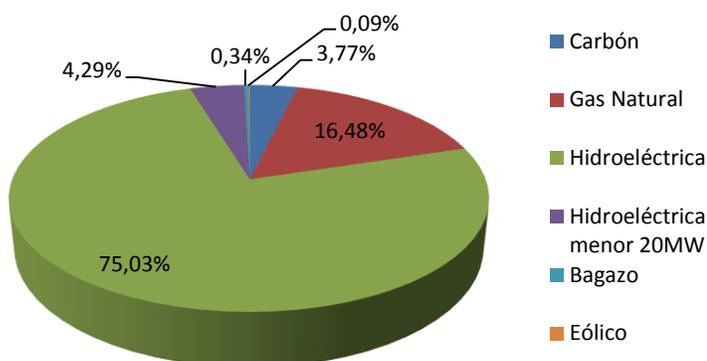
Como se puede ver, la matriz eléctrica colombiana ha mantenido una composición muy similar desde hace 30 años, con casi 80% de generación hidroeléctrica y con una participación alrededor del 20% de energía térmica. La diferencia entre un año y otro es la inversión que se produjo entre los aportes de generación con carbón frente a los del gas natural: en 1975 el carbón aportaba 18% y el gas 5% y en 2012 el aporte del carbón fue 3,77% y el gas 16,48%, esto como resultado del programa de masificación del gas y lo yacimientos encontrados en este periodo.

**Gráfico 5: Producción de electricidad en Colombia por fuente de energía 1975 y 2012**

**Producción de electricidad 1975 (11275 GWh)**



**Producción de electricidad 2012 (59988 GWh)**



Fuente: (UPME, 2012)

Esta tendencia de mayor participación del gas en la matriz eléctrica podría estancarse o reducirse, teniendo en cuenta la entrada próxima de grandes proyectos hidroeléctricos como Ituango (1200 MW) o Hidrosogamoso (800 MW). Adicionalmente, la incertidumbre del abastecimiento de gas, debido a la disminución en la producción del campo de Guajira y la falta de hallazgos importantes en los últimos años, no dan certeza acerca de la disponibilidad en el largo plazo de este combustible, por lo tanto no se tiene proyectada la entrada de grandes proyectos de generación con gas.

Como se observa, la participación en la generación del país de fuentes renovables no convencionales es de menos del 1% proveniente del bagazo y el viento sumado al 4.29% proveniente de generación hidráulica menor a 20MW para un total de 4.72%. Cabe aclarar que la capacidad instalada en generación con bagazo es mucho mayor pero una gran parte de esta generación es para autoconsumo y por lo tanto no hace parte de esta matriz.

La alta participación del recurso hídrico en la generación eléctrica le ha otorgado la denominación de matriz eléctrica limpia, debido a sus bajas contribuciones en la emisión de gases de efecto invernadero comparada con matrices altamente dependientes de combustibles fósiles. Ahora bien, este factor definido como las ton CO<sub>2e</sub>/kWh puede variar de año a año dependiendo efectivamente de la

generación real del país. Adicionalmente existen dos metodologías para el cálculo del factor de emisiones, uno en el caso de presentación de proyectos para aplicar a los mecanismos de desarrollo limpio MDL establecidos bajo el Protocolo de Kioto y otro el calculado como emisiones reales del sistema. Si bien, como ya se mencionó, en el caso de Colombia este factor es relativamente bajo, puede aumentar en años de Niño cuando se requiere un mayor aporte de la generación térmica debido a fuertes sequías y reducción de embalses causados por el fenómeno climatológico.

**Cuadro 1: Factor de emisiones 2009-2010 México, China y Colombia**

	2009
<b>COLOMBIA</b>	0,2179 ton CO <sub>2e</sub> /kWh
<b>MEXICO</b>	0,5057 ton CO <sub>2e</sub> /kWh
<b>CHINA (para 2007)</b>	1,0050 ton CO <sub>2e</sub> /kWh

Fuente: (GEI Mexico, 2012); (UPME, 2009) (Saenz, 2007)

Como se puede observar, México y China presentan un factor de emisiones mucho más alto que el de Colombia debido a la alta participación de combustibles fósiles en la generación eléctrica, esto ha sido un factor negativo a la hora de aplicar a los MDL, ya que con un factor bajo es difícil obtener altos ingresos por certificados de reducción. Sin embargo, si es un indicador de la composición y el aporte de la generación eléctrica a las emisiones totales del país.

#### 1.4.1 Sistema Interconectado

Colombia presenta dentro de su territorio dos realidades muy diferentes: por un lado un Sistema Interconectado Nacional – SIN compuesto por plantas de generación despachadas centralmente y redes de transmisión que llevan esta energía generada a una parte del territorio nacional, y por el otro las Zonas No Interconectadas -ZNI, caracterizadas por tener una baja densidad de población, encontrarse en sitio alejados, de difícil acceso y generalmente con reservas y parques naturales en sus territorios así como comunidades étnicas y afro, por lo tanto el perfil tanto geográfico como poblacional es muy diferente al del SIN.

El SIN inició su desarrollo en 1967 con la creación de Interconexión Eléctrica SA – ISA la empresa estatal encargada el desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional –STN. Esta infraestructura permitió el desarrollo de un mercado de energía eléctrica ya que garantiza el libre acceso y comercialización de la energía. Este sistema se compone entonces por una serie de líneas de alta tensión que interconectan los puntos de generación con los puntos de distribución, posibilitando el transporte de grandes cantidades de energía a grandes distancias. El Cuadro 2 muestra la composición del sistema.

**Cuadro 2: Sistema de Transmisión Nacional -STN**

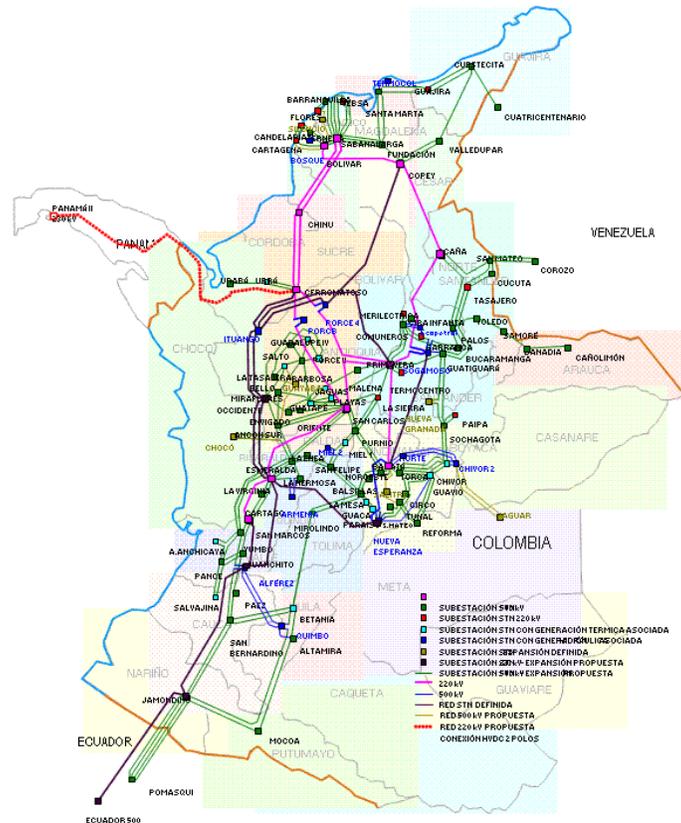
Líneas	Longitud km
<b>Transmisión 110-115kV</b>	10.267,7
<b>Transmisión 138kV</b>	15,5
<b>Transmisión 220-230kV</b>	11.671,9
<b>Transmisión 500kV</b>	2.436,7
<b>TOTAL SIN</b>	24.391,8

*Fuente: (XM, 2013)*

La determinación de la expansión del SIN está definida por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y se presente periódicamente en el Plan de Expansión de Referencia de Transmisión. Este plan analiza la oferta y la demanda de energía teniendo en cuenta la nuevas plantas que entraran en operación y las restricciones que ha presentado el sistema para proponer una serie de proyectos que deberán desarrollarse con el fin de mantener la confiabilidad del sistema y garantizar una plena capacidad de transmisión. Los proyecto aprobados en el Plan salen a licitación pública entre las empresas encargadas de la transmisión quienes competirán por el derecho a construir dichos proyectos.

El SIN abarca el 34% del territorio nacional donde habita el 96% de la población , con una cobertura de 95,54% diferenciada en áreas urbanas con 99,35% y áreas rurales con 83,39%. Sin embargo, existen departamentos como Guajira con cobertura rural de 45,10% y Vichada no interconectado con cobertura rural de 25,21% (ICEE-UPME, 2012). A continuación se presenta un mapa del STN.

**Figura 2: Mapa del Sistema Transmisión Nacional**



Fuente: (MME, 2010)

La expansión del STN presenta retos relacionados con la aceptación social y los requisitos ambientales para los nuevos proyectos, lo que dificulta cada vez más la expansión o retrasa los proyectos adjudicados mediante licitación. Por mencionar dos ejemplos, se tiene el proyecto de Nueva Esperanza que deberá darle confiabilidad al suministro eléctrico de la Ciudad de Bogotá y que fue adjudicado a EPM. Este debió completarse en 2012 y no ha podido ser iniciado por falta de la licencia ambiental que no ha sido otorgada. Algo similar ocurre con una línea de transmisión en el Quindío adjudicada a la EEB que ha encontrado una fuerte oposición por parte de las comunidades por su impacto en el paisaje cafetero considerado patrimonio de la humanidad. Esta problemática plantea interrogantes hacia el futuro de la expansión del sistema y debería abrir la posibilidad de incluir opciones de generación distribuida donde la generación se desarrolle a pequeña escala y ubicada cerca de los puntos de consumo con el fin de reducir o retrasar la necesidad de expansión del STN.

### 1.4.2 Zonas no interconectadas

El territorio nacional que no es cubierto por el SIN son las Zonas No Interconectadas (ZNI) Históricamente el servicio en estas zonas se ha prestado mediante generadores diesel con un alto costo por el transporte del diesel y mantenimiento de los generadores y en muchos casos es de mala calidad. Muchas de las poblaciones no interconectadas no cuentan con un servicio disponible 24 horas existiendo incluso municipios con servicio de 4 horas al día.

**Figura 3: Mapa de Zonas no Interconectadas**



Fuente: IPSE, mayo de 2011.

Fuente: (MME, 2011)

En estas zonas por lo general no es viable, ni ambiental ni financieramente, la expansión del SIN para llevar el servicio de electricidad dada la dispersión de su población, presencia de población vulnerable y de escasa capacidad de pago, así como la ubicación en zonas protegidas y de gran importancia ambiental. Es por esto que la estrategia de energización en estas zonas ha ampliado el enfoque de solo llevar energía eléctrica a desarrollar esquemas integrales, que incluyan una actividad productiva asociada al uso de la energía con el fin de generar un valor agregado a las comunidades y garantizar la sostenibilidad de los esquemas desarrollados.

En estas zonas, con un enfoque mayoritariamente social es muy probable que muchas de las tecnologías renovables representen una solución viable a los problemas de falta de acceso a la electricidad, no obstante deberán ser resultado de un estudio detallado tanto técnico, como económico, social y ambiental. Sin embargo dado el alcance del presente estudio este se limitará al SIN.

### 1.4.3 Potencial y tendencias

Colombia es un país con abundante recursos naturales. El país cuenta con un alto potencial hídrico, tiene gas y carbón, cuenta con recursos eólicos, solares y con potencial para utilización de la biomasa, además se encuentra en una zona de alta actividad geológica lo que posibilitaría la explotación geotérmica. Como se puede ver hay abundancia de recursos naturales, pero una de las principales

dificultades es la falta de información detallada sobre el verdadero potencial de las fuentes de energía renovables no convencionales. Existe abundante información para las fuentes convencionales como el gas, el carbón y el agua, pero no para los otros recursos.

De acuerdo con un inventario de potencial hidroeléctrico realizado por el ICEL (Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, hoy desaparecido), en 1979 se estimaba un potencial de 93000 MW, es decir 6 veces la capacidad instalada actual. No obstante, este potencial no es explotable en su totalidad debido a restricciones técnicas, ambientales o sociales. Según EPM (2011) el potencial explotable en plantas mayores de 100 MW es de 59000 MW, es decir 4 veces la capacidad instalada actual. Tomando en cuenta las restricciones del caudal ambiental, el potencial puede estar alrededor de 32300 MW (EPM, 2011). Es decir que es muy probable que la generación eléctrica en Colombia siga estando dominada por la generación hídrica. Sin embargo, será importante considerar las dificultades sociales y la mayor exigencia ambiental que existe hoy para el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos, sumado con el riesgo cada vez mayor que implicará la variación en los ciclos hídricos como consecuencia del cambio climático.

En relación a la biomasa, de acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía (MME, 2008), se han identificado cuatro cultivos con alto potencial energético: palma africana, caña de azúcar, arroz y plantaciones forestales que estarían distribuidos en todo el territorio. De acuerdo a una estimación con base en los mapas de potencial de biomasa estos potenciales podrían estar del siguiente orden:

- Palma africana: 4700 GWh/año
- Bagazo de caña: 21000 GWh/año<sup>2</sup>
- Cascarilla de arroz: 10300 GWh/año
- Cultivos energéticos: 53000 GWh/año

Cabe aclarar que esta estimación no tiene en cuenta restricciones ambientales, de acopio, transporte y de usos del suelo. Solamente toma en cuenta la disponibilidad de tierra.

En relación a los potenciales de energía solar, eólica y geotérmica, existe información preliminar que indica un alto potencial eólico en la Guajira, al igual que solar en la costa norte del país, mientras que el potencial geotérmico se concentra en el Parque Nacional Natural los Nevados y en la frontera con Ecuador.

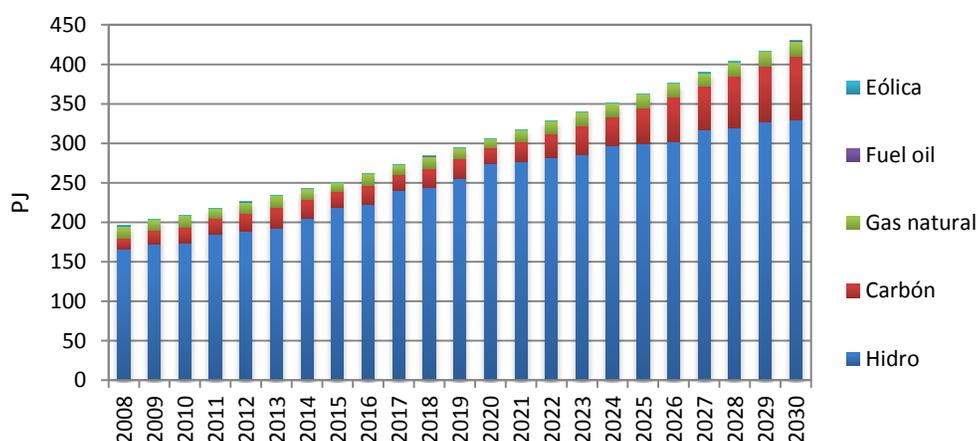
Adicionalmente existe conocimiento de que algunas empresas como Isagen y EPM están realizando estudios de pre factibilidad para el desarrollo de proyectos de generación geotérmica con una capacidad de 50 MW en el primer caso y de energía eólica con capacidades hasta de 400MW en el segundo; sin embargo, no existe certeza del desarrollo de estos proyectos, ya que la única obligación real que tienen las empresas de inscripción e información de proyectos futuros es el registro si quieren acceder a participar a las subastas de energía firme.

---

<sup>2</sup> Calculo ajustado en la presentación de referencia se presenta un cálculo de potencia muy alto que fue ajustado con cálculos propios de rendimientos de cultivos de caña de azúcar.

En relación a las tendencias de participación de diferentes tecnologías en el corto y en el mediano plazo, no existen evidencias que indiquen que la tendencia cambiará con relación a lo presentado en los últimos años, es decir, una participación mayoritariamente hídrica, seguida de participación térmica tanto en carbón como en gas y con una baja probabilidad de participación de fuentes renovables no convencionales. Esto se puede deducir de las plantas de generación ganadoras de las subastas de asignación de energía firme, que muestran la participación de proyectos térmicos e hídricos únicamente. El Gráfico 6 muestra las proyecciones hechas en el estudio “Estrategia colombiana de desarrollo bajo en carbono” (Behrentz, Cadena, Mutis, Pérez, & Rosales, 2012) en la cual se muestra que la demanda de generación eléctrica será abastecida por generación hídrica, con una mayor participación de carbón que desplazaría al gas natural como segunda fuente de generación eléctrica.

**Gráfico 6: Proyección de la demanda para generación eléctrica por fuente 2008-2030**



Fuente: (Behrentz, Cadena, Mutis, Pérez, & Rosales, 2012)

## 1.5 Tendencias internacionales

Teniendo en cuenta la situación del mercado eléctrico nacional, así como sus políticas de generación, abastecimiento y regulación, en el cual predominan principalmente las hidroeléctricas y termoeléctricas, se hace necesario analizar la estructura y la tendencia de los mercados internacionales con tal de determinar la viabilidad de los proyectos que están por venir en el país.

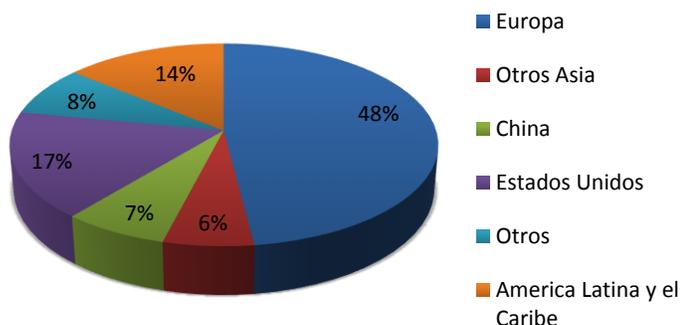
El crecimiento económico de los países viene atado a un crecimiento de la demanda por energía dada la importancia de esta última para los procesos productivos. Es por esto que países como China, India, Estados Unidos o países de la Unión Europea han tenido un crecimiento sostenido del consumo de energía en las últimas décadas, generado por las altas tasas de crecimiento y un desarrollo económico acelerado. Sin embargo, muchos de estos países no tienen los recursos necesarios para producir la energía, por lo que requieren de la importación de carbón, gas o derivados del petróleo para cubrir la demanda. Estos tres componentes han dominado históricamente la matriz energética mundial.

Colombia es un país rico en recursos energéticos que en su mayoría se exportan. El más notable en cuanto a comercio se refiere es el carbón. Actualmente Colombia es el noveno productor del mundo y el

quinto mayor exportador, solo detrás de Indonesia, Australia, Rusia y Estados Unidos, países más grandes y de mayor capacidad económica (World Coal, 2012). El consumo nacional representa menos del 10% de la producción. En el año 2010, Colombia produjo 82 millones de toneladas de carbón y consumió 5.6 millones, el 6.8% (EIA, 2012).

Los bajos costos de operación y mantenimiento han conservado la competitividad de este combustible, pero en la actualidad se han cuestionado sus beneficios reales, teniendo en cuenta los perjuicios causados por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de las plantas generadoras de energía eléctrica a base de carbón. La Unión Europea y los Estados Unidos han decidido reducir paulatinamente el consumo de carbón para reemplazarlo por fuentes de energía renovables con el objetivo de reducir las emisiones de GEI y los impactos asociados en salud, cambio climático y biodiversidad (International Energy Agency, 2012). Esto representa un problema para Colombia, pues sus principales destinos de exportación son precisamente Europa y los Estados Unidos, como se puede observar en el Gráfico 7.

**Gráfico 7: Exportaciones colombianas de carbón por destino 2010**



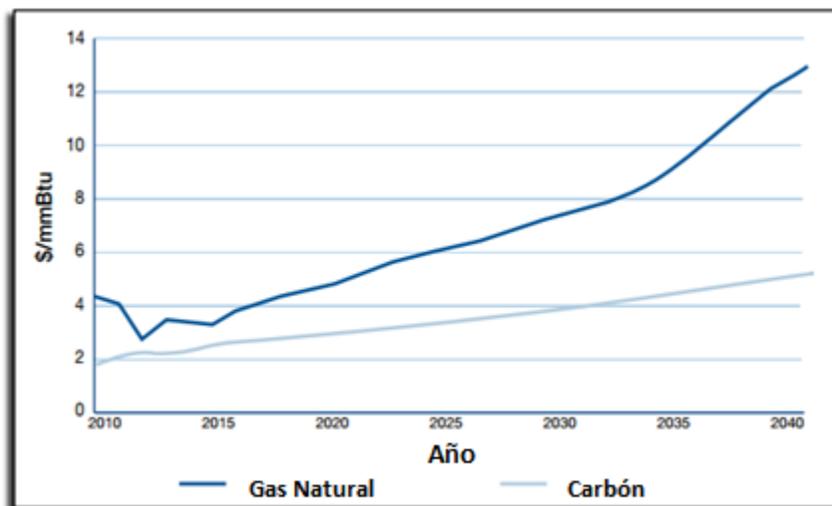
Fuente: (EIA, 2012)

Para el año 2035 Europa y Estados Unidos van a suprimir el consumo de carbón como combustible para la generación eléctrica, por lo que la producción nacional, que será de aproximadamente 107 millones de toneladas en ese año (IEA, 2011) sufrirá una caída en sus exportaciones de 70 millones de toneladas, si se mantuviera la proporción de exportaciones por destino. De esta manera el 65% de la producción de carbón no tendrá soporte comercial, por lo que el sector de carbón en Colombia deberá enfrentar este cambio de la mejor manera posible.

Es cierto que el consumo de carbón seguirá creciendo al menos de aquí a 2040 según proyecciones de la U.S. Energy Information Administration (EIA), pero éste será guiado por los países que no pertenecen a la OECD, porque aquellos que sí pertenecen desarrollarán mecanismos para reemplazar el carbón por otras fuentes para generación de electricidad. Podría decirse que la producción de Colombia se redirigirá a estos países, pero también se podría aumentar el consumo interno. Esto parece factible dada la

incertidumbre en relación al suministro de gas natural en el país, además de que igualmente genera altas emisiones de GEI y que se espera que sus precios aumenten a un ritmo mayor que los del carbón (Gráfico 8).

**Gráfico 8: Proyección de precios nominales de gas y carbón, 2010-2040 (\$/mmBtu)**



Fuente: (Burns & McDonnell, 2013)

En la medida en que se fomente la generación con energías renovables no convencionales habrá menos espacio para un aumento de centrales térmicas de carbón.

## 1.6 Cambio climático

Si bien Colombia es un país que no contribuye considerablemente a las emisiones globales de GEI (contribuye aproximadamente con 0,37% de las emisiones mundiales (CAEM, 2010)), su alta dependencia en el recurso hídrico para generación eléctrica lo hace altamente vulnerable a los efectos del cambio climático.

Colombia, al igual que muchos países en vías de desarrollo, tiene condiciones geográficas, climatológicas y poblacionales que aumentan la vulnerabilidad frente al cambio climático. El sector eléctrico ha sido identificado como uno de los sectores vulnerables al cambio climático en el país. El Plan de Desarrollo 2010-2014 plantea la importancia de diversificar la matriz eléctrica con el objetivo de reducir el riesgo y mitigar los posibles impactos del cambio climático en los ciclos hidrológicos del país y por ende en la cadena de generación eléctrica. Actualmente se adelanta una convocatoria desde la UPME denominada “Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático” con el fin de establecer las estrategias de la política energética frente a esta situación.

De acuerdo con la Comisión de Integración Energética Regional- CIER (CIER, 2010), si bien la matriz eléctrica de la región es particularmente limpia y se proyecta continuar por una senda de bajo carbono, es importante considerar que “el aumento significativo de la temperatura puede afectar negativamente

el funcionamiento del sistema eléctrico, tanto de distribución, transmisión y generación. Las instalaciones, en general, pueden ser afectadas en forma significativa por los impactos de eventos climáticos extremos, que, asociados a las posibles variaciones en los flujos hídricos, son de gran preocupación desde el punto de vista de la seguridad de suministro eléctrico en la región”. Con el objetivo de hacer frente a este riesgo la Comisión sugiere realizar estudios detallados para evaluar los riesgos y posibles impactos del cambio climático en los sectores eléctricos de la región, buscar ampliar el conocimiento en relación a los beneficios de las fuentes de energía renovable no convencional y apoyar un marco regulatorio favorable para el desarrollo de FNCER.

Adicionalmente Colombia se ha caracterizado por tener un compromiso serio frente al cambio climático desarrollando una estructura institucional adecuada y mostrando compromisos a través de la firma de tratados y acuerdos internacionales desde 1994. De igual manera ha empezado el desarrollo de NAMAs<sup>3</sup> y la estructuración de una Estrategia de Desarrollo Bajo en Carbono (Comstock, Santelices, & Vanamali, 2012). Todas estas iniciativas deberían darle las herramientas necesarias al país para enfrenar los retos del cambio climático.

---

<sup>3</sup> Acciones Nacionales de Mitigación Apropiadas

## 2. Sector eléctrico en Colombia

El sector eléctrico Colombia es reconocido en la actualidad por tener una estabilidad legislativa y regulatoria. Desde la profunda reforma del sector a comienzos de la década de 1990 se ha enfocado en el desarrollo de un esquema competitivo de mercado. A continuación se presenta una reseña del desarrollo histórico y de la actualidad de sector con el fin de tener un contexto en el cual las energías renovables no convencionales deberán competir.

### 2.1 Historia y actualidad

#### 2.1.1 Crisis del sector

Durante la segunda mitad del siglo XX el estado colombiano determinó como una de sus principales políticas públicas la expansión del servicio de energía eléctrica que inicialmente había surgido como una iniciativa privada de algunos inversionistas que ante la crisis económica de 1929 abandonaron o vendieron sus inversiones en proyectos eléctricos pasando estas a ser asumidas por el Estado. Con la creación de ISA en 1967, la creación del Ministerio de Minas y Energía en 1974 y la creación del ICEL en 1975, se comenzó un desarrollo integral energético en el país. Durante este periodo gran parte de la deuda pública correspondía a inversiones del sector eléctrico, ya que este sector se caracteriza por requerir proyectos intensivos en capital.

En adición al nivel de endeudamiento del sector, se generó una crisis debido a las múltiples ineficiencias en la planeación, estructuración y coordinación de las entidades del sector, que condujeron al desarrollo de grandes proyectos de generación, con sobrecostos y atrasos considerables, al subsidio inadecuado de tarifas y a la politización de las empresas estatales así como un retraso en el aumento de la cobertura.

Simultáneamente en el mundo se presentaron una serie de cambios en la prestación de los servicios públicos que pasaron de ser prestados por el Estado o entidades públicas a ser prestados por agentes privados dentro de esquemas de mercado competitivos. Este cambio fue liderado por el Reino Unido y en Latinoamérica por Chile. Estos cambios se ocasionaron por la ineficiencia en la prestación del servicio realizada por monopolios estatales, así como por la necesidad de introducir competencia en búsqueda de eficiencia y de inyección de capital privado para continuar expandiendo un sector que requiere grandes inversiones con largo tiempos de recuperación.

#### 2.1.2 Reforma del sector

En 1991 se expidió la nueva Constitución Política de Colombia en la cual se transformó sustancialmente el esquema de suministro de los servicios públicos. El Estado dejó de ser el prestador único excluyente. Se definen las bases del sistema económico, sustentado en el mercado, las cuales se orientan a garantizar el cumplimiento de los fines y cometidos del Estado Social de Derecho.

Estos cambios coincidieron con un periodo de sequía a finales de 1991 resultado del fenómeno del Niño que produjo una fuerte disminución de los embalses sumado al hecho de que las plantas térmicas del sistema no pudieron dar respaldo ya que se encontraban fuera de operación y sin esquemas apropiados

de mantenimiento. Esto resultó en un racionamiento de electricidad en todo el país entre marzo de 1992 y abril de 1993 con una intensidad superior a 4 horas diarias.

Como resultado de esta profunda crisis y con el marco otorgado por la Constitución Política, en 1994 se promulgó la ley 143 o Ley Eléctrica que reformó profundamente el sector eléctrico colombiano. Uno de los principales motivos de esta reforma fue evitar a toda costa que un nuevo racionamiento se presentara en el país; es por esto que se le da una gran importancia al planeamiento y la regulación, creando mecanismos para prevenir y minimizar el riesgo de una nueva ocurrencia de racionamiento. Algunos de los principales cambios fueron los siguientes:

- Posibilidad de participación de agentes públicos privados y mixtos.
- Separación de actividades de la cadena eléctrica.
- Prohibición de la integración vertical (con excepción de las empresas constituidas con anterioridad a la ley).
- Reforma institucional del sector, creación de la UPME, la CREG, y la SSPD.
- Promoción de la competencia en las actividades de generación y comercialización y regulación de los monopolios naturales de transmisión y distribución.
- Creación del mercado mayorista de energía eléctrica.

Con la reforma del sector se cambió la estructura institucional, dejando como funciones exclusivas del Estado la definición de políticas, la regulación, planeación y supervisión y el seguimiento a los agentes para prestación del servicio, como se puede ver en la siguiente figura.

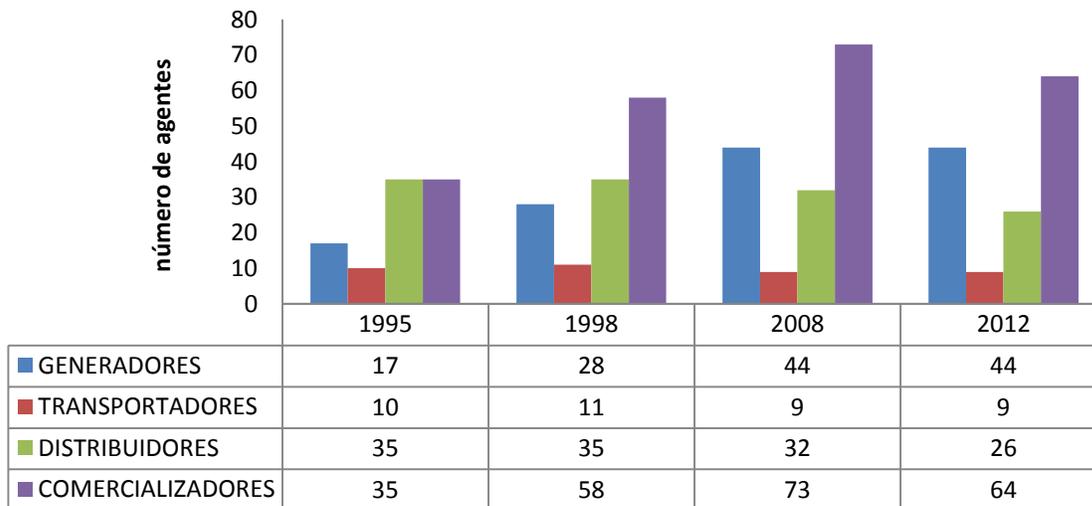
**Cuadro 3: Estructura institucional del sector eléctrico**

Competencia legislativa	• Congreso de la República
Definición de políticas	• Gobierno Nacional • Ministerio de Minas y Energía
Planeación	• UPME (SIN) • IPSE (ZNI)
Regulación	• CREG
Vigilancia y Control	• SSPD
Operación	• XM
Prestación del servicio	• Agentes

Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente se buscaba crear competencia en las actividades de generación y comercialización y atraer un mayor número de agentes con el fin de propiciar y garantizar condiciones de mercado apropiadas. La evolución del número de agentes puede verse en el siguiente gráfico:

**Gráfico 9: Evolución del número de agentes en las actividades de la cadena eléctrica 1995-2012**



Fuente: Asocdis, (XM, 2013)

Como se puede ver en el Gráfico 9, este objetivo se ha cumplido pasando en el caso de la generación de 17 actores en 1995 a 44 en 2012, y en el caso de la comercialización pasando de 35 a 64 y teniendo un pico en 2008 con 73 comercializadores, este número ha decrecido debido al aumento de los requisitos y garantías para ejercer la actividad.

## 2.2 Actividad de generación

La generación está definida como la actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta de generación eléctrica conectada al SIN, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico. Los agentes generadores conectados al SIN pueden clasificarse como se muestra a continuación:

**Cuadro 4: Clasificación de agentes generadores conectados al SIN**

Agente	Actividades	Reglamentación
<b>Generadores</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los agentes a los que se les denomina genéricamente generadores son aquellos que efectúan sus transacciones de energía en el mercado mayorista de electricidad.</li> <li>Su participación en el despacho central es obligatorio (normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW).</li> </ul>	

<b>Plantas menores</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW. Su participación en el despacho central es opcional.</li> </ul>	Resolución CREG - 086 de 1996.
<b>Autogeneradores</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica <b>exclusivamente</b> para atender sus propias necesidades.</li> <li>No usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN y puede o no ser el propietario del sistema de generación.</li> </ul>	Resolución CREG - 084 de 1996.
<b>Cogeneradores</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración y que puede ser o no el propietario del sistema de cogeneración.</li> <li>Cogeneración es el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales.</li> </ul>	Resolución CREG - 085 de 1996.

Fuente: (EEB, 2013)

En el esquema actual de mercado los generadores pueden obtener ingresos por su actividad por tres conceptos:

- 1) Transacciones en el mercado mayorista de energía (mercado spot y contratos)
- 2) Cargo por confiabilidad
- 3) Servicios complementarios de generación

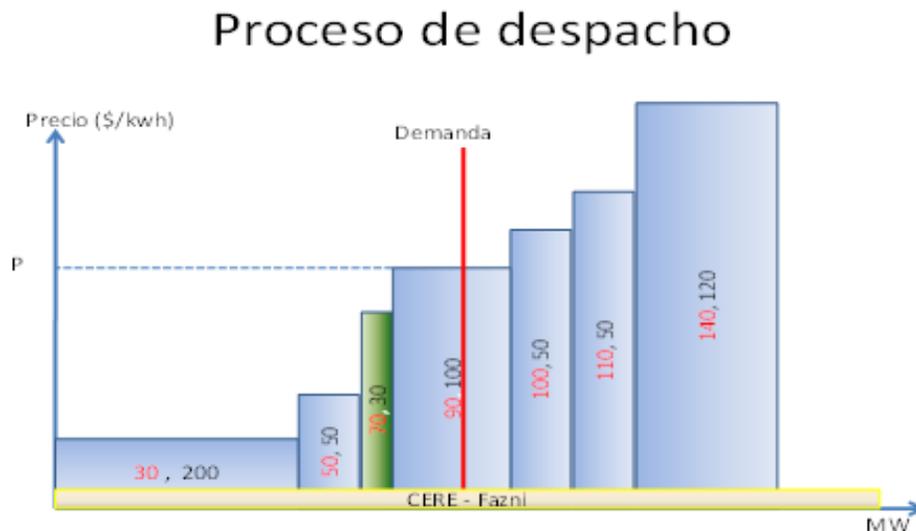
Si bien en principio no existe discriminación en cuanto a la fuente de generación y todos los agentes pueden participar en igualdad de condiciones, la regulación sí ha sido desarrollada en un contexto donde han predominado las fuentes hídricas y térmicas convencionales. En este sentido buena parte de la regulación se enfoca a estas fuentes en particular, sin excluir explícitamente a las demás, pero dejando vacíos y dudas regulatorias frente a las otras.

Es claro que en un mercado dominado por fuentes hídricas, cuya generación tiene costos operativos variables más bajos que sus competidores térmicos, sea de esperarse que en un esquema de despacho por mérito, éstas sean despachadas permanentemente para suplir la demanda. Por otro lado, en búsqueda de garantizar la confiabilidad del sistema se han diseñado mecanismos que remuneren a los generadores térmicos que pueden estar fuera de mérito y los incentive a estar en el mercado aportando su disponibilidad cuando se requiera (demanda pico y periodos secos).

La siguiente gráfica muestra el esquema del despacho por mérito donde el precio se define por la oferta marginal. Originalmente el despacho era programado hora a hora, recientemente se ha adoptado un sistema de despacho horario pero que permite considerar un planeamiento diario, por ejemplo en caso de que haya necesidad de despachar plantas por restricciones técnicas del sistema, en particular las plantas térmicas que requieren largos periodos de encendido, estas pueden ser despachadas durante todo el día, para no incurrir en costos más altos de encendido y apagado. En horas de demanda baja es

posible que la generación hídrica defina el precio, mientras que en períodos de demanda alta será muy posible que la planta que margine o defina el precio sea una térmica.

**Figura 4: Despacho por mérito**

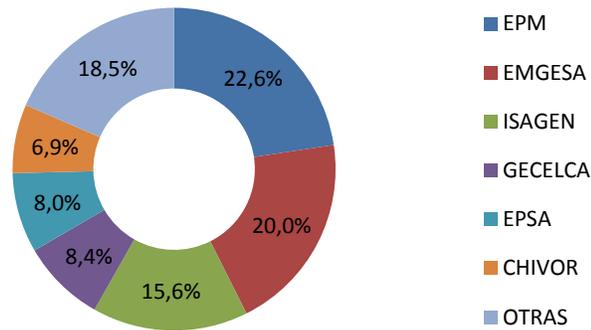


Fuente: (Velez, 2012)

En este sistema cada una de las fuentes renovables podría enfrentar situaciones diferentes: por un lado las fuentes variables e intermitentes como el sol y el viento, tienen costos operacionales relativamente bajos, por lo que podría suponerse que saldrían despachadas. Sin embargo, la pregunta es si la diferencia entre el precio de bolsa y sus precios operativos serán suficientes para recuperar la inversión y generar utilidades partiendo de la idea de que al no aportar firmeza no son candidatas al cargo por confiabilidad. Por otro lado están las plantas térmicas no convencionales como las de biomasa y geotermia que pueden tener costos operacionales más altos (mantenimiento, mano de obra) y pueden no necesariamente salir despachadas. Estas plantas se enfrentan a la incertidumbre en la definición de su firmeza<sup>4</sup>, y por tanto a cuánto podrían recibir por cargo por confiabilidad.

<sup>4</sup> Se entiende por Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), 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, 2007).

**Gráfico 10: Participación por agentes en la capacidad instalada de generación**



Fuente: (Ossa, 2012)

### 2.2.1 Ingresos de los generadores

En el mercado de energía mayorista existen dos segmentos: mercado de contratos bilaterales (largo plazo) y la bolsa de energía (corto plazo). La energía puede ser transada en bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con los grandes consumidores o usuarios no regulados (aquellos cuya demanda es 100 kW o 55 MWh/mes). Adicionalmente los generadores pueden recibir un ingreso adicional por cargo por confiabilidad y por servicios auxiliares de generación. En el modelo empleado en Colombia, los contratos de compra-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.

Los contratos son un mecanismo para reducir el riesgo de volatilidad del precio de bolsa, la diferencia del comportamiento de uno y el otro se muestran a continuación.

**Gráfico 11: Precios de bolsa y contratos**



Fuente: (XM, 2013)

### 2.2.2 Cargo por capacidad y cargo por confiabilidad

Desde la concepción de la reforma uno de los principales objetivos era evitar y blindar el sector frente a la posibilidad de nuevos racionamientos, por lo que gran parte de la regulación y los incentivos desarrollados buscan garantizar la firmeza y confiabilidad del sistema. Con esto en mente, en primer lugar se desarrolló el cargo por capacidad que remuneraba el disponer de una capacidad instalada en caso de necesitarse.

Bajo este esquema se desarrollaron varios proyectos de generación térmica a gas durante la década de 1995-2005. Este mecanismo culminó su ciclo en 2006 y fue remplazado por el mecanismo actual de cargo por confiabilidad. De acuerdo con Numark (2011, pág. 72) “el Cargo por Capacidad estuvo vigente hasta el año 2006. Consistía en una remuneración a los generadores por su aporte en el cubrimiento de las necesidades de energía (con un ajuste para considerar también la potencia) al enfrentar una condición supuesta de hidrológica seca y calculada con un modelo matemático de simulación de despacho centralizado. Su precio unitario, según un cálculo hecho por el regulador, refleja el costo fijo de una tecnología eficiente de cubrimiento de punta<sup>5</sup> (5.25 USD/KWh-mes) y era recibido por la planta si se encontraba disponible. Tras diez años de aplicación la CREG diseñó un nuevo esquema basado en un mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad que opera desde el 1º de diciembre de 2006. Este mecanismo conserva lo esencial del esquema de liquidación, facturación y recaudo del Cargo por Capacidad, pero incluye nuevos componentes como las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento.” Esto implica que ya no se

<sup>5</sup> Cubrimiento de la demanda máxima

remunera una potencia instalada sino de acuerdo a las metodologías de cálculo designadas para tal fin cada planta puede ofrecer una determinada cantidad de energía firme, debiendo responder por ellas cuando el mercado lo requiera. El Cuadro 5 muestra las principales diferencias entre los dos esquemas.

**Cuadro 5: Cuadro comparativo entre cargo por capacidad y cargo por confiabilidad**

	<b>Cargo por capacidad 1996-2006</b>	<b>Cargo por confiabilidad 2007 en adelante</b>
<b>Producto</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidad MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Obligaciones de Energía Firme (MWh)</li> </ul>
<b>Asignación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anual y centralizada mediante simulaciones con modelo hidrotérmico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mediante subastas</li> <li>• Anual para plantas existentes</li> <li>• Hasta por 20 años para plantas nuevas</li> <li>• Transición Dic 2007-Nov2012</li> </ul>
<b>Precio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Establecido por el regulador</li> <li>• USD 5.25 /kw-mes, USD 11.064 /MWh</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definido por la subasta</li> <li>• Transición:               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ USD 6.19 /kw-mes, USD 13.045 /MWh</li> <li>○ Prima de USD 0.94 /kw-mes incentivo uso de combustibles sustitutos</li> </ul> </li> </ul>
<b>Obligación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mantener disponibilidad de la planta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asegurar disponibilidad de planta y combustibles</li> <li>• Entregar energía firme en condiciones de escasez</li> </ul>

Fuente: (Numark, 2011)

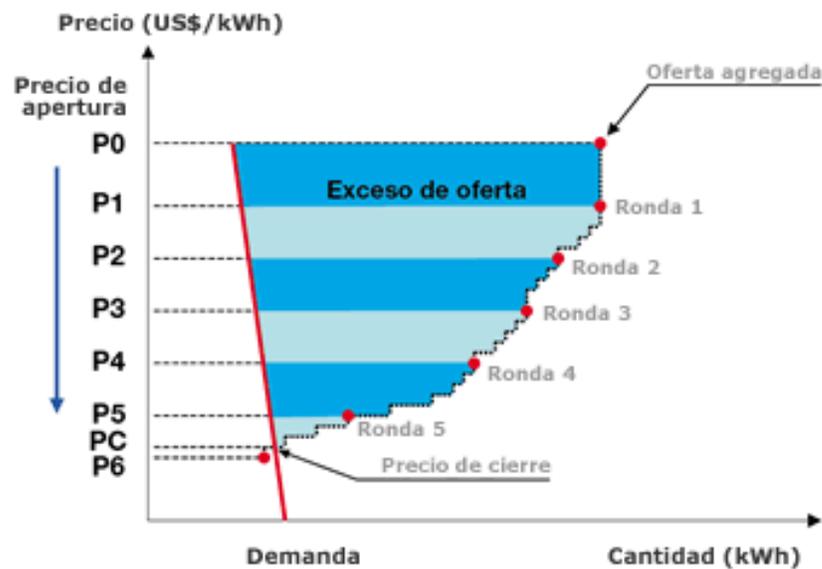
El objetivo del cargo por confiabilidad no es solo asegurar el suministro de energía en épocas de hidrología crítica sino también dar señales para la expansión en el largo plazo. Con el diseño del sistema se buscaba no solo reconocer la confiabilidad del sistema, sino también asegurar la expansión del mismo. “El período de vigencia de la OEF lo decide el propietario o representante comercial del activo de generación que la respalda. Si es un activo nuevo (al momento de ejecutarse la subasta no se ha iniciado la construcción del mismo) la Obligación que respalde puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de veinte años. Si es un activo especial (al momento de ejecutarse la subasta, la planta o unidad de generación se encuentra en proceso de construcción o instalación), la Obligación que respalde este activo puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de diez años y si es un activo existente (que se encuentra en operación comercial al momento de ejecutarse la subasta), la vigencia de la OEF es de un año” (CREG, 2007). Una vez que un generador ha sido asignado con una OEF, este se compromete a generar la cantidad de energía firme diaria asignada en la OEF cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez y a mantener los contratos de suministro y /o transporte de combustible para soportar la OEF.

### 2.2.3 Subastas de energía

El mecanismo escogido para la asignación de OEF en el mercado fue el de subasta de reloj descendente. En este mecanismo se tiene una primera etapa de preclasificación en la cual la CREG anuncia la realización de la subasta. Las subastas se realizan cuando se estima que la demanda de energía en el

horizonte de tres años futuros no puede ser cubierta con la energía firme de los activos de generación existentes y la de los que entrarán en operación durante esos tres años. Con base en las proyecciones, la CREG define la cantidad de energía firme requerida a futuro y por resolución informa la realización de una subasta y los agentes interesados en participar se inscriben y presentan la documentación requerida. Una vez culminado este proceso se lleva a cabo la subasta, que se realiza por rondas. La primera ronda abre a un precio definido por la CREG y conocido por los agentes en la cual se oferta un precio de apertura y cierre de la primera ronda, con esta información los agentes envían sus curvas de oferta de energía firme. Al cierre de la primera ronda el subastador cruza la curva de oferta con la de demanda (predefinida por la CREG) y si hay exceso de oferta se repite el proceso, y así sucesivamente hasta que la demanda supera la oferta y se determina el precio de cierre de la subasta. Este mecanismo se muestra en la siguiente gráfica.

**Gráfico 12: Subasta de reloj descendente**



Fuente: (CREG, 2007)

A continuación se presenta el resultado de las tres subastas que se han efectuado a la fecha. El mecanismo para definir la cantidad de energía a subastar está dado por un análisis de las proyecciones de demanda y oferta futura y busca garantizar un margen de reserva adecuado en el mediano plazo. Estas proyecciones son realizadas por la UPME, pero es finalmente la CREG la que toma la decisión de la cantidad de energía a subastar, y es XM el encargado de organizar y realizar la subasta.

**Cuadro 6: Resultado de las subastas del cargo por confiabilidad**

Primera subasta	Empresa	Tecnología	Capacidad (MW)	Fecha esperada de entrada en operación
<b>Existentes</b>				

<b>Porce III</b>	EEPPM	Hidroeléctrica	660	01/12/2011
<b>Amoya</b>	Isagen	Hidroeléctrica	78	01/12/2012
<b>Gecelca</b>	Gecelca SA	Carbón	150	01/12/2012
<b>Termocol*</b>	Poliobras	Diesel	210	01/12/2012
<b>Cucuana</b>	Union Fenosa	Hidroeléctrica	60	01/12/2015
<b>Miel 2*</b>	Gensa	Hidroeléctrica	135	01/12/2014
<b>Porce IV*</b>	EEPPM	Hidroeléctrica	395	01/12/2017
<b>El Quimbo</b>	Endesa	Hidroeléctrica	420	01/12/2017
<b>Hidrosogamoso</b>	Isagen	Hidroeléctrica	800	01/12/2018
<b>Pescadero – Ituango</b>	EEPPM	Hidroeléctrica	1200	01/12/2018
<b>SUBTOTAL</b>			<b>4113</b>	
<b>Precio de cierre 13,04 USD/MWh<sup>6</sup></b>				
Segunda subasta	Empresa	Tecnología	Capacidad (MW)	Fecha esperada de entrada en operación
<b>Rio Ambeima</b>	Energía de los Andes	Hidroeléctrica	45	01/12/2015
<b>Carlos Ll. Restrepo</b>	Hidralpol S.A.	Hidroeléctrica	78	01/12/2015
<b>San Miguel</b>	La Cascada S.A	Hidroeléctrica	42	01/12/2015
<b>Gecelca 32</b>	Gecelca SA	Carbón	250	01/12/2015
<b>Tasajero II</b>	Termotasajero S.A	Carbón	160	01/12/2015
<b>SUBTOTAL</b>			<b>575</b>	
<b>Precio de cierre 15,07 USD/MWh<sup>7</sup></b>				
* Proyectos que ya no se van a construir, incumplieron el compromiso y se encuentran en proceso legal de aplicación de garantías				

Fuente: (Numark, 2011) (SSPD, 2011)

Como se puede ver, existe una tendencia hacia proyectos hidroeléctricos y térmicos a carbón. Dada la incertidumbre en relación al suministro de gas no hubo presencia en las subastas de proyectos con este combustible. Es probable que en las próximas subastas que se realicen, teniendo en cuenta la señal dada por el gobierno frente a la construcción de la planta de regasificación en el norte del país, estos proyectos puedan participar en las subastas. Sin embargo, para este proyecto aún se está definiendo quién asumirá los costos de su construcción.

<sup>6</sup> SSPD <http://www.superservicios.gov.co/MEM/archivos/informesexpert/informe29.pdf>

<sup>7</sup> ANDEG <http://andeg.org/node/131>

### 3. Metodología

#### 3.1 Análisis Costo Beneficio

El Análisis Costo Beneficio (ACB) es una herramienta analítica que pone en una balanza los costos y beneficios de un proyecto. El ACB puede aplicarse a proyectos privados y a proyectos públicos. Desde un punto de vista privado, el análisis costo beneficio consiste en evaluar la rentabilidad financiera de un proyecto, es decir de examinar las ganancias privadas que recibe la entidad encargada de ejecutar el proyecto o de quienes invierten en el mismo (Castro, Rosales, & Rahal, 2008).

Desde una perspectiva social, el análisis de viabilidad de un proyecto no se limita a los costos y beneficios financieros o privados de un proyecto, sino que debe considerar los costos y beneficios sociales, lo cual implica cuantificar en términos monetarios el flujo intertemporal de costos en que incurrirá la sociedad por el desarrollo de un proyecto y de los beneficios que éste le generará.

El ACB financiero o privado incluye todos los impuestos y subsidios y toma en cuenta la estructura financiera del proyecto (financiamiento por deuda y capital). El ACB social ignora los impuestos y subsidios por considerarse transferencias dentro de la sociedad que no impactan el bienestar social. Por otro lado, incluye costos externos que no tienen un impacto directo sobre la viabilidad financiera del proyecto (por ejemplo, costos ambientales). El Cuadro 7 Cuadro 7 presenta las diferencias entre el ACB privado y el ACB social.

**Cuadro 7: Análisis costo beneficio privado y social**

Elemento	ACB Social	ACB Privado
<b>Punto de vista</b>	Toda la sociedad	Inversionista
<b>Criterio de decisión de desarrollo del proyecto</b>	Valor Presente Neto (VPN) positivo	Tasa Interna de Retorno (TIR)
<b>Horizonte temporal</b>	Vida técnica del proyecto	Corto plazo
<b>Tasa de descuento</b>	Refleja preferencias sociales y otros factores	Refleja los costos de préstamo, retornos deseados (normalmente mayor a la tasa de descuento económica)
<b>Precios de la energía (beneficios)</b>	Valores sociales que reflejan la disponibilidad a pagar; usos alternativos	Precios de mercado
<b>Costos</b>	Valores sociales que reflejan oportunidades no realizadas (Costos de oportunidad)	Privados, precios de mercado
<b>Impuestos y subsidios</b>	Ignorados	Considerados
<b>Infraestructura social (ej. Vías)</b>	Considerado	Ignorado
<b>Impactos externos</b>	Considerados	Ignorados

Fuente: (RETD, 2013)

En el caso de la generación de energía eléctrica en donde los proyectos son de largo plazo y los costos y beneficios, tanto privados como sociales, varían de manera significativa según la tecnología empleada y las características de los recursos disponibles a nivel local, resulta de gran interés buscar una

aproximación que permita poner en la balanza todos los costos y beneficios de cada tecnología para poder tomar decisiones sobre futuras inversiones el sector.

## 3.2 LCOE

El costo nivelado de energía, o LCOE por sus siglas en inglés, es un indicador que permite comparar los costos unitarios de diferentes tecnologías de producción de energía a lo largo de la vida del proyecto. Este método calcula los costos con base en la cantidad de electricidad neta provista a la red, generando un valor presente del costo de generación de energía por unidad de electricidad producida (kWh), que es la razón entre el total de gastos durante la vida útil del proyecto y el total de electricidad que se espera generar. No es un análisis de costo de todo el sistema eléctrico que incluya planes de expansión y procesos de toma de decisiones.

Según el IRENA (2013), el LCOE de las tecnologías de generación de energía a partir de fuentes renovables está determinado por seis componentes claves, sin tener en cuenta las externalidades tanto positivas como negativas que cada tecnología genera:

1. Calidad de los recursos
2. Costos de equipos y desempeño
3. Combustible (en caso de ser usado)
4. Costos de operación y mantenimiento
5. Vida económica del proyecto
6. Costo del capital (Inversión)

En este estudio, además de los elementos mencionados anteriormente, se incluirá en el cálculo del LCOE el valor monetario de las principales externalidades producidas por cada tecnología y que se describen en la siguiente sección.

## 3.3 Factores de cálculo<sup>8</sup>

### 3.3.1 Vida útil del proyecto

Al realizar un análisis de costo beneficio social se toma en cuenta como horizonte temporal la vida útil del proyecto (que varía por tecnología), y no un horizonte financiero común a las distintas tecnologías. Esto porque generalmente el financiamiento del proyecto se repaga antes del fin de su vida útil y sería necesario entonces calcular el valor residual de la planta.

### 3.3.2 Tasa de descuento

La tasa de descuento se utiliza para descontar pagos futuros a su valor presente de modo que se tome en cuenta el valor temporal del dinero. Mientras más alta sea la tasa de descuento, menor será el valor presente de los pagos. Una tasa de descuento alta hace que las tecnologías con mayores costos de

---

<sup>8</sup> Esta sección se basa en (RETD, 2013).

inversión y beneficios de largo plazo (por ejemplo, hidroeléctrica o eólica) sean menos competitivas, ya que los costos iniciales se vuelven mucho mayores que los beneficios futuros.

### 3.3.3 Otras consideraciones

Todos los costos y beneficios en el análisis están deflactados a un mismo año base para que puedan ser comparables.

### 3.3.4 Costos de inversión

Los costos de inversión o costos iniciales incluyen:

- Planeación y diseño, incluyendo estudios de factibilidad, desarrollo, ingeniería y trámites ante las autoridades.
- Sitio del proyecto, incluyendo vías de acceso.
- Construcción.
- Conexión a servicios (electricidad, agua).
- Equipos.
- Transporte.
- Ensamblaje.

No se incluyen costos por compra de terrenos, manejo del proyecto y administración, impuestos y aranceles, seguros (se incluyen en costos de operación) y costos de desmantelamiento de la planta.

Todos los costos durante el periodo de construcción se descuentan a la fecha de inicio y se dividen entre la capacidad de generación neta de la planta (generación menos consumo propio) para obtener los costos específicos de inversión por MW.

### 3.3.5 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento deben dividirse en tres componentes:

- 1) Costos fijos: son todos aquellos costos que son independientes de cómo se opere la planta. Incluyen costos de administración, personal operativo, seguros, entre otros.
- 2) Costos variables: Se refieren al consumo de insumos auxiliares (agua, lubricantes, aditivos, combustible), refacciones y reparaciones.
- 3) Reinversiones que se hacen de manera periódica.

Si no se tiene la información detallada de cada componente se toma el porcentaje de la inversión inicial por año como costo fijo y costo variable se toma como cero. Es importante tener presente que los costos de operación y mantenimiento varían en el tiempo, por lo que los costos que se toman en cuenta son los costos medios durante la vida útil de la planta.

## 3.4 Externalidades

Las externalidades son impactos de la generación eléctrica que no tienen un efecto financiero sobre el dueño de la planta pero que implican un costo o beneficio económico para la sociedad. Son fallas de

mercado porque los precios de los bienes no toman en cuenta estos costos o beneficios por lo que la provisión del bien será mayor o menor a la socialmente deseable.

Una de las dificultades de las externalidades es cuantificarlas en términos monetarios, de modo que se puedan incluir en las valoraciones sociales. Otro problema es el diseño de medidas para internalizar esos beneficios o costos en los precios de los bienes, en este caso energía. Es importante tener presentes las externalidades de cada tecnología y tomarlas en cuenta para que compitan en igualdad de condiciones.

En esta sección se presentan las externalidades negativas que serán tenidas en cuenta para estimar los costos de generación de energía para cada tecnología. Algunos proyectos toman en cuenta en sus costos de inversión una parte de las externalidades causadas durante la construcción de la infraestructura necesaria para la producción de energía y/o durante la operación de la planta. Este trabajo asume que el valor que se asigna al manejo de los impactos negativos generados por los proyectos de generación eléctrica y las compensaciones establecidas en los Planes de Manejo Ambiental (PMA) para las externalidades que allí sean consideradas corresponde al valor real de estas externalidades y que, por lo tanto, están siendo internalizadas.

Sin embargo, algunas externalidades causadas por las plantas de generación eléctrica no son incluidas por las empresas en su PMA y por lo tanto no son internalizadas. Para hacer un análisis costo-beneficio que tenga en cuenta de la forma más completa posible las externalidades causadas por estos proyectos, es necesario valorar las externalidades no contempladas en la estructura de costos de las empresas e incorporarlas en el análisis. Para esto, se toman valores de estudios internacionales que han valorado previamente este tipo de daños ambientales. A partir de una extensa revisión de literatura, se seleccionaron las externalidades y los valores que mejor se ajustan al caso colombiano. A continuación se describen brevemente los impactos negativos de la generación eléctrica incluidos en el análisis: en primer lugar aquellos que son internalizados por las empresas en su estructura de costos y en segundo lugar, aquellos que no son considerados en los costos de inversión y/o operación y son tomados de otros casos de estudio.

### ***3.4.1 Externalidades interiorizadas en la inversión***

#### ***Normatividad***

En Colombia los proyectos de generación de energía eléctrica están sujetos a estrictas normativas ambientales y deben hacer frente a extensos procedimientos legales antes de iniciar la construcción y operación de las plantas. La base reglamentaria para este tipo de proyectos es el Decreto 2820 de 2010, por el cual se reglamentan las licencias ambientales del país. En este decreto se estipulan las diferentes autoridades ambientales junto con sus respectivas competencias, la exigibilidad de las licencias ambientales, los requisitos para un estudio de impacto ambiental (EIA), entre otros.

La Licencia Ambiental es la “autorización que otorga la autoridad competente para la ejecución de un proyecto [...] que pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente” (Decreto 2820 de 2010, 2010). Actualmente, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) se encarga de las licencias ambientales de la construcción de represas con capacidad mayor a

200 millones de metros cúbicos de agua, así como de la construcción y operación de centrales generadoras de energía eléctrica con capacidad instalada igual o superior a 100 MW. Por su parte, es de competencia de las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) otorgar licencias ambientales en los casos de construcción de represas de menos de 200 millones de metros cúbicos de agua y en la construcción y operación de centrales generadoras con una capacidad mayor o igual a 10 MW y menor de 100 MW.

Para obtener una licencia ambiental se requiere cumplir varios requisitos, entre los cuales se destaca el desarrollo de un Estudio de Impacto Ambiental, en donde se debe especificar el área de influencia del proyecto en los medios biótico, físico y socioeconómico; también la demanda de recursos naturales, la información de evaluación de impactos ambientales y el análisis de riesgo; la evaluación económica de los impactos tanto positivos como negativos del proyecto; un programa de contingencias en caso de eventos extremos; un plan de desmantelamiento y abandono para reestructurar el manejo del suelo; entre otros (Decreto 2820 de 2010, 2010).

En cualquier proyecto que corresponda a los especificados por el Decreto 2810 de 2010 es indispensable presentar el Estudio de Impacto Ambiental ante la autoridad competente, anexando una serie de documentos, entre los cuales se encuentra el costo estimado de inversión, el certificado del Ministerio del Interior y de Justicia sobre la presencia o no de comunidades étnicas en el área o el certificado del *Incoder* sobre la existencia o no de territorios legalmente titulados a resguardos indígenas o comunidades afrocolombianas, entre otros. De esta manera se procesa la licencia y si es aprobada, el proyecto tiene los permisos necesarios para desarrollar sus actividades.

Por otra parte, los proyectos de generación de energía eléctrica se enfrentan con el proceso de la consulta previa cuando sus planes de construcción y operación se traslapan con el territorio de una comunidad indígena o afrocolombiana. Para resolver la situación que se presenta entre el desarrollo de proyectos y la protección a las comunidades indígenas y afrocolombianas, el Decreto 1320 de 1998, elaborado por el Ministerio del Interior, reglamentó el procedimiento de la consulta previa. Éste tiene como objetivo “analizar el impacto económico, ambiental, social y cultural que puede ocasionarse a una comunidad indígena o negra por la explotación de recursos naturales dentro de su territorio” (Artículo 1°, Decreto 1320 de 1998, 1998). La participación activa de la comunidad afectada es requerimiento indispensable para continuar con el desarrollo de los proyectos, así como para mantener la identidad e integridad cultural de las comunidades. Dentro de las características de la consulta previa están las reuniones y talleres con las comunidades, la compensación por daños culturales y sociales, el seguimiento a la situación de la comunidad durante el transcurso del proyecto, entre otros.

En este estudio, para hacer un escenario en el que sea posible comparar los costos nivelados de cada tecnología con y sin externalidades, es necesario identificar qué parte de los costos de operación y de inversión de los proyectos corresponden a gastos en actividades de mitigación de impactos y en compensaciones sociales y ambientales. Para esto se toman los EIA y se asume que el valor de las externalidades corresponde al monto total del PMA.

### *Externalidades interiorizadas en la inversión*

Este trabajo toma como referencia los EIA y los PMA de los proyectos Pescadero-Ituango (hidroeléctrica grande con embalse), Amoyá (hidroeléctrica filo de agua grande), Termocol (termoeléctrica de gas), Gecelca 3 (termoeléctrica de carbón) y Jepirachi (eólico). Para el caso de las pequeñas centrales hidroeléctricas, los proyectos geotérmicos y de cogeneración a partir de bagazo, no se diferencia qué fracción de la inversión corresponde a externalidades ambientales y considerando que las externalidades de este tipo de proyectos son menores, se asume que no generan externalidades negativas.

El PMA del proyecto Ituango incluye un plan de manejo del medio físico que tiene en cuenta las afectaciones que ocasiona la construcción del embalse e infraestructura necesaria para la operación de la planta. De igual manera considera afectaciones al medio biótico, en donde se plantea un programa de manejo de la vegetación que incluye compensaciones por el aprovechamiento forestal y la afectación de la cobertura vegetal, y un programa de manejo y conservación de la fauna silvestre y de los recursos pesqueros. Adicionalmente incluye un componente socioeconómico que es muy importante, debido a que el proyecto genera impactos significativos sobre la población que vive en el área de influencia del proyecto, en donde los principales afectados son las familias que deben ser desplazadas de sus viviendas. Este componente incluye, entre otras cosas, un plan de restauración de condiciones de vida (vivienda, actividades económicas, restitución de infraestructura comunitaria, entre otros).

La planta hidroeléctrica Amoyá, por ser a filo de agua y de menor tamaño, causa menos daños ambientales y sociales que la hidroeléctrica grande con embalse. Los principales impactos identificados en el EIA y contemplados en el PMA son las afectaciones que se generan durante la construcción de la planta, como la contaminación del agua, el aire y los suelos y la alteración de cobertura vegetal y las comunidades asociadas.

En el caso de las plantas carboeléctricas, los principales impactos se dan por las emisiones de contaminantes que genera la combustión del carbón. Por esta razón, en el PMA de Gecelca 3, el principal componente (que representa más del 95% del costo total del PMA) es la compra e instalación de equipos para el control de las emisiones y de ruido. El PMA de la termoeléctrica a gas Termocol, que es el que se toma como referencia para este tipo de plantas de generación, tiene un costo muy inferior al de Gecelca 3 y la mayor parte de los costos corresponden a medidas de manejo de las emisiones durante la operación.

El PMA de los parques eólicos en Colombia tiene un componente que corresponde al manejo de los recursos físicos y bióticos durante la etapa de construcción y además un componente de gestión social que es muy importante debido a la ubicación del proyecto en territorio de minorías étnicas (Wayuu). Este proceso contempla talleres de socialización del proyecto y medidas compensatorias, y el costo de este componente corresponde al 31% del total de la gestión ambiental y social del proyecto. Adicionalmente, tiene en cuenta un componente del manejo del ruido y la alteración del paisaje, las principales externalidades ambientales que se atribuyen a los parques eólicos, durante toda la vida útil del proyecto.

Para ofrecer un ejemplo de la dificultad de los procesos de consulta previa, el Parque Eólico Jepirachi debió pasar por este proceso para obtener su licencia ambiental y este duró casi tres años (Rojas Gómez, 2012). En este caso se identificaron los impactos asociados al desarrollo del proyecto y se propusieron soluciones alternas para que la comunidad Wayúu no se encontrara en una situación menos buena que la precedente a la implementación del proyecto. Sin embargo, a pesar de haber evaluado los impactos de manera conjunta con la comunidad, la valoración de los mismos no incluyó la participación incluyente, lo que lleva a pensar que en realidad no se está aplicando el conocimiento ni las prioridades de los Wayúu sobre el valor que ellos le asignan a los diferentes recursos naturales que serán intervenidos por el proyecto. Este es un ejemplo de la dificultad y la controversia que ha generado este tema en el país, en donde para desarrollar un proyecto en el sector eléctrico en un sitio donde se afecte el territorio de alguna comunidad negra o indígena, primero se debe enfrentar el proceso de consulta previa con tal de concentrar las prioridades de unos y otros para obtener el mejor resultado conjunto.

Para incluir el costo de las externalidades mencionadas en el análisis financiero que serán tomadas de los PMA, éstas se dividen en externalidades que se generan durante la operación y externalidades que se generan durante la construcción, como se muestra en el Cuadro 8 .

**Cuadro 8: Externalidades consideradas en inversión**

Tecnología	Externalidades consideradas en estructura de costos	Valor (Millones COP)	Fuente
Hidro. Grande con embalse	Gestión Ambiental y Social - Operación	\$ 257.690.03	EIA - Anexo B capítulo 2. Presupuesto (EPM,2010). % Inversión y operación estimado a partir de Presentación del EIA (EPM, 2008).
	Gestión Ambiental y Social - Inversión	\$ 171.793.35	
Filo de Agua grande	PMA y Programa de Seguimiento y Monitoreo, para etapa de construcción y primer año de operación	\$ 1.937.68	EIA Amoyá pág. 333 (Isagen, 1999)
Eólica	Proceso de gestión ambiental (construcción)	\$ 2.472.78	Robinson, Riascos y Harbor (2012) basado en EIA Jepirachi.
	Proceso de gestión social (construcción)	\$ 1.298.79	
	Proceso de gestión ambiental (operación)	\$ 398.63	
Termo. Gas	PMA inversión	\$ 1.700.91	EIA y PMA Termocol (Arango Escobar Asesorías empresariales, 2009)
	PMA operación	\$ 7.639.31	
Termo. Carbón	PMA inversión	\$ 69.179.83	EIA Gecelca
	PMA operación	\$ 2.418.15	

Fuente: Elaboración propia con base en fuentes mencionadas.

### 3.4.2 Externalidades no interiorizadas en la inversión

Para el caso de las hidroeléctricas grandes con embalse, la principal externalidad que genera la construcción de un embalse está asociada al desplazamiento de la población que habita en el área a inundar, la pérdida de oportunidad de uso del suelo para otras actividades y los impactos en biodiversidad. Adicionalmente, el llenado del embalse genera emisiones de metano ( $\text{CH}_4$ ), que es un GEI. Usualmente se considera que las plantas hidroeléctricas no generan emisiones de GEI, pues no requieren de un proceso de combustión que libere este tipo de gases, por lo que se le da una amplia ventaja frente a las plantas térmicas a la hora de elegir el mecanismo de producción de electricidad. Sin embargo, numerosos estudios (Bastviken *et al.*, 2011; Farrèr, 2007; Kemenes *et al.*, 2007) han demostrado que las represas de agua generan emisiones de metano y algunas de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) durante la inundación y al pasar por las turbinas, ya que al inundarse un terreno rico en vegetación, se libera el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{CH}_4$  que está contenido en la biomasa vegetal, dado que es un sumidero natural de este tipo de gases. Desde el fondo del embalse se liberan gases que suben hasta la superficie y se integran a la atmósfera. Además, en el momento en que el agua pasa por las turbinas para activar el mecanismo de generación de energía eléctrica, ese movimiento de aguas (aguas que salen del fondo de la represa, pues los canales por los que el agua sale de la represa están en la parte baja) genera una nueva liberación de gases ( $\text{CH}_4$  y  $\text{CO}_2$ ). Todas estas emisiones tienen impactos sobre el cambio climático, aunque estos impactos son menores a aquellos producidos por las plantas térmicas que usan combustibles fósiles.

Las emisiones de metano tienen un impacto importante en términos de emisión de GEI, pues una tonelada de metano equivale a 21 toneladas de  $\text{CO}_2$  en términos del efecto sobre el cambio climático (IMCO, 2012). Fearnside (2004) argumenta que la descomposición de carbono de las hojas y del suelo como resultado de la inundación tiene un efecto de generación de metano a través de condiciones anaerobias (sin oxígeno) en el fondo de la represa. Asimismo propone que entre mayor sea la capacidad de producción de energía ( $\text{W/m}^2$ ) de una planta, menor será su impacto ambiental, por lo que propone como escenario ideal crear una planta de poca ocupación pero alto poder productivo. De acuerdo a la revisión de literatura realizada, los factores que se mencionan a continuación son los más significativos a la hora de estimar las emisiones de GEI en las represas hidroeléctricas:

- La cantidad de área inundada.
- La edad de la represa: las tasas de descomposición disminuyen con el tiempo.
- La cantidad de biomasa vegetal y de carbono en el terreno inundado.
- La ubicación geográfica de la represa (en el trópico hay mayor descomposición por la temperatura más alta).

En el caso de las hidroeléctricas a filo de agua, tanto grandes como pequeñas, no se incluyen externalidades negativas sociales o ambientales de su operación además de las que estén contempladas en la inversión y en los planes de manejo ambiental de los proyectos. De igual manera, el estudio considera que las plantas geotérmicas no generan externalidades. También se considera que la cogeneración no tiene externalidades negativas, debido a que las emisiones de GEI que se generan

durante la combustión del bagazo, se compensan con la captura de GEI en el crecimiento de la caña de azúcar.

Para el caso de las plantas térmicas de gas y de carbón se incluye el valor de externalidades asociadas a salud, pérdida de biodiversidad y emisiones de gases de efecto invernadero además de los costos contemplados en el PMA. Para la estimación de estos valores se tomó como referencia un estudio realizado por el Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) en el año 2012 (IMCO, 2012), basado en una metodología simplificada de estimación de impactos llamada SIMPACTS, de la Organización Internacional de Energía Atómica (Spadaro, 2002), que cuantifica externalidades causadas por la generación eléctrica a partir de plantas térmicas. A continuación se presenta una descripción detallada de la metodología adaptada para Colombia, que fue implementada para estimar las externalidades causadas por la producción de energía eléctrica a partir gas y carbón.

### Salud

Para estimar los impactos negativos que puede causar la generación eléctrica sobre la salud humana, se utiliza el modelo *QUERI* (*Quick Estimation of Respiratory Health Impacts*) que hace parte de la metodología SIMPACTS (Spadaro, 2002). El *QUERI* permite estimar los impactos en la salud por la exposición a las emisiones atmosféricas (Turtós, Revisión de Metodologías Utilizadas para la Estimación de las Externalidades, 2003), y se basa en la Metodología Vías de Impacto propuesta en Europa en el proyecto *ExternE*, que pretende estimar los costos externos en salud de la producción de energía (Comisión Europea, 2005). Esta metodología ha sido implementada en numerosos estudios y es reconocida como un método efectivo para la estimación de este tipo de impactos (Dones *et al.*, 2005; Markandya, 2012; García Carpio *et al.*, 2011; Sánchez Hernández *et al.*, 2009). Si bien el *QUERI* permite hacer estimaciones con diferente nivel de detalle y exactitud (básica, media y superior), debido a la limitación de la información disponible para Colombia, se realiza la estimación de la externalidad usando el método básico.

Para estimar los impactos en salud es necesario en primer lugar, identificar los contaminantes que emiten las plantas, así como los daños a la salud o consecuencias derivadas de su emisión. En segundo lugar, determinar la tasa de emisión por contaminante de acuerdo a las características de la planta y en tercer lugar, delimitar la región afectada por la emisión de contaminantes, y definir la densidad local y la densidad regional (IMCO, 2012).

Para la identificación de los contaminantes y de los daños que éstos causan a la salud, en ausencia de información detallada para Colombia, se toman los datos identificados para México por IMCO (2012) (Ver anexo 1). Las externalidades consideradas corresponden a los impactos generados por el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), los óxidos nitrosos (NO<sub>x</sub>), el material particulado (PM<sub>10</sub>), los sulfatos y los nitratos sobre la salud. Los factores de emisión de los contaminantes se mantuvieron iguales a los de México, considerando que en ambos países las tecnologías de generación de energía son similares.

En términos de consecuencias por daños a la salud, la metodología considera tanto los costos por el tratamiento de enfermedades como la pérdida en productividad por interrupción de la actividad laboral. El costo directo o costo de tratamiento abarca “el costo de atención médica como gastos de

medicamentos, consultas con especialistas, hospitalización y análisis de laboratorios, entre otros” (CEPAL-Semarnat, 2004, p. 12). Para esto se tomaron las siguientes afectaciones identificadas para el caso mexicano: bronquitis crónica, ingresos hospitalarios por enfermedades respiratorias, visitas a sala de urgencias, crisis aguda de asma, tos crónica, ingresos hospitalarios por enfermedades cardiovasculares, mortalidad crónica, mortalidad aguda<sup>9</sup> y días de actividad restringida. Es importante tener en cuenta que algunas enfermedades no afectan a toda la población en la misma magnitud y por lo tanto la metodología considera efectos diferenciados sobre la población de acuerdo a la edad y a la tasa de ocupación, por lo que fueron ajustados de acuerdo a los indicadores de la composición de población colombiana. Por ejemplo se asume que la bronquitis crónica sólo afecta a los mayores de 30 años y que las enfermedades cardiovasculares sólo las sufren los mayores de 65 años. Se tomaron los porcentajes de población correspondientes a cada categoría propuesta (mayores de 15 años (>15), >18, >30 y >60 años) del DANE, del Ministerio de trabajo las horas trabajadas por semana y de la Organización Internacional del Trabajo los salarios promedio para Colombia en el período 2005-2010. Asimismo se ajustó la inflación (promedio de los últimos cinco años), la tasa de descuento y la tasa de cambio, con el fin de hacer una buena estimación para Colombia. En el Anexo 1 se muestran las afectaciones correspondientes a cada contaminante.

La densidad de población es un factor clave para la estimación de las externalidades en salud, pues el valor total de impacto está directamente relacionado con la cantidad de personas que se ven afectadas por la emisión de contaminantes. Por esta razón se consideran diferentes escenarios que permiten identificar la sensibilidad del valor de las externalidades con respecto a la zona en donde es ubicada la planta de generación eléctrica. En primer lugar se toma la densidad de población de los lugares en donde actualmente se encuentran ubicadas las plantas que son referencia en este estudio: planta carboeléctrica Gecelca en Córdoba y planta térmica a gas Termocentro ubicada en Santander, ambas en zonas rurales. Adicionalmente, se considera un escenario en el cual las plantas son ubicadas en zonas urbanas, tomando como referencia ciudades medianas con una densidad de población de 550 habitantes por kilómetro cuadrado, siguiendo la definición de Spadaro (2002).

A partir de estos escenarios se aplica el modelo tomando los factores de ajuste para el flujo de gases de escape, la temperatura de salida de los gases, la altura de la chimenea, la diferencia de densidades regionales y la velocidad de decaimiento propuestos por el modelo *QUERI* (Turtós, Revisión de Metodologías Utilizadas para la Estimación de las Externalidades, 2003). Estos datos son relevantes dado que entre mayor flujo de gases haya en una planta, mayor será el impacto, y a mayor temperatura también habrá un impacto mayor. Igualmente, se estima que una altura de chimenea mayor representa

---

<sup>9</sup> Mortalidad crónica se refiere a la correlación positiva entre la “exposición de varios años a concentraciones de partículas en el aire y la mortalidad total”, y la mortalidad aguda se refiere a las muertes ocasionadas por un episodio de contaminación. En el primer caso, la muerte no se produce inmediatamente después de un episodio de exposición al contaminante, sino muchos años después, mientras que en el segundo caso, la muerte es repentina (CEPAL-Semarnat, 2004).

un impacto de menor magnitud, pues los contaminantes se encuentran a una altura mayor y no afectan de la misma manera a las poblaciones<sup>10</sup>.

El factor de corrección por diferencia en las densidades regionales ( $C_p$ ) es inversamente proporcional a la densidad local. Entre mayor densidad tenga una localización, menor será el valor de  $C_p$ . Esto quiere decir que la fracción del impacto total correspondiente al dominio local es mayor cuando hay más densidad local y esto genera un efecto inverso en el factor de ajuste.

Por último, la velocidad de decaimiento es el ritmo al cual el contaminante es removido de la atmósfera o la velocidad en la disminución de la concentración del mismo. Es importante porque de esta manera se puede estimar el tiempo que permanece un contaminante en la atmósfera.

Los casos de estudio de las plantas térmicas de carbón y de gas, Gecelca 3 y Termocentro, consideran los mismos factores de corrección que los del caso rural del estudio original, pues se encuentran en zonas de baja densidad poblacional. Los valores de los factores y sus constantes de ajuste se encuentran en el Anexo 3 junto con la metodología detallada de cálculo de los impactos.

Después de obtener el número de casos por tipo de enfermedad, se calcula el costo final sobre salud a partir de tres indicadores: costo de tratamiento, pérdida de productividad asociada a los días de incapacidad generados por la enfermedad y mortalidad (esta última se estima de acuerdo al valor estadístico de una vida perdida (Spadaro, 1999; IMCO, 2012). El valor final es la suma del valor de cada afectación tenida en cuenta en el estudio.

### *Cambio climático*

La metodología para calcular las externalidades en cambio climático se basa principalmente en los factores de emisión de los contaminantes incluidos y el precio de los bonos de carbono. Los contaminantes que afectan el cambio climático son el metano ( $CH_4$ ), el óxido nitroso ( $N_2O$ ) y dióxido de carbono ( $CO_2$ ). Las emisiones de cada gas son convertidas a toneladas de  $CO_2$  equivalente por megavatio hora ( $tCO_2e/MWh$ ) de acuerdo a las siguientes equivalencias:

- 1 tonelada de  $CH_4$  corresponde a 21 toneladas de  $CO_2$ .
- 1 tonelada de  $N_2O$  corresponde a 310 toneladas de  $CO_2$  (IPCC).

El consumo específico se refiere a la cantidad de carbón o gas necesaria para producir una unidad de energía (en este caso un MWh).

El resultado final del costo externo de producir energía sobre el cambio climático se obtiene multiplicando el factor de emisión ( $tCO_2e/MWh$ ) por el valor de los bonos de carbono. Se tomó un valor de 10 dólares por tonelada de  $CO_2$  equivalente (USD/  $tCO_2e$ ). Este valor es inferior al valor tomado en la mayoría de estudios de este tipo (el estudio del IMCO (2012) asume un precio de 16USD/  $tCO_2e$ ), pero

---

<sup>10</sup> De acuerdo a la Metodología Vías de Impacto de ExternE (Comisión Europea, 2005) y (Turtós, Revisión de Metodologías Utilizadas para la Estimación de las Externalidades, 2003) se considera una altura de chimenea de 100 metros.

es mayor al valor de las transacciones voluntarias de bonos de carbono *REDD* para América Latina en 2012, que fue de 8.3USD/ tCO<sub>2</sub>e (Peters-Stanley & Yin, 2013). Los resultados pueden ser sensibles a cambios en el precio del carbono, sin embargo el precio futuro es incierto y por lo tanto se asume que este valor no cambia en el tiempo.

Esta estimación de externalidades es quizás la más sencilla, pues al ser un impacto global no se necesita información de la localización de la planta ni modelos de dispersión de contaminantes, simplemente se necesita el tipo de planta generadora para saber su impacto.

### ***Biodiversidad***

El impacto en biodiversidad causado por la generación de energía eléctrica se mide por el valor de los servicios ambientales (hidrológicos y de biodiversidad) afectados por la actividad del territorio circundante. Para estimar esta externalidad se tomaron los valores reportados por el IMCO (2012) para México; sin embargo, considerando la riqueza natural de ambos países<sup>11</sup> los resultados pueden estar subestimados, teniendo en cuenta que Colombia es un país más biodiverso que México. Estos valores son calculados a partir del Pago por Servicios Ambientales (PSA) del gobierno federal mexicano, que es un mecanismo de compensación por la conservación de ecosistemas forestales, en pesos mexicanos por hectárea.

El dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) tiene un impacto negativo sobre la biodiversidad por su alto nivel de toxicidad (es el causante primario de la lluvia ácida). Hay que tener en cuenta un factor importante en torno a este contaminante y que no es evidente en los estudios sobre impactos sobre el medio ambiente. El SO<sub>2</sub> actúa como fertilizante hasta un nivel de concentración específico<sup>12</sup>, por lo que su emisión no se puede considerar como negativa desde el inicio, ya que se estaría sobreestimando el efecto negativo de las plantas generadoras de energía sobre la biodiversidad. Es por esto que se calcula un factor de cobertura vegetal que indica el nivel de afectación. Este factor de la cobertura vegetal se estimó para Colombia (Márquez Calle, 2000). Para los casos de Gecelca 3 y Termocentro se tomó el promedio de vegetación de los departamentos suficientemente cercanos (no más de 50 km de radio desde el punto de emisión), y para rural, ciudad pequeña y ciudad mediana se estimó el valor teniendo en cuenta que la tendencia muestra que entre mayor densidad de población tenga un departamento, menor cobertura vegetal tendrá.

Por último se multiplica este factor del radio de SO<sub>2</sub> por un producto que incluye los valores monetarios de la biodiversidad y del agua, un factor de conversión de C a CO<sub>2</sub>, la densidad de la biomasa y el precio de los bonos de carbono (ver Anexo 4).

---

<sup>11</sup> Colombia y México hacen parte de los 17 países llamados “megadiversos” por su riqueza natural. El Centro de Monitoreo de la Conservación del Ambiente del PNUMA fue el encargado de identificar los países.

<sup>12</sup> 19 µg/m<sup>3</sup> de acuerdo al modelo AGRIMAT, AIRPACTS, Equations for impact and damage cost assessment.

## 4. Proyectos seleccionados

Para llevar a cabo el ACB se seleccionaron proyectos característicos en Colombia de cada tecnología: hidroeléctrica, filo de agua, térmica a carbón, térmica a gas, eólica, geotermia y cogeneración con biomasa. Debido a que las empresas consideran la información sobre costos de inversión y, sobre todo, de costos de operación como confidencial, se utiliza información representativa para el tipo de tecnología de estudios para Colombia o de países similares. De esta manera, los casos seleccionados pueden verse como casos típicos en Colombia sin que los resultados sean específicos al proyecto en particular.

En total se analizan ocho proyectos en distintas zonas del país, como puede apreciarse en la Figura 5. Se incluye una gran central hidroeléctrica, dos centrales a filo de agua (una pequeña y otra grande), dos termoeléctricas (una a carbón y otra a gas ciclo combinado), un proyecto eólico, un proyecto de geotermia y un proyecto de cogeneración a partir de bagazo de caña de azúcar.

**Figura 5: Ubicación de proyectos seleccionados**



El siguiente cuadro presenta los proyectos seleccionados y sus características generales.

**Cuadro 9: Proyectos seleccionados por tecnología**

Proyecto	Tecnología	Capacidad instalada	Operación
Ituango - EPM	Hidroeléctrica	2400 MW	En construcción

<b>Amoyá</b>	Hidroeléctrica a filo de agua	80 MW	En operación
<b>La vuelta y la Herradura</b>	Hidroeléctrica a filo de agua	35 MW	En operación
<b>Gecelca 3</b>	Central térmica carbón	164 MW	En operación
<b>Termocentro</b>	Central térmica ciclo combinado gas	300 MW	En operación
<b>Parque Guajira ISAGEN</b>	Eólica	32 MW	Etapas de factibilidad
<b>Proyecto Nevado del Ruiz ISAGEN</b>	Geotermia	100 MW	Etapas pre-factibilidad
<b>Ingenio Providencia</b>	Co-generación con biomasa	19 MW	En operación

## 4.1 Hidroeléctrica

Las hidroeléctricas constan de una represa para almacenar el agua del río. Su funcionamiento se basa en la conducción del agua hasta las turbinas para transferir la energía cinética al generador, donde se transfiere en energía eléctrica. Las hidroeléctricas son la mayor fuente de generación de energía renovable. Si están bien ubicadas pueden generar la energía eléctrica más barata. Se trata de una energía madura, por lo que no se esperan reducciones de costos en el futuro. Uno de sus beneficios es la capacidad de almacenar energía durante varios meses si las plantas cuentan con grandes embalses.

Los proyectos son intensivos en capital y requieren períodos largos de desarrollo y construcción debido a los trabajos de factibilidad, planeación y obras civiles requeridos, así como a los estudios de impacto y licencias ambientales.

### 4.1.1 Proyecto característico: Ituango - EPM

El Proyecto Hidroeléctrico Ituango está ubicado sobre el río Cauca, en el noroccidente del departamento de Antioquia, a unos 170 kilómetros de la ciudad de Medellín. Ocupa predios de los municipios de Ituango y Briceño, en donde se localizan las obras principales, y de Santafé de Antioquia, Buriticá, Peque, Liborina, Sabanalarga, Toledo, Olaya, San Andrés de Cuerquia, Valdivia y Yarumal, que aportan predios para las diferentes obras del proyecto. La presa estará localizada 8 km aguas abajo del puente de Pescadero, arriba de la desembocadura del río Ituango al río Cauca. En el sitio del proyecto el río tiene un caudal medio de 1.010 m<sup>3</sup>/seg.

El Proyecto está conformado por una presa de 225 m de altura y 20 millones de m<sup>3</sup> de volumen, y una central subterránea de 2.400 MW de capacidad instalada y 13.930 GWh de energía media anual. Para la realización del proyecto son necesarias obras para la desviación temporal del río Cauca que consisten en dos túneles que se taponarán una vez construida la presa; el vertedero para evacuación de

crecientes, del tipo canal abierto controlado por cinco compuertas, y el túnel de descarga intermedia para control del llenado del embalse y para garantizar el caudal mínimo exigido por la autoridad ambiental de 21 m<sup>3</sup>/seg.

Complementan el proyecto otras obras asociadas, como el túnel de acceso a la casa de máquinas, el túnel de ventilación y salida de emergencia, los pozos de aireación de las almenaras y de extracción de humos, así como obras de infraestructura: vías de acceso, campamentos, línea de transmisión y subestación de construcción. En 2009 el proyecto recibió la licencia ambiental por parte del MADS y se espera que entre en operación en el año 2019. El Cuadro 10 presenta las características principales del proyecto Ituango.

**Cuadro 10: Características del proyecto Ituango**

Características	
<b>Potencia nominal de la central (MW)</b>	2.400
<b>Unidades de generación</b>	8
<b>Factor de planta promedio</b>	0.85
<b>Tiempo de construcción (años)</b>	10
<b>Vida útil (años)</b>	43

Fuente: <http://www.hidroituango.com.co/index.php/localizacion> (EPM, Hidroeléctrica Ituango, 2013)

### **Externalidades**

Las hidroeléctricas son una de las tecnologías más eficientes y con menor impacto, pero igualmente tienen externalidades negativas en sus procesos productivos. En primer lugar, afectan los sistemas naturales de los ríos, así como las poblaciones de fauna y flora que habitan en las áreas inundadas. Segundo, generan desplazamiento de la población, lo que tiene como consecuencias la pérdida de predios, de viviendas, de lugares de trabajo, de cultivos, de servicios públicos y sociales y de infraestructura de uso colectivo. Además, contrario al pensamiento común, las hidroeléctricas sí generan emisiones de gases nocivos para el medio ambiente, principalmente metano y dióxido de carbono, consecuencia de la descomposición del material orgánico del área inundada. Por último, aguas arriba y aguas debajo de las represas la erosión alrededor de la cuenca causa daños al suelo.

Por otro lado, se considera que las hidroeléctricas tienen externalidades positivas tales como el control de inundaciones y sequías, el almacenamiento de energía de corto y de largo plazo, o el hecho de tener agua potable para consumo humano. Estas externalidades positivas generalmente no son cuantificadas, a diferencia de las negativas, las cuales serán presentadas en la sección de resultados.

En el caso particular del Proyecto Hidroeléctrico Ituango, se considera que generará impactos sobre el cauce del Río Cauca, inundando terrenos cultivables y ricos en biodiversidad, así como el desplazamiento de 210 personas (Hidroeléctrica Pescadero Ituango - Consorcio Integral, 2009).

## 4.2 Pequeñas hidroeléctricas – filo de agua

La tecnología de filo de agua toma parte del caudal del río, lo utiliza en la central para generar la electricidad y devuelve el agua al cauce original. No se necesita una presa para mantener el agua, pero eso genera fluctuaciones en el abastecimiento de energía pues depende de las variaciones estacionales de flujos de agua. Al no requerir la construcción de embalses, el costo de inversión y el impacto es menor que el impacto que generan las hidroeléctricas tradicionales.

Las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) están constituidas por un pequeño embalse de donde se libera agua en momentos de alta demanda de electricidad y se guarda en períodos de baja demanda. Por esta razón, el suministro es más estable que las de filo de agua pues no depende absolutamente de los flujos, pero tiene un impacto ligeramente superior (Cabal, 2007).

### 4.2.1 Proyecto característico: Central hidroeléctrica del río Amoyá - ISAGEN

La central Hidroeléctrica del Río Amoyá está localizada al sur del departamento del Tolima en jurisdicción del municipio de Chaparral, a unos 150 km de Ibagué. En esta región se encuentra el Parque Nacional Natural Las Hermosas, un espacio de conservación que alberga importantes áreas de páramos y bosques andinos, y significativos recursos hídricos.

Amoyá usa la tecnología de filo de agua, por lo que no cuenta con agua embalsada, sino solamente con una pequeña presa-vertedero llamada azud. Un canal de aducción conduce el agua a estructuras como un desgravador, desarenador y túnel de presión antes de llegar a una central subterránea donde los equipos de generación rotan con la fuerza del agua para generar electricidad.

Pertenece a ISAGEN y tiene una capacidad instalada de 80 MW en dos unidades de generación. Puede generar 215 GWh/año de energía firme y en promedio 510 GWh/año. Entró en operación en 2013 después de 20 meses de retraso por razones asociadas a las complicaciones de orden público. La central cuenta con licencia ambiental desde 1999, otorgada por la Corporación Autónoma Regional del Tolima (CORTOLIMA).

En 2011 se convirtió en el proyecto más grande del sector de energía en Colombia registrado ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) (ISAGEN, Central Hidroeléctrica Amoyá, 2013). Se calcula que podrá reducir emisiones de GEI en 176.600 Ton CO<sub>2e</sub>/año.

**Cuadro 11 Características del proyecto Amoyá**

Características	
Potencia nominal de la central (MW)	80
Factor de planta promedio	0.73
Tiempo de construcción (años)	3
Vida útil (años)	40

Fuente: (ISAGEN, Central Hidroeléctrica Amoyá, 2013)

#### 4.2.2 Proyecto característico: PCH La Vuelta y la Herradura

Los proyectos La Herradura y La Vuelta, pertenecen a EPM y se encuentran registrados como proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) por la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, en el marco del Protocolo de Kioto.

La central hidroeléctrica La Herradura cuenta con una capacidad instalada de 19,8 MW y entró en operación en agosto de 2004. Está ubicada en los límites de los municipios de Cañasgordas y Frontino a 142 kilómetros de Medellín, por la carretera al mar.

La captación del proyecto sobre el río La Herradura, está localizada en el municipio de Frontino; mientras que en el municipio de Cañasgordas se encuentran la casa de máquinas, las obras de conducción y la descarga de aguas turbinadas al río Cañasgordas. Posee dos unidades generadoras accionadas por turbinas tipo Francis de eje horizontal. La central aprovecha una caída neta de 230.6 metros y un caudal de cinco metros cúbicos por segundo (m<sup>3</sup>/s).

La central La Vuelta cuenta con una capacidad instalada de 11.8 MW y entró en operación en octubre de 2004. Está localizada en jurisdicción de los municipios de Frontino y Abriaquí, el primero ubicado a 160 kilómetros de Medellín por la vía al mar y el segundo a 30 kilómetros de Frontino, por una vía de carácter secundario.

La captación del agua está en el límite de los dos municipios, en la cota 1.600 m.s.n.m. La central aprovecha la parte alta y media de la cuenca del río La Herradura hasta la cota 1.600 m.s.n.m en la desembocadura de la quebrada La Nancui, en jurisdicción del municipio de Abriaquí. La cuenca tiene una extensión aproximada de 286 Km<sup>2</sup> y drena en el sitio de captación un caudal promedio de 12.1 metros cúbicos por segundo.

Posee una unidad generadora accionada por una turbina tipo Francis de eje horizontal. La central aprovecha una caída neta de 112.9 metros y un caudal de 12 metros cúbicos por segundo (m<sup>3</sup>/s) (EPM, 2013).

**Cuadro 12 Características de los proyectos La Vuelta y La Herradura**

Características	
<b>Potencia nominal de la central (MW)</b>	35
<b>Factor de planta promedio</b>	0.55
<b>Tiempo de construcción (años)</b>	3
<b>Vida útil (años)</b>	30

*Fuente:* Elaboración propia con base en EPM (2013)

#### Externalidades

Se estima que las pequeñas hidroeléctricas y las hidroeléctricas a filo de agua son aquellas que menos externalidades generan durante la operación de la planta, ya que no se interviene de manera abrupta el entorno, ni se generan emisiones, ni se contamina el agua. Sin embargo, se han contabilizado algunas

que incluyen el deterioro del paisaje y la afectación de los sistemas naturales de los ríos (fauna). Hay que tener en cuenta que estos efectos dependen del tamaño de la instalación, por lo que entre más pequeña sea la central, menor impacto ambiental (y social) tendrá la misma.

### 4.3 Eólica

Este tipo de centrales usan el viento como fuente de energía, por lo que es necesario ubicarlas en zonas en donde las condiciones geográficas y del viento sean adecuadas para garantizar el máximo rendimiento posible. Los molinos recogen la fuerza del viento (en sus aspas) y un generador se encarga de convertir la energía mecánica en energía eléctrica.

Las tecnologías eólicas varían de acuerdo a su tamaño y estilo, pero por lo general se pueden caracterizar por la orientación del eje de las turbinas que puede ser horizontal o vertical, y porque pueden estar ubicadas en tierra firme o el mar (*onshore u offshore*). El poder de generación está determinado por la capacidad de la turbina (Kw), la velocidad del viento y las características de la turbina (altura y diámetro de los rotores).

Los determinantes principales de los LCOE para esta tecnología son los costos de capital, los costos de mantenimiento y operación, y la cantidad esperada de energía producida por periodo. Los parques eólicos ubicados en el mar tienen mayores costos de conexión y de construcción que aquellos que se encuentran ubicados en tierra firme.

Según IRENA (2013), los costos de instalación están decreciendo, después de haber presentado una tendencia creciente entre 2004 y 2008. Los costos de las turbinas están decreciendo gracias a la capacidad actual de los productores de turbinas. Sin embargo, existen grandes diferencias entre los costos entre países: mientras que en Estados Unidos en el 2012 se ubicaron entre 900 y 1270 dólares por Kw, en China el costo fue de 630 dólares por kW.

#### 4.3.1 Proyecto característico: Parque eólico ISAGEN-Wayúu

El Parque Eólico, ubicado en La Guajira, tendrá una capacidad instalada aproximada de 32 MW y estará conformado por dos plantas de generación, una de 12 MW y otra de 20 MW de capacidad. La primera planta es de propiedad de WAYÚU S.A. y la segunda de ISAGEN S.A.

Se espera que el parque esté conformado por 21 aerogeneradores de 1,5 MW de capacidad cada uno dispuestos en dos filas, la subestación de transformación, una línea de conexión al Sistema de Transmisión Nacional a la línea Cuestecita - Puerto Bolívar y las vías internas que conectarán los aerogeneradores con la subestación. El proyecto se desarrollará en territorios de las comunidades de Taruásaru, Mushalerrain, Jotomana y Lanshalia (ISAGEN, Estudio de impacto Ambiental proyecto Parque Eólico).

**Cuadro 13 Características del proyecto Wayúu**

Características	
Potencia nominal de la central (MW)	32

<b>Factor de planta promedio</b>	0.45
<b>Tiempo de construcción (años)</b>	2
<b>Vida útil (años)</b>	20

Fuente: (ISAGEN, Estudio de impacto Ambiental proyecto Parque Eólico)

### *Externalidades*

Los proyectos de generación de energía eléctrica a partir del viento son los que menor impacto ambiental tienen, pero sus altos costos los hacen menos competitivos frente a otras tecnologías de generación. Entre los pocos costos externos de los parques eólicos están el deterioro del paisaje, el aumento del ruido y la mortalidad de aves, impactos que normalmente no son valorados monetariamente pues se considera que el valor es tan bajo que no vale la pena incluirlos en el análisis o en los estudios de impacto ambiental. A pesar de esto, estos impactos deben ser tomados en cuenta en el momento de elegir el lugar de instalación del parque eólico, con el objetivo de minimizarlos y potencialmente evitarlos.

## **4.4 Biomasa/Cogeneración**

La biomasa obtiene su energía a partir del sol cuando las plantas están en crecimiento. Las plantas convierten la energía solar en energía química en el proceso de fotosíntesis. Esta energía se libera en forma de calor cuando la biomasa es quemada. El calor producido en el proceso, se usa para calentar agua y generar vapor que hace girar una turbina para crear electricidad. En algunos casos, la biomasa es quemada en combinación con carbón y se usa para reducir las emisiones de la producción de carbón tradicional.

Las plantas productoras de energía eléctrica a partir de biomasa requieren agua para producir el vapor que genera el movimiento de las turbinas y para enfriamiento. Sin embargo, esta agua puede ser reutilizada, de manera que la demanda de agua puede verse reducida. En cualquier caso, este tipo de plantas requieren extraer agua de ríos o lagos, lo cual puede afectar a los animales que dependen de esos recursos hídricos. Como en el caso de las termoeléctricas de combustibles fósiles, el agua usada en el proceso se puede acumular contaminantes que pueden afectar los cuerpos hídricos que reciben las descargas. Adicionalmente, el agua descargada generalmente se encuentra a temperaturas mayores que el cuerpo del agua receptor, lo cual puede afectar a la flora y fauna que habita en el cuerpo receptor.

Además, en el proceso se generan cenizas que deben ser manejadas de manera adecuada. Sin embargo, las cenizas provenientes de la biomasa contienen niveles muy bajos de elementos tóxicos o peligrosos.

### *Cogeneración en Colombia*

El sector azucarero tiene el mayor potencial de cogeneración en Colombia, por su disponibilidad de biomasa, en especial el bagazo. Actualmente existen 12 proyectos de cogeneración de energía a partir de la combustión del bagazo de caña de azúcar en Colombia (Sanclemente, 2011). El bagazo se usa como combustible en las calderas de los ingenios, tanto para la operación de sus procesos como para la

generación eléctrica. La mayor parte de la electricidad producida es usada por los ingenios para su consumo y el resto es vendido a la red nacional de energía.

En el 2011, la capacidad de cogeneración de energía eléctrica de los Ingenios azucareros llegó a 190MW, con unas ventas de 53MW a través de la red de interconexión eléctrica nacional. Para el 2015 se estima que la capacidad de cogeneración será de 333MW de los cuales se considera que podrían venderse 145MW (Asocaña, 2012) .

La expedición de la Ley 788 de 2002 que consagró una exención a la renta generada por la venta de energía proveniente de biomasa, ha sido un estímulo importante para el desarrollo de proyectos de generación a partir de esta fuente de energía<sup>13</sup>.

El 16 de julio de 2008 entró en vigencia la Ley 1215, que exige a los cogeneradores de pagar la contribución del 20% sobre la energía que generen para su consumo. La resolución CREG 005 de febrero de 2010 reglamenta la cogeneración y la diferencia de otros tipos de generación de energía. Esta definición es importante porque se pueden brindar estímulos y condiciones particulares para el desarrollo de la cogeneración.

Actualmente, los proyectos de cogeneración despachan energía en la base y son remuneradas a los precios de bolsa, pero la cantidad de energía máxima que los cogeneradores pueden despachar bajo este esquema es de 20 MW. Si el despacho es superior a esta cantidad, los cogeneradores deben competir en precio con el resto de generadores de energía, lo cual no les garantiza que podrán despachar la energía generada. Adicionalmente, es importante tener en cuenta que para los cogeneradores la decisión de expansión en la generación de energía eléctrica está ligada a decisiones de expansión de la producción de caña de azúcar, sea para la producción de azúcar o de etanol, pues el bagazo, que es el residuo de este cultivo, es el combustible que permite realizar la generación de energía.

#### **4.4.1 Proyecto característico: Ingenio Providencia**

En el caso del Ingenio Providencia, aproximadamente el 50% de la energía producida es consumida por el Ingenio, mientras que el resto es vendido a la red nacional de energía. El Proyecto de Cogeneración se desarrolla en las instalaciones de la empresa ubicadas en Kilometro 12 Vía Palmira – El Cerrito, Corregimiento El Placer, Jurisdicción del Municipio del Cerrito, Departamento del Valle del Cauca

La planta de cogeneración eléctrica a partir de bagazo se puso en funcionamiento en julio de 2009 y La planta de cogeneración de energía tiene capacidad de generar 40 Megavatios (MW), para conseguirlo, fue necesario instalar una caldera de alta presión con capacidad de 400.000 libras de vapor por hora y dos turbogeneradores con capacidad de 20 MW.

---

<sup>13</sup> También hay exención en el caso eólico, pero no para el resto de renovables.

**Cuadro 14 Características del proyecto Providencia**

Características	
Potencia nominal de la central (MW)	40
Factor de planta promedio	0.9
Tiempo de construcción (años)	1
Vida útil (años)	20

### *Externalidades*

La cogeneración a partir del bagazo de caña es un caso particular en cuanto a la contabilización de externalidades, pues a pesar de que la combustión de biomasa genera CO<sub>2</sub>, éste es considerado como parte del ciclo natural del carbono en la tierra. Las plantas toman CO<sub>2</sub> del aire para crecer y luego lo devuelven al aire cuando son quemadas, de manera que no generan un aumento neto de CO<sub>2</sub> (asumiendo que no hay cambio de uso de suelo para la producción de biomasa). Adicionalmente, se generan algunas emisiones de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>, con impactos negativos sobre la salud y la biodiversidad.

En cuanto a externalidades positivas, el agua que se utiliza para producir el vapor que genera el movimiento de las turbinas para producir la energía se reutiliza, lo que genera un menor consumo de la misma y evita la contaminación de las fuentes hídricas.

## **4.5 Geotermia**

La energía geotérmica se crea de manera continua bajo la superficie de la tierra, por el calor extremo contenido en el magma al interior de la corteza terrestre. Cuando este calor crea naturalmente agua caliente o vapor, puede ser bombeado a la superficie para girar una turbina de vapor para generar electricidad. También se puede producir bombeando agua bajo tierra para extraer calor de rocas sólidas calientes. El agua es devuelta a la superficie para hacer girar una turbina de vapor y generar electricidad.

A pesar de los altos costos financieros de este tipo de proyectos, los beneficios ambientales en comparación con otras tecnologías son evidentes. La fase exploratoria, la perforación y la estimación de las características de la fuente geotérmica son un proceso que toma un tiempo importante y es muy costoso, constituyendo una de las principales barreras al desarrollo de esta tecnología. Estas plantas son intensivas en capital, tienen altos costos de instalación pero sus costos de operación son muy bajos.

La geotermia no genera emisiones importantes porque no quema ningún tipo de combustible en el proceso de generación eléctrica. Podría decirse que el uso del agua es el mayor perjuicio de este tipo de planta, pero las plantas geotérmicas reinyectan el agua que usan en pozos. Para el caso de las plantas que extraen el calor de rocas secas, agua de fuentes locales es necesaria para extraer la energía de las rocas calientes. El hecho de que el agua sea reinyectada a zonas subterráneas, en vez de disponerla en la superficie, evita la introducción de contaminantes del agua subterránea a aguas superficiales.

#### 4.5.1 Proyecto característico: Nevado del Ruíz, Isagen

Isagen está realizando estudio para el desarrollo de un proyecto de generación de energía eléctrica usando la geotermia de varias fuentes en Colombia, principalmente en el Macizo Volcánico del Ruiz y en la región de Chiles y Cerro Negro. Para tener acceso al vapor y al agua caliente, es necesario perforar reservorios profundos. El desarrollo del recurso geotérmico puede darse en Colombia ya que el país cuenta con una posición geográfica privilegiada y un marco geológico favorable, pues en el Cinturón de Fuego del Pacífico, del cual Colombia hace parte, cuenta con un gradiente natural alto de temperatura en el subsuelo.

En el año 2008, ISAGEN, con el apoyo de la Agencia para el Desarrollo y Comercio de los Estados Unidos e Ingeominas, realizó un estudio para evaluar un posible aprovechamiento de este recurso en el país. Este estudio identificó áreas con buen potencial geotérmico, en particular en dos zonas ubicadas en el área de influencia del Macizo Volcánico del Ruiz. El área de estudio se encuentra localizada en el flanco noroccidental de este Macizo, por fuera del Parque Nacional Natural de los Nevados y ha sido subdividida en dos Zonas de una extensión de aproximadamente 350 kilómetros cuadrados, en los departamentos y municipios de Villamaría, Caldas, Casablanca, Herveo y Villahermosa en Tolima, y Santa Rosa del Cabal, Risaralda.

**Cuadro 15: Características del proyecto Nevado del Ruiz**

Características	
<b>Potencia nominal de la central (MW)</b>	50
<b>Factor de planta promedio</b>	0.90
<b>Tiempo de construcción (años)</b>	9
<b>Vida útil (años)</b>	30

#### *Externalidades*

Como ya se mencionó, las plantas geotérmicas tienen un impacto ambiental menor al de la mayoría de tecnologías de generación de electricidad. Al no quemar ningún tipo de combustible ni emitir contaminantes a la atmósfera, la geotermia es una tecnología limpia. El problema está en los elevados costos de inversión, pero en cuanto a externalidades, no se contabiliza casi ninguna afectación. Las pocas que se han nombrado son la intrusión del paisaje y la afectación reducida al medio ambiente. De hecho, una planta geotérmica ocupa menos espacio que una termoeléctrica o que una hidroeléctrica, por lo que el paisaje se vería menos perjudicado por este tipo de planta. Adicionalmente, el agua que se inyecta en la tierra para generar el vapor es reutilizada después de condensarla, con tal de no perjudicar las fuentes hídricas cercanas al lugar de operaciones.

#### 4.6 Termoeléctrica

Una planta termoeléctrica es una instalación para la generación de energía eléctrica a partir de energía liberada en forma de calor, generalmente mediante la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón, en donde el calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica. Cuando la combustión es de combustibles fósiles

se le conoce como energía convencional, mientras que cuando se emplean otras fuentes de energía como biomasa, se considera una fuente de energía no convencional (FNCE).

La principal ventaja de las termoeléctricas es que son las centrales de generación de energía menos costosas de construir (teniendo en cuenta precio por MW instalado), en particular las de carbón, debido a la relativa simplicidad de construcción y generación de energía de manera masiva.

### *Externalidades sociales y ambientales*

El principal inconveniente es que esta forma de producción de energía genera emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y de lluvia ácida a la atmósfera, junto con partículas que son nocivas para la salud humana y para la fauna y flora en general.

Las plantas termoeléctricas causan problemas al medio ambiente, debido a que los componentes de los gases que generan afectan la vida de los seres humanos, animales y plantas de manera directa. Los principales componentes generados por la combustión son los óxidos de carbono (CO y CO<sub>2</sub>), óxidos de azufre (SO<sub>2</sub> y SO<sub>3</sub>) y óxidos nitrosos (NO y NO<sub>2</sub>), que se derivan de cualquier tipo de combustión. Las emisiones de CO<sub>2</sub> están directamente relacionadas con el efecto invernadero y el calentamiento global. Los SO<sub>2</sub> pueden contribuir a la generación de lluvia ácida y generar enfermedades respiratorias. Adicionalmente, hay otros componentes durante la combustión, como el material particulado (MP), que entre otros contaminantes, tiene un nivel de riesgo alto de generar impactos ambientales negativos (De Castro & Silveira, 2007). Además de la emisión de gases y partículas, 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.

Es importante tener en cuenta que a pesar de que la producción de energía está regulada para reducir y controlar los impactos ambientales que puede causar, existe una amplia variación en los impactos ambientales asociados a las diferentes tecnologías de generación eléctrica.

### *Termoeléctricas de carbón*

Las plantas productoras de electricidad a partir de carbón se consideran como las que mayores impactos ambientales generan a lo largo de las actividades productivas, al quemar el carbón y generar energía eléctrica a partir de la combustión. Altas emisiones de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, material particulado y compuestos de mercurio afectan el cambio climático, la salud de las personas y la salud de los ecosistemas. El CO<sub>2</sub> es el principal gas de efecto invernadero antropogénico y contribuye al calentamiento global. Los NO<sub>x</sub> pueden contribuir a la formación de ozono fotoquímico (*smog*), deteriorando la visibilidad y generando consecuencias negativas sobre la salud. El SO<sub>2</sub> puede agravar enfermedades respiratorias y cardiovasculares existentes. La población que más se ve afectada por este tipo de contaminante son las personas que padecen asma, bronquitis, enfisemas pulmonares, los niños y las personas mayores.

Otro agravante de esta tecnología es que grandes cantidades de agua son usadas para remover impurezas del carbón en la mina. Cuando estas plantas toman el agua de ríos y lagos, los peces y otras formas de vida acuática se pueden ver afectados, así como las personas y otros animales que dependen

de los recursos hídricos. Además, si el carbón es almacenado a la intemperie y es mojado por la lluvia, los metales pesados del carbón, como arsénico y plomo, pueden fluir hacia cuerpos de agua cercanos (EPA, 2013).

Tanto los residuos sólidos como el uso del suelo son problemas graves de las termoeléctricas. La quema de carbón genera residuos sólidos, cenizas, compuestos principalmente de óxidos metálicos y alcalinos. El suelo ocupado por las plantas de generación termoeléctrica de carbón se puede deteriorar por la contaminación proveniente del carbón y puede tardar muchos años en recuperarse, incluso después del cerramiento de la planta.

#### 4.6.1 Proyecto característico: Gecelca 3

El proyecto Gecelca 3, que produce energía eléctrica a partir de carbón, se encuentra ubicado en jurisdicciones del Municipio de Puerto Libertados, en el Departamento de Córdoba, con fuentes cercanas de combustible, lo que le da la categoría de central de bocamina. Además cuenta con fuentes de agua cercanas (Río San Pedro y Río San Jorge). En la primera subasta para la asignación de obligaciones de Energía Firme en Colombia, desarrollada por la CREG en mayo de 2008, a GECELCA 3 asignaron obligaciones de Energía Firme (OEF), para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2012 y el 30 de noviembre de 2032 (20 años).

El combustible utilizado es carbón de tipo “Sub – bituminoso”, que tiene un rango de poder calorífico de 7.174 BTU/lb y un consumo térmico específico de 9.496 BTU/kWh.

El entonces Ministerio de Medio Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial le otorgó la licencia ambiental en abril de 2010.

**Cuadro 16 Características del proyecto Gecelca 3**

Características	
<b>Potencia nominal de la central (MW)</b>	150
<b>Factor de planta promedio</b>	0.85
<b>Tiempo de construcción (años)</b>	2
<b>Vida útil (años)</b>	30

Fuente: (Gecelca, 2010)

#### *Externalidades*

Las termoeléctricas a carbón son las mayores contaminadoras de todas las plantas de generación de energía eléctrica. Su operación tiene efectos sobre la salud, el cambio climático y la biodiversidad. Al emitir GEI, sus repercusiones locales y regionales son grandes. En cuanto a la salud, los efectos principales son los problemas de bronquitis, enfermedades respiratorias, urgencias hospitalarias, y sus derivados como asma, enfermedades cardiovasculares, entre otras. Estos impactos han sido monetizados y su valor es alto. Por el lado del cambio climático, la emisión de GEI que contribuye al

calentamiento global, también genera daños en la capa de ozono. Finalmente la biodiversidad se ve afectada por la toxicidad de los gases que ocasiona la muerte de plantas y animales.

### *Termoeléctricas a gas*

Las plantas termoeléctricas usan diferentes métodos para convertir gas en electricidad. El primer método es quemar el gas en un “boiler” para producir vapor, que es usado para mover una turbina que genera electricidad. Otro método, más tradicional, es quemar el gas en una turbina de combustión para generar electricidad. Recientemente, una tecnología que combina los dos procesos mencionados se está implementando cada vez más, ya que alcanza una mayor eficiencia y es una tecnología más limpia.

El gas natural es el más limpio de los combustibles fósiles debido a su composición química, pero a pesar de esto tiene impactos ambientales importantes, principalmente por los gases que emite a la atmósfera. Los contaminantes principales son NO<sub>x</sub> y CO<sub>2</sub>, pero éstos se producen en menor cantidad que con los otros combustibles fósiles. El metano (CH<sub>4</sub>), un componente principal del gas natural y un gas de efecto invernadero, es emitido a la atmósfera cuando el gas natural no es quemado por completo. Las emisiones de SO<sub>2</sub> y de compuestos de mercurio no son significativas. También presenta emisiones de hidrocarburos (HC) y de monóxido de carbono (CO).

La combustión del gas natural en las turbinas de combustión no requiere de cantidades significativas de agua. Sin embargo, las tecnologías que usan *gas-fired boiler* y las de ciclo combinado sí requieren agua para el proceso de enfriamiento. Otros impactos generados por la extracción de gas natural y la construcción de las plantas termoeléctricas son la destrucción de hábitat natural para animales y plantas, la erosión, la pérdida de productividad del suelo y deslizamientos.

### *Termoeléctricas de ciclo combinado*

Las centrales eléctricas se caracterizan por utilizar dos tipos de turbinas: una de gas que gira con los gases provenientes de la combustión del gas natural (en la combustión se libera energía térmica que hace que los gases contenidos en la turbina se expandan y giren), esta energía mecánica es convertida en energía eléctrica en el generador. La segunda turbina, la de vapor, que gira usando el calor generado en la combustión del gas natural. Los gases de la combustión salen de la turbina de gas y se dirigen a la caldera de recuperación de calor, en donde ceden calor al agua que circula por tubos y que es transformada en vapor, que a su vez hace girar la turbina de vapor. De esta forma, la combustión de gas cumple dos funciones; mover la turbina de gas y ser la fuente de energía para mover la turbina de vapor. Al final, el vapor pasa por un condensador en donde se enfría y sale en estado líquido. De esta manera, se obtiene una mejora tanto en términos de eficiencia como de impacto ambiental, ya que se reduce el consumo de combustibles fósiles y de agua para producir la misma cantidad de energía (Endesa, 2012).

#### **4.6.2 Proyecto característico: Termocentro Isagen**

La central Termocentro está ubicada en el valle medio del río Magdalena, en el corregimiento de Puerto Olaya, municipio de Cimitarra, Santander a aproximadamente 5 kilómetros de Puerto Berrío, Antioquia.

Posee una capacidad instalada de 300 MW, conformada por dos unidades turbogeneradoras a gas de 100 MW cada una, y una unidad a vapor de 100 MW. Entró en operación en configuración de ciclo simple en febrero de 1997.

En el año 2000 se hizo la conversión de la planta de ciclo simple a ciclo combinado, lo que permite aprovechar a través de un ciclo a vapor los gases de escape calientes emitidos a la atmósfera durante el proceso de combustión de las turbinas a gas, lo cual incrementa la eficiencia de la planta en un 50%, al no requerirse combustible adicional para generar 100 MW (ISAGEN, 2013).

**Cuadro 17 Características del proyecto Termocentro**

Características	
<b>Potencia nominal de la central (MW)</b>	300
<b>Factor de planta promedio</b>	0.85
<b>Tiempo de construcción (años)</b>	1
<b>Vida útil (años)</b>	20

Fuente: (ISAGEN, 2013)

### **Externalidades**

Las externalidades generadas por las plantas de ciclo combinado son prácticamente las mismas que las de carbón, pero a escala menor dado sus menores tasas de emisión de GEI. Al ser un mecanismo de combustión se liberan gases contaminantes y se afectan tanto los seres humanos como otros seres vivos y el mismo medio ambiente, incluyendo el clima que se calienta como consecuencia de la mayor concentración de este tipo de gases en la atmósfera.

## 5. Estadísticas descriptivas de costos y externalidades de los casos de estudio

Las tecnologías de generación eléctrica contempladas en este estudio son distintas unas de otras por las fuentes de energía que utilizan para producir electricidad, por su capacidad instalada y por sus estructuras de costos. Como se puede ver en el Cuadro 18, la capacidad de generación de energía de los casos de estudio seleccionados varía de manera importante pues se analizan proyectos de gran capacidad, como una gran hidroeléctrica con embalse, así como pequeños proyectos de fuentes de energía renovable no convencionales. Por otra parte, los proyectos presentan importantes diferencias en los tiempos de planeación y construcción que requiere la instalación de una planta de generación eléctrica: por ejemplo, mientras una planta térmica puede ser construida en un año, la creación de una hidroeléctrica grande puede tardar más de 10 años. De igual manera, se observa que la vida útil de las plantas varía considerablemente y que las plantas térmicas y eólicas tienen un tiempo de vida útil menor.

**Cuadro 18: Capacidad y factor de planta**

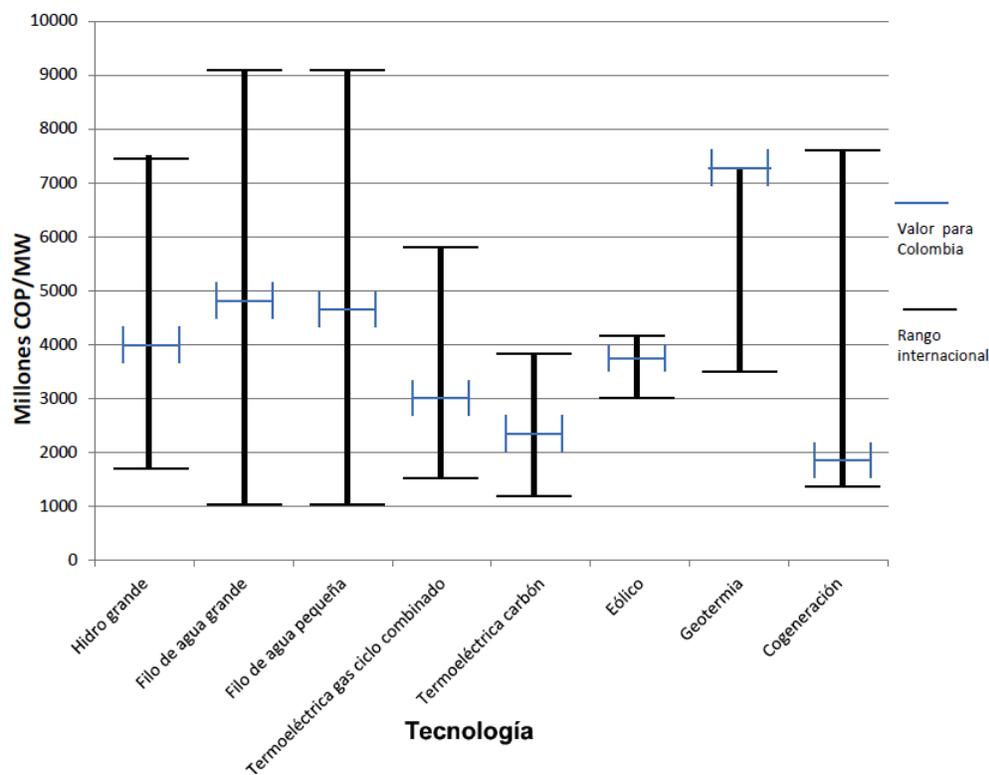
Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Factor de capacidad de planta	Tiempo de construcción (años)	Vida útil (años)
Hidroeléctrica grande	2400	85%	10	43
Filo de agua grande	80	73%	2.8	40
Filo de agua pequeña	35	55%	3	30
Termoeléctrica gas	300	85%	1	20
Termoeléctrica carbón	150	85%	2	30
Eólico	32	45%	2	20
Geotermia	50	90%	9	30
Cogeneración	40	75%	1	20

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a los costos de inversión por MW instalado, se observa que para el caso de un parque eólico o de una hidroeléctrica grande los costos son superiores a los de las plantas térmicas (Gráfico 13), sin embargo, los costos de operación y mantenimiento de las plantas térmicas superan ampliamente aquellos de las plantas eólicas e hidroeléctricas. De igual forma, las externalidades que cada tecnología presenta varían de manera importante. A continuación se presentan en detalle los costos estimados para cada uno de los casos de estudio elegidos. Es importante tener en cuenta que no fue posible tener acceso a información financiera detallada de las diferentes empresas, por lo tanto los costos son indicativos y se presentan de manera agregada en términos de costos de inversión y de operación y mantenimiento. Cuando no fue posible acceder a información para el caso de estudio particular, se tomaron costos reportados a nivel general para Colombia por la UPME (2005) o por estudios internacionales, tomando los que mejor se ajustan al caso colombiano.

Los costos de inversión por MW instalado estimados para los casos de estudio, se encuentran dentro del rango de los costos reportados en estudios de costos de generación de energía eléctrica a nivel internacional (IRENA (2013) y EIA (2013)). Se observa que en Colombia el mayor costo de capital lo presentan las plantas geotérmicas, que supera los 7000 millones de COP por MW instalado (Gráfico 13). Esto se puede explicar porque se trata de una tecnología nueva en Colombia y se contemplan costos de exploración e identificación de potenciales zonas en donde se puedan desarrollar proyectos de este tipo. Las hidroeléctricas a filo de agua, por su tamaño, presentan mayores costos de capital por MW instalado que las plantas hidroeléctricas con embalse, que tienen la mayor capacidad de los proyectos analizados. Las plantas térmicas de carbón y de gas presentan los menores costos de capital por capacidad instalada, después de la cogeneración con biomasa.

**Gráfico 13: Costo de inversión por MW instalado**

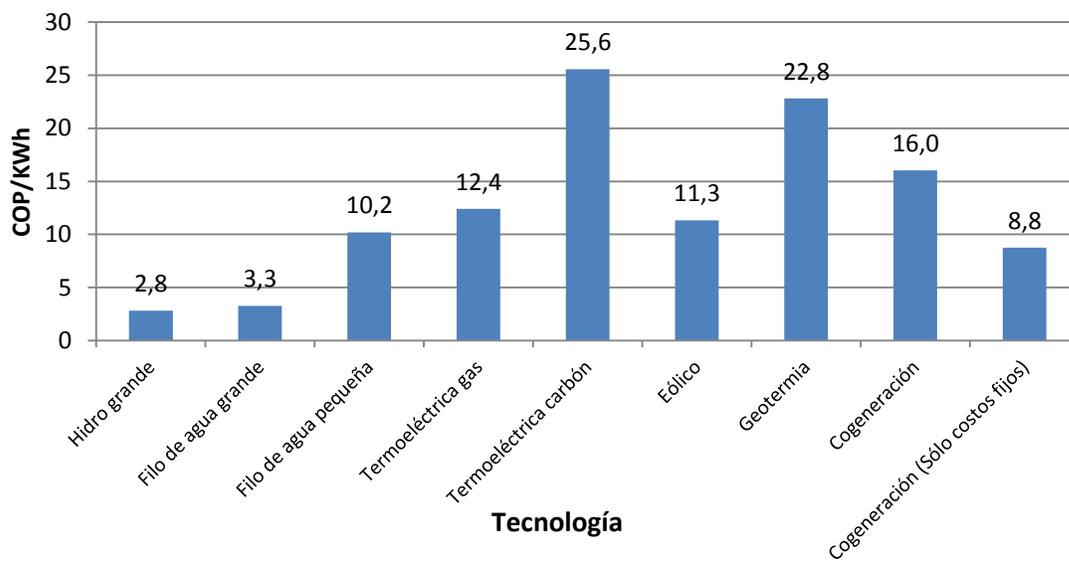


*Fuente:* Elaboración propia con base en UPME (2005) , ISAGEN (2007), ISAGEN (2009), EIA Gecelca 3 (2009), ISAGEN (2010) ,EPM (2012), ISAGEN (2012), IRENA (2013).

En cuanto a los costos de operación y mantenimiento, se encuentra que éstos varían de manera considerable según el tipo de fuente de energía. Como se puede ver en el Gráfico 14, las plantas hidroeléctricas presentan los menores costos de operación y mantenimiento, seguidas por las plantas eólicas. En particular, las grandes hidroeléctricas con embalse presentan costos considerablemente inferiores a los costos del resto de tecnologías (2.8 COP/MWh). Cuando sólo se consideran los costos fijos de operación y mantenimiento de la cogeneración a partir de bagazo de caña, esta tecnología presenta los menores costos, después de las hidroeléctricas, sin embargo no se conocen con exactitud

los costos totales de operación y mantenimiento de la cogeneración con bagazo y por lo tanto se tomará como referencia el valor reportado por el IRENA (2013). Las plantas térmicas presentan los mayores costos de operación, y las plantas que usan carbón como materia prima para la generación de energía eléctrica presentan costos que corresponden al doble de aquellas que generan energía eléctrica a partir de gas natural.

**Gráfico 14: Costos de operación por KWh**



*Fuente:* Elaboración propia con base en: UPME (2005), NORSKE VERITAS (2005), EIA Proyecto el Quimbo (INGETEC, 2008), Gecelca 3 (2009), DET, Bloomberg New energy finance (2012), IRENA (2013). Nota: los costos de operación corresponden a costos variables y a costos fijos, que son convertidos a pesos/KWh a partir del factor de capacidad de planta.

Por otra parte, en el Cuadro 19 y en el Gráfico 15: Externalidades por tecnología Gráfico 15 se presentan las externalidades que se contemplan en el análisis costo beneficio. Como se mencionó anteriormente, algunos proyectos internalizan una parte de los impactos negativos en sus Planes de Manejo Ambiental y los tienen en cuenta en sus planes de inversión. Se observa que las externalidades estimadas para las energías renovables (hidroeléctricas y eólicas) son considerablemente inferiores a las estimadas para las termoeléctricas de gas y carbón.

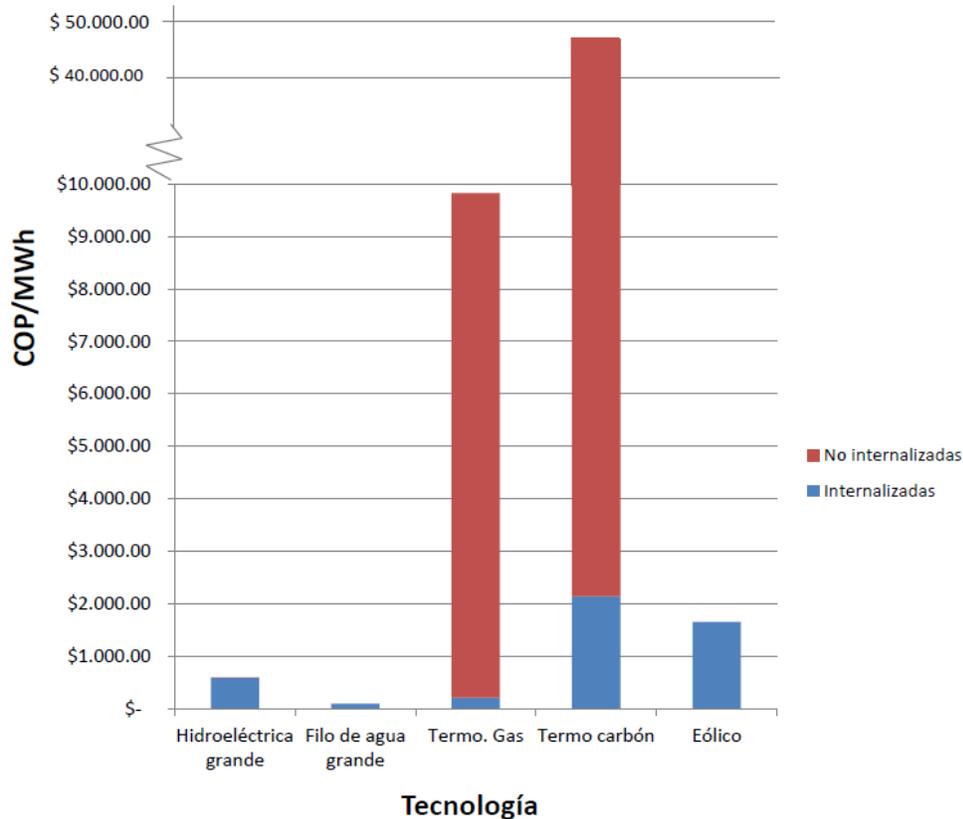
**Cuadro 19: Externalidades**

Tecnología	Externalidad	Valor (COP/MWh)	Unidad
Hidroeléctrica grande	Emisión metano	0.003	COP/MWh
	PMA Inversión	351.71	COP/MWh
	PMA Operación	234.47	COP/MWh
Filo de Agua grande	PMA Inversión	100.86	COP/MWh

Eólica	PMA Inversión	1494.95	COP/MWh
	PMA Operación	158.00	COP/MWh
Termo. Gas	Salud (Ubicación planta: Termocentro)	1883.48	COP/MWh
	Salud (Ubicación planta: área urbana)	1950.75	COP/MWh
	Biodiversidad (Ubicación planta: Termocentro)	44.97	COP/MWh
	Biodiversidad (Ubicación planta: área urbana)	32.28	COP/MWh
	GEI (Ubicación planta: Termocentro)	7685.733	COP/MWh
	GEI (Ubicación planta: área urbana)	7685.73	COP/MWh
	PMA inversión	38.07	COP/MWh
	PMA operación	170.99	COP/MWh
Termo. Carbón	Salud (Ubicación planta: Gecelca)	22945.65	COP/MWh
	Salud (Ubicación planta: Urbana)	35293.12	COP/MWh
	Biodiversidad (Ubicación planta: Gecelca)	1841.53	COP/MWh
	Biodiversidad (Ubicación planta: Urbana)	1700.29	COP/MWh
	GEI (Ubicación planta: Gecelca)	17410.96	COP/MWh
	GEI (Ubicación planta: Urbana)	17410.96	COP/MWh
	PMA inversión	2064.64	COP/MWh
	PMA operación	72.17	COP/MWh

*Fuente:* Elaboración propia con base en: Sedic Consultores S.A. (1999), Farrer (2007), Australian Academy of Technological Sciences and Engineering (2009), Arango Escobar Asesorías Empresariales (2009), Gecelca 3 (2009) Consorcio generación Ituango (2011), Robinson, Riascos, & David Harbord (2012), IMCO (2012).

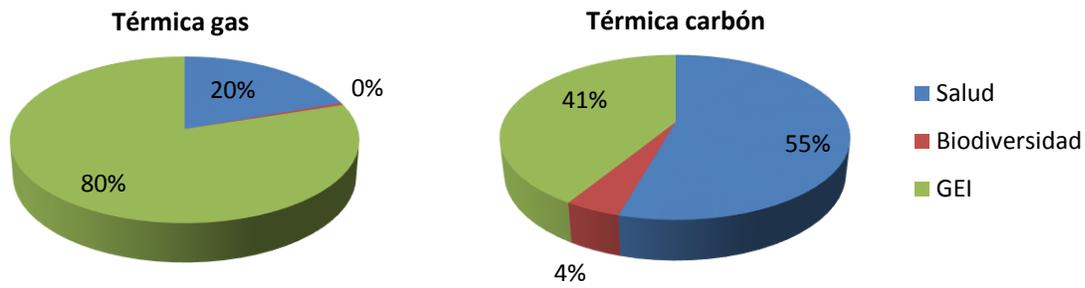
### Gráfico 15: Externalidades por tecnología



*Fuente:* Elaboración propia con base en: Sedic Consultores S.A. (1999), Farrer (2007), Australian Academy of Technological Sciences and Engineering (2009), Arango Escobar Asesorías Empresariales (2009), Gecelca 3 (2009) Consorcio generación Ituango (2011), Robinson, Riascos, & David Harbord (2012), IMCO (2012).

En cuanto a las externalidades de las plantas térmicas se observan diferencias considerables entre las plantas de gas y carbón, siendo más de cuatro veces mayor el valor total de las externalidades de plantas carboeléctricas. Adicionalmente, como se puede observar en el Gráfico 16, la externalidad de las plantas a gas no considerada en el PMA que causa mayores costos son las emisiones de GEI, mientras que para las plantas a carbón son las repercusiones negativas sobre la salud humana. Por otra parte, cuando se comparan las externalidades generadas por las plantas cuando éstas se encuentran ubicadas en zonas urbanas, en donde la densidad de la población es mayor, se observa que el valor de las externalidades asociadas a afectaciones a la salud son mayores que en zonas rurales. Por el contrario, en zonas urbanas el valor de las afectaciones a la biodiversidad en áreas urbanas es menor, pues la cobertura vegetal es menor.

**Gráfico 16: Externalidades de las plantas térmicas no consideradas en PMA**



*Fuente:* Elaboración propia con base en IMCO (2012).

## 6. Resultados análisis LCOE

En esta sección se presentan los resultados de las estimaciones sobre los costos de producción de energía eléctrica por tecnología, teniendo en cuenta no sólo los costos de inversión y de operación, sino también las externalidades que se derivan de la generación eléctrica para cada una de las tecnologías. Para el cálculo de los costos nivelados se asume que todas las plantas producen la mayor cantidad de energía dado su factor de capacidad. Para todos los casos se toma una tasa de descuento del 6% y se hace un análisis de sensibilidad de los resultados con otras tasas de descuento, teniendo en cuenta que este es un parámetro importante cuando se hacen análisis de largo plazo.

El análisis calcula los costos nivelados para cada una de las tecnologías en diferentes escenarios que se listan a continuación:

1. Con y sin financiación de largo plazo.
2. Escenario con y sin externalidades
3. Escenarios con y sin beneficio por cargo por confiabilidad.
4. Escenarios con diferentes tasas de descuento (3%, 6%, 9%, 12%).
5. LCOE de las plantas térmicas según las características del lugar en donde se ubican las plantas.

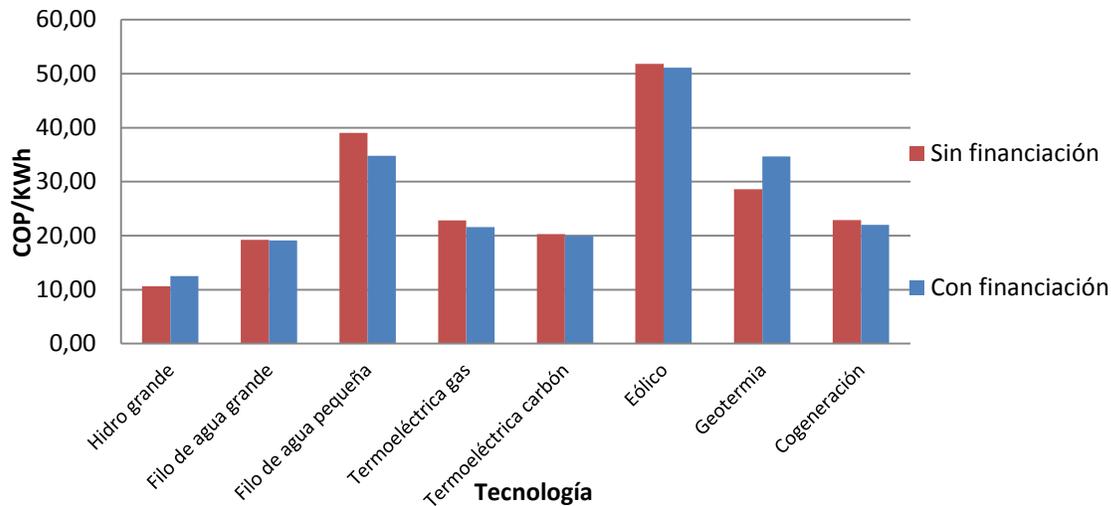
### 6.1 Con y sin financiación de largo plazo

En primer lugar, se presentan los costos nivelados para cada proyecto teniendo en cuenta que la inversión se realiza durante los años de la construcción de la planta en montos iguales durante cada año de construcción, con excepción de los proyectos de geotermia, para los cuales se considera que la inversión está compuesta por cuatro etapas y se compara con un escenario en el cual la inversión total es financiada durante 15 años para los proyectos de las grandes hidroeléctricas con embalse y los proyectos geotérmicos, mientras que para el resto de proyectos el tiempo de financiación es de 10 años. El factor de descuento empleado es del 6%, mientras que la tasa de interés de que se debe pagar por el capital requerido para la inversión es del 5%. Es importante tener en cuenta que esta forma de considerar la financiación de los proyectos no constituye un modelo financiero detallado, ya que se trata de una evaluación social, y que los proyectos de generación eléctrica cuentan con un esquema de financiación más complejo. Como se puede ver en el Gráfico 17, considerar una financiación de la inversión aumenta los costos nivelados de la energía eléctrica de las grandes hidroeléctricas, mientras que los disminuye para el resto de proyectos.

Cuando se comparan los costos nivelados sin tener en cuenta las externalidades negativas no contempladas en la inversión de los proyectos, se encuentra que los menores costos los presentan las hidroeléctricas grandes con embalse. Esto se debe a la capacidad de producción de la planta y a los bajos costos de operación y mantenimiento que presenta esta tecnología. Para las hidroeléctricas a filo de agua grandes (80 MW) y las termoeléctricas a gas y carbón, que son las tecnologías que presentan los menores costos después de las grandes hidroeléctricas con embalse, los costos nivelados superan los

costos de las grandes hidroeléctricas en más del 60%. Los costos más elevados los presentan los parques eólicos, que superan los 50 COP/KWh.

**Gráfico 17: Costos nivelados - con y sin financiación de la inversión**



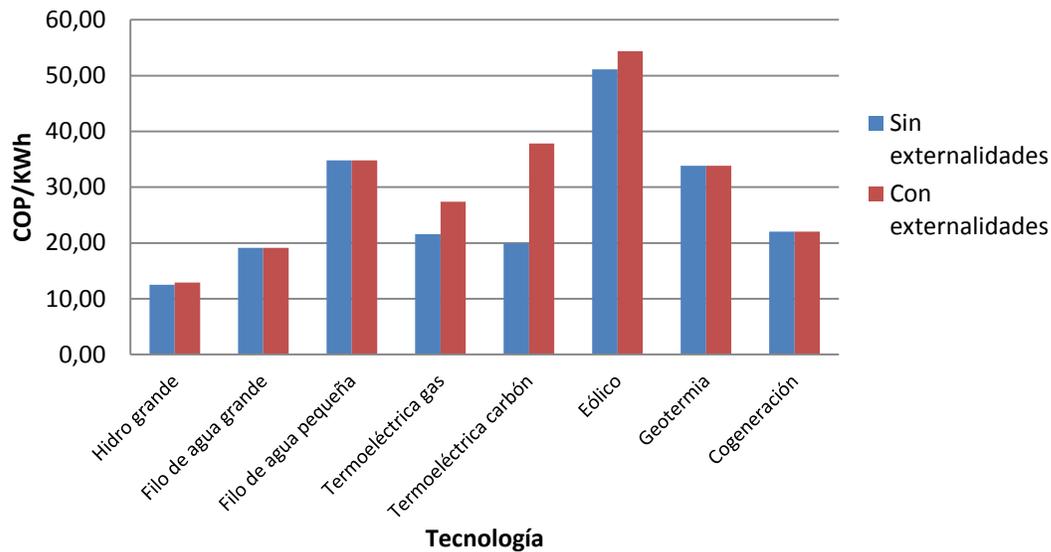
Fuente: Elaboración propia.

Nota: no se incluyen externalidades.

## 6.2 LCOE con y sin considerar externalidades

Al incluir las externalidades mencionadas anteriormente para cada uno de los proyectos, y en particular para el caso de las plantas térmicas, se observa que los costos nivelados de las centrales térmicas aumentan en un 27% en el caso de las térmicas de ciclo combinado de gas y en un 89% en el caso de las plantas térmicas de gas. Considerar las externalidades generadas por la combustión de gas y carbón, hacen que los costos nivelados de las plantas térmicas superen los costos del resto de tecnologías, con excepción de las plantas filo de agua, la geotermia y la energía eólica para el caso de las termoeléctrica de gas, mientras que los costos de las termoeléctricas a carbón son superados únicamente por las plantas eólicas. Para el resto de proyectos, la inclusión de externalidades no cambian de manera significativa los resultados.

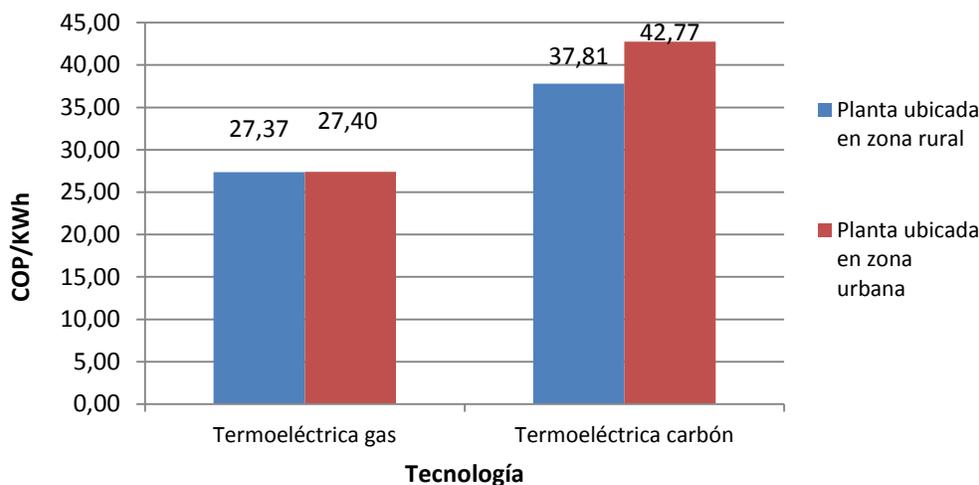
**Gráfico 18: Costos nivelados sin y con externalidades**



Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, cuando se comparan los costos nivelados considerando que las plantas térmicas tradicionales (gas y carbón) pueden ubicarse en el lugar en donde se encuentran ubicadas actualmente y que corresponde a zonas rurales, con un escenario en donde estas plantas se encuentran ubicadas en zonas urbanas, se encuentra que los costos nivelados aumentan en un 13% para el caso de las termoeléctricas a carbón, pero que éstos no cambian de manera considerable para el caso de las termoeléctricas a gas. Este resultado se debe a que para las plantas térmicas a gas, el valor de la pérdida de biodiversidad es similar al valor de las afectaciones a la salud humana y en zonas rurales la primera externalidad es mayor que en zonas urbanas, mientras que la segunda es mayor en zonas rurales que en zonas urbanas, pues en zonas urbanas hay una mayor cantidad de población que puede verse afectada por los contaminantes. Por el contrario, para las plantas térmicas de carbón los daños que causan a la salud humana son muy superiores a los daños que causan a la biodiversidad y por lo tanto se presenta un aumento importante en los costos nivelados cuando este tipo de plantas son ubicadas en centros urbanos y sus externalidades negativas son tenidas en cuenta.

**Gráfico 19: Costos nivelados según la localización de las plantas térmicas**



Fuente: Elaboración propia.

### 6.3 Valor presente neto: tasa de descuento y cargo por confiabilidad

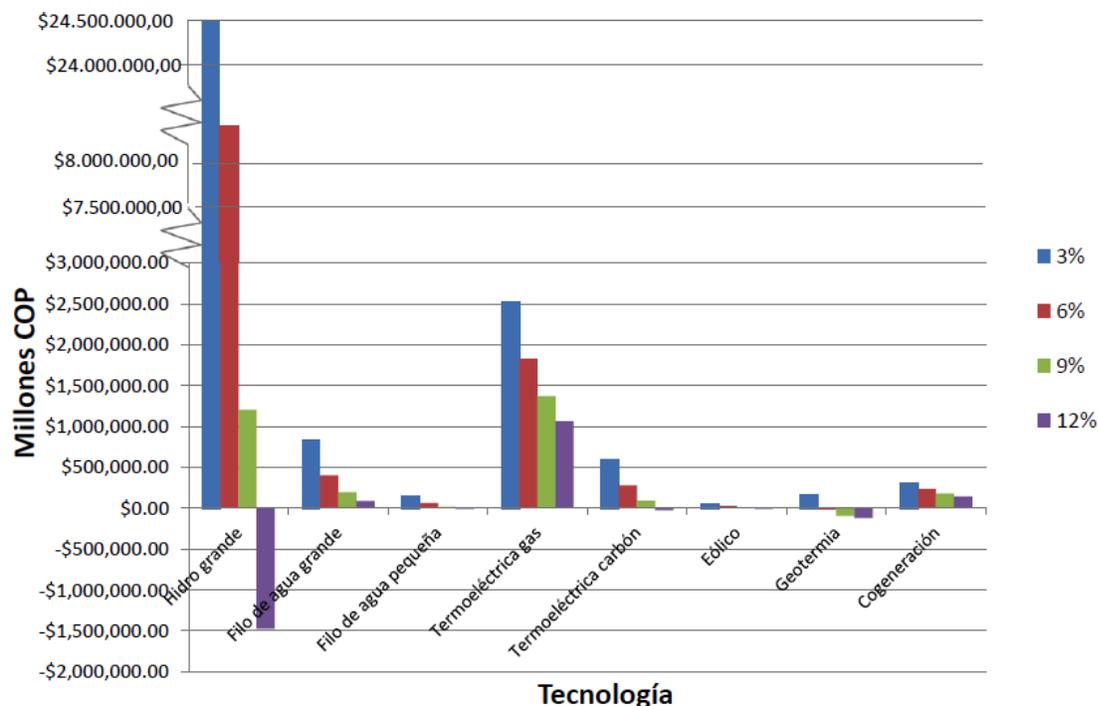
La tasa de descuento es un parámetro importante cuando se analizan los costos y beneficios de proyectos de mediano y largo plazo. Como es de esperar, a una mayor tasa de descuento, menores son los costos nivelados para todas las tecnologías, pues estos se calculan a partir del valor presente neto de todos los costos del proyecto y éstos son decrecientes en el tiempo, debido a que las inversiones de capital se realizan en los primeros años.

La tasa de descuento también es clave para determinar la rentabilidad de los proyectos de generación de energía eléctrica, pues los tiempos de inversión y la inversión inicial de cada proyecto, así como la vida útil de una planta de generación eléctrica difieren de manera significativa y por lo tanto, el valor presente neto de cada proyecto responde de manera diferente ante cambios en la tasa de descuento. Como se puede ver en el Gráfico 20, a medida que aumenta la tasa de descuento disminuye el valor presente neto de los proyectos. Esto se debe a que este tipo de proyectos requiere de un período de importantes inversiones de capital en donde no se perciben beneficios hasta que la planta es puesta en marcha. En el caso de los proyectos de geotermia la tasa de descuento supera el 5.5%. Si se usa una tasa de descuento del 12%, todos los proyectos, salvo los de filo de agua grandes, proyectos térmicos de gas y los proyectos de cogeneración, presentan un valor presente neto negativo.

Por otra parte, es importante notar la diferencia en el valor presente neto de los proyectos analizados, pues éste es un reflejo tanto del tamaño de los proyectos como de su rentabilidad. Las plantas más grandes, que son la hidroeléctrica grande con embalse y la termoeléctrica a gas, son las que presentan un mayor valor presente neto. A su vez, la hidroeléctrica requiere de un período largo de importantes inversiones (10 años), pero sus costos de operación y mantenimiento son bajos. En el caso de la

termoeléctrica a gas, es importante recalcar que el tiempo de construcción es corto y que empieza a percibir beneficios antes que el resto de proyectos.

**Gráfico 20: VPN para diferentes tasas de descuento**



Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, se plantea un escenario en el cual se asume que todos los proyectos reciben un cargo por confiabilidad cercano al que pueden llegar a recibir actualmente en Colombia, según las características de la planta y su capacidad de generar energía en momentos de escasez. Para esto se toma la ENFIC de proyectos participaron en subastas y para el caso de proyectos que no han participado, se calcula a partir de proyectos con la misma tecnología, como se muestra en el Cuadro 20.

**Cuadro 20: % Energía en firme con respecto la capacidad instalada.**

Hidro Grande	Filo de agua grande	PCH	Térmica Gas	Térmica Carbón	Eólico	Geotermia	Cogeneración
41%	31%	31%	95%	85%	7%	N/A	N/A

Fuente: Elaboración propia con base en UPME (2008), MME (2008).

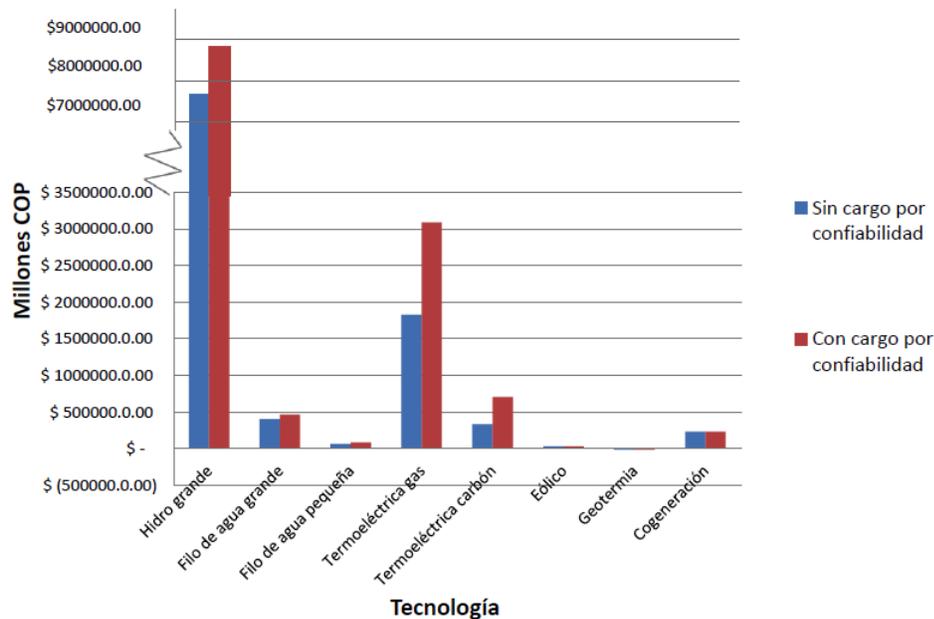
El beneficio adicional que puede percibir un proyecto por el cargo por confiabilidad se calcula a partir de la ENFIC establecida para los proyectos, la energía media anual de los mismos y el precio determinado en la subasta por energía en firme de diciembre del 2011 (15.7USD/MWh).

*Beneficio cargo por confiabilidad*

$$= \%ENFIC * Energía\ media\ anual\ (KWh) * Precio\ Subasta\ \left(\frac{COP}{KWh}\right) \quad (1)$$

Se encuentra que los proyectos que más se benefician por el cargo por confiabilidad son las plantas térmicas de carbón y gas, que incrementan su VPN en 69% y 110% respectivamente. Las hidroeléctricas a filo de agua grande y pequeña lo incrementan en 17% y 30% respectivamente, mientras que este aumento es del 23% para las hidroeléctricas grandes con embalse. El VPN del proyecto eólico aumenta en 6%. Debido a que actualmente no existe una metodología para calcular la ENFIC de los proyectos geotérmicos y de cogeneración, se asume que éstos no perciben beneficios por el cargo por confiabilidad.

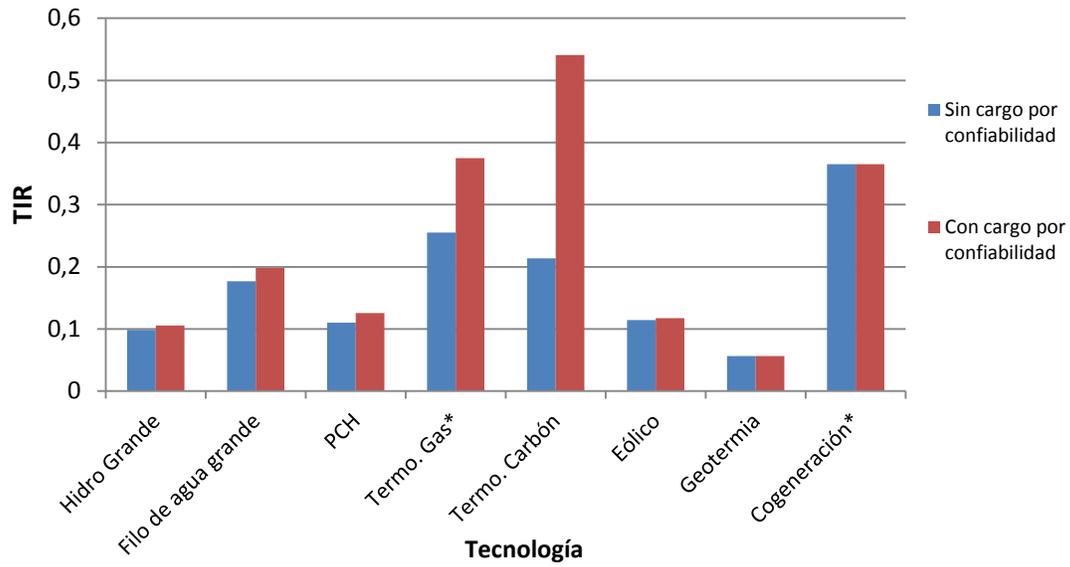
**Gráfico 21: VPN con cargo por confiabilidad**



Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, al analizar la tasa interna de retorno (TIR) de los proyectos, también se encuentra que las plantas térmicas de gas y carbón son las principales beneficiarias del cargo por confiabilidad; en particular los proyectos carboeléctricos que pasan de tener una TIR del 21% a una del 54% cuando se tiene en cuenta el cargo por confiabilidad. Al analizar la TIR también es de destacar que las plantas de cogeneración a partir de bagazo de caña y las plantas térmicas son los proyectos que mayores TIR reportan cuando se tiene en cuenta el cargo por confiabilidad y también cuando este cargo no es considerado, mientras que el proyecto geotérmico presenta la menor TIR (5.63%).

**Gráfico 22: TIR con y sin financiación**



*Fuente:* Elaboración propia. Nota: Para todas las tecnologías, con excepción a termoelectrico de gas y cogeneración se tiene en cuenta un escenario con financiación de largo plazo de la inversión.

## 7. Conclusiones y recomendaciones

1. Es importante para Colombia diversificar sus fuentes de generación eléctrica para evitar un aumento significativo en emisiones de GEI a 2025 (aumento del 100%) y reducir la vulnerabilidad del sistema ante posibles efectos del cambio climático.
2. La regulación del mercado eléctrico colombiano fue diseñada y está sustentada con una orientación en primer lugar de suplir la demanda, en segundo lugar de hacerlo al menor costo y en tercer lugar de garantizar la confiabilidad del suministro. Bajo estos pilares y dada la disponibilidad de recursos en el país, los resultados muestran que las alternativas tecnológicas que mejor se ajustan a estos pilares son las hidroeléctricas y las plantas térmicas convencionales tanto a carbón como a gas.
3. Sin embargo, al evaluar las distintas tecnologías no se toman en cuenta otros costos como externalidades sociales y ambientales que afectan a la población y que si no son internalizados por los proyectos, terminan siendo pagados por la población afectada o la sociedad en general, dependiendo del tipo de externalidad.
4. Adicionalmente, el crecimiento de la capacidad instalada en el país no puede basarse en generación térmica a gas por los posibles problemas de abastecimiento y asignación del combustible entre usos residenciales e industriales. Esto genera un escenario negativo en el que la generación térmica se base en uso de carbón, con los costos ambientales que eso significa.
5. En Colombia existe potencial para el desarrollo de energías renovables no convencionales, sin embargo, la estructura regulatoria actual hace que la diferencia en rentabilidad entre estas tecnologías y las convencionales se incremente, dificultando su entrada en el mercado.
6. El hecho de que cada vez es más difícil y tardado construir grandes proyectos hídricos con embalse (por ejemplo El Quimbo de EMGESA o Porce IV de EPM) hace relevante explorar la alternativa de pequeñas centrales de energías renovables cercanas a los centros poblacionales.
7. Uno de los principales problemas de las energías renovables en Colombia es que los sitios en que hay abundancia de los recursos naturales (viento, energía solar, fuertes caídas de agua, actividad volcánica) se encuentran en zonas de reserva natural o de propiedad indígena o afrocolombiana. La falta de claridad en la legislación sobre los procesos de la consulta previa pueden dificultar y hacer más costoso el desarrollo de estas tecnologías. Esto no es un problema para la instalación de plantas térmicas, que en ese sentido tienen la versatilidad para ser instaladas en cualquier sitio.
8. La versatilidad de las plantas térmicas para instalarse en el sitio más conveniente les permite hacer más expedito su proceso de licenciamiento ambiental, y en sus planes de manejo no necesariamente se cuantifican todos sus impactos ambientales y en salud. Esto puede ser cierto

para otras tecnologías, sin embargo, los impactos en salud de las plantas térmicas son mucho mayores que las externalidades de otras tecnologías.

9. Como la mayoría de los proyectos analizados cuentan con un plan de manejo o tienen externalidades muy pequeñas, sus costos no cambian de manera significativa al incluir el costo de las externalidades. Sin embargo, para las plantas térmicas sus costos aumentan en 26.7% y en 89.5% para centrales a gas y carbón respectivamente.
10. Si las centrales térmicas se instalan en sitios con una mayor densidad poblacional (no rurales), sus costos aumentan en 13% para las plantas de carbón.
11. Cuando se comparan los costos de instalación y de operación de diferentes tecnologías generalmente no se toman en cuenta las externalidades generadas por las mismas. Al tomarlas en cuenta observamos que la diferencia en costos entre tecnologías convencionales y no convencionales disminuye. Por ejemplo, al tomar en cuenta las externalidades de la generación eléctrica, la diferencia en costos entre generación térmica con carbón y energía eólica se reduce en 43.8%, entre generación térmica con carbón y cogeneración con bagazo se reduce en 47%, y entre generación térmica con carbón y una filo de agua pequeña en 47%, haciendo que estas dos últimas tecnologías sean más baratas que una planta térmica a carbón.
12. Es importante resaltar que para muchas de las tecnologías seleccionadas no hay la información adecuada para valorar las externalidades, por lo que los valores encontrados en este trabajo pueden tomarse como un límite inferior para el valor de las mismas.
13. Una vez que se toman en cuenta las externalidades se encuentra que la cogeneración a partir de bagazo de caña de azúcar y la geotermia son dos tecnologías con potencial para diversificar la capacidad instalada en Colombia.
14. El desarrollo de energía geotérmica en el país aun está en etapas exploratorias, por lo que aún no es seguro si podrá entrar a participar en la matriz energética nacional en el futuro próximo.
15. El crecimiento de la cogeneración a partir de bagazo de caña en el país es más sencillo y puede trazarse el proceso de política pública y cambios regulatorios necesarios para aprovechar mejor la capacidad instalada en el país y la disponibilidad de biomasa para cogeneración.
16. Es recomendable analizar posibilidades de expansión de la capacidad instalada para revisar su contribución al mercado y las condiciones de participación, en particular en lo referente a la participación en la subasta de confiabilidad de la que hoy están excluidos.
17. La energía eólica, a pesar de la disminución en el precio de las turbinas en años recientes y aún cuando se toman en cuenta las externalidades de otras tecnologías es muy costosa en Colombia. Este costo aumenta cuando se toman en cuenta las negociaciones necesarias para instalar este tipo de proyectos en las zonas con potencial en el país (departamentos de La Guajira y Atlántico). Aún con una tasa de descuento del 3% la tecnología es poco rentable.

18. El cargo por confiabilidad, diseñado para dar firmeza al sistema, hace que ciertas tecnologías sean más rentables por la confiabilidad que brindan al sistema. Por ejemplo, el VPN de las grandes hidroeléctricas aumenta en 23%, mientras que para las térmicas aumenta en 69% y 110% para gas y carbón respectivamente. Sin embargo, hay tecnologías como la cogeneración que pueden aportar firmeza pero aún no se les reconoce.
19. Es importante en trabajos futuros comparar los costos en salud generados por las plantas térmicas con el posible aumento en el precio de la energía para el consumidor por la inclusión de tecnologías renovables no convencionales en la matriz.
20. Igualmente a futuro sería deseable contar con información más exacta sobre los costos financieros de las plantas de generación eléctrica para poder hacer un ejercicio más exacto. Sin embargo, es de esperarse que los hallazgos con los datos utilizados en este trabajo se mantengan.

## Referencias

- Arango Escobar Asesorías Empresariales. (2009). *Estudio de Impacto Ambiental Termocol*. Bogotá, D.C.
- (AIDA), I. A. (2009). *Proyecto Hidroeléctrico La Parota*.
- Decreto 1320 de 1998. (13 de Julio de 1998).
- Decreto 2820 de 2010. (5 de Agosto de 2010).
- ALLPE. (2013). *Energía geotérmica y medio ambiente*. Recuperado el septiembre de 2013, de [http://www.allpe.com/seccion\\_detalle.php?idseccion=273](http://www.allpe.com/seccion_detalle.php?idseccion=273)
- Aravena, C., Hutchinson, G., & Longo, A. (2011). Environmental pricing of externalities from different sources of electricity generation in Chile. *Elsevier*.
- Asocaña. (2012). *Informe anual 2011 - 2012*. Cali.
- Asocaña. (s.f.). *Infografía generación energía*.
- Australian Academy of Technological Sciences and Engineering. (Marzo de 2009). The Hidden Costs of Electricity: Externalities of Power Generation in Australia.
- Behrentz, E., Cadena, Á., Mutis, H., Pérez, J. F., & Rosales, R. (2012). *Estrategia colombiana de desarrollo bajo en carbono*. Bogotá: Univesidad de los Andes.
- Bloomberg New energy finance. (2012). *Wind farm operation and mainance costs plummet*.
- Cabal, H. (2007). *Los Costes Externos en los Modelos Energéticos Globales de Optimización. Una Herramienta para la Sostenibilidad*. Departamento de Estadística e Investigación Operativa, Universidad Rey Juan Carlos.
- CAEM. (2010). *Corporación Ambiental Empresarial* . Recuperado el 21 de 09 de 2013, de [http://www.corporacionambientalempresarial.org.co/contenido/contenido\\_imprimir.aspx?conID=750&catID=111](http://www.corporacionambientalempresarial.org.co/contenido/contenido_imprimir.aspx?conID=750&catID=111)
- Castro, R., Rosales, R., & Rahal, A. (2008). *Metodologías de preparación y evaluación de proyectos de inversión pública*. (C. Facultad de Economía, Ed.) Bogotá, D.C., Colombia: Universidad de los Andes.
- CEPAL-Semarnat. (2004). *Evaluación de las Externalidades Ambientales de la Generación Termoeléctrica en México*.
- CIER. (2010). *Banco Interamericano de desarrollo*. Recuperado el 24 de 09 de 2013, de Comisión de Integración Energética Regional: <http://www.iadb.org/intal/intalcdi/PE/2010/06693.pdf>

- Comisión Europea. (2005). *ExternE: Externalities of Energy*. Stuttgart, Alemania: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung - IER.
- Comisión Federal de Electricidad. (2007). *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico*. CFE.
- Comisión Federal de Electricidad. (2011). *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico de generación*. México D.F.: CFE.
- Comstock, M., Santelices, I., & Vanamali, A. (2012). *Center for clean air policy*. Recuperado el 24 de 09 de 2013, de [http://ccap.org/assets/Proceso-Nacional-de-Cambio-Climatico-de-Colombia\\_CCAP-Junio-2012.pdf](http://ccap.org/assets/Proceso-Nacional-de-Cambio-Climatico-de-Colombia_CCAP-Junio-2012.pdf)
- Conpes. (2009). *IMPORTANCIA ESTRATÉGICA DEL PROYECTO DE GENERACIÓN TERMOELECTRICO A CARBON GECELCA 3*. Bogotá D.C.
- Consortio generación Ituango. (2011). *Estudio de impacto ambiental: Anexo capítulo 2*. Medellín.
- CORPOEMA, & UPME. (2010). *FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA (PDFNCE). Volumen 2: DIAGNÓSTICO DE LAS FNCE EN COLOMBIA*. Bogotá: CONSORCIO ENERGÉTICO CORPOEMA.
- CREG. (2007). *Comisión de regulación de energía y gas*. Recuperado el 09 de 10 de 2013, de Cargo por confiabilidad: [http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion\\_energia\\_firme/obligacion\\_energia\\_firme.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion_energia_firme/obligacion_energia_firme.htm)
- De Castro, I. A., & Silveira, J. L. (2007). Ecological efficiency in thermoelectric power plants. *Applied thermal engineering*, 840-847.
- DET NORSKE VERITAS. (2005). *La Vuelta and La Herradura Hydroelectric Project in Colombia*.
- DNP. (2009). *Hidroeléctrica Ituango*. Medellín: expodesarrollo09.
- Dones, R., Heck, T., Bauer, C., Hirschberg, C., Bickel, P., Preiss, P., y otros. (2005). *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications*. Paul Scherrer Institut (PSI).
- EAAB. (2006). *Clean Development Mechanism. Simplified Project Design Document for Small Scale Project Activities: Santa Ana Hydroelectric Plant*. Bogotá.
- EDEQ. (2013). *Empresa de Energía del Quindío*. Recuperado el 20 de 09 de 2013, de <http://www.edeq.com.co/contenido/contenido.aspx?catID=503&conID=1050&pagID=1308>
- EEB. (2013). *Empresa de Energía de Bogotá*. Recuperado el 24 de 09 de 2013, de Secto energético en Colombia: <http://www.eeb.com.co/transmision-de-electricidad/sector-energetico-en-colombia>

- Endesa. (2012). *Centrales térmicas de ciclo combinado: visita virtual de Endesa Educa*. Recuperado el 30 de Julio de 2013, de Endesa:  
[http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/conocenos/actualidad/nueva-visita-virtual-ctcc](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/conocenos/actualidad/nueva-visita-virtual-ctcc)
- EPA. (2013). *Electricity from Coal environmental impacts*. Recuperado el 29 de Julio de 2013, de  
<http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-and-you/affect/coal.html>
- EPM. (2002). *Estudio Impacto Ambiental Jepirachi*.
- EPM. (2011). *XVII CONGRESO MEM, EL DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA Y LAS POLÍTICAS*.  
Recuperado el 23 de 09 de 2013, de  
[http://www.energiamayorista.com.co/memorias2011/jueves/Jorge\\_Mario\\_Perez\\_EPM.pdf](http://www.energiamayorista.com.co/memorias2011/jueves/Jorge_Mario_Perez_EPM.pdf)
- EPM. (2012). *Boletín informativo: "Se adjudicó contrato para monitoreo de la calidad ambiental del proyecto hidroeléctrico Ituango*. Medellín.
- EPM. (2013). *Boletín Informativo: EPM y Alcaldía de San Andrés de Cuerquia suscribieron este viernes un acuerdo para la ejecución*. Medellín.
- EPM. (2013). *Hidroeléctrica Ituango*. Recuperado el 30 de Agosto de 2013, de  
<http://www.hidroituango.com.co/index.php/localizacion>
- EPM. (2013). *Sistema de generación de energía*. Recuperado el 10 de 2013, de Centrales:  
<http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/Centraleshidroel%C3%A9ctricas.aspx>
- Expodesarrollo. (2009). *Hidroeléctrica Ituango*.
- Farrèr, C. (2007). *Hydroelectric Reservoirs - the Carbon Dioxide and Methane Emissions of a "Carbon Free" Energy Source*. *ETH Zürich*.
- Fearnside, P. (2004). *Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: Controversies provide a springboard for rethinking a supposedly 'clean' energy source*. *Climate Change*, 1-8.
- García Carpio, R., Nario Lazo, T., & Pérez-Reyes Espejo, R. (2011). *Valorización de las externalidades y recomposición del parque óptimo de Generación Eléctrica*. *Oficina de Estudios Económicos, Osinergmin*.
- Gecelca. (2010). *Estudio de Impacto Ambiental*.
- Gecelca 3. (2009). *Estudio de Impacto Ambiental*. Bogotá, D.C.
- GEI Mexico. (2012). *Programa GEI Mexivo*. Recuperado el 22 de 09 de 2013, de  
<http://www.geimexico.org/factor.html>

- Gómez, M., Palacios, J., Ramírez, R., & Alonso, G. (2007). *Internalización de Externalidades en los Costos de Generación de Centrales Eléctricas de Carbón, Ciclo Combinado y Nucleares*. México D.F.: Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares.
- Hidroeléctrica Pescadero Ituango - Consorcio Integral. (2009). Evaluación e Identificación de Impactos. En H. P.-C. Integral, *Estudio de Impacto Ambiental* (págs. 8.1 - 8.90).
- ICEE-UPME. (2012). *Índice de Cobertura Energía Eléctrica*. Bogotá.
- IEA. (2013). *International Energy Agency*. Recuperado el 23 de 08 de 2013, de <http://www.iea.org/Sankey/index.html>
- IMCO. (2012). *Metodología para calcular ex ante externalidades asociadas a la generación de electricidad*. México D.F.: Climate Works.
- INGETEC. (2008). *Estudio de Impacto Ambiental Quimbo. Capítulo 2: Descripción del proyecto*. INGETEC para EMGESA S.A. E.S.P.
- Instituto Mexicano para la Competitividad. (2012). *Metodología para calcular ex ante externalidades asociadas a la generación de electricidad*. México D.F.: Climate Works.
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2006). *Guidelines for national greenhouse gas inventories*. IPCC.
- International Energy Agency. (2012). *World Energy Outlook 2012*. Paris.
- IRENA. (2013). *Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview*. IRENA.
- ISAGEN. (1999). *EIA*.
- ISAGEN. (2007). *Boletín ENCOMUNIDAD: Termocentro: 10 años de energía térmica para Colombia*. Medellín.
- ISAGEN. (2009). *Presentación proyectos hidroeléctricos Sogamoso y del río Amoyá*. Recuperado el 20 de septiembre de 2013, de <https://www.dnp.gov.co/Portals/0/archivos/documentos/GCRP/Presentaciones/Proyectos%20Hidroel%C3%A9ctricos%20Sogamoso%20y%20del%20R%C3%ADo%20Amoy%C3%A1.pdf>
- ISAGEN. (2010). *Boletín informativo: PARQUE EÓLICO JOUKTAI*. Medellín.
- ISAGEN. (2012). *Desarrollo Geotérmico en Colombia: avances*. Medellín: WEC – COCME Jornada Técnica.
- ISAGEN. (2012). *Experiencias en el desarrollo eólico y geotérmico*. San Salvador: SIBER-CIER 2012. Segundo seminario iberoamericano de energías renovables.
- ISAGEN. (2012). *Presentación: Desarrollo Geotérmico en Colombia - Avances*. Medellín.

- ISAGEN. (2013). Recuperado el 23 de Agosto de 2013, de Central Hidroeléctrica Amoyá:  
<http://www.isagen.com.co/amoya/>
- ISAGEN. (2013). *Central Termocentro Ciclo Combinado*. Recuperado el 27 de Agosto de 2013, de ISAGEN E.S.P.: <http://www.isagen.com.co/nuestra-empresa/produccion-de-energia/generacion-termica/central-termocentro-ciclo-combinado/>
- ISAGEN. (s.f.). *Estudio de impacto Ambiental proyecto Parque Eólico*.
- ISAGEN. (s.f.). *Isagen en los medios*. Recuperado el 27 de Agosto de 2013, de <http://www.isagen.com.co/sala-de-prensa/isagen-en-los-medios/noticias.jsp?numIdNoticia=3833&numIdBoletin=562&numBoletin=22>
- Isagen S.A. E.S.P. (2011). *Informe de gestión: Indicadores de gestión ambiental*. Medellín.
- ITUANGO. (2009). *EIA - Anexo capítulo 2. Presupuesto*.
- Kagel, A. (2006). *A Handbook on the Externalities, Employment, and Economics of Geothermal Energy*. Washington: Geothermal Energy Association.
- Markandya, A. (2012). Externalities from electricity generation and renewable energy. Methodology and application in Europe and Spain. *Cuadernos Económicos de ICE*, 85-100.
- Márquez Calle, G. (2000). Vegetación, Población y Huella Ecológica como Indicadores de Sostenibilidad en Colombia. *Gestión y Ambiente*, 33-49.
- McCrone, A. (2012). *Wind farm operation and maintenance costs plummet*. Bloomberg New Energy Finance.
- Ministerio de ciencia y tecnología; Instituto para la diversificación y el ahorro de energía de España; Asociación de productores de energía renovables. (s.f.). *Impactos ambientales de la producción de electricidad: Estudio comparativo de ocho tecnologías de generación eléctrica*.
- Ministerio de Ciencia y Tecnología; Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía de España; Asociación de Productores de Energías Renovables. (n.d.). *Impactos ambientales de la producción de electricidad: Estudio comparativo de ocho tecnologías de generación eléctrica*.
- MME. (2008). *Presentación Colombia minera: desarrollo responsable*. Bogotá, D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- MME. (2008). *Temas avanzados en ciencias ambientales*. Recuperado el 23 de 09 de 2013, de [http://temasavanzadosencienciasambientales.bligoo.com.co/media/users/10/523605/files/52284/COLOMBIA\\_potenciales\\_energeticos.pdf](http://temasavanzadosencienciasambientales.bligoo.com.co/media/users/10/523605/files/52284/COLOMBIA_potenciales_energeticos.pdf)
- MME. (2009). *Inversiones 2009, sector Minas y Energía (Presentación)*. Bogotá, D.C.

- MME. (2010). *Ministerio de Minas y Energía*. Recuperado el 20 de 09 de 2013, de [http://www.minminas.gov.co/minminas/energia.jsp?cargaHome=2&opcionCalendar=4&id\\_noticia=854](http://www.minminas.gov.co/minminas/energia.jsp?cargaHome=2&opcionCalendar=4&id_noticia=854)
- MME. (2011). *Ministerio de Minas y Energía*. Recuperado el 22 de 09 de 2013, de Boletín Sector Eléctrico: [http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Memorias/Memorias\\_2011/05-ENERGIA.pdf](http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Memorias/Memorias_2011/05-ENERGIA.pdf)
- Numark. (2011). *Estrategias de energía sostenible y biocombustibles para Colombia (Informe preliminar II)*. Bogotá.
- Ossa, D. (2012). *Biblioteca digital Universidad Nacional de Colombia*. Recuperado el 25 de 09 de 2013, de <http://www.bdigital.unal.edu.co/8422/1/98668732.2012.pdf>
- Parques Nacionales. (27 de Agosto de 2007). *Parques Nacionales*. Recuperado el 23 de agosto de 2013, de Ministerio y Empresa de Acueducto de Bogotá Anuncian Primera Certificación de Reducción de Emisiones: [http://www.parquesnacionales.gov.co/PNN/portel/libreria/php/frame\\_detalle.php?h\\_id=1054](http://www.parquesnacionales.gov.co/PNN/portel/libreria/php/frame_detalle.php?h_id=1054)
- Peters-Stanley, M., & Yin, D. (2013). *Maneuvering the Mosaic: State of the Voluntary Carbon Markets 2013*. Washington, DC: Ecosystem MarketPlace y Bloomberg New Energy Finance.
- Portafolio. (11 de Octubre de 2011). *Negocios*. Recuperado el 27 de Agosto de 2013, de En el 2012 Isagen buscará energía geotérmica: <http://www.portafolio.co/negocios/el-2012-isagen-buscar-energia-geotermica>
- REN21. (2013). *Renewables 2013 Global Status Report*. Recuperado el 20 de 09 de 2013, de Renewable Energy Policy Network for the 21st Century: [http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013\\_lowres.pdf](http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013_lowres.pdf)
- RETD. (2013). *Renewable Energy Costs and Benefits for Society (RECABS)*. Copenhagen.
- Robinson, D., Riascos, A., & David Harbord. (2012). *Private Investment in Wind Power in Colombia*. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Rojas Gómez, J. (2012). *Conflictos ambientales por medidas de mitigación al cambio climático en territorio Wayuu: el Parque Eólico Jepirachi, 1999-2011, Colombia*. Bogotá: Instituto de Estudios Ambientales, Universidad Nacional de Colombia.
- Saenz, M. (2007). *Determinación & Aplicación -del Factor de Emisiones*. Recuperado el 09 de 25 de 2013, de [http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/UCC/File/factor\\_emision\\_saenz.pdf](http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/UCC/File/factor_emision_saenz.pdf)
- Sánchez Hernández, L., Porras Loaiza, G., & Gutiérrez Ramírez, R. (2009). Externalidades de la generación de electricidad y el cambio climático. *Tendencias Tecnológicas, Instituto de Investigaciones Eléctricas*.

- Sanclemente, N. A. (2011). *Análisis ambiente competitivo para el sector bioindustrial del Azúcar en el valle geográfico del río Cauca: Desarrollo y retos*. Cali: Universidad Javeriana de Cali.
- Sanyal, S. K. (2004). *Cost of geothermal power and factors that affect it*. Richmond, California: GeothermEx, Inc.
- SE4ALL. (2012). *Sustainable energy for all*. Recuperado el 20 de 09 de 2013, de <http://www.sustainableenergyforall.org/tracking-progress>
- Secretaría de Energía (SENER). (2009). *Energías Renovables para el desarrollo sustentable en México*. México D.F.: SENER - GTZ.
- Sedic Consultores S.A. . (1999). *Estudio de impacto Ambiental Amoyá*. Medellín: ISAGEN S.A. E.S.P.
- Spadaro, J. (1999). Impact and Damage Cost Assessment Methodology. En J. Spadaro, *Quantifying the Damages of Airborne Pollution*. Paris, Francia: École des Mines de Paris.
- Spadaro, J. (2002). *AIRPACTS IMPACT METHODOLOGY, Version 1.0, A tool for assessing the environmental impact and damage costs to human health, agricultural crops and manmade structures from exposure to routine atmospheric emissions*. Vienna, Austria: IAEA.
- SSPD. (2011). *Superintendencia de servicios públicos*. Recuperado el 09 de 10 de 2013, de <http://www.superservicios.gov.co/MEM/archivos/informesexpert/informe64.pdf>
- Tiempo, E. (26 de abril de 1997). ISAGEN PONE EN OPERACIÓN A TERMOCENTRO. *El Tiempo*.
- Turtós, L. (2003). *Revisión de Metodologías Utilizadas para la Estimación de las Externalidades*. Unidad de Energía. México D.F.: CEPAL.
- Turtós, L. (2003). *Revisión de Metodologías Utilizadas para la Estimación de las Externalidades*. Unidad de Energía. México D.F.: CEPAL.
- UPME. (2005). *Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.
- UPME. (2008). *Acta 82 Comité asesor de planeamiento de la transmisión* . Bogotá, D.C.
- UPME. (2009). *CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 DEL SISTEMA ELÉCTRICO* . Recuperado el 21 de 09 de 2013, de [http://www.siame.gov.co/Portals/0/Factor\\_CO2/Calculo%20del%20Factor%20de%20Emision\\_2009.pdf](http://www.siame.gov.co/Portals/0/Factor_CO2/Calculo%20del%20Factor%20de%20Emision_2009.pdf)
- UPME. (2011). *Balances energéticos nacionales de Colombia 1975-2009 (Serie actualizada y revisada)*.
- UPME. (2012). *Sistema de Información Minero Energético*. Recuperado el 20 de 09 de 2013, de [http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta\\_Balance.aspx?IdModulo=3](http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta_Balance.aspx?IdModulo=3)

- Vargas, F. E. (2011). Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: alternativa real a la generación eléctrica. *Informador Técnico (Colombia)*, 73-85.
- Velez, L. (2012). *La regulación del sector eléctrico colombiano - Visión de conjunto*. Recuperado el 25 de 09 de 2013, de <http://luisguillermovelezalvarez.blogspot.com/2012/02/la-regulacion-del-sector-electrico.html>
- Vijay, S., Molina, L., & Molina, M. (2004). *Cálculo de emisiones de contaminación atmosférica por uso de combustibles fósiles en el sector eléctrico mexicano*. Boston: MIT.
- WEO. (2011). *World Energy Outlook database*. Recuperado el 20 de 09 de 2013, de International Energy Agency:  
[https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&ved=0CDMQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.worldenergyoutlook.org%2Fmedia%2Fweowebwebsite%2Fenergydevelopment%2FWEO2011\\_new\\_Electricity\\_access\\_Database.xls&ei=2Dg\\_UtCIFYnO9ATFIIcQAg&usg=AFQjC](https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&ved=0CDMQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.worldenergyoutlook.org%2Fmedia%2Fweowebwebsite%2Fenergydevelopment%2FWEO2011_new_Electricity_access_Database.xls&ei=2Dg_UtCIFYnO9ATFIIcQAg&usg=AFQjC)
- XM. (2013). *XM Expertos en Mercados*. Recuperado el 22 de 09 de 2013, de <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>

## Anexos

### 1. Contaminantes y sus efectos en la salud

Tabla 1: Contaminantes considerados y efectos en la salud

	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>10</sub>	Sulfatos	Nitratos
Bronquitis crónica	NO	NO	SI	SI	SI
Enfermedades respiratorias (hospital)	SI	NO	SI	SI	SI
Días de actividad restringida	NO	NO	SI	SI	SI
Visitas a sala de urgencia	NO	NO	SI	SI	SI
Crisis aguda de asma	NO	NO	SI	SI	SI
Tos crónica	NO	NO	SI	SI	SI
Enfermedades cardiovasculares	NO	NO	SI	SI	SI
Mortalidad crónica	NO	NO	SI	SI	SI
Mortalidad aguda	SI	NO	SI	SI	SI

Fuente: (IMCO, 2012).

### 2. Factores de emisión

Para la estimación de externalidades en salud y cambio climático se tomaron los mismos factores de emisión que los que fueron utilizados por el IMCO. La Tabla 2 muestra los factores de emisión de los contaminantes que afectan la salud (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM<sub>10</sub>). En la Tabla 3 están los factores de emisión del metano, óxido nitroso y dióxido de carbono. Esto tres se resumen en tCO<sub>2</sub>e (Tabla 4).

Tabla 2 Tasas de emisión Salud

Tecnología	Tasa de emisión (µg/s)			Fuente
	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>10</sub>	
Carboeléctrica	6011204,12	221465415	298494680	CFE-MIT
Ciclo Combinado	122648,337	20448068,6	1551929,01	CFE-MIT

Fuente: (Comisión Federal de Electricidad, Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico de generación, 2011); (Vijay, Molina, & Molina, 2004)

Tabla 3 Factores de emisión Cambio Climático

Combustible	Unidades	Factor de emisión de gases de efecto invernadero	Fuente
-------------	----------	--	--------

	(U)	(tCO2/MJ)	(tCH4/MJ)	(tN2O/MJ)	(tCO2e/MJ)	
Carbón	kg	9,46E-05	1,00E-09	1,50E-09	9,51E-05	IPCC
Gas natural	m3	5,61E-05	1,00E-09	1,00E-10	5,62E-05	IPCC

Fuente: (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006)

**Tabla 4 Factor de emisión CO<sub>2</sub>e**

Tecnología	Factor de emisión (tCO <sub>2</sub> e/MWh)	Fuente
Ciclo combinado	0,40	CFE
Carboeléctrica	0,92	CFE

Fuente: (Comisión Federal de Electricidad, Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico de generación, 2011)

### 3. Cálculo del impacto en salud con base en el modelo QUERI

Para calcular el número de casos por tipo de enfermedad se aplica la siguiente ecuación:

$$I = \frac{\rho_{reg} * f_{er} * Q}{k} * C_F * C_T * C_H * C_P * C_K \quad (1)$$

Donde,

$I$  impacto calculado por la ecuación

$\rho_{reg}$  densidad regional

$f_{er}$  pendiente de los valores concentración-respuesta

$Q$  tasa de emisión de los contaminantes

$k$  velocidad de decaimiento contaminantes

$C_F; C_T$  factores de corrección para el flujo de gases y la temperatura, pero si no son conocidos, los coeficientes  $R_F$  y  $R_T$  son iguales a uno

$C_H$  factor de corrección por altura de la chimenea; depende de la localización de la fuente

$C_P$  factor de corrección por diferencia en las densidades regionales

$C_K$  factor de corrección por velocidades de decaimiento

(Turtós, Revisión de Metodologías Utilizadas para la Estimación de las Externalidades, 2003).

Los valores de los factores de la ecuación (1) y las constantes que ajustan se encuentran a continuación en la Tabla 5.

**Tabla 5: Ecuación de Evaluación de Impacto para la Estimación Básica del QUERI**

Cálculo del daño: Impacto = SUWM * C <sub>F</sub> * C <sub>T</sub> * C <sub>H</sub> * C <sub>P</sub> * C <sub>R</sub>					
ID	Criterios de localización	C <sub>F</sub>	C <sub>T</sub>	C <sub>H</sub>	γ <sub>Local</sub>
0	Rural $\left(\frac{\rho_{Loc}}{\rho_{Reg}}\right) < 2$	R <sub>F</sub> <sup>-0.0568</sup>	1.020 x R <sub>T</sub> <sup>-0.2446</sup>	0,62	0,22
1	Pequeña ciudad $\left(\frac{\rho_{Loc}}{\rho_{Reg}}\right) < 6$	R <sub>F</sub> <sup>-0.1034</sup>	1.035 x R <sub>T</sub> <sup>-0.4288</sup>	2,44	0,5
2	Mediana ciudad $\left(\frac{\rho_{Loc}}{\rho_{Reg}}\right) < 10$	R <sub>F</sub> <sup>-0.1507</sup>	1.050 x R <sub>T</sub> <sup>-0.600</sup>	4,29	0,73
3	Gran ciudad $\left(\frac{\rho_{Loc}}{\rho_{Reg}}\right) > 10$	R <sub>F</sub> <sup>-0.1034</sup>	1.035 x R <sub>T</sub> <sup>-0.4288</sup>	6,10	0,84

Fuente: (Turtós, Revisión de Metodologías Utilizadas para la Estimación de las Externalidades, 2003).

**Tabla 6: Constantes de ajuste de los factores para la ecuación de evaluación de impacto**

	CF	CT		CH	γ <sub>local_ref</sub>	Fs		Fp	
Rural	-0,0568	1,02	-0,2446	0,62	0,22	2,94	-0,206	4,35	-0,153
Ciudad Pequeña	-0,1034	1,035	-0,4288	2,44	0,5	1,52	-0,076	4,35	-0,153
Ciudad Mediana	-0,1034	1,035	-0,4288	4,29	0,73	1,38	-0,056	4,35	-0,153
Ciudad Grande	-0,1507	1,05	-0,6	6,1	0,84	1,47	-0,071	30,4	-0,374
Colombia	-0,103575	1,035	-0,42555	3,3625	0,5725	1,8275	-0,10225	10,8625	-0,20825

Fuente: (Turtós, Revisión de Metodologías Utilizadas para la Estimación de las Externalidades, 2003).

La primera parte de la ecuación (1) es igual tanto para México como para Colombia, pues no incluye en los cálculos las densidades regionales y locales. Sin embargo, el cambio se genera en los factores de ajuste, dado que cambian de acuerdo a la clasificación (ID) y que C<sub>P</sub> depende de las densidades, tal y como se muestra en la ecuación (2).

$$C_P = \frac{\rho_{reg\_ref}}{\rho_{reg}} \left[ \gamma_{local} + (1 - \gamma_{local}) \frac{\rho_{reg\_ref}}{\rho_{reg}} \right] \quad (2)$$

Donde,

$$\gamma_{local} = 0.2574 \left( \frac{\rho_{local}}{\rho_{reg}} \right)^{0.4715} \quad (3)$$

Las densidades de referencia, tanto locales como regionales, se tomaron del modelo QUERI. La densidad regional de referencia es igual a ochenta personas por kilómetro cuadrado.

$$\rho_{reg\_ref} = 80 \text{ personas/km}^2$$

La densidad local de referencia (ρ<sub>local\_ref</sub>) depende del tipo de localidad (ID). Los valores son los siguientes:

**Tabla 7: Densidades locales de referencia por tipo de localidad**

	Rural	Ciudad Pequeña	Ciudad Mediana	Ciudad Grande
Densidad local de referencia	56	424	559	1013

Fuente: (Turtós, Revisión de Metodologías Utilizadas para la Estimación de las Externalidades, 2003).

La densidad local corresponde a la densidad en un radio de cincuenta kilómetros, y la regional a un radio de mil kilómetros. En este caso, se tomó la densidad regional como la correspondiente a Colombia, y las locales aquellas de los municipios más cercanos a la fuente de emisión.

#### 4. Cálculo del impacto sobre la biodiversidad

Para estimar el impacto sobre la biodiversidad, se multiplicó el factor del radio de afectación del SO<sub>2</sub> por la suma del valor de la biodiversidad, el valor del agua y el producto de, un factor de conversión de C a CO<sub>2</sub>, multiplicado por la densidad de la biomasa y por el precio de los bonos de carbono (producto que representa el valor del carbono capturado y almacenado). Así se le asigna valor monetario al CO<sub>2</sub> contenido en la vegetación, para otorgar “un valor único por unidad de superficie integrada” (IMCO, 2012, p. 17). El resultado final es el producto de las hectáreas de cobertura afectadas por el valor de los servicios ambientales por hectárea. Para más claridad, se presenta la ecuación (4):

$$C = A * IVR * [V_B + V_A + (F_C * Densidad_{bio} * \$BC * TRM)] \quad (4)$$

Donde,

$C$	costo anual (COP/año)
$A$	área (hectáreas)
$IVR$	Índice de Vegetación Remanente (% cobertura vegetal)
$V_B$	valor de la biodiversidad (COP/ha)
$V_A$	valor del agua (COP/ha)
$F_C$	factor de conversión de C a CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> /tC)
$Densidad_{bio}$	densidad de la biomasa (tC/ha)
$\$BC$	precio de los bonos de carbono (USD/tCO <sub>2</sub> e)
$TRM$	Tasa Representativa del Mercado (tasa de cambio)

#### 5. Etapas de inversión proyecto geotermia

<b>Total Costos por etapas de desarrollo</b>	<b>Tiempo (años)</b>	<b>COP</b>
Reconocimiento y prefactibilidad	2.5	\$ 8,991,150,000.00
Factibilidad	1.5	\$ 44,955,750,000.00
Desarrollo campo de producción	2	\$ 98,902,650,000.00
Construcción planta de generación y puesta en operación comercial.	3	\$ 206,796,450,000.00

Fuente: ISAGEN (2012)